

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

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 10 DE 2019

(UPME 10– 2019)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN RIO CORDOBA – BONDA
(TERMOCOL) 220 kV**

Bogotá D. C., diciembre de 2019

ÍNDICE

1		
2		
3		
4	1. CONSIDERACIONES GENERALES	5
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales.....	5
6	1.2 Definiciones	6
7	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	6
8	2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones	8
9	2.1.1 Descripción de Obras en la Subestación Río Córdoba 220 kV.	8
10	2.1.2 Descripción de Obras en la Subestación Bonda (Termocol) 220 kV.	10
11	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	11
12	2.2.1 En la Subestación Río Córdoba 220 kV.	11
13	2.2.2 En la Subestación Bonda (Termocol) 220 kV.	12
14	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	13
15	3.1 Parámetros del Sistema	13
16	3.2 Nivel de Corto Circuito	14
17	3.3 Materiales	14
18	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible	14
19	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión.....	15
20	3.6 Pruebas en Fábrica.....	15
21	4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 220 KV	16
22	4.1 General	16
23	4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión	18
24	4.3 Longitud Aproximada de las Líneas.....	19
25	4.4 Especificaciones de diseño y construcción líneas	20
26	4.4.1 Aislamiento	20
27	4.4.2 Conductores de Fase	20
28	4.4.3 Cable(s) de Guarda	22
29	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas	23
30	4.4.5 Transposiciones de Línea.....	24
31	4.4.6 Estructuras	24
32	4.4.7 Localización de Estructuras	25
33	4.4.8 Sistema Antivibratorio, Amortiguadores y Espaciadores - Amortiguadores.	25
34	4.4.9 Cimentaciones.....	26
35	4.4.10 Canalizaciones, cajas e instalación de cables para tramos de líneas	
36	subterráneas o subfluviales	26
37	4.4.11 Señalización Aérea.....	27
38	4.4.12 Desviadores de vuelo para aves.....	27
39	4.4.13 Obras Complementarias.....	27
40	4.5 Informe Técnico	28
41	5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN	28
42	5.1 General	28

1	5.1.1	Predio de las Subestación	29
2	5.1.2	Espacios de Reserva	31
3	5.1.3	Conexiones con Equipos Existentes	31
4	5.1.4	Servicios Auxiliares.....	31
5	5.1.5	Infraestructura y Módulo Común.....	31
6	5.2	Normas para Fabricación de los Equipos	33
7	5.3	Condiciones Sísmicas de los equipos	33
8	5.4	Procedimiento General del Diseño	34
9	5.4.1	Los documentos de Ingeniería Básica	35
10	5.4.2	Los documentos de la Ingeniería de Detalle	38
11	5.4.3	Estudios del Sistema	42
12	5.4.4	Distancias de Seguridad.....	43
13	5.5	Equipos de Potencia.....	43
14	5.5.1	Interruptores	43
15	5.5.2	Descargadores de Sobretensiones.....	45
16	5.5.3	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	45
17	5.5.4	Transformadores de Tensión.....	46
18	5.5.5	Transformadores de Corriente.....	47
19	5.5.6	Equipo GIS o Híbrido.....	48
20	5.5.7	Sistema de Puesta A Tierra	49
21	5.5.8	Apantallamiento de la Subestación.....	49
22	5.6	Equipos de Control y Protección.....	50
23	5.6.1	Sistemas de Protección	50
24	5.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	52
25	5.6.2.1	Características Generales.....	54
26	5.6.3	Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales	55
27	5.6.4	Controladores de Bahía	56
28	5.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	57
29	5.6.6	Switches	58
30	5.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	58
31	5.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2	59
32	5.6.8.1	Controlador de la Subestación	59
33	5.6.8.2	Registradores de Fallas	59
34	5.6.8.3	Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación	59
35	5.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	60
36	5.7	Obras Civiles.....	60
37	5.8	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento.....	61
38	6.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	61
39	6.1	Pruebas y Puesta en Servicio	61
40	6.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio	62
41	7	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	63
42	8	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	63

1	9	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	63
2	10	FIGURAS	63
3			

ANEXO 1

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 de la Convocatoria Pública UPME 10 – 2019.

