



**Unidad de Planeación
Minero Energética**

REPÚBLICA DE COLOMBIA

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

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

**CONVOCATORIA PÚBLICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL
UPME STR 05 DE 2026
(UPME STR 05 – 2026)**

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LAS SUBESTACIONES NUEVA GALAPA 110 kV,
NUEVA PALERMO 110 kV Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS.**

DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA

ANEXO NO. 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

Bogotá D. C., abril de 2026



Unidad de Planeación Minero Energética

TABLA DE CONTENIDO

1		
2		
3	ANEXO NO. 1	1
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</i>	9
10	2.2.1. Subestación Nueva Galapa 110 kV	9
11	2.2.2. Subestación Existente Caracolí 110 kV	10
12	2.2.3. Subestación Existente Juan Mina 110 kV	11
13	2.2.4. Subestación Nueva Palermo 110 kV	12
14	2.3. <i>Puntos de Conexión del Proyecto</i>	12
15	2.3.1. En la Subestación Nueva Galapa 110 kV	13
16	2.3.2. En la Subestación Nueva Palermo 110 kV	13
17	2.3.3. En la subestación Existente Caracolí 110 kV	14
18	2.3.4. En la subestación Existente Juan Mina 110 kV	15
19	2.3.5. En la Línea existente El Río – Tebsa 110 kV.	15
20	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	16
21	3.1. <i>Parámetros del Sistema</i>	16
22	3.2. <i>Nivel de Corto Circuito</i>	17
23	3.3. <i>Materiales</i>	18
24	3.4. <i>Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible</i>	18
25	3.5. <i>Licencias, Permisos, Compromisos y Contrato de Conexión</i>	18
26	3.6. <i>Pruebas en Fábrica</i>	19
27	4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LINEAS DE TRANSMISION 110 kV.	19
28	4.1. <i>General</i>	19
29	4.2. <i>Ruta de las Líneas de Transmisión</i>	25
30	4.3. <i>Longitud Aproximada de las Líneas</i>	26
31	4.4. <i>Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV</i>	26
32	4.4.1. Aislamiento	27
33	4.4.2. Conductores de Fase	27
34	4.4.3. Cable(s) de Guarda	29
35	4.4.4. Puesta a Tierra de las Líneas	30
36	4.4.5. Transposiciones de Línea	30
37	4.4.6. Estructuras	31
38	4.4.7. Localización de Estructuras de tramos aéreos	31
39	4.4.8. Sistema Antivibratorio y Amortiguadores	32
40	4.4.9. Cimentaciones	32
41	4.4.10. Canalizaciones, cajas e instalación de cables para tramos de líneas subterráneas o submarinas	32
42	4.4.11. Señalización Aérea	33
43	4.4.12. Desviadores de vuelo para aves	34
44	4.4.13. Obras Complementarias	34
45	4.5. <i>Informe Técnico</i>	34
46	5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES.	35
47	5.1. <i>General</i>	35
48	5.1.1. Predio de las Subestación	36
49	5.1.2. Espacios de Reserva	39



Unidad de Planeación Minero Energética

1	5.1.3.	Conexiones con Equipos Existentes.....	41
2	5.1.4.	Servicios Auxiliares	41
3	5.1.5.	Infraestructura y Módulo Común	41
4	5.2.	<i>Normas para Fabricación de los Equipos</i>	43
5	5.3.	<i>Condiciones Sísmicas de los equipos</i>	43
6	5.4.	<i>Procedimiento General del Diseño</i>	44
7	5.4.1.	Los documentos de Ingeniería Básica.....	45
8	4.4.1.1.	Memorias de cálculo electromecánicas.....	46
9	4.4.1.2.	Especificaciones equipos	46
10	4.4.1.3.	Características técnicas de los equipos.....	46
11	4.4.1.4.	Planos electromecánicos	47
12	5.4.1.5.	Planos de obras civiles	47
13	5.4.1.6.	Estudios y trabajos de campo	48
14	5.4.2.	Los documentos de la Ingeniería de Detalle.....	48
15	4.4.1.5.	Cálculos detallados de obras civiles	49
16	4.4.1.6.	Planos de obras civiles	49
17	4.4.1.7.	Diseño detallado electromecánico	49
18	5.4.3.	Estudios del Sistema.....	52
19	5.4.4.	Distancias de Seguridad.....	53
20	5.5.	<i>Equipos de Potencia</i>	53
21	5.5.1.	Interruptores	53
22	5.5.2.	Descargadores de Sobretensiones	55
23	5.5.3.	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra	56
24	5.5.4.	Transformadores de Tensión.....	57
25	5.5.5.	Transformadores de Corriente	58
26	5.5.6.	Equipo GIS o Híbrido.....	59
27	5.5.7.	Sistema de Puesta A Tierra.....	60
28	5.5.8.	Apantallamiento de la Subestación	61
29	5.6.	<i>Equipos de Control y Protección</i>	61
30	5.6.1.	Sistemas de Protección	62
31	5.6.2.	Sistemas de Protección de las Líneas	63
32	5.6.3.	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones	63
33	5.6.3.1.	Características Generales.....	65
34	5.6.4.	Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales	67
35	5.6.5.	Controladores de Bahía	68
36	5.6.6.	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	69
37	5.6.7.	Switches.....	69
38	5.6.8.	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1	70
39	5.6.9.	Equipos y Sistemas de Nivel 2	70
40	5.6.9.1.	Controlador de la Subestación	70
41	5.6.9.2.	Registradores de Fallas.....	71
42	5.6.9.3.	Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación	71
43	5.6.10.	Requisitos de Telecomunicaciones	72
44	5.7.	<i>Obras Civiles</i>	72
45	5.8.	<i>Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento</i>	73
46	6.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	73
47	6.1.	<i>Pruebas y Puesta en Servicio</i>	73
48	6.2.	<i>Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio</i>	74
49	7.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	75
50	8.	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	75
51	9.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA.....	75



Unidad de Planeación Minero Energética



1	10. FIGURAS.....	75
2		



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 05-2026.

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), los acuerdos CNO cuando apliquen y en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los diseños. Las citas, numerales o tablas del RETIE que se hacen en este Anexo corresponden a la última versión (Resolución MME 40117 del 2 de abril de 2024 y las actualizaciones que la modifican o complementan, entre ellas la Resolución MME 40304 del 2 de julio de 2025). 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 Pública del STR, para el Proyecto será obligatorio que los trabajos deban contar con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente competentes



Unidad de Planeación Minero Energética

1 para desarrollar esta actividad como se establece en el Libro 3, Título 2 del RETIE
2 de la fecha anotada.

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

13 14 **1.2. Definiciones**

15
16 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado esta-
17 blecido en el Numeral 1.1 de las Condiciones Generales de los DSI STR.

18
19 Igualmente, para efectos de esta convocatoria y este documento que lo integra, se
20 utilizarán, además, las siguientes abreviaciones:

21 22 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

23 24 **2.1. Objeto del Proyecto.**

25
26 La presente Convocatoria Pública del STR, que se rige por estos DSI STR, tiene por
27 objeto seleccionar un Inversionista que se encargue de realizar el Proyecto que
28 comprende, entre otras posibles, las siguientes actividades:

- 29
- 30 (i) La definición de las especificaciones técnicas de las Subestaciones Nueva Ga-
31 lapa 110 kV, Nueva Palermo 110 kV y obras asociadas;
 - 32
33 (ii) La preconstrucción de las obras que requiera el Proyecto, (incluyendo firma
34 del Contrato con la Fiducia para contratar la Interventoría, diseños, servi-
35 dumbres, estudios, Contratos de Conexión, licencias ambientales y demás
36 permisos, licencias o coordinaciones interinstitucionales requeridas para ini-
37 ciar la construcción, costos y viabilidad ambiental del proyecto);
 - 38
39 (iii) La construcción de las obras necesarias (incluyendo las resultantes de los
40 Contratos de Conexión y cualquier obra que se requiera para la viabilidad
41 ambiental del Proyecto, garantizando desde el punto de vista jurídico, la dis-
42 ponibilidad de los predios requeridos para la construcción de tales obras); y
43



Unidad de Planeación Minero Energética

1 (iv) La administración, operación y mantenimiento del Proyecto durante
2 veinticinco (25) años contados desde la Fecha Oficial de Puesta en Operación.
3

4 En términos generales, el Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los sumi-
5 nistros, construcción, pruebas, puesta en servicio, operación y mantenimiento de
6 las obras asociadas al Proyecto Subestaciones Nueva Galapa 110 kV, Nueva Palermo
7 110 kV y Líneas de Transmisión asociadas, definido en el "*Plan de Expansión de*
8 *Referencia Generación – Transmisión 2020-2034*", de acuerdo con la Resolución del
9 Ministerio de Minas y Energía 40004 del 7 de enero de 2026, el Proyecto debe entrar
10 en operación a más tardar el **31 de diciembre de 2029**, siendo esta fecha parte
11 integral del Proyecto, el cual comprende:

12
13 (i) Construcción de la Subestación Nueva Galapa 110 kV en configuración doble
14 barra más seccionador de bypass, con dos (2) bahías de línea, a ubicarse en
15 inmediaciones del municipio de Galapa en el departamento de Atlántico.
16

17 (ii) Construcción de una (1) línea (aérea y/o subterránea y/o subfluvial) circuito
18 sencillo a 110 kV, con una longitud aproximada de 7 km, desde la subestación
19 Nueva Galapa 115 kV hasta la subestación existente Caracolí 110 kV, junto
20 con las conexiones y desconexiones requeridas para la construcción mencio-
21 nada.
22

23 (iii) Construcción de una (1) línea (aérea y/o subterránea y/o subfluvial) circuito
24 sencillo a 110 kV, con una longitud aproximada de 10 km, desde la subestación
25 Nueva Galapa 110 kV hasta la subestación existente Juan Mina 110 kV, junto
26 con las conexiones y desconexiones requeridas para la construcción mencio-
27 nada.
28

29 (iv) Construcción de la Subestación Nueva Palermo 110 kV en configuración barra
30 sencilla, con dos (2) bahías de línea, a ubicarse en inmediaciones del municipio
31 de Sitionuevo en el departamento de Magdalena.
32

33 (v) Construcción de una (1) línea doble circuito (aérea y/o subterránea y/o sub-
34 fluvial) a 110 kV, con una longitud aproximada de 7 km desde la subestación
35 Nueva Palermo 110 kV, hasta interceptar la línea existente El Río – Tebsa 110
36 kV para reconfigurarla en Nueva Palermo – El Río 110 kV y Nueva Palermo –
37 Tebsa 110 kV. Hace parte del presente alcance las conexiones y desconexiones
38 requeridas para la reconfiguración mencionada.
39

40 (vi) Todos los elementos, equipos, obras y adecuaciones mecánicas, civiles, eléc-
41 tricas, corte y/o protección, control, medición, y demás necesarios, para su
42 correcto funcionamiento y el cumplimiento de las normas aplicables.
43



Unidad de Planeación Minero Energética

1 **(vii)** En general todos los elementos y adecuaciones tanto eléctricas como físicas
2 necesarias para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria pública del
3 STR durante la construcción, operación y mantenimiento de las obras, garan-
4 tizando siempre su compatibilidad con la infraestructura existente. Estas ac-
5 ciones incluyen sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraes-
6 tructura asociada, entre otros, sin limitarse a estos.

7
8 **(viii)** Los espacios de reserva establecidos en el Numeral 5.1.2 del presente docu-
9 mento.

10
11 Adicionalmente, las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de
12 la presente Convocatoria:

13
14 **1.** El Diagrama esquemático del Proyecto se muestra en las Figuras 1 y 2. El
15 Inversionista seleccionado, buscando una disposición con alto nivel de confia-
16 bilidad, podrá modificar la disposición del diagrama unifilar, previa revisión y
17 concepto del Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta
18 de modificación presentada involucra o afecta a terceros como otros usuarios
19 o propietarios de activos en las Subestaciones (existente o ampliación), debe-
20 rán establecerse acuerdos previos a la solicitud.

21
22 **2.** Dado que el proyecto tiene como finalidad proveer un punto de inyección para
23 el SDL de la zona, AIR-E S.A.S. E.S.P. tiene contemplado, dentro su plan de
24 expansión, la instalación de cuatro (4) transformadores dos con relación de
25 transformación 110/34,5 kV de 30 MVA, y dos con relación de 110/13,8 kV de
26 30 MVA. Por lo anterior, el Inversionista deberá garantizar la disponibilidad del
27 barraje a 110 kV en las subestaciones Nueva Galapa 110 kV y Nueva Palermo
28 110 kV, para la conexión de las bahías de alta tensión de los mencionados
29 transformadores y deberá llegar a acuerdos con AIR-E S.A.S. E.S.P. para la
30 disposición de los equipos de las Subestaciones. En cualquier caso, se deberá
31 garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. Se aclara que los
32 transformadores 110/34,5 kV y 110/13,8 kV, como sus bahías a 110 kV no
33 hacen parte de la presente Convocatoria Publica UPME STR 05-2026, por con-
34 siderarse activos pertenecientes al SDL.

35
36 **3.** Todos los equipos o elementos por instalar, con motivo de la presente Convo-
37 catoria Pública del STR, deberán ser completamente nuevos y de última tec-
38 nología.

39
40 **4.** El Inversionista seleccionado deberá considerar en el proceso de elaboración
41 de las especificaciones técnicas para la conexión del Proyecto a la línea El Río
42 – Tebsa 110 kV, de acuerdo con lo indicado en el Numeral 4 "ESPECIFICACIO-
43 NES PARA LAS LINEAS DE TRANSMISION 110 kV.", del presente Anexo 1.