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

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

Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el presente Anexo No. 1 de los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los diseños. Las citas, numerales o tablas del RETIE que se hacen en este Anexo corresponden a la revisión de agosto de 2013 de este Reglamento, incluidas las modificaciones de octubre 2013 y julio 2014. En los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados, el Transmisor deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser relacionados, informados y documentados al Interventor. Los criterios de ingeniería y normas específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo caso, con lo establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, 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, Resolución MME 90708 de agosto de 2013, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto será obligatorio que los trabajos deban contar con un diseño, efectuado por el profesional

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

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

13 **1.2 Definiciones**

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

18 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

19
20
21 Consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en
22 servicio, operación y mantenimiento de las obras asociadas al Proyecto línea de transmisión
23 Río Córdoba – Bonda (Termocol) 220 kV, definido en el “Plan de Expansión de Referencia
24 Generación – Transmisión 2019-2033”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de
25 Minas y Energía 40779 de 21 de octubre de 2019, el cual comprende:

- 26 i. Una (1) línea de transmisión a 220 kV, en circuito sencillo, desde la subestación Río
27 Córdoba en jurisdicción del Municipio Ciénaga (Magdalena) hasta la subestación
28 Bonda (Termocol) en jurisdicción del Municipio de Santa Marta, con una longitud
29 aproximada de 30 km.
- 30 ii. Una (1) bahía de línea a 220 kV, en configuración interruptor y medio incluido el
31 corte central, en la subestación Río Córdoba 220 kV objeto de la Convocatoria
32 UPME 06-2014, ubicada en jurisdicción de Ciénaga - Magdalena .
- 33 iii. Una (1) bahía de línea a 220 kV, en configuración interruptor y medio incluido el
34 corte central, en la subestación Bonda (Termocol) 220 kV objeto de la Convocatoria
35 UPME 02-2010, ubicada en jurisdicción de la ciudad de Santa Marta.
- 36 iv. Extensiones de barraje (en caso de ser necesario) a 220 kV de las existentes
37 subestaciones Río Córdoba y Bonda (Termocol), para la instalación de las nuevas
38 bahías de línea a 220 kV referidas en el ítem ii y iii del presente numeral 2, junto con

1 todos los elementos, equipos obras y adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas,
2 corte y/o protección, control, medición y demás necesarios, para su correcto
3 funcionamiento.

4 v. Se deben incluir todos los elementos y adecuaciones tanto eléctricas como físicas
5 necesarias para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria durante la
6 construcción, operación y mantenimiento de las obras, garantizando siempre su
7 compatibilidad con la infraestructura existente. Estas acciones incluyen sistemas de
8 control, protecciones, medida, comunicaciones e infraestructura asociada, etc, sin
9 limitarse a estos.

10

11 **NOTAS:** Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente
12 Convocatoria:

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

30

31

32

33

34

35

36

37

38

39

40

1. Los Diagramas Unifilares, hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar la disposición de las bahías en los diagramas unifilares, previa revisión y concepto del Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de modificación presentada involucra o afecta a terceros como otros usuarios o propietarios de activos en Subestación (existente o ampliación), deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.
2. En configuración interruptor y medio, cuando una bahía, objeto de la presente Convocatoria Pública, quede en un diámetro incompleto, el cual pueda utilizarse para una ampliación futura, el Transmisor deberá hacerse cargo del enlace entre el corte central y el otro barraje, de tal manera que dicho enlace pueda ser removido fácilmente en caso de instalación de nuevos equipos.
3. Corresponde a los involucrados en las Subestaciones objeto de la presente Convocatoria, llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los equipos en cada subestación. En cualquier caso, se debe garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.
4. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria Pública UPME, deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.
5. Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura

1 existente. En general, el Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones
2 necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.
3

4 6. En la página WEB de la presente Convocatoria Pública, se encuentra disponible la
5 información técnica y costos de conexión remitidos por ISA -ITCO S.A. E.S.P. con
6 radicado UPME 20191100086882 y GEB S.A. E.S.P. con radicado UPME
7 20191100086792. La información específica relacionada con estos comunicados
8 (anexos) pueden ser solicitadas en oficinas de la UPME en los términos señalados
9 en el numeral 9 del presente Anexo 1, sin detrimento a lo anterior, el Inversionista
10 podrá consultar a los propietarios de la infraestructura de manera directa. La
11 información suministrada por la UPME no representa ninguna limitante y deberá ser
12 evaluada por el Inversionista para lo de su interés, en concordancia con los
13 numerales 5.5, Independencia del Proponente, y 5.6, Responsabilidad, de los DSI
14 de la presente Convocatoria Pública.
15

16
17 7. El Inversionista seleccionado deberá garantizar que los espacios de reserva (no
18 utilizados por el presente Proyecto) en las subestaciones intervenidas, no se verán
19 afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea,
20 edificaciones, etc.) desarrollada en el marco de la presente Convocatoria Pública.
21 El Interventor deberá certificar el cumplimiento de la exigencia antes indicada. Lo
22 anterior no implica que los espacios ocupados por las bahías construidas en la
23 presente convocatoria se deban reponer en otro lugar, con excepción de aquellos
24 casos en que el propietario de la subestación lo hubiese declarado antes del inicio
25 de la convocatoria.
26

27 8. El Inversionista seleccionado para la presente Convocatoria, deberá analizar y
28 tomar las precauciones, realizar todos los estudios que apliquen y tomar cualquier
29 medida preventiva o correctiva en todas las etapas del proyecto, incluida la
30 operación y mantenimiento, con el fin que no existan afectaciones en el Sistema
31 Interconectado Nacional – SIN por cualquier circunstancia que involucre o se derive
32 de sus activos.
33

34 9. La instalación de la línea de transmisión Río Córdoba – Bonda (Termocol) servirá
35 como refuerzo de red para habilitar la conexión de plantas de generación en el área
36 de Guajira, Cesar – Magdalena - GCM.
37

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

39 **2.1.1 Descripción de Obras en la Subestación Río Córdoba 220 kV.**

40
41

1 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del área
2 (en cualquier modalidad, por ejemplo, comodato, compra, arriendo, etc.) en caso de ser
3 necesario, el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas
4 en el numeral 2.

5
6 La bahía a instalar deberá mantener la configuración de la existente subestación Rio
7 Cordoba 220 kV, la cual es interruptor y medio. Los equipos a instalar podrán ser
8 convencionales AIS (Air Insulated Substations) o GIS (tomado de la primera letra del
9 nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una
10 solución híbrida, de tipo exterior o interior según sea el caso, cumpliendo con la
11 normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

12
13 El inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá
14 hacerse cargo de la extensión del barraje (de ser necesario), para la conexión de la nueva
15 bahía de línea objeto de la presenta Convocatoria, junto con los equipos de protección y
16 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar
17 el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual
18 o superior al barraje existente donde se conecta.

19
20 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de líneas y de
21 transformación, en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y
22 protecciones con la infraestructura existente.

23
24 Se deberá acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de
25 Conexión, considerando las previsiones de reservas exigidas en la Convocatoria UPME 06-
26 2014 Proyecto Río Córdoba 220 kV.

27
28 El diagrama unifilar de la nueva Subestación Rio Córdoba 220 kV se muestra en la Figura
29 2.

30
31 Los equipos o elementos a instalar deberán ser completamente nuevos y de última
32 tecnología.

33
34 El Inversionista deberá implementar redundancia en los canales de comunicación utilizando
35 diferentes medios o tecnologías para el envío y la recepción de señales entre los extremos
36 de las líneas de transmisión. El Inversionista seleccionado deberá verificar que con los
37 equipos a instalar en las subestaciones, se eviten puntos comunes de fallas. Lo anterior
38 con el fin de incrementar la fiabilidad de los esquemas de teleprotección de las líneas de
39 transmisión, ante mantenimientos o contingencias sobre uno de los sistemas de
40 comunicación.

41

1 Se debe tener en cuenta que la subestación Río Córdoba 220 kV fue objeto de la
2 Convocatoria UPME 06-2014 a cargo del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P, por lo que son
3 referencia los respectivos DSI de dicha Convocatoria.