44



Unidad de Planeación Minero Energética

1 En dicho numeral se contextualiza sobre la intersección asociada al Proyecto
2 objeto de la presente Convocatoria con la línea El Río – Tebsa 110 kV.
3

- 4 **5.** Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios
5 para la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejem-
6 plo sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura aso-
7 ciada, sin limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraes-
8 tructura existente. En general, el Inversionista se debe hacer cargo de las ade-
9 cuaciones necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.
- 10
- 11 **6.** En la Página Electrónica de la presente Convocatoria Pública del STR, se en-
12 contrará disponible la información técnica y costos de conexión, una vez sean
13 remitidos por AIR-E S.A.S. E.S.P. La información suministrada por la UPME no
14 representa ninguna limitante y deberá ser evaluada por el Inversionista para
15 lo de su interés, en concordancia con los numerales 5.5, Independencia del
16 Proponente, y 5.6, Responsabilidad, de las Consideraciones Generales de los
17 DSI STR de la presente Convocatoria Pública del STR.
- 18
- 19 **7.** La ubicación de las Subestaciones Nueva Galapa 110 kV y Nueva Palermo 110
20 kV, deberán cumplir con lo señalado en el Numeral 5.1.1 del presente Anexo.
21
- 22 **8.** El Inversionista seleccionado para la presente Convocatoria, deberá analizar y
23 tomar las precauciones, realizar todos los estudios que apliquen y tomar cual-
24 quier medida preventiva o correctiva en todas las etapas del proyecto, incluida
25 la operación y mantenimiento, con el fin que no existan afectaciones en el
26 Sistema Transmisión Regional STR por cualquier circunstancia que involucre o
27 se derive de sus activos.

29 **2.2. Descripción de Obras**

30 **2.2.1. Subestación Nueva Galapa 110 kV**

31 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del
32 lote o área, el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras
33 descritas en el numeral 2 (en caso de ser necesario), del diseño, la construcción, la
34 operación y el mantenimiento de las obras descritas en el numeral 2, incluyendo los
35 espacios de reserva.
36

37 La Subestación Nueva Galapa 110 kV deberá ser construida en configuración doble
38 barra más seccionador de bypass y los equipos a instalar podrán ser del tipo con-
39 vencional AIS -Air Insulated Substations (Subestación aislada en aire), tipo GIS -
40 Gas Insulated Substations (Subestación aislada en gas SF₆) o una solución híbrida,
41 de tipo exterior o interior según sea el caso, cumpliendo con la normatividad técnica
42 aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI STR.
43
44



Unidad de Planeación Minero Energética



1
2 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de línea
3 en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones
4 con la infraestructura existente.

5
6 Los equipos o elementos por instalar en la Subestación Nueva Galapa 110 kV deberá
7 ser completamente nuevos y de última tecnología.

8
9 El Inversionista deberá implementar redundancia en los canales de comunicación
10 utilizando diferentes medios o tecnologías para el envío y la recepción de señales
11 entre los extremos de las Líneas de Transmisión. El Inversionista seleccionado de-
12 berá verificar que, con los equipos a instalar en la subestación, se eviten puntos
13 comunes de fallas. Lo anterior con el fin de incrementar la fiabilidad de los esquemas
14 de teleprotección de las Líneas de Transmisión, ante mantenimientos o contingen-
15 cias sobre uno de los sistemas de comunicación.

16 17 **2.2.2.Subestación Existente Caracolí 110 kV**

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

22
23 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato
24 de Conexión con AIR-E S.A.S. E.S.P. en la Subestación Caracolí 110 kV. Los equipos
25 a instalar podrán ser del tipo convencional AIS - Air Insulated Substations (Subes-
26 tación aislada en aire), tipo GIS - Gas Insulated Substation (Subestación aislada en
27 gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según sea el caso, cum-
28 pliendo con la normatividad técnica aplicable y todos lo demás requisitos estableci-
29 dos en los DSI STR.

30
31 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de línea y
32 de transformación, en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones,
33 control y protecciones con la infraestructura existente.

34
35 Las bahías de línea 110 kV a instalarse, deberán tener la misma configuración de la
36 existente subestación Caracolí 110 kV.

37
38 El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer
39 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comuni-
40 caciones, control y protección de la nueva bahía a 110 kV con la infraestructura
41 existente que pueda verse afectada por el desarrollo del Proyecto.

42



Unidad de Planeación Minero Energética

1 El diagrama unifilar de la subestación Caracolí 110 kV será proporcionado a través
2 de la información técnica que será publicada en la página web de la Presente Con-
3 vocatoria Pública.

4
5 El Inversionista deberá implementar redundancia en los canales de comunicación
6 utilizando diferentes medios o tecnologías para el envío y la recepción de señales
7 entre los extremos de las Líneas de transmisión. El Inversionista seleccionado de-
8 berá verificar que, con los equipos a instalar en las subestaciones, se eviten puntos
9 comunes de fallas. Lo anterior con el fin de incrementar la fiabilidad de los esquemas
10 de teleprotección de las Líneas de transmisión, ante mantenimientos o contingen-
11 cias sobre uno de los sistemas de comunicación.

12 13 **2.2.3. Subestación Existente Juan Mina 110 kV**

14
15 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la adquisición del lote (en
16 caso de ser necesario), del diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento
17 de las obras descritas en el numeral 2 incluyendo los espacios de reserva.

18
19 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato
20 de Conexión con AIR-E S.A.S. E.S.P. en la Subestación Juan Mina 110 kV. Los equi-
21 pos a instalar podrán ser del tipo convencional AIS - Air Insulated Substations
22 (Subestación aislada en aire), tipo GIS - Gas Insulated Substation (Subestación
23 aislada en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según sea el
24 caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos lo demás requisitos
25 establecidos en los DSI STR.

26
27 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de línea y
28 de transformación, en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones,
29 control y protecciones con la infraestructura existente.

30
31 Las bahías de línea 110 kV a instalarse, deberán tener la misma configuración de la
32 existente subestación Juan Mina 110 kV.

33
34 El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer
35 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comuni-
36 caciones, control y protección de la nueva bahía a 110 kV con la infraestructura
37 existente que pueda verse afectada por el desarrollo del Proyecto.

38
39 El diagrama unifilar de la subestación Juan Mina 110 kV será proporcionado a través
40 de la información técnica que será publicada en la página web de la Presente Con-
41 vocatoria Pública.

42
43 El Inversionista deberá implementar redundancia en los canales de comunicación
44 utilizando diferentes medios o tecnologías para el envío y la recepción de señales



Unidad de Planeación Minero Energética

1 entre los extremos de las Líneas de transmisión. El Inversionista seleccionado de-
2 berá verificar que, con los equipos a instalar en las subestaciones, se eviten puntos
3 comunes de fallas. Lo anterior con el fin de incrementar la fiabilidad de los esquemas
4 de teleprotección de las Líneas de transmisión, ante mantenimientos o contingen-
5 cias sobre uno de los sistemas de comunicación.

6 7 **2.2.4.Subestación Nueva Palermo 110 kV**

8
9 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del
10 lote o área, el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras
11 descritas en el numeral 2 (en caso de ser necesario), del diseño, la construcción, la
12 operación y el mantenimiento de las obras descritas en el numeral 2, incluyendo los
13 espacios de reserva.

14
15 La Subestación Nueva Palermo 110 kV deberá ser construida en configuración barra
16 sencilla y los equipos a instalar podrán ser del tipo convencional AIS -Air Insulated
17 Substations (Subestación aislada en aire), tipo GIS -Gas Insulated Substations
18 (Subestación aislada en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior
19 según sea el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los
20 demás requisitos establecidos en los DSI STR.

21
22 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de línea
23 en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones
24 con la infraestructura existente.

25
26 El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer
27 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comuni-
28 caciones, control y protección de la nueva bahía a 110 kV con la infraestructura
29 existente que pueda verse afectada por el desarrollo del Proyecto.

30
31 El Inversionista deberá implementar redundancia en los canales de comunicación
32 utilizando diferentes medios o tecnologías para el envío y la recepción de señales
33 entre los extremos de las Líneas de Transmisión. El Inversionista seleccionado de-
34 berá verificar que, con los equipos a instalar en la subestación, se eviten puntos
35 comunes de fallas. Lo anterior con el fin de incrementar la fiabilidad de los esquemas
36 de teleprotección de las Líneas de Transmisión, ante mantenimientos o contingen-
37 cias sobre uno de los sistemas de comunicación.

38 39 **2.3. Puntos de Conexión del Proyecto**

40
41 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la
42 presente Convocatoria Pública del STR, independiente de la modalidad (compra o
43 arrendamiento, etc.), deberá tener en cuenta lo definido en el Código de Conexión



Unidad de Planeación Minero Energética

1 (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones), y las siguientes consideracio-
2 nes en el punto de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de
3 conexión con el responsable y/o propietario de los activos relacionados.

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

10 **2.3.1. En la Subestación Nueva Galapa 110 kV**

11
12
13 El propietario de la Subestación Nueva Galapa 110 kV será el Inversionista adjudic-
14 catario resultante de la presente Convocatoria Pública del STR.

15
16 Se prevé la conexión de dos (2) transformadores 110/34,5 kV y 110/13,8 kV de 30
17 MVA cada uno.

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

38 39 **2.3.2. En la Subestación Nueva Palermo 110 kV**

40
41 El propietario de la Subestación Nueva Palermo 110 kV será el Inversionista adju-
42 dicatario resultante de la presente Convocatoria Pública del STR.

43



Unidad de Planeación Minero Energética

1 Se prevé la conexión de dos (2) transformadores 110/34,5 kV y 110/13,8 kV de 30
2 MVA cada uno.

3
4 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria
5 Pública de STR y el Transmisor Regional, deberá incluir, entre otros aspectos y se-
6 gún corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno
7 para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para las previsiones
8 futuras y la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos, el
9 enlace al sistema de control del CND y el Operador de Red, el suministro de servicios
10 auxiliares de AC y DC, las adecuaciones físicas necesarias y demás acuerdos. Este
11 contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los **cuatro (4)**
12 **meses** siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos
13 Anuales Esperados del Inversionista adjudicatario de la presente Convocatoria Pú-
14 blica de STR, **al menos en sus condiciones básicas** (objeto del contrato, terreno
15 en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones para acceder,
16 entrega de datos sobre equipos existentes y demás información requerida para di-
17 seños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión, duración
18 del contrato, etc.), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No
19 obstante, las partes en caso de requerirse podrán solicitar a la UPME, con la debida
20 justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión. Esta
21 solicitud deberá estar firmada por los representantes legales de los agentes involu-
22 crados.

2.3.3. En la subestación Existente Caracolí 110 kV

23
24
25 El agente responsable de la existente subestación Caracolí 110 kV es el operador
26 de red AIR-E S.A.S. E.S.P.

27
28 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública del STR en
29 la subestación Caracolí 110 kV, será en el barraje a 110 kV.

30
31 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria
32 Pública de STR y AIR-E S.A.S. E.S.P., deberá incluir, entre otros aspectos y según
33 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para
34 la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para las previsiones futuras
35 y la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos, el enlace al
36 sistema de control del CND y el Operador de Red, el suministro de servicios
37 auxiliares de AC y DC, las adecuaciones físicas necesarias y demás acuerdos. Este
38 contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los **cuatro (4)**
39 **meses** siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos
40 Anuales Esperados del Inversionista adjudicatario de la presente Convocatoria
41 Pública de STR, **al menos en sus condiciones básicas** (objeto del contrato,
42 terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones para
43 acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información requerida
44



Unidad de Planeación Minero Energética

1 para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión,
2 duración del contrato, etc.), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del
3 Interventor. No obstante, las partes en caso de requerirse podrán solicitar a la
4 UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato
5 de conexión. Esta solicitud deberá estar firmada por los representantes legales de
6 los agentes involucrados.

2.3.4. En la subestación Existente Juan Mina 110 kV

10 El agente responsable de la existente subestación Juan Mina 110 kV es el operador
11 de red AIR-E S.A.S. E.S.P.

13 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública del STR en
14 la subestación Juan Mina 110 kV, será en el barraje a 110 kV.

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

2.3.5. En la Línea existente El Río – Tebsa 110 kV.

38 El agente responsable de la Línea El Río – Tebsa 110 kV es AIR-E S.A.S. E.S.P.

40 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública del STR en
41 la Línea existente El Río – Tebsa 110 kV, será en los puntos de seccionamiento de
42 la Línea, para realizar la reconfiguración de la Línea El Río – Nueva Palermo 110 kV
43 y Nueva Palermo - Tebsa 110 kV.



Unidad de Planeación Minero Energética

1 El Inversionista seleccionado deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas
2 de comunicación y control de las bahías de la línea en la subestación Nueva Palermo
3 110 kV, con los sistemas de las bahías de los extremos de las Líneas, específicamente
4 en las subestaciones El Río y Tebsa 110 kV.

5
6 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria
7 Pública del STR y AIR-E S.A.S. E.S.P. deberán incluir, entre otros aspectos y según
8 corresponda, todos los aspectos que tengan que ver con la conexión a la Línea y
9 cambios o ajustes de cualquier índole que deben hacerse en las Subestaciones El
10 Río y Tebsa 110 kV que se generen, producto de la reconfiguración de la Línea
11 existente en El Río – Nueva Palermo 110 kV y Nueva Palermo - Tebsa 110 kV. Este
12 contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, antes del inicio de la
13 construcción y montaje de las obras, al menos en sus condiciones básicas, lo cual
14 deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante, las partes, en caso
15 de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con debida justificación, la modificación
16 del momento en que se firma el contrato de conexión.