4
5 Para las llegada/salida de las líneas a construir, se debe tener en cuenta los circuitos
6 actuales y futuros de forma tal que los diseños busquen evitar los cruces con otras líneas o
7 se minimicen los riesgos en la confiabilidad de la operación del SIN.

9 **2.1.2 Descripción de Obras en la Subestación Bonda (Termocol) 220 kV.**

10
11 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del área
12 (en cualquier modalidad, por ejemplo, comodato, compra, arriendo, etc.) en caso de ser
13 necesario, el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas
14 en el numeral 2.

15
16 La bahía a instalar deberá mantener la configuración de la existente subestación Bonda
17 (Río Cordoba) 220 kV, la cual es interruptor y medio. Los equipos a instalar podrán ser
18 convencionales AIS (Air Insulated Substations) o GIS (tomado de la primera letra del
19 nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una
20 solución híbrida, de tipo exterior o interior según sea el caso, cumpliendo con la
21 normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

22
23 El inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá
24 hacerse cargo de la extensión del barraje (de ser necesario), para la conexión de la nueva
25 bahía de línea objeto de la presenta Convocatoria, junto con los equipos de protección y
26 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar
27 el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual
28 o superior al barraje existente donde se conecta.

29
30 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de líneas y de
31 transformación, en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y
32 protecciones con la infraestructura existente.

33
34 Se deberá acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de
35 Conexión, considerando las previsiones de reservas exigidas en la Convocatoria UPME 02-
36 2010 Subestación Termocol y líneas de transmisión asociadas 220 kV.

37
38 El diagrama unifilar de la nueva Subestación Bonda (Termocol) 220 kV se muestra en la
39 Figura 3.

40
41 Los equipos o elementos a instalar deberán ser completamente nuevos y de última
42 tecnología.

1
2 El Inversionista deberá implementar redundancia en los canales de comunicación utilizando
3 diferentes medios o tecnologías para el envío y la recepción de señales entre los extremos
4 de las líneas de transmisión. El Inversionista seleccionado deberá verificar que con los
5 equipos a instalar en las subestaciones, se eviten puntos comunes de fallas. Lo anterior
6 con el fin de incrementar la fiabilidad de los esquemas de teleprotección de las líneas de
7 transmisión, ante mantenimientos o contingencias sobre uno de los sistemas de
8 comunicación.

9
10 Se debe tener en cuenta que la subestación Bonda (Termocol) 220 kV fue objeto de la
11 Convocatoria UPME 02-2010 a cargo del Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P, por lo que son
12 referencia los respectivos DSI de dicha Convocatoria.

13
14 Para las llegada/salida de las líneas a construir, se debe tener en cuenta los circuitos
15 actuales y futuros de forma tal que los diseños busquen evitar los cruces con otras líneas o
16 se minimicen los riesgos en la confiabilidad de la operación del SIN.

17 18 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

19
20 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la presente
21 Convocatoria Pública, independiente de la modalidad (compra o arrendamiento, etc),
22 deberá tener en cuenta lo definido en el Código de Conexión (Resolución CREG 025 de
23 1995 y sus modificaciones) y las siguientes consideraciones en cada uno de los puntos de
24 conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de conexión con el responsable
25 y/o propietario de los activos relacionados.

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

31 32 **2.2.1 En la Subestación Río Córdoba 220 kV.**

33
34 El agente responsable de la Subestación Río Córdoba 220 kV es el Grupo Energía Bogotá
35 S.A E.S.P. – GEB

36
37 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación
38 Río Córdoba 220 kV, es el barraje a 220 kV.

39
40 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública
41 y el GEB S.A. E.S.P., deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo
42 relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la

1 infraestructura a instalar, el espacio para la ubicación de los tableros de control y
2 protecciones de los módulos, el enlace al sistema de control del CND, suministro de
3 servicios auxiliares de AC y DC; y demás acuerdos necesarios. Este contrato de conexión
4 deberá estar firmado por las partes, dentro de los **cuatro (4) meses** siguientes a la
5 expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del
6 Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, **al menos en sus**
7 **condiciones básicas** (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras,
8 espacios, ubicación y condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos y demás
9 información requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto
10 de conexión, duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del
11 Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con
12 la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión. Esta
13 solicitud deberá estar firmada por los representantes legales de los agentes involucrados.