17 18 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

19
20 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de
21 las especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo No. 1. El uso de
22 normas y procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier mo-
23 mento, hasta la fecha de realización de los diseños o de realización de la obra según
24 el caso, sin detrimento del cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de
25 obligatorio cumplimiento, asegurando en cualquier caso que los requisitos y calida-
26 des técnicas se mantengan, para lo cual deberá previamente comunicarlo y sopor-
27 tarlo al Interventor.

28 29 **3.1. Parámetros del Sistema**

30
31 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Transmisor Regional
32 deberán ser nuevos y de última tecnología, y deben cumplir con las siguientes ca-
33 racterísticas técnicas del STR, las cuales serán verificadas por el Interventor para la
34 UPME.

35 36 **Generales:**

37 Tensión nominal	110 kV
38 Frecuencia asignada	60 Hz
39 Puesta a tierra	Sólida
40 Número de fases	3

41 42 **Subestaciones 110 kV:**

43 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
44 Servicios Auxiliares DC	125V



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 Tipo de Subestación Convencional o GIS o un híbrido
2 Configuración de la subestaciones Doble barra más seccionador de bypass.
3

Líneas de transmisión en 110 kV:

- 4
5
6 Tipo de Línea y estructuras: Aérea con torres auto-soportadas y/o postes
7 y/o estructuras compactas, y/o subterránea.
8 Estructuras de soporte: Para doble circuito y circuito sencillo.
9 Circuitos por torre o canalización: Según diseño. Se podrán compartir estructu-
10 ras de soporte con infraestructura existente.
11 Conductores de fase: Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
12 Cables de guarda: Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.
13

14 Las líneas de transmisión podrán ser totalmente aéreas o parcialmente aéreas y
15 subterráneas o subfluviales. Las longitudes de las líneas de transmisión de 110 kV
16 serán función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista.
17

18 En caso de tramos subterráneos (si se requieren), el Inversionista deberá considerar
19 todas las obras civiles requeridas (ductos y demás elementos), además de hacerse
20 cargo del respectivo mantenimiento de esta obra civil.
21

3.2. Nivel de Corto Circuito

22
23
24 El Transmisor Regional deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que
25 se garantice que el nivel de corto circuito utilizado en los diseños y selección de los
26 equipos y demás elementos de las Subestaciones será el adecuado durante la vida
27 útil de estos. No obstante, la capacidad de corto circuito asignada a los equipos y
28 elementos asociados que se instalarán objeto de la presente Convocatoria Pública
29 del STR, no deberá ser inferior a los datos mostrados en la *Tabla 1*.
30

Descripción	Nueva Galapa 110 kV	Nueva Palermo 110 kV	Caracolí 110 kV	Juan Mina 110 kV
Capacidad de Cortocircuito mínimo requerido	50 kA	50 kA	40 kA	31.5 kA

31 *Tabla 1 Valores de Cortocircuito (kA) mínimos requeridos por subestación*
32

33 La duración asignada al corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos
34 provistos para interrupción de las fallas y los indicados en las normas aplicables.
35 Copia del estudio deberá ser entregada al Interventor para su conocimiento y aná-
36 lisis.
37



Unidad de Planeación Minero Energética

3.3. Materiales

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, en su última versión. El Inversionista seleccionado deberá presentar para fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el Reglamento vigente al momento de la Convocatoria.

3.4. Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible

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

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

En cuanto a ruido audible generado por las Líneas y/o las Subestaciones, deberá limitarse a los estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución No. 0627 de 2006 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

3.5. Licencias, Permisos, Compromisos y Contrato de Conexión

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

Los acuerdos operacionales de coexistencias y contratos de conexión deben considerar lo establecido en la Resolución MME.40303 de 2022 y Resolución MME 40358 de 2025.



Unidad de Planeación Minero Energética

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

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

13
14 Así mismo, en el evento que se presenten casos de superposición de proyectos se
15 debe atender al compromiso suscrito en el marco de lo dispuesto en el numeral 6.1.
16 literal q) de las Condiciones Generales de los DSI STR.

17 18 **3.6. Pruebas en Fábrica**

19
20 Una vez el Inversionista seleccionado haya seleccionado los equipos a utilizar de-
21 berá entregar al Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan
22 las normas aceptadas en el Código de Conexión, para compensadores, interrupto-
23 res, seccionadores, transformadores de corriente y potencial, entre otros. En caso
24 de que los reportes de las pruebas no satisfagan las normas aceptadas, el Interven-
25 tor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del Inversionista seleccionado.

26
27 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de líneas y subes-
28 taciones, deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que
29 satisfagan lo estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes
30 de prueba de aceptación deberán ser avalados por Personal idóneo en el laboratorio
31 de la fábrica.

32
33 El Inversionista seleccionado deberá dar cumplimiento a lo estipulado en la Resolu-
34 ción CREG 098 de 2000, numeral 3.3 "MATERIALES", según el cual: "(...) *el Trans-*
35 *portador presentará a la Entidad designada, todos los Formularios de Características*
36 *Técnicas garantizadas de los materiales utilizados y los correspondientes reportes*
37 *de pruebas de materiales y equipos, según las exigencias de las normas técnicas*
38 *correspondientes (...)*".

39 40 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LINEAS DE TRANSMISION 110 kV.**

41 42 **4.1. General**

43



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 La información específica referente a las Líneas existentes, remitida por el propio-
2 tario de la infraestructura, como costos, datos técnicos, entre otros, serán suminis-
3 trados por la UPME conforme el Numeral 9 del presente Anexo 1.
4
5 En la Tabla 2, se presentan las especificaciones técnicas mínimas para las nuevas
6 líneas de transmisión que el Inversionista construya, para lo cual deberá revisar y
7 ajustar una vez haya hecho el análisis comparativo de las normas:
8

Líneas de 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica Fase – Fase	Numeral 3.1 de este Anexo	kV	110
2	Frecuencia nominal	Numeral 3.1 de este Anexo	Hz	60
3	Tipo de línea	Numeral 3.1 de este Anexo	-	Aérea / Subterránea
4	Longitud aproximada	Numeral 4.3 de este Anexo	km	Nueva Galapa – Caracolí 110 kV: 7 Nueva Galapa – Juan Mina 110 kV: 10 Nueva Palermo 110 kV a interceptar la línea El Río – Tebsa 110 kV: 7
5	Altitud previsible sobre el nivel del mar	Numeral 4.3 de este Anexo	m.s.n. m	Galapa: 83 Palermo: 5
6	Ancho de servidumbre para línea aérea	Código de Redes o RETIE según aplique	m	60
7	Número de circuitos por torre o canalización	Numeral 3.1 de este Anexo	-	-
8	Distancias de seguridad	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
9	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2 de este Anexo	-	-



Unidad de Planeación Minero Energética

10	Cantidad de Cables de guarda	Numeral 4.4.34.4.2 de este Anexo	-	-
11	Tipo de estructura para línea aérea	Numeral 3.1 de este Anexo	-	Auto soportada
12	Conductor de fase en línea aérea	Con capacidad de Corriente y resistencia DC a 20°C según Numeral 4.4.2 de este Anexo.	-	-
13	Conductor de fase en línea subterránea	Con capacidad de Corriente y resistencia AC a 20°C según Numeral 4.4.2 de este Anexo.	-	Cobre o Aluminio
14	Máximo campo eléctrico e interferencia	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
15	Cables de guarda	Con características según Numeral 4.4.3 de este Anexo.	-	Alumoclad
16	Máxima tensión mecánica de tendido de los conductores referida a su tensión de rotura	Código de Redes o RETIE según aplique	-	25
17	Contaminación	Debe verificar la presencia en el aire de partículas que puedan tener importancia en el diseño del aislamiento. Investigar presencia de contaminación salina, industrial o de otro tipo.	g/cm ²	-
18	Tensión longitudinal máxima de los conductores y cable de guarda para línea aérea en	En cualquier condición, no deberá exceder el 50 % de su correspondiente tensión de rotura.	%	50



Unidad de Planeación Minero Energética

	cualquier condición, referida a su tensión de rotura			
19	Valor de referencia para resistencia de puesta a tierra en líneas aéreas	Código de Redes o RETIE, según aplique.	Ohm	20
20	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
21	Estructuras	Numeral 4.4.6 de este Anexo	-	-
22	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
23	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
24	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
25	Diseño de aislamiento	Numeral 0 de este Anexo	-	-
26	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
27	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
28	Salidas por sobretensiones causadas por descargas atmosféricas en línea aérea	Numeral 0 de este Anexo	Flameos /100 km-año	3
29	El aislamiento de la línea ante sobretensiones de frecuencia industrial.	Numeral 0 de este Anexo	-	Debe asegurar permanencia en servicio continuo

Tabla 2. Características de las Líneas a 110 kV



Unidad de Planeación Minero Energética

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

4
5 Durante el diseño de infraestructura, el inversionista debe propender por la minimi-
6 zación u optimización de cruces entre líneas de transmisión objeto de la presente
7 Convocatoria con otras líneas en ejecución o existentes, y evitar las afectaciones o
8 riesgos al Sistema Interconectado Nacional-SIN producto de las fallas múltiples que
9 estos puedan ocasionar.

10
11 En el caso de que sea estrictamente necesario implementar cruces con otra infra-
12 estructura del SIN, se deberán tener en cuenta lo siguientes aspectos:

- 13
14 • No se permite que una línea a menor tensión cruce por encima de un circuito
15 de mayor tensión. En el caso de cruces entre circuitos del STN o STR que
16 atiendan cargas de forma radial, se deberán tomar las acciones preventivas
17 para mitigar fallas o indisponibilidades que en la infraestructura puedan afec-
18 tar, por tiempos prolongados, los usuarios conectados al circuito radial.
- 19
20 • Es recomendable que un vano de un circuito no cruce más de un circuito.
- 21
22 • Para los cruces de líneas, el inversionista deberá tener en cuenta los
23 siguientes aspectos constructivos:
 - 24
25 ○ Se deben instalar torres de retención en ambos extremos del vano que
26 genera el cruce.
 - 27
28 ○ Se deben instalar cadenas dobles de aisladores en ambos extremos del
29 vano que genera el cruce.
 - 30
31 ○ Se recomienda instalar aisladores poliméricos y/o equivalentes en ambos
32 extremos del vano que genera el cruce, en función de las condiciones am-
33 bientales.
 - 34
35 ○ Se recomienda instalar herrajes en acero inoxidable en ambos extremos
36 del vano que genera el cruce, en función de las condiciones ambientales.
 - 37
38 ○ Se recomienda instalar aisladores con terminales en acero inoxidable en
39 ambos extremos del vano que genera el cruce, de acuerdo con las condi-
40 ciones geológicas y geotécnicas.
 - 41
42 ○ Se recomienda instalar para las cimentaciones en las dos torres adyacen-
43 tes al cruce de líneas, que sean en concreto de acuerdo con las condiciones
44 geológicas y geotécnicas.



Unidad de Planeación Minero Energética

1
2 Dependiendo de las condiciones ambientales, de contaminación y salinidad, los tra-
3 mos que generen cruces de líneas podrán disponer de:

- 4
- 5 ○ Cables conductores y cable de guarda engrasados.
- 6 ○ Torres con pintura anticorrosiva.
- 7 ○ Mejoramiento del recubrimiento galvanizado.
- 8

9 En caso de presentarse cruces de líneas, los circuitos involucrados en el mismo
10 deberán tener en cuenta el Documento de Esquemas Normalizados de Protecciones,
11 previamente compartido por el Consejo Nacional de Operación CNO.

12
13 En el caso de la llegada o salida de subestaciones, se recomienda no generar cruces
14 de líneas en un radio de hasta 2 km con los circuitos de la misma subestación de
15 llegada/salida. En los casos donde sean estrictamente necesarios este tipo de cru-
16 ces, se deberán implementar las medidas técnicas necesarias para evitar afectacio-
17 nes o riesgos al Sistema Interconectado Nacional, entre otras, la utilización de ca-
18 bles subterráneos. Las situaciones en las cuales no se pueda cumplir con esta reco-
19 mendación, junto con las acciones técnicas de mitigación, deberán ser puestas en
20 conocimiento del interventor, la UPME, el CND y el CNO, y harán parte de las me-
21 morias del proyecto.

22
23 Para las líneas del STN y STR, no se permite que el número de circuitos involucrados
24 en cruces provoquen una contingencia mayor N-3; es decir, no se permite ante
25 fallas de la infraestructura la salida simultánea de más de tres elementos del Sis-
26 tema Interconectado Nacional. En todo caso, el inversionista deberá proporcionar
27 al interventor, la UPME, el CND y el CNO, los estudios técnicos que demuestren esta
28 condición.

29
30 Para todos los cruces y antes del inicio de la construcción de las obras, el inversio-
31 nista deberá realizar los análisis eléctricos de estado estable y dinámicos (RMS),
32 para diferentes escenarios de generación y demanda, para verificar que la ocurrencia
33 de un evento en los cruces de líneas del proyecto, el Sistema continúe operando
34 de acuerdo con los criterios de seguridad y confiabilidad definidos en la reglamen-
35 tación vigente.

36
37 Se recomienda al inversionista evaluar la posibilidad de realizar traslados de bahías,
38 reconfiguraciones o reconexiones entre los activos de la convocatoria y activos exis-
39 tentes, bien sea de otras convocatorias o activos puestos en servicio previamente,
40 y que sean viables técnicamente. Las condiciones de estos cambios serán informa-
41 das a la UPME y la CREG para su evaluación y aprobación, de acuerdo con el marco
42 regulatorio que aplique.

43



Unidad de Planeación Minero Energética

1 Se recomienda para los casos en los cuales los análisis del inversionista, del inter-
2 ventor, de la UPME, del CND o del CNO indiquen una afectación a la operación se-
3 gura y confiable del Sistema, el inversionista deberá analizar la posibilidad de im-
4 plementar opciones de mitigación que consideren tramos subterráneos, u otras tec-
5 nologías que minimicen los riesgos sobre la prestación del servicio.

6 7 **4.2. Ruta de las Líneas de Transmisión**

8
9 La selección de la ruta de las Líneas de transmisión objeto de la presente Convoca-
10 toria Pública del STR, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo
11 tanto, a efectos de definir dicha ruta, será el Inversionista el responsable de realizar
12 investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades Ambientales, a las Autori-
13 dades nacionales, regionales y locales los diferentes Planes de Ordenamiento Terri-
14 torial, a las Autoridades que determinan las restricciones para la aeronavegación en
15 el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y
16 reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos y li-
17 cencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigen-
18 cias y/o restricciones de orden nacional, regional o local.

19
20 La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, no tendrá ningún tipo de res-
21 ponsabilidad en la planeación, definición, elaboración de estudios, solicitud de licen-
22 cias o autorizaciones y sus modificaciones. Será responsabilidad exclusiva del In-
23 versionista cualquier retraso, demora, dificultad o imposibilidad de llevar a cabo el
24 proyecto de la manera planeada por la falta de alguna autorización o licencia.

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

37
38 El Inversionista seleccionado deberá considerar todas las restricciones, precau-
39 ciones y demás aspectos relevantes que se identifiquen en los análisis tendientes a
40 identificar alertas tempranas en la zona del proyecto.

41
42 A modo informativo, el Inversionista seleccionado podrá consultar el Documento
43 “Alertas Tempranas de Segundo Momento para el proyecto UPME STR 05 – 2026



Unidad de Planeación Minero Energética

1 Subestaciones Nueva Galapa 110 kV, Nueva Palermo 110 kV y Líneas de Transmisión Asociadas”, el cual suministra información de referencia. El objeto es identificar de manera preliminar e indicativa las posibilidades y condicionantes de tipo ambiental y social, en un área de estudio preliminar que corresponde a un espacio geográfico que brinda la posibilidad a los interesados de plantear diferentes alternativas para el desarrollo de la presente Convocatoria Pública UPME STR. Es responsabilidad del Inversionista seleccionado asumir en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución del Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras.

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

4.3. Longitud Aproximada de las Líneas

17 Las longitudes y la altura sobre el nivel del mar, anunciadas en la Tabla 2 del presente Anexo, son de referencia y están basadas en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones.

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

4.4. Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV

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

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

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



Unidad de Planeación Minero Energética

4.4.1. Aislamiento

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

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

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

4.4.2. Conductores de Fase

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

El conductor de fase y el número de conductores por fase, de las Líneas objeto de la presente Convocatoria Pública UPME del STR, sean aéreas o subterráneas deberán cumplir, con los siguientes parámetros técnicos:

Tramo: Nueva Galapa – Caracolí 110 kV:

- o La máxima resistencia AC a 20°C por conductor de fase deberá ser igual o inferior a **0,071** ohmios/km.



Unidad de Planeación Minero Energética

- La capacidad normal de operación del circuito no deberá ser inferior a **467** Amperios, a temperatura ambiente máxima promedio.

Tramo: Nueva Galapa – Juan Mina 110 kV:

- La máxima resistencia AC a 20°C por conductor de fase deberá ser igual o inferior a **0,071** ohmios/km.
- La capacidad normal de operación del circuito no deberá ser inferior a **467** Amperios, a temperatura ambiente máxima promedio.

Tramo: El Río – Tebsa 110 kV:

- La máxima resistencia AC a 20°C por conductor de fase deberá ser igual o inferior a **0,094** ohmios/km.
- La capacidad normal de operación del circuito no deberá ser inferior a **467** 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 seleccionado 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, en su última versión, los valores máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético son los indicados en la Tabla 3.11.1.a., 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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 el conductor deberá ser cobre o aluminio con aislamiento XLPE y con capacidad
2 adecuada para resistir las corrientes de corto circuito previsibles para las líneas
3 durante el tiempo de operación de los interruptores.

4
5 En caso de que el Inversionista requiera cables de fibra óptica estas podrán ser
6 incorporadas al cable o incluidas en la canalización. El Inversionista deberá informar
7 a la Interventoría su decisión sobre el tipo de conductor, sustentándola técnica-
8 mente.

9 10 **4.4.3. Cable(s) de Guarda**

11
12 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista
13 seleccionado.

14
15 Se requiere que todos los tramos de Línea aérea tengan uno o dos cables de guarda
16 (convencionales u OPGW). Al menos uno de los cables de guarda deberá ser OPGW,
17 con la única excepción de Líneas a reconfigurar que no tengan instalados cables con
18 fibra óptica. En todo caso los cables de guarda de las nuevas líneas deberán tener
19 las mismas características de la línea existente a intervenir.

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

31
32 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el cable de guarda no
33 deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

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

37
38 En el evento de que el Inversionista seleccionado decida usar alguna o todas las
39 Líneas objeto de la presente Convocatoria pública UPME, para la transmisión de
40 comunicaciones por fibra óptica, será de su responsabilidad seleccionar los paráme-
41 tros y características técnicas del cable de guarda o de los cables de fibra óptica
42 asociados con cables enterrados o submarinos e informar de ellos al Interventor.

43



4.4.4. Puesta a Tierra de las Líneas

El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del sitio de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que fluye a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra tal que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación del Standard IEEE 80 – 2013, “Guide for Safety in AC Substation Grounding” (“Guía para la seguridad en la puesta a tierra de subestaciones de corriente alterna”), y con lo establecido en el Libro 3, Título 12 del RETIE, en su última revisión. La medición de las tensiones de paso y contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en servicio de la Línea, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 3.12.4 del RETIE y específicamente con lo establecido en el numeral 3.12.4.3., o el numeral aplicable si la norma ha sido objeto de actualización.

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

4.4.5. Transposiciones de Línea

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

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

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

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



4.4.6. Estructuras

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

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

El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la metodología establecida por el ASCE Manual No. 74-2020, "Guidelines for Electrical Transmission Line Structural Loading" ("Guía para estructurales de líneas de transmisión eléctrica"), o la versión que se encuentre vigente. La definición del vano peso máximo y del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será el que se establezca a partir de los resultados del plantillado de la Línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo lo establecido por el ASCE/SEI 10-15, "Design of Latticed Steel Transmission Structures" ("Diseño de estructuras reticuladas de acero para transmisión"), o en la versión que se encuentre vigente. En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo de los que se obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE. Si ello resultara así, primarán estas últimas.

El grado de galvanización del acero de las estructuras deberá ser concordante con el nivel de contaminación salina y con el efecto de la abrasión resultante de bancos de arena con el viento presente en las zonas o áreas donde este efecto se presenta.

4.4.7. Localización de Estructuras de tramos aéreos

Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad entre el conductor inferior de la Línea y el terreno en zonas accesibles a peatones y las distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos, Líneas de transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en metros. La temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la correspondiente a las condiciones de máxima temperatura del conductor durante toda la vida útil del Proyecto, de acuerdo con lo establecido en el RETIE, en su última versión.



Unidad de Planeación Minero Energética

1 El Interventor informará a la UPME sobre el cumplimiento de estos requisitos.

2 3 **4.4.8. Sistema Antivibratorio y Amortiguadores**

4
5 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protec-
6 ción anti-vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores
7 deben ser adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango
8 de frecuencia de 10 Hz a 100 Hz. El Inversionista seleccionará los sitios
9 de colocación, a lo largo de cada vano, de los amortiguadores de tal manera que la
10 amortiguación de las fases sea efectiva. Copia del estudio de amortiguamiento será
11 entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.

12
13 En los cables de guarda los amortiguadores serán del tipo "stockbridge" y su posi-
14 ción medida desde la boca de la grapa y entre amortiguadores será la que determine
15 el estudio de amortiguamiento que realice el Inversionista seleccionado, copia del
16 cual le será entregada al Interventor.

17 18 **4.4.9. Cimentaciones**

19
20 La selección del tipo de cimentación corresponde al Inversionista. Para ello deberá
21 determinar los parámetros de pH y contenido de sulfatos en cada sitio de torre y,
22 con base en estos resultados, definir el tipo de cimentación e informar por escrito a
23 la Interventoría su decisión.

24
25 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de
26 cálculo de las cimentaciones propuestas, que deberá hacerse considerando la me-
27 todología establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines*
28 *for Electrical Transmission Line Structural Loading – Practice 74*" para la evaluación
29 de las cargas y para el diseño estructural del concreto, la metodología del Código
30 Colombiano de Construcción Sismo resistente NSR 10, así este último no aplique
31 para la evaluación de las cargas en torres y fundaciones de líneas de transmisión;
32 para estos documentos, si es del caso, se deberán tener en cuenta las actualizacio-
33 nes posteriores previas al inicio de las obras.

34
35 Los diseños de cimentaciones para las torres de una Línea de transmisión deben
36 hacerse considerando los resultados de los estudios de suelos que obligatoriamente
37 debe adelantar el Inversionista seleccionado en todos los sitios de torre, y las cargas
38 a nivel de cimentación más críticas que se calculen a partir de las cargas mostradas
39 en los árboles de cargas de diseño de cada tipo de estructura.

40 41 **4.4.10. Canalizaciones, cajas e instalación de cables para tra-** 42 **mos de líneas subterráneas o submarinas**



Unidad de Planeación Minero Energética

1 De acuerdo con lo establecido en el artículo 3.19.10 del RETIE, las canalizaciones
2 para los tramos subterráneos podrán realizarse mediante puentes, túneles, bancos
3 de ductos, o enterramiento directo (si se requiere), sin embargo, dadas las dificul-
4 tades para realizar las excavaciones sin obstaculizar el uso normal de tales vías, el
5 Inversionista seleccionado podrá considerar la posibilidad de utilizar el sistema de
6 perforación dirigida. En la escogencia e instalación del tipo de canalización, se deben
7 evaluar las condiciones particulares de la instalación y su ambiente y aplicar los
8 elementos más apropiados teniendo en cuenta los usos permitidos y las prohibicio-
9 nes, así como contar con los permisos de los propietarios o de las Autoridades com-
10 petentes según corresponda.

11
12 Los ductos se colocarán, con pendiente mínima del 0,1% hacia las cámaras de ins-
13 pección, y con una profundidad de enterramiento que cumpla con normas técnicas
14 internacionales o de reconocimiento internacional para este tipo de Líneas.

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

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

31
32 Las tapas de las cajas podrán ser prefabricadas, siempre que sean de materiales
33 resistentes a la corrosión, que resistan impacto y aplastamiento, dependiendo del
34 ambiente y el uso del suelo donde se instalen, lo cual debe demostrarse mediante
35 el cumplimiento de una norma técnica para ese tipo de producto, tal como la
36 ANSI/STCE 77.

37
38 El Inversionista deberá proveer todo lo necesario para la conexión subterránea a
39 aérea, incluyendo todos los dispositivos de protección y de puesta a tierra.

4.4.11. Señalización Aérea

40
41
42
43 El Inversionista seleccionado deberá investigar con la Unidad Administrativa Espe-
44 cial de Aeronáutica Civil (Aerocivil), las empresas petroleras que operan proyectos



Unidad de Planeación Minero Energética

1 petroleros en la región, si existen, la Fuerza Aeroespacial Colombiana, FAC, la Ar-
2 mada Nacional, u otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de
3 tránsito de aeronaves de cualquier índole (particulares, militares, de fumigación
4 aérea, etc) que hagan imperioso que la línea lleve algún tipo de señales que impi-
5 dan eventuales accidentes originados por la carencia de ellos.

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

10
11 La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME no tendrá ningún tipo de res-
12 ponsabilidad en la ejecución de esta obligación, la cual es de responsabilidad exclu-
13 siva del Inversionista seleccionado.

14 15 **4.4.12. Desviadores de vuelo para aves**

16
17 Es responsabilidad del Inversionista seleccionado identificar la necesidad de instalar
18 desviadores de vuelo para aves. La determinación de esta necesidad será respon-
19 sabilidad del Inversionista por intermedio de los funcionarios a cuyo cargo están los
20 estudios ambientales. Serán de su responsabilidad la determinación de la existencia
21 de aves (migratorias o no) que puedan resultar afectadas por la existencia de las
22 Líneas y, recomendar el uso de desviadores de vuelo de aves, determinando los
23 tramos de colocación de estos dispositivos y las distancias a los que estos deben
24 colocarse.

25
26 Cualquier afectación que se pueda provocar por la falta de previsión o de identifica-
27 ción de la necesidad de la instalación de los desviadores de vuelo para aves será
28 responsabilidad exclusiva del Inversionista. La Unidad de Planeación Minero Ener-
29 gética - UPME no tendrá ningún tipo de responsabilidad en la ejecución de esta
30 obligación.

31 32 **4.4.13. Obras Complementarias**

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

39 40 **4.5. Informe Técnico**

41
42 De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000
43 o como se establezca en resoluciones posteriores a esta, el Interventor verificará



Unidad de Planeación Minero Energética

que el Inversionista suministre los siguientes documentos técnicos durante las respectivas etapas de construcción de las Líneas de transmisión del Proyecto:

- Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Materiales utilizados para la construcción de las Líneas del Proyecto de acuerdo con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Análisis de riesgos de origen eléctrico de acuerdo con el artículo 15.1 del título del RETIE, resolución 40117 del 02 de abril de 2024, en su última versión.

5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES.

Las siguientes son las especificaciones técnicas para las subestaciones a construir en el objeto de la presente Convocatoria Pública del STR.