14

15 Se deberá considerar lo dispuesto en los DSI de las Convocatorias UPME 06-2014.

16

17 **2.2.2 En la Subestación Bonda (Termocol) 220 kV**

18

19 El agente responsable de la existente subestación Bonda 220 kV es ISA-INTERCOLOMBIA
20 S.A. E.S.P. – ITCO.

21

22 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación
23 Bonda (Termocol), es el barraje a 220 kV.

24

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

41

42 Se deberá considerar lo dispuesto en los DSI de las Convocatorias UPME 10-2010.

1
2
3 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**
4

5 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las
6 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo 1. El uso de normas y
7 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha
8 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del
9 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,
10 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para
11 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.
12

13 Las Especificaciones contenidas en este Anexo 1, se complementan con la información de
14 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria
15 Pública.
16

17 **3.1 Parámetros del Sistema**
18

19 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Transmisor deberán ser
20 nuevos y de última tecnología, cumplir con las siguientes características técnicas del STN,
21 las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.
22

23 **Generales:**

24 Tensión nominal	220 kV
25 Frecuencia asignada	60 Hz
26 Puesta a tierra	Sólida
27 Número de fases	3

28
29 **Subestaciones 220 kV:**

30 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
31 Servicios Auxiliares DC	125V
32 Tipo de la Subestación	Convencional o GIS o un híbrido.
33 Nivel de aislamiento al impulso tipo rayo	1050 kV
34 Nivel de aislamiento a frecuencia industrial	460 kV
35 Configuración de la subestación	Interruptor y medio

36
37 **Línea de transmisión 220 kV:**

38 Tipo de línea y estructuras:	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o estructuras compactas y/o subterráneas.
39 Estructuras de soporte:	Para uno o dos circuitos. Para líneas aéreas, se podrán compartir estructuras de soporte con 40 infraestructura existente o con otros proyectos. 41 42

- 1 Circuitos por torre o canalización: Según diseño. Para líneas aéreas, se podrán
2 compartir estructuras de soporte con
3 infraestructura existente o con otros proyectos.
4 Conductores de fase: Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo 1.
5 Cables de guarda: Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo 1.
6
7 Las líneas de transmisión podrán ser totalmente aéreas o parcialmente aéreas,
8 subterráneas o subfluviales. Las longitudes reales de las líneas de transmisión de 220 kV,
9 serán en función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista.

10
11 En caso de tramos subterráneos (si se requieren), el Inversionista deberá considerar todas
12 las obras civiles requeridas (ductos y demás elementos), además de hacerse cargo del
13 respectivo mantenimiento de esta obra civil.

14 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

15
16 El Transmisor deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que
17 el nivel de corto circuito utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás
18 elementos de líneas y subestaciones será el adecuado durante la vida útil de estos, no
19 obstante, la capacidad de corto circuito asignada a los equipos y elementos asociados que
20 se instalarán objeto de la presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA para 220
21 kV. La duración asignada al corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos
22 provistos para interrupción de las fallas y los indicados en las normas aplicables. Copia del
23 estudio deberá ser entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.
24
25

26 **3.3 Materiales**

27
28 Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor
29 calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de
30 fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras
31 deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para
32 el Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto
33 según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Transmisor deberá presentar para fines
34 pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores
35 consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del
36 inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el
37 Reglamento actualmente vigente.
38

39 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**

40
41 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo
42 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en

1 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Transmisor deberá presentar al
2 Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o reportes
3 de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.

4
5 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima de:
6 a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen tiempo
7 y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen
8 tiempo.

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

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

15
16 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista. Se
17 debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en especial los
18 artículos 52 y 53.

19
20 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos
21 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan
22 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del
23 Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar como
24 Hito en el cronograma de la Convocatoria, lo cual será objeto de verificación por parte del
25 Interventor.

26
27 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán
28 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos
29 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la
30 regulación vigente deberá ser certificado por el Inversionista seleccionado. Copia de estos
31 acuerdos deberán entregarse al Interventor.