5.1. General

La información específica, remitida por los propietarios de la infraestructura existente, como Costos de Conexión, datos técnicos, planos, entre otros, serán suministrados por la UPME conforme al Numeral 9 del presente Anexo No. 1.

La Tabla 3 presenta las características de la Subestación que hace parte del proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública del STR:

ítem	Descripción	Nueva Galapa 110 kV	Nueva Palermo 110 kV	Caracolí 110 kV	Juan Mina 110 kV
1	Subestación nueva	Si	Si	No	No



Unidad de Planeación Minero Energética

ítem	Descripción	Nueva Galapa 110 kV	Nueva Palermo 110 kV	Caracolí 110 kV	Juan Mina 110 kV
2	Configuración	Doble barra más seccionador de bypass	Barra sencilla	Doble Barra	Barra sencilla
3	Tipo de Subestación	AIS o GIS o una solución híbrida	AIS o GIS o una solución híbrida	Convencional	Convencional
4	Agente Responsable de la Subestación	Inversionista Convocatoria Pública UPME STR 05-2026	Inversionista Convocatoria Pública UPME STR 05-2026	OR: AIR-E S.A.S E.S.P.	OR: AIR-E S.A.S E.S.P.

Tabla 3. Características Subestación a construir

5.1.1. Predio de las Subestación

Subestación Nueva Galapa 110 kV

El predio de la Subestación Nueva Galapa 110 kV será el que adquiera el Inversionista Adjudicatario considerando y garantizando las facilidades para los accesos de las líneas de transmisión y el acceso de equipos. Sin embargo, su ubicación está limitada dentro de un radio no mayor a 3.5 km de la siguiente coordenada (centroide), la cual está ubicada en inmediaciones del municipio de Galapa en el departamento de Atlántico:

Radio	Latitud	Longitud
3.5 km	10.913773	-74.8772311

El predio seleccionado debe ser tal que no esté limitado para el crecimiento de la Subestación mediante futuras ampliaciones.

El Inversionista deberá proveer el espacio físico necesario para la construcción de las obras objeto de la presente Convocatoria Pública y los espacios de reserva definidos en el Numeral 5.1.2 de este Anexo No. 1.

El Inversionista seleccionado 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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 licencias a que hubiere lugar. Se deberán considerar las facilidades para los accesos,
2 equipos y obras.

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

8
9 El Inversionista debe elaborar un documento soporte de la selección del predio, el
10 cual deberá ser puesto a disposición del Interventor y de la UPME y hará parte de
11 las memorias del proyecto.

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

16 **Subestación Nueva Palermo 110 kV**

17
18 El predio de la Subestación Nueva Palermo 110 kV será el que adquiera el Inversio-
19 nista Adjudicatario considerando y garantizando las facilidades para los accesos de
20 las líneas de transmisión y el acceso de equipos. Sin embargo, su ubicación está
21 limitada dentro de las siguientes coordenadas, las cuales se ubican en inmediacio-
22 nes del municipio de Sitionuevo en el departamento de Magdalena:

Latitud	Longitud
10.9909556	-74.7583656
10.9925087	-74.7524947
10.9536298	-74.7419616
10.9512873	-74.7505238

23
24
25
26 El predio seleccionado debe ser tal que no esté limitado para el crecimiento de la
27 Subestación mediante futuras ampliaciones.

28
29 El Inversionista deberá proveer el espacio físico necesario para la construcción de
30 las obras objeto de la presente Convocatoria Pública y los espacios de reserva defi-
31 nidos en el Numeral 5.1.2 de este Anexo No. 1.

32
33 El Inversionista seleccionado es el responsable de realizar investigaciones detalla-
34 das y consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los
35 diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las
36 restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en
37 general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá
38 tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional,



Unidad de Planeación Minero Energética

1 regional o local. En este sentido, deberán tramitar oportunamente los permisos y
2 licencias a que hubiere lugar. Se deberán considerar las facilidades para los accesos,
3 equipos y obras.

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

9
10 El Inversionista debe elaborar un documento soporte de la selección del predio, el
11 cual deberá ser puesto a disposición del Interventor y de la UPME y hará parte de
12 las memorias del proyecto.

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

Subestación Caracolí 110 kV

17
18
19
20 La existente subestación Caracolí 110 kV, propiedad de AIR-E S.A.S. E.S.P., se en-
21 cuentra ubicada en inmediaciones el Municipio de Soledad, departamento de Atlán-
22 tico y localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente:

- 23
24 • Latitud: 10.9072216
25 • Longitud: -74.8419248

26
27 Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la anterior información
28 con AIR-E S.A.S. E.S.P. y en terreno.

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

38
39 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el Inversionista deberá analizar
40 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y, en cualquier caso, deberán
41 considerar los posibles riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada
42 en detalle por el Inversionista.

43



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 **Subestación Juan Mina 110 kV**

9
10 La existente subestación Juan Mina 110 kV, propiedad de AIR-E S.A.S. E.S.P., se
11 encuentra ubicada en el corregimiento de Juan Mina en el departamento de Atlán-
12 tico, localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente:

- 13 • Latitud: 10.9524898
- 14 • Longitud: -74.9041696

15
16 Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la anterior información
17 con AIR-E S.A.S. E.S.P. y en terreno.

18
19 El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas
20 a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Pla-
21 nes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones
22 para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo
23 tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que
24 pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En
25 este sentido, deberán tramitar oportunamente los permisos y licencias a que hu-
26 biere lugar.

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

32
33 Los involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física
34 de los equipos en la subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una dis-
35 posición de alto nivel de confiabilidad.

36
37 La Unidad de Planeación Minero-Energética UPME no tendrá ningún tipo de respon-
38 sabilidad en la ejecución de esta obligación, la cual es de responsabilidad exclusiva
39 del Inversionista.

40 **5.1.2. Espacios de Reserva**



Unidad de Planeación Minero Energética

1 Las nuevas Subestaciones Galapa 110 kV y Palermo 110 kV deberán incluir espacios
2 de reserva de la siguiente manera:

3
4 **Espacios de reserva a cargo del inversionista y que NO deben ser inclui-**
5 **dos en el costo de la presente Convocatoria:** Los espacios de reserva aquí se-
6 ñalados deben ser garantizados por la presente Convocatoria Pública UPME STR
7 05-2026 para su uso por parte del SDL en las subestaciones Nueva Galapa 110 kV
8 y Nueva Palermo 110 kV, sin embargo el pago de los costos asociados a estos es-
9 pacios, las obras, equipos y en general a todo lo relacionado con la conexión del
10 SDL al STR está a cargo del Operador de Red del área quien es el responsable del
11 desarrollo del SDL:

- 12
- 13 • Espacio para la futura construcción de cuatro (4) bahías de transformación a
- 14 110 kV en tecnología AIS, GIS o híbrida.
- 15 • Espacio para la futura construcción de cuatro (4) bahías de línea.
- 16 • Espacio para la futura instalación de cuatro (4) transformadores trifásicos de
- 17 potencia dos con relación de transformación 110/34,5 kV de 30 MVA, y dos
- 18 de 110/13,8 kV de 30 MVA.
- 19 • Espacio para celdas de media tensión.
- 20 • Espacio con facilidades necesarias que permitan el uso de los espacios (men-
- 21 cionados en los anteriores puntos) e instalación de los correspondientes equi-
- 22 pos, como por ejemplo cárcamos, fosos colectores de aceites, zonas de cir-
- 23 culación y cargue/descargue, muros cortafuegos, tableros de control y pro-
- 24 tecciones, casa de control, entre otros, sin limitarse a estos.
- 25

26 A pesar de que los equipos eléctricos relacionados con los anteriores espacios de
27 reserva no son parte de la presente Convocatoria, el Inversionista deberá entregar
28 a la Interventoría y a la UPME los documentos de Ingeniería Básica que trata el
29 Numeral 5.4.1 del presente Anexo 1.

30
31 No obstante, el Inversionista podrá llegar a acuerdos con diferentes interesados
32 como Operadores de Red o generadores o grandes consumidores con el fin de pre-
33 ver espacios de reserva para otros futuros desarrollos, sin que ello sea objeto de la
34 presente Convocatoria Pública.

35
36 Se debe garantizar que los espacios de reserva (no utilizados por el presente Pro-
37 yecto) en las Subestaciones existentes o nuevas no se verán afectados o limitados
38 para su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) objeto de
39 la presente Convocatoria Pública del STR.

40
41 El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los
42 equipos en los espacios de reserva objeto de la presente Convocatoria Pública, de-
43 berá dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y deberá



Unidad de Planeación Minero Energética

1 realizar las obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se dete-
2 riore. Adicionalmente, tanto los espacios de reserva como las obras básicas asocia-
3 das deberán estar incluidas dentro del mantenimiento, reparaciones, adecuaciones
4 o nuevas obras que el Inversionista realice a la Subestación garantizando en todo
5 momento que el terreno continúa siendo adecuado para la fácil instalación de los
6 equipos en los espacios de reserva, hasta tanto sean ocupados.

7
8 El Transmisor Regional preparará un documento en el cual se indiquen las caracte-
9 rísticas de los espacios de reserva establecidos en el presente numeral y los planos
10 con la disposición propuesta de los espacios de reserva para la ubicación futura de
11 las bahías y/o equipos. Esto deberá ser entregado al Interventor quien verificará el
12 cumplimiento de las exigencias para los espacios de reserva.

13 14 **5.1.3. Conexiones con Equipos Existentes**

15
16 El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer
17 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comuni-
18 caciones, control y protección, de las nuevas bahías a 110 kV con la infraestructura
19 existente que pueda verse afectada por el desarrollo del Proyecto.

20
21 Cuando el Inversionista seleccionado considere la necesidad de hacer modificacio-
22 nes a la infraestructura existente, deberá acordar estas modificaciones en el con-
23 trato de conexión con el responsable y propietario de los activos relacionados y si
24 es del caso, ponerlo en consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo
25 del Transmisor Regional.

26 27 **5.1.4. Servicios Auxiliares**

28
29 El Inversionista seleccionado deberá proveer los servicios auxiliares suficientes para
30 el Proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública del STR. Estos servicios de-
31 ben ser independientes, autónomos, redundantes, supervisados y deberán permitir
32 más de un punto de AC y DC. Las tensiones a utilizar en los servicios auxiliares son
33 las señaladas en el Numeral 3.1 del presente Anexo No. 1.

34 35 **5.1.5. Infraestructura y Módulo Común**

36
37 El Inversionista seleccionado deberá realizar la implementación y mantenimiento de
38 todas las obras y equipos constitutivos del módulo común como se describe a con-
39 tinuación:

40
41 El Inversionista seleccionado debe prever el espacio necesario para edificios, equi-
42 pos y obras del desarrollo inicial del proyecto, junto con los espacios de acceso, vías
43 internas, cerramientos, iluminación interior y exterior, casetas de control etc., se-
44 gún se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en los predios actuales



Unidad de Planeación Minero Energética

1 y/o nuevos, y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el orde-
2 namiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista selec-
3 cionado, las vías de acceso a predios de las subestaciones y/o adecuaciones que
4 sean necesarias en las subestaciones existentes para el desarrollo de las obras ob-
5 jeto de la presente Convocatoria Pública del STR.

6
7 El Inversionista seleccionado deberá suministrar todos los elementos necesarios
8 para la infraestructura y módulo en las subestaciones y/o adecuaciones que sean
9 necesarias, es decir las obras civiles y los equipos que sirven a las subestaciones y
10 que son utilizados por todas las bahías en cada subestación, son objeto de la pre-
11 sente Convocatoria Pública del STR. La infraestructura y módulo común de las nue-
12 vas Subestaciones estarán conformados como mínimo por los siguientes compo-
13 nentes:

- 14
15 • **Infraestructura civil:** En el caso de las obras a cargo del Inversionista se-
16 leccionado, está compuesta por: las vías de acceso a la Subestación, las vías
17 internas de acceso a los patios de conexiones, alcantarillado, barreras de
18 protección y de acceso al predio, todos los cerramientos de seguridad del
19 predio, filtros y drenajes, pozos sépticos y de agua y/o conexión al acue-
20 ducto/alcantarillado vecinos, si existen, alumbrado interior y exterior y cár-
21 camos comunes, y en general, todas aquellas obras civiles utilizadas de ma-
22 nera común en la Subestación. En el caso particular de las obras a cargo del
23 Inversionista seleccionado, es su responsabilidad el proveer todo lo necesario
24 para su construcción, protección física, malla de puesta a tierra.
- 25
26 • **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral
27 2 del presente Anexo No. 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de auto-
28 matización, de gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de
29 comunicaciones propio de cada Subestación, los materiales de la malla de
30 puesta a tierra, iluminación y el apantallamiento, los equipos para los servi-
31 cios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado necesario
32 y las obras civiles asociadas. Se incluyen todos los equipos necesarios para
33 la integración con la infraestructura existente, conexiones de potencia, con-
34 trol, medida, protecciones y servicios auxiliares.

35
36 El Interventor analizará todas las previsiones que faciliten la evolución de las obras
37 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo No. 1, e informará a la UPME el resul-
38 tado de su análisis.

39
40 La medición para efectos comerciales se sujetará a lo establecido en la regulación
41 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o
42 aquella que la modifique o sustituya).

43



Unidad de Planeación Minero Energética

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

5
6 Nota 2: La construcción de la malla de tierra en los espacios de reserva para desa-
7 rrollos futuros no hace parte del alcance del Inversionista dentro de esta Convoca-
8 toria Pública, pero si se deberán proveer los puntos de conexión para la ampliación
9 de la malla existente para las ampliaciones futuras en cada subestación.

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

11
12 El Inversionista seleccionado deberá suministrar equipos en conformidad con la úl-
13 tima edición de las Normas expedidas por los siguientes organismos: Institute of
14 Electrical and Electronics. Engineers-IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Elec-
15 trónicos), International Electrotechnical Commission – IEC (Comisión Electrotécnica
16 Internacional), International Organization for Standardization – ISO (Organización
17 Internacional de Normalización), American National Standards Institute - ANSI (Ins-
18 tituto Nacional Estadounidense de Estándares), International Telecomunicaciones
19 Union - ITU-T (Unión Internacional de Telecomunicaciones – Sector de Normaliza-
20 ción de las Telecomunicaciones) y Comité International Spécial des Perturbations
21 Radioélectriques – CISPR (Comité Internacional Especial de Perturbaciones Radio-
22 eléctricas). El uso de normas diferentes deberá ser sometido a consideración del
23 Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos eminentemente técni-
24 cos y de calidad.

25 **5.3. Condiciones Sísmicas de los equipos**

26
27 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico apto de acuerdo con
28 la IEEE Std 693-2018, *“Recommended Practice for Seismic Design of Substations”*
29 (*“Práctica recomendada para el diseño sísmico de subestaciones”*), o las publicacio-
30 nes de las partes de requisitos sísmicos de la familia de estándares IEC 62271,
31 *“High-voltage switchgear and controlgear”* (*“Aparamenta y control de alta tensión”*),
32 en versiones más recientes. El Inversionista seleccionado deberá entregar copias al
33 Interventor de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros
34 son aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación. Si aplica
35 para los suministros, el Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Inter-
36 ventor del certificado de la prueba tipo para el mismo modelo y nivel de tensión,
37 según la IEC 60068-3-3, *“Environmental testing - Part 3-3: Supporting documenta-
38 tion and guidance - Seismic test methods for equipment”* (*“Ensayos ambientales
39 – Parte 3-3: Documentación de soporte y guía – Métodos de ensayo sísmico para
40 equipos”*).



Unidad de Planeación Minero Energética

5.4. Procedimiento General del Diseño

Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

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

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; previsiones 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.

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.

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.

- 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 an-



Unidad de Planeación Minero Energética

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

2 3 **4.4.1.1. Memorias de cálculo electromecánicas**

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

20 21 **4.4.1.2. Especificaciones equipos**

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

38 39 **4.4.1.3. Características técnicas de los equipos**

- 40
- 41 • Características técnicas, equipos.
- 42 - Interruptores
- 43 - Seccionadores.
- 44 - Transformadores de corriente.



Unidad de Planeación Minero Energética

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

4.4.1.4. Planos electromecánicos

- 17 • Diagrama unifilar de cada Subestación.
- 18 • Diagrama unifilar con características de equipos.
- 19 • Diagrama unifilar de control y protecciones.
- 20 • Diagrama unifilar de medidas.
- 21 • Diagrama unifilar servicios auxiliares AC/DC.
- 22 • Arquitectura sistema de control de cada Subestación.
- 23 • Planimetría del sistema de apantallamiento.
- 24 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 25 • Planos de disposición física de equipos en 110 kV.
- 26 • Planos vista en cortes de equipos 110 kV.
- 27 • Planos de disposición de gabinetes y equipos en sala de control.
- 28 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 29 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 30 • Planimetría del sistema de iluminación interior y exterior.
- 31 • Planos de detalles de montaje y de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos
- 32 y tuberías.
- 33 • Planimetría de aisladores y cadenas de aisladores.
- 34 • Plano de disposición física de conectores
- 35 • Planimetría general de nomenclatura operativa.

5.4.1.5. Planos de obras civiles

- 39 • Plano localización de cada Subestación.
- 40 • Plano disposición de cimentaciones de equipos.
- 41 • Plano cimentación de equipos y pórticos.
- 42 • Plano de drenajes de cada Subestación.
- 43 • Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- 44 • Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.



Unidad de Planeación Minero Energética

- Planos casa de control.
- Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- Plano cerramiento de cada 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 accesorios, 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.



Unidad de Planeación Minero Energética

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

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

4.4.1.5. Cálculos detallados de obras civiles

- 5
- 6
- 7
- 8 • Criterios básicos de diseño de obras civiles.
- 9 • Dimensiones y pesos de equipos.
- 10 • Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
- 11 • Memorias de cálculo estructural para cimentación del edificio de control y de
- 12 la caseta de relés.
- 13 • Memoria de cálculo muro de cerramiento.
- 14 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.
- 15 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores
- 16 y cárcamos interiores en edificio de control y casetas de relés.
- 17 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de Líneas y
- 18 barrajes.
- 19 • Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento
- 20 rígido.
- 21 • Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interio-
- 22 res en casa de control.
- 23 • Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
- 24 • Memoria de cálculo sistema de acueducto.
- 25

4.4.1.6. Planos de obras civiles

- 26
- 27
- 28 • Planos para construcción de bases para equipos.
- 29 • Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras
- 30 soporte para equipos y pórticos a 110 kV.
- 31 • Planos para construcción de cimentaciones para equipos.
- 32 • Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
- 33 • Planos para construcción de acabados exteriores.
- 34 • Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales.
- 35 • Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases
- 36 de tableros, equipos y canales interiores.
- 37 • Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- 38 • Planos para construcción de vías.
- 39

4.4.1.7. Diseño detallado electromecánico

40
41
42 El Inversionista seleccionado será responsable de la ejecución y elaboración del
43 diseño eléctrico y mecánico detallado necesario y por tanto deberá presentar
44 para la revisión y verificación de la Interventoría: memorias de cálculo, planos



Unidad de Planeación Minero Energética

1 electromecánicos finales para construcción, diagramas de cableado, diagramas
2 esquemáticos de control, protecciones y medidas, lista detalladas de materiales
3 y toda la información necesaria aunque ella no esté explícitamente citada en
4 estas especificaciones y en un todo de acuerdo con lo establecido en las Normas
5 Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de ins-
6 talaciones.

7
8 El Inversionista seleccionado deberá entregar al Interventor para su revisión y
9 verificación la información y planos según el Programa de Entrega de Documen-
10 tación Técnica aprobado, el cual deberá contener como mínimo la siguiente do-
11 cumentación:

12
13 **a. Sistema de puesta a tierra:**

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

23
24 **b. Equipos principales:**

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

37
38 **c. Equipos de patio:**

- 39 • Para equipos de corte y derivación de Línea y transformación, transformado-
40 res de medida, descargadores de sobretensiones.
41 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc., hasta bor-
42 neras de interconexión.
43 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.
44 - Placas de características técnicas.



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 - Información técnica complementaria y catálogos.
- 2 - Manuales detallados para montaje de los equipos.
- 3 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.
- 4 - Protocolo de pruebas en fábrica.
- 5 - Procedimiento para pruebas en sitio.

d. Para tableros:

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

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

e. Reportes de Pruebas:

- 33 - Treinta (30) Días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última prueba, el Inversionista seleccionado deberá suministrar al Interventor dos (2) copias que contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de fábrica por cada uno de los equipos de



Unidad de Planeación Minero Energética

1 potencia, control, protección, medida, comunicaciones, etc., que hayan
2 sido suministrados.
3 Las instrucciones deberán estar en idioma español.
4

5 **5.4.3. Estudios del Sistema**

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

- 12
- 13 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y me-
14 teorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos y de resistividad del terreno.
- 15
- 16 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 17
- 18 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determi-
19 nar tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 20
- 21 - Estudios de ajuste y coordinación de protecciones.
- 22
- 23 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobretensiones
24 y distancias eléctricas.
- 25
- 26 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a
27 sismo y a corto circuito.
- 28
- 29 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores
30 aislados.
- 31
- 32 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 33
- 34 - Memoria de resistividad de terreno y estudio de malla de puesta a tierra.
- 35
- 36 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 37
- 38 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 39
- 40 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 41
- 42 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de
43 acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- 44



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1
2 - Ajustes y coordinación de relés de protecciones, dispositivos de mando sincroni-
3 zado y registradores de fallas.
4
5 - Análisis de riesgos de origen eléctrico de acuerdo con el artículo 15.1 del Título
6 5 del RETIE, establecido mediante Resolución del MME No. 40117 del 02 de abril
7 de 2024 o en su versión más vigente.
8

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

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

23 **5.4.4. Distancias de Seguridad**

24
25 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones objeto de la presente
26 Convocatoria Pública del STR deben cumplir los lineamientos establecidos en el RE-
27 TIE, en su última revisión y/o actualización.
28

29 **5.5. Equipos de Potencia**

30 **5.5.1. Interruptores**

31
32
33 Los interruptores de potencia deben cumplir las prescripciones de la última edición
34 vigente de las normas internacionales aplicables, tales como las publicadas por la
35 International Electrotechnical Commission – IEC, o su equivalente del American Na-
36 tional Standards Institute – ANSI, según corresponda al tipo de equipo a suminis-
37 trar.

- 38 • IEC 62271-100: "High-voltage alternating current circuit-breakers" ("Apara-
39 menta y control de alta tensión – Parte 100: Interruptores automáticos de
40 corriente alterna"),
41 • IEC 62271-1, "High-voltage switchgear and controlgear – Part 1: Common
42 specifications" ("Aparatura y control de alta tensión – Parte 1: Especifica-
43 ciones comunes")



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 • IEC 62271-103, "High-voltage switchgear and controlgear – Part 103: Swit-
2 ches for rated voltages above 1 kV up to and including 52 kV" ("Aparamenta
3 y control de alta tensión – Parte 103: Interruptores para tensiones nominales
4 superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV"), o la parte correspondiente
5 de la serie IEC 62271 aplicable a tensiones ≥ 52 kV.
- 6 • IEC 60376:2018, "Specification of technical grade sulphur hexafluoride (SF₆)
7 and complementary gases to be used in electrical equipment" ("Especificación
8 del hexafluoruro de azufre de grado técnico y gases complementarios para
9 uso en equipos eléctricos").
- 10 • IEC 62155:2003, "Hollow pressurized and unpressurized ceramic and glass
11 insulators for use in electrical equipment with rated voltages greater than
12 1000 V" ("Aisladores huecos, presurizados y no presurizados, de porcelana y
13 vidrio para uso en equipos eléctricos con tensiones nominales superiores a
14 1000 V").
- 15 • IEEE Std 693-2018, "Recommended Practice for Seismic Design of Substa-
16 tions" ("Práctica recomendada para el diseño sísmico de subestaciones"), o
17 la versión que se encuentre vigente.

18
19 **Mecanismos de operación:** Los interruptores deberán tener mando tripolar y mo-
20 nopolar y su mecanismo de operación deberá ser tipo resorte. El mecanismo de
21 operación deberá ser equipado con contactos de cierre y apertura, los cuales debe-
22 rán ser eléctricamente independientes.

23
24 El mecanismo de operación debe ser equipado con un indicador mecánico de posi-
25 ción del interruptor, con señalización fácilmente visible desde el exterior del gabi-
26 nete, donde se indique si el interruptor se encuentra cerrado o abierto. Adicional-
27 mente, debe incluir un contador de operación donde se indique la cantidad total de
28 operaciones del interruptor.

29
30 El número y características técnicas de las bobinas de disparo de los interruptores
31 serán definidos por el Inversionista mediante sus propios análisis técnicos y eléctri-
32 cos, cumpliendo con los requerimientos técnicos y de pruebas establecidos en la
33 IEC 62271-100:2021 "High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: Alter-
34 nating-current circuit-breakers" ("Aparamenta y control de alta tensión – Parte 100:
35 Interruptores automáticos de corriente alterna"), o en la versión que se encuentre
36 vigente. En cualquier caso, se debe garantizar que el interruptor cuente con una
37 bobina de cierre y dos (2) bobinas de apertura, cada una alimentada con un circuito
38 de corriente continua independiente y su respectiva protección (fusible o MCB). El
39 esquema de disparo redundante debe alinearse con alguno de los métodos de inicio
40 del esquema de falla interruptor expuestos en la sección 7.6 de la norma IEEE Std
41 C37.119-2016 "Guide for Breaker Failure Protection of Power Circuit Breakers"
42 ("Guía para la protección contra fallas de interruptores de potencia").
43



Unidad de Planeación Minero Energética

1 **Requisitos Generales:** Los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el
2 grado de protección IP54 de acuerdo con IEC 60529:2013, "Degrees of protection
3 provided by enclosures (IP Code)" ("Grados de protección proporcionados por los
4 envolventes – Código IP"), o su equivalente en ANSI, el mecanismo de operación
5 será tipo resorte. No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido o aceite
6 para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser total-
7 mente independientes.

8
9 **Pruebas de rutina:** Los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
10 establecidas en la publicación IEC 62271-100 "High-voltage switchgear and control-
11 gear – Part 100: Alternating-current circuit-breakers" ("Aparata y control de
12 alta tensión – Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna"), o en su
13 equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser
14 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

15
16 **Pruebas tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista (Transmi-
17 sor Regional) deberá entregar una copia de los reportes de pruebas tipo realizadas
18 sobre interruptores iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo
19 con la publicación IEC 62271-100:2021, "High-voltage switchgear and controlgear
20 – Part 100: Alternating-current circuit-breakers" ("Aparata y control de alta
21 tensión – Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna"), o su equiva-
22 lente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá asumir
23 las respectivas pruebas.

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

5.5.2. Descargadores de Sobretensiones

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

- 33 • IEC 60099-4:2022, "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters
34 without gaps for a.c. systems" ("Descargadores de sobretensión – Parte 4:
35 Descargadores de óxidos metálicos sin explosores para sistemas de corriente
36 alterna").
- 37 • IEC 62155:2003, "Hollow pressurized and unpressurized ceramic and glass
38 insulators for use in electrical equipment with rated voltages greater than
39 1000 V" ("Aisladores huecos, presurizados y no presurizados, de porcelana y
40 vidrio para uso en equipos eléctricos con tensiones nominales superiores a
41 1000 V").