32 **3.6 Pruebas en Fábrica**

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

1 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de líneas y subestación,
2 estos deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo
3 estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de
4 aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.
5

6 El Inversionista deberá dar cumplimiento a lo estipulado en la Resolución CREG 098-2000,
7 numeral 3.3 “MATERIALES”, según el cual “el Transportador presentará a la Entidad
8 designada, todos los Formularios de Características Técnicas garantizadas de los
9 materiales utilizados y los correspondientes reportes de pruebas de materiales y equipos,
10 según las exigencias de las normas técnicas correspondientes”.
11
12

13 4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 220 kV

14 4.1 General

15 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas mínimas para las nuevas
16 líneas de transmisión que el Inversionista construya, lo cual deberá revisar y ajustar una
17 vez haya hecho el análisis comparativo de las normas:
18
19
20

Línea de 220 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica	Numeral 3.1	kV	220
2	Frecuencia nominal	Numeral 3.1	Hz	60
3	Tipo de línea	Numeral 3.1	-	Aérea/ Subterránea
4	Longitud aproximada	Numeral 4.3	km	30
5	Altura (estimada) sobre el nivel del mar	Numeral 4.3	msnm	5 – 40
6	Número de circuitos por torre o canalización	Numeral 3.1	-	1 o 2
7	Conductores de fase	Numeral 4.4.2	-	-
8	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2	-	-
9	Cables de guarda	Numeral 4.4.3	-	-

Línea de 220 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
10	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	-	-
11	Distancias de seguridad	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
12	Ancho de servidumbre	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
13	Máximo campo eléctrico e interferencia	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
14	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	-
15	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
16	Estructuras	Numeral 4.4.6	-	-
17	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
18	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
19	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
20	Diseño de aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
21	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
22	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
23	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
24	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-

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

1
2 Se debe propender por la minimización u optimización de cruces entre líneas de transmisión
3 objeto de la presente Convocatoria con otras líneas en ejecución o existentes y evitar la
4 afectaciones o riesgos al Sistema Interconectado Nacional, por lo cual el Transmisor deberá
5 implementar las medidas técnicas necesarias. Para ello, el Transmisor se obliga a realizar
6 el estudio correspondiente **antes del inicio de construcción de las obras** y, a más tardar
7 en ese momento, ponerlo a consideración de la Interventoría, la UPME, terceros
8 involucrados, el CND y si es del caso al CNO. Este documento hará parte de las memorias
9 del proyecto.

10
11 Las líneas de transmisión podrán ser totalmente aéreas o parcialmente aéreas y
12 subterráneas. La longitud de las líneas de transmisión, serán en función del diseño y
13 estudios pertinentes que realice el Inversionista.

14 15 16 **4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión**

17
18 La selección de la ruta de las líneas de transmisión objeto de la presente Convocatoria
19 Pública UPME, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto, a efectos
20 de definir dicha ruta, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones
21 detalladas y consultas a las autoridades ambientales, a las autoridades nacionales,
22 regionales y locales los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial, a las autoridades
23 que determinan las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del
24 Proyecto y, en general, con todo tipo de consideraciones, restricciones y reglamentaciones
25 existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.
26 Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden
27 nacional, regional o local.

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

39 El Inversionista deberá considerar todas las restricciones, precauciones y demás aspectos
40 relevantes que se identifiquen en los análisis tendientes a identificar alertas tempranas en
41 la zona del proyecto.

42

1 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los Documentos del “ANÁLISIS ÁREA
2 **DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO LÍNEAS DE**
3 **TRANSMISIÓN RIO CORDOBA – BONDA (TERMOCOL) 220 kV, OBJETO DE LA**
4 **CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 10-2019 DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE**
5 **REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 2019-2033”** , los cuales suministran
6 información de referencia. El objeto de estos documentos es identificar de manera
7 preliminar las posibilidades y condicionantes físicos, ambientales y sociales,
8 constituyéndose en documentos ilustrativos para los diferentes Interesados, sin pretender
9 determinar o definir rutas, por lo tanto es exclusivamente de carácter ilustrativo y no puede
10 o no debe considerarse como una asesoría en materia de inversiones, legal, fiscal o de
11 cualquier otra naturaleza por parte de la UPME o sus funcionarios, empleados, asesores,
12 agentes y/o representantes. Es responsabilidad del Inversionista el asumir en su integridad
13 los riesgos inherentes a la ejecución del Proyecto, para ello deberá validar la información,
14 realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras.