Unidad de Planeación Minero Energética

1 **Pruebas de rutina:** Los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
2 establecidas en la publicación IEC 60099-4:2022 o su equivalente en ANSI. Copia
3 de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que
4 requiera el Interventor.

5
6 **Pruebas tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional
7 debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargado-
8 res iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación
9 IEC 60099-4:2022 o su equivalente en ANSI. Si el Transmisor Regional no dispone
10 de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

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

14 **5.5.3. Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

15
16
17 Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra, deben cumplir las prescrip-
18 ciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según
19 se aplique al tipo de equipo a suministrar:

- 20
21 • IEC 62271-102:2018, "High-voltage switchgear and controlgear – Part 102:
22 Alternating current disconnectors and earthing switches" ("Aparata y
23 control de alta tensión – Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta
24 a tierra de corriente alterna"), o su equivalente en ANSI.
- 25 • IEC 60273:1990, "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for
26 systems with nominal voltages greater than 1000 V" ("Características de los
27 aisladores soporte interiores y exteriores para sistemas con tensiones nomi-
28 nales superiores a 1000 V").
- 29 • IEC 62271-1:2017, "High-voltage switchgear and controlgear – Part 1: Com-
30 mon specifications" ("Aparata y control de alta tensión – Parte 1: Espe-
31 cificaciones comunes").

32
33 Los seccionadores podrán ser de accionamiento tripolar y deberán poseer mecanis-
34 mos de operación manual y motorizado, dispuestos en gabinetes de acero galvani-
35 zado o aluminio, con grado de protección IP54, conforme a la IEC 60529:2013. El
36 mecanismo de operación deberá ser suministrado con contactos auxiliares, eléctri-
37 camente independientes y deberá contar con un sistema de condena que evite la
38 operación eléctrica y mecánica, de acuerdo con lo establecido en la IEC 62271-
39 102:2018, la IEC 60273:1990 y la IEC 62271-1:2017, o en sus equivalentes en
40 ANSI.

41
42 El control del mecanismo de operación podrá ser operado local o remotamente y el
43 modo de operación se podrá realizar mediante un selector de tres posiciones: LO-



Unidad de Planeación Minero Energética

1 CAL-DESCONECTADO-REMOTO. La operación local se realizará mediante dos pulsa-
2 dores: CIERRE y APERTURA. El mecanismo de operación debe tener claramente
3 identificadas las posiciones de cerrado (I) y abierto (O).

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

8
9 **Pruebas de rutina:** Los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
10 establecidas en la publicación IEC 62271-102:2018, o su equivalente en ANSI. Co-
11 pia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines
12 que requiera el Interventor.

13
14 **Pruebas tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional
15 debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo realizadas sobre secciona-
16 dores iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publica-
17 ción IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI, si el Transmisor Regional no dispone
18 de estos documentos deberá asumir las respectivas pruebas.

19
20 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar
21 las condiciones de estado y funcionamiento de los seccionadores.

22 23 **5.5.4. Transformadores de Tensión**

24
25 Los Transformadores de Tensión deben cumplir las prescripciones de la última edi-
26 ción de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de
27 equipo a suministrar:

- 28
- 29 • IEC 60044-4, "Instrument transformers – Part 4: Measurement of partial
30 discharges" ("Transformadores de medida – Parte 4: Medición de descargas
31 parciales"), o su equivalente en ANSI.
- 32 • IEC 60044-2, "Instrument transformers – Part 2: Inductive voltage transfor-
33 mers" ("Transformadores de medida – Parte 2: Transformadores de tensión
34 inductivos").
- 35 • IEC 60186, "Voltage transformers" ("Transformadores de tensión").
- 36 • IEC 60358, "Coupling capacitors and capacitor dividers" ("Capacitores de aco-
37 plamiento y divisores capacitivos").
- 38 • IEC 61869-1, "Instrument transformers – Part 1: General requirements"
39 ("Transformadores de medida – Parte 1: Requisitos generales"),
40 IEC 61869-3, "Instrument transformers – Part 3: Additional requirements for
41 inductive voltage transformers" ("Transformadores de medida – Parte 3: Re-
42 quisitos adicionales para transformadores de tensión inductivos"),
43 IEC 61869-5, "Instrument transformers – Part 5: Additional requirements for



Unidad de Planeación Minero Energética

1 capacitor voltage transformers” (“Transformadores de medida – Parte 5: Re-
2 quisitos adicionales para transformadores de tensión capacitivos”)

- 3 • IEC 60296, “Fluids for electrotechnical applications – Unused mineral insula-
4 ting oils for transformers and switchgear” (“Fluidos para aplicaciones electro-
5 técnicas – Aceites minerales nuevos para transformadores y aparata de
6 alta tensión”).

7
8 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión
9 entre fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad
10 de utilizar cargas externas adicionales. La precisión, deberá ser según normas IEC
11 o su equivalente en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos
12 exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión.

13
14 **Pruebas de rutina:** Los transformadores de tensión deben ser sometidos a las
15 pruebas de rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC
16 60358 cláusula 7.1. o su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos
17 de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

18
19 **Pruebas tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional
20 debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transforma-
21 dores de tensión iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con
22 la publicación IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equiva-
23 lentes en ANSI. Si el Transmisor Regional no dispone de estos documentos deberá
24 asumir las respectivas pruebas.

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

28 29 **5.5.5. Transformadores de Corriente**

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

- 34 • IEC 60044-4, “Instrument transformers – Part 4: Measurement of partial
35 discharges” (“Transformadores de medida – Parte 4: Medición de descargas
36 parciales”, o su equivalente en ANSI.
- 37 • IEC 60044-1, “Instrument transformers – Part 1: Current transformers”
38 (“Transformadores de medida – Parte 1: Transformadores de corriente”).
- 39 • IEC 61869-1, “Instrument transformers – Part 1: General requirements”
40 (“Transformadores de medida – Parte 1: Requisitos generales”).

41
42
43 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de re-
44 lación en el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en



Unidad de Planeación Minero Energética

1 ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Reso-
2 lución CREG 025 de 1995, en su última revisión.

3
4 **Pruebas de rutina:** Los transformadores de corriente deben ser sometidos a las
5 pruebas de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su
6 equivalente en ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser
7 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

8
9 **Pruebas tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional
10 debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transforma-
11 dores de corriente iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo
12 con la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el
13 Transmisor Regional no dispone de estos documentos deberá asumir las respectivas
14 pruebas.

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

18 19 **5.5.6. Equipo GIS o Híbrido**

20
21 En caso de que los equipos propuestos por el Inversionista seleccionado sean de
22 tecnología GIS (Gas Insulated Substations) o Híbrido, además de cumplir con las
23 normas antes mencionadas, debe cumplirse la siguiente normatividad:

24
25 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con
26 las características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales
27 tal como lo indicado en estas especificaciones.

- 28
- 29 • IEC 61869, "Instrument transformers" ("Transformadores de medida").
- 30 • IEC 60071-1:2019 / IEC 60071-2:2018, "Insulation coordination" ("Coordi-
31 nación de aislamiento").
- 32 • IEC 62271, "High-voltage switchgear and controlgear" ("Aparata y con-
33 trol de alta tensión"), en las partes que resulten aplicables.
- 34 • IEC 60137:2017, "Insulated bushings for alternating voltages above 1 000
35 V" ("Bujes aislados para tensiones alternas superiores a 1000 V").
- 36 • IEC 60270:2000, "High-voltage test techniques – Partial discharge measu-
37 rements" ("Técnicas de ensayo de alta tensión – Medición de descargas par-
38 ciales").
- 39 • IEC 60376:2018, "Specification of technical grade sulphur hexafluoride
40 (SF6) and complementary gases" ("Especificación del hexafluoruro de azu-
41 fre de grado técnico y gases complementarios").
- 42 • IEC 60480:2019, "Guidelines for the checking and treatment of sulphur he-
43 xafluoride (SF6) taken from electrical equipment" ("Guía para la verificación
44 y tratamiento del SF6 extraído de equipos eléctricos").



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 • IEC 62271-1:2017, "High-voltage switchgear and controlgear – Part 1:
2 Common specifications" ("Aparamenta y control de alta tensión – Parte 1:
3 Especificaciones comunes").
- 4 • IEC 60815-1:2008 / IEC 60815-2:2010, "Selection and dimensioning of
5 high-voltage insulators for polluted conditions" ("Selección y dimensiona-
6 miento de aisladores de alta tensión para condiciones de contaminación").
- 7 • IEC 62271-209:2019, "High-voltage switchgear and controlgear – Part 209:
8 Cable connections for gas-insulated metal-enclosed switchgear" ("Apara-
9 menta y control de alta tensión – Parte 209: Conexiones de cables para
10 aparamenta metálica encapsulada en gas").
- 11 • IEC 62271-303:2021, "High-voltage switchgear and controlgear – Part 303:
12 Use and handling of sulphur hexafluoride (SF6)" ("Aparamenta y control de
13 alta tensión – Parte 303: Uso y manipulación de SF6").
- 14 IEC 61639:2007, "Direct connection between gas-insulated metal-enclosed
15 switchgear and transformers" ("Conexión directa entre aparamenta metálica
16 encapsulada en gas y transformadores").

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

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

23 24 **5.5.7. Sistema de Puesta A Tierra**

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

29
30 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la nueva Subestación y en las
31 subestaciones existentes (si aplica), estarán de acuerdo con la última revisión de la
32 publicación IEEE No.80-2013 "Guide for Safety and Alternating Current Substation
33 Grounding" ("Guía para la seguridad en la puesta a tierra de subestaciones de
34 corriente alterna") e IEEE Std. 81-2012 "Guide for Measuring Earth Resistivity,
35 Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System". El
36 diseño, materiales y validación del sistema de puesta a tierra deberán cumplir con
37 los requerimientos que le apliquen del artículo 15° del RETIE en su última versión.

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

43



Unidad de Planeación Minero Energética

1 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la Subestación completa y
2 garantizar el control de las tensiones de toque y de paso según lo establecido en la
3 última versión del RETIE.

4
5 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Transmisor Regional
6 realizará los ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la
7 resistividad del terreno, y realizará las mediciones de resistencia de puesta a tierra
8 y de las tensiones de paso y contacto, según los requerimientos del RETIE en su
9 última versión, de tal manera que se garantice la seguridad de las Personas en torno
10 a la Subestación.

11 **5.5.8. Apantallamiento de la Subestación**

12
13
14 El diseño del sistema de apantallamiento de la Subestación Nueva Galapa 110 kV,
15 Nueva Palermo 110 kV y de las subestaciones existentes intervenidas dentro del
16 alcance de la presente Convocatoria Pública del STR (si aplica), deberá realizar una
17 evaluación del nivel de riesgo de las instalaciones ante descargas atmosféricas
18 directas de acuerdo con los procedimientos de la norma IEC 62305-2 "Protection
19 against lightning – Part 2: Risk management" ("Protección contra el rayo – Parte 2:
20 Gestión del riesgo").

21
22 El diseño del sistema de apantallamiento deberá considerar elementos captadores
23 de descargas atmosféricas como cables de guarda y puntas captadoras de material
24 apropiado para las condiciones ambientales existentes en el sitio, particularmente
25 del nivel ceraúnico, y deberá ser verificado según el método electrogeométrico
26 referido en las normas IEC 62305-2 o NTC 4552.

27
28 Todos los cables de guarda serán aterrizados mediante conductores bajantes de
29 cobre que se conectarán con la malla de puesta a tierra mediante soldadura
30 exotérmica. Se deberá garantizar la continuidad de la conexión entre el sistema de
31 apantallamiento y el sistema de puesta a tierra de la Subestación.

32
33 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de
34 protección contra descargas atmosféricas, incluyendo puntas captadoras,
35 conductores bajantes y varillas de puesta a tierra. En general los materiales e
36 instalación del RETIE (artículo 16°), la Norma IEEE Std. 998, la Norma NTC-4552-
37 1-2-3 y la Norma IEC-62305-2, en su última versión.

38 39 **5.6. Equipos de Control y Protección**

40
41 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos
42 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 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 medida: transformadores de corriente y tensión, se deben de disponer de núcleos secundarios con relaciones iguales 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.

Cada esquema de protección PPL1 y PPL2 debe tener un sistema de comunicación independiente y sin punto de falla común entre ellos (redundancia). Para el caso de Fibra Óptica multiplexada, el canal de comunicación no deberá de exceder una asimetría de canal de menor a 0.5 ms y retardo máximo de 5 ms.

Para subestaciones nuevas o existentes que lo requieran, el Sistema de Protecciones -SP- para las barras (diferencial de barras) deberá ser redundante con principio de operación diferente. Adicionalmente deberán seleccionarse de acuerdo con la configuración de la Subestación. La alimentación DC del sistema de protección debe ser independiente; las señales de corriente deben ser tomadas, para cada SP, desde núcleos diferentes de los CT's y cada SP debe tener la posibilidad de comandar disparo a ambas bobinas de los interruptores. Los SP diferenciales de barra deben ser seleccionados considerando las bahías a construirse objeto de la presente Convocatoria Pública del STR y las ampliaciones futuras, y deberán permitir la conexión



Unidad de Planeación Minero Energética

1 de CT's con diferentes relaciones de transformación. El Inversionista deberá imple-
2 mentar protección diferencial de barras multizona y de fase segregada para las
3 subestaciones nuevas.

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.

18 **5.6.2. Sistemas de Protección de las Líneas**

19
20 El sistema de protección de las líneas de transmisión objeto de la presente
21 convocatoria deben consistir en:

- 22 • Un sistema de protección PL1 con protecciones diferenciales de línea ANSI
23 87L, con funciones de respaldo de distancia de fases y tierra, con esquema
24 ANSI 21 POTT y funciones de sobrecorriente de fases y tierra direccionales.
- 25 • Un sistema de protección PL2, protecciones de distancia de fases y tierra, con
26 esquema ANSI 21 POTT y funciones de sobrecorriente de fases y de tierra
27 direccionales, con esquema ANSI 67N Comparación Direccional.
- 28 • Los sistemas de protección PL y PL2 no deberán compartir modos comunes
29 de falla a nivel secundario. Los sistemas de teleprotección deberán utilizar
30 canales independientes.
- 31 • Cuando el SIR en la condición de menor cortocircuito en red completa o N-1
32 (no radial) sea mayor que 4, o la longitud de total de la línea sea menor o
33 igual a 15km, el sistema de protección PL2 deberá también tener protección
34 diferencial de línea ANSI 87L.

35 **5.6.3. Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

36
37 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los
38 subsistemas y equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente
39 arquitectura:
40
41
42
43



Unidad de Planeación Minero Energética

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.
	Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
2	Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación. El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.	Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.
	Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1. Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.	
1	Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través	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.



Unidad de Planeación Minero Energética

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al Personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.	Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.
	Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.	
0	Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la Subestación (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.

Tabla 4. Arquitectura del sistema de automatización

5.6.3.1. 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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 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.

6 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.

11 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:

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

38 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de la subestación y/o computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación y el CND o el centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista es responsable por utilizar los protocolos de comunicación que el CND le exija y en general,



Unidad de Planeación Minero Energética

1 todos los costos de implementación y coordinación de información a intercambiar
2 con el CND son responsabilidad del Inversionista seleccionado.

3
4 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de la
5 subestación:

- 6
7 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de
8 la Subestación.
- 9 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, pro-
10 tecciones y registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sin-
11 cronización proveniente de un reloj GPS.
- 12 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de
13 control remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).

14
15 Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de la Subestación
16 para el correcto envío de información hacia centros de control externos, CND y re-
17 cibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este aspecto, el
18 Inversionista será el único responsable de suministrar y hacer operativos los proto-
19 colos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con el CND.

20 21 **5.6.4. Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores mul-** 22 **tifuncionales**

23
24 En subestaciones nuevas deben instalar unidades de medición fasorial – PMU- para
25 cada bahía (Línea, transformación o compensación, según aplique). Estos equipos
26 tomarán las señales de tensión y corriente de los núcleos de medida (circuitos de
27 instrumentación), cumpliendo la norma IEC/IEEE 60255-118-1-2018 o la que la
28 sustituya.

29
30 La unidad de medición fasorial podrá ser implementada con una unidad de medición
31 fasorial PMU o un equipo con funcionalidad sincrofásorial, que posea una tasa de
32 muestreo superior a 10 fasores por segundo, y que no comparta funciones de pro-
33 tección o circuitos de protección. La implementación podrá realizarse con equipos
34 que integren sincronización, digitalización y procesamiento en un mismo dispositivo,
35 o con unidades procesadoras centralizadas y periféricos distribuidos. En el caso de
36 que la nueva Subestación no cuente con casetas en el patio, las PMUs deberán
37 instalarse en los tableros de las correspondientes bahías. El envío de esta informa-
38 ción deberá hacerse con la periodicidad, confiabilidad y el protocolo definido por el
39 CND y/o por los acuerdos de CNO, ya sea a un punto de comunicación en la Subes-
40 tación, a un concentrador de datos regional (PDC-regional) o a un concentrador en
41 las instalaciones del CND (PDC-CND). La comunicación desde la Subestación (o
42 desde el PDC el regional) hacia el sistema que disponga el CND, será responsabilidad
43 de este último, según lo establecido en la resolución CREG 080 de 1999.



Unidad de Planeación Minero Energética

1 Deberá existir un tablero independiente para concentrar la información sincrofaso-
2 rial, en donde el operador nacional instalará un concentrador de datos fasoriales -
3 PDC- y otros dispositivos asociados. El tablero suministrado por el Inversionista
4 deberá estar provisto de servicios de energía con las mismas características de los
5 tableros de control de la Subestación. El Inversionista seleccionado deberá permitir
6 al operador nacional las labores de gestión y mantenimiento de los equipos instala-
7 dos en este tablero.

8
9 La comunicación entre las PMU y el PDC será provistas y mantenidas por el Inver-
10 sionista, a través de una red de comunicación redundante local y deberá permitir el
11 intercambio de información con la red del sistema de control a través de los meca-
12 nismos de seguridad apropiados. Esta red deberá ser independiente de la red de
13 gestión de protecciones, pues sobre la primera el operador nacional deberá poder
14 tener acceso remoto para gestionar las PMU. La comunicación desde la Subestación
15 (o desde el PDC) hacia el sistema que disponga el operador nacional, será respon-
16 sabilidad de este último, según lo establecido en la resolución CREG 080 de 1999.

17
18 Las unidades de medición fasorial sincronizada deben cumplir con el estándar más
19 reciente IEEE C37.118 o aquel que lo reemplace en el momento de su adquisición.
20 Estos equipos deberán contar con la capacidad de ser actualizados cuando la norma
21 IEEE de medición fasorial sea revisada.

22
23 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de
24 medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, co-
25 rriente, potencia activa, potencia reactiva, energía activa, factor de potencia y fre-
26 cuencia. Deben contar con emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado
27 con niveles superiores. Deben cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos por
28 la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente
29 al Código de Medida y sus Anexos.

30 31 **5.6.5. Controladores de Bahía**

32
33 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar
34 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables.
35 Los controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos
36 para aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversio-
37 nista deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

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



Unidad de Planeación Minero Energética



- 1
- 2 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del
- 3 proceso.
- 4 • Despliegue de alarmas.
- 5 • Despliegue de eventos.
- 6 • Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 7 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 8 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante bo-
- 9 tones de función.
- 10 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

11

12 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con

13 puertos para la comunicación.

14

15 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización

16 horaria para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

17

5.6.6. Controlador de los Servicios Auxiliares

18

19 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta ten-

20 sión. Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del

21 Proyecto y contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.

22

23 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la in-

24 terfaz IHM y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la

25 Subestación y estar sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El

26 controlador de servicios auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que

27 permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

28

- 29
- 30 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- 31 • Despliegue de alarmas.
- 32 • Despliegue de eventos.
- 33 • Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
- 34 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante bo-
- 35 tones de función.
- 36 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

37

38 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con

39 puertos para la comunicación.

40

5.6.7. Switches

41

42



Unidad de Planeación Minero Energética

1 Los switches o concentradores de datos de la red de control deberán ser adecuados
2 para operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguien-
3 tes requisitos:

- 4
- 5 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
- 6 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- 7 • Deberá incluir las siguientes características de red:
 - 8 ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC
 - 9 Bridges
 - 10 ○ IEEE 802.1q VLAN
 - 11 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
 - 12 • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de
 - 13 prueba descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
 - 14 • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevale-
 - 15 cerá la más exigente.
 - 16

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

20 21 **5.6.8. Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

22
23 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:

24
25 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe
26 conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigi-
27 dez mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra
28 roedores, con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, termina-
29 les, amarres y demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del
30 Inversionista.

31
32 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás
33 accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equi-
34 pos distribuidos en la Subestación.

35
36 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registra-
37 dores de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con
38 autodiagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

39 40 **5.6.9. Equipos y Sistemas de Nivel 2**

41 42 **5.6.9.1. Controlador de la Subestación**

43



Unidad de Planeación Minero Energética

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

9
10 Adicionalmente el controlador de la Subestación debe centralizar información de los
11 relés de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales,
12 conformando la red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso
13 local y remoto para interrogación, configuración y descarga de información de los
14 relés, de los registradores de fallas y los medidores multifuncionales. Deben sumi-
15 nistrarse todos los equipos, accesorios, programas y bases de datos requeridos para
16 implementar un sistema de gestión de protecciones y registradores de fallas para
17 la Subestación.

18 19 **5.6.9.2. Registradores de Fallas**

20
21 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla,
22 la descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un
23 equipo de adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión
24 de los registros de falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Pro-
25 yecto, incluyendo almacenamiento, despliegue, programación e interrogación re-
26 mota, cumpliendo con lo establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en
27 su última revisión.

28 29 **5.6.9.3. Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

30
31 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a
32 través de una IHM conformada básicamente por computadores industriales y soft-
33 ware tipo SCADA. Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente am-
34 plias para mostrar la información del proceso.

35
36 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos
37 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la
38 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

- 39
- 40 • Adquisición de datos y asignación de comandos.
- 41 • Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- 42 • Comunicación con el CND.
- 43 • Comunicación con la red de área local.
- 44 • Facilidades de mantenimiento.



Unidad de Planeación Minero Energética

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

5.6.10. Requisitos de Telecomunicaciones

23 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de
24 1995, en su última revisión.

5.7. Obras Civiles

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

- 31 • Diseño y construcción de todas las obras civiles incluyendo, entre otras, la
32 construcción o mejora de las vías de acceso y la construcción o ampliación
33 del edificio de control.
- 34 • Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental deben cumplir
35 con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo Ambiental (PMA)
36 del Proyecto, el cual también está a cargo del Transmisor Regional.
- 37 • Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos esta-
38 blecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resis-
39 tente NSR-10 vigente.

41 El Interventor conceptuará para la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los
42 aspectos regulatorios, el RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para
43 construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base
44 en planos de construcción previamente aprobados. El Interventor informará a la



Unidad de Planeación Minero Energética

1 UPME y hará el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas.
2 El Transmisor Regional deberá presentarle al Interventor la siguiente información:
3

- 4
- 5 • Memorias de cálculo que soporten los diseños.
- 6 • Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,
7 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las
8 obras.
- 9 • Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y
10 editarse la versión denominada "tal como construido" que incluye las modificaciones
11 hechas en campo verificadas por el Interventor.
- 12

13 **5.8. Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento**

14
15 En los edificios a cargo del Inversionista o en las adecuaciones a lo existente, se
16 deberá diseñar, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la instalación
17 de puntas tipo Franklin, suministrar e instalar todos los elementos necesarios
18 para la construcción de la red de puesta a tierra del apantallamiento electromagnético
19 tales como bajantes, platinas de cobre, varillas de puesta a tierra y redes de
20 tierra.

21
22 Los diseños y la instalación son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta
23 a tierra del proyecto debe ser en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocido,
24 sin estañar, trenzado en capas concéntricas. La malla de tierra deberá ser
25 diseñada siguiendo los lineamientos de la norma ANSI/IEEE Std 80 y Std 81 tal que
26 garanticen la seguridad del Personal, limitando las tensiones de toque y paso a
27 valores tolerables. Adicionalmente, tanto la malla de puesta a tierra como el sistema
28 de apantallamiento deberán cumplir con los requerimientos técnicos de diseño e
29 implementación, que le apliquen, según los artículos del RETIE, respectivamente,
30 en especial en cuanto a materiales e interconexión.

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

32 **6.1. Pruebas y Puesta en Servicio**

33
34
35
36 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de
37 campo tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de
38 puesta en servicio y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes,
39 la normatividad CREG vigente, los requisitos del CND y los acuerdos del CNO, en particular
40 el Acuerdo 1937 de 2025 o aquel que lo sustituya o reemplace. Los registros de todas las
41 pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales, de puesta en servicio y de
42 energización) se consignarán en "Protocolos de Pruebas" diseñados por el Transmisor
43 Regional de tal forma que el Interventor, pueda verificar el cumplimiento de los requisitos
44 de la Regulación vigente y de las



Unidad de Planeación Minero Energética

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

5
6 **Pruebas de puesta en servicio:** El Transmisor Regional debe efectuar las siguien-
7 tes pruebas como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el Código de
8 Redes y los requerimientos del CND, vigentes:

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

17
18 **Pruebas de energización:** El Transmisor Regional será responsable por la ejecu-
19 ción de las pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización
20 deben ser verificados para los fines pertinentes por el Interventor.

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

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

- 26
- 27 • Presentación del Proyecto al CND.
 - 28 • Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
 - 29 • Diagrama Unifilar.
 - 30 • Estudio de ajuste y coordinación de protecciones de los equipos y el área de
31 influencia del Proyecto. El área de influencia definida para el estudio de ajuste y
32 coordinación de protecciones, de este proyecto, deberá ser acordada con el CND.
 - 33 • Cumplimiento del Estudio de Ajuste de Coordinación Protecciones (EACP) de
34 acuerdo con lo establecido en el Acuerdo CNO 1937 del 25 de febrero de 2025 o
35 los acuerdos que lo modifiquen o sustituyan.
 - 36 • Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
 - 37 • Cronograma de desconexiones y consignaciones.
 - 38 • Cronograma de pruebas.
 - 39 • Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus
40 bahías con información definitiva.
 - 41 • Protocolo de energización.
 - 42 • Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
 - 43 • Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario
44 del punto de conexión.



Unidad de Planeación Minero Energética

- 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

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

9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA

Información específica referente a la Convocatoria Pública del STR, recopilada por la UPME, como Costos de Conexión, datos técnicos y planos, etc., serán suministrados por la UPME en formato digital en lo posible a través de su Página Electrónica junto con los presentes DSI STR o a solicitud de los Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.

10. FIGURAS

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

- Figura 1 - Diagrama esquemático Nueva Galapa 110 kV y líneas asociadas.
- Figura 2 - Diagrama esquemático Nueva Palermo 110 kV y línea asociada.