15
16 Se destaca que en la zona se pretende desarrollar otra línea de transmisión, la cual
17 permitirá conectar el puerto de Drummond LTD a la subestación Río Córdoba a 220 kV. Por
18 lo cual resulta conveniente tenerlo en cuenta a efectos de la gestión social, ambiental,
19 predial y técnica.

20
21 En general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios,
22 investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

23 24 **4.3 Longitud Aproximada de las Líneas**

25
26 La longitud y la altura sobre el nivel del mar, anunciadas en este documento es de referencia
27 y está basada en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice
28 el inversionista para efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en
29 sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones.

30
31 Tanto la longitud real como la altura sobre el nivel del mar real, serán función del diseño y
32 estudios pertinentes que realiza el Inversionista seleccionado.

Circuito	Tensión	Longitud Aproximada
Río Córdoba – Bonda	220 kV	30 km

33
34
35
36 A manera de información, la altura sobre el nivel del mar (asociada a estimativos
37 preliminares) está comprendida entre los 0 m y 40 m para las línea Río Córdoba – Bonda
38

1 220 kV. Sin embargo, tanto la longitud real como la altura sobre el nivel del mar real, serán
2 función del trazado, diseño y estudios pertinentes que debe realizar el Inversionista
3 seleccionado.

4 **4.4 Especificaciones de diseño y construcción líneas**

5
6
7 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del
8 Proyecto son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de Selección
9 del Inversionista – DSI, en el Reglamento de Operación del Sistema Interconectado
10 Nacional, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y actualizaciones) y en
11 el RETIE, y actualizaciones posteriores previas al diseño y construcción de la línea.

12
13 El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor
14 cumplan con las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.

15 **4.4.1 Aislamiento**

16
17
18 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de
19 contaminación de la zona en la que se construirán las líneas, la nueva subestación y/o las
20 obras en las subestaciones existentes y, con base en ello, hacer el diseño del aislamiento
21 de las líneas, los equipos de las subestaciones, y la coordinación de aislamiento, teniendo
22 en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en las líneas por las
23 descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en particular el cierre y
24 apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos desconectados del sistema,
25 considerando que en estado estacionario las tensiones en las barras no deben ser inferiores
26 al 90% ni superiores al 110% del valor nominal y que los elementos del sistema deben
27 soportar las tensiones de recuperación y sus tasas de crecimiento.

28
29 De acuerdo con la Resolución CREG 098 de 2000 se considera como parámetro de diseño
30 un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea / año ante descargas
31 eléctricas atmosféricas, una (1) falla por cada 100 operaciones de maniobra de la línea y
32 servicio continuo permanente ante sobre-tensiones a frecuencia industrial.

33
34 Para el caso de tramos de líneas aéreas-subterráneas en todos los sitios de transición
35 deberán preverse los descargadores de sobretensión que protejan el cable ante la
36 ocurrencia de sobretensiones por descargas atmosféricas, fallas, desconexiones o
37 maniobras. El aislamiento de los cables deberá garantizar la operación de continua de la
38 línea ante sobretensiones de frecuencia de 60 Hz.

39 **4.4.2 Conductores de Fase**

1 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características propias
2 de la ruta y el lugar donde el Proyecto operará, por lo tanto será responsabilidad del
3 Inversionista su verificación. El Interventor verificará e informará a la UPME si el diseño
4 realizado por el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores
5 límites establecidos.

6
7 Las características de los conductores de fase deberán cumplir con las siguientes
8 exigencias técnicas:

- 9
- 10 • Capacidad normal de operación del circuito no inferior a 1000 Amperios a
11 temperatura ambiente máxima promedio.
 - 12
 - 13 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0,0630
14 ohmios/km.

15
16 En caso de conductores en haz o múltiples por fase, la resistencia DC a 20°C por conductor
17 de fase corresponderá a la resistencia en paralelo de los sub-conductores de cada fase y
18 la capacidad de corriente corresponderá a la capacidad en paralelo de los sub-conductores
19 de cada fase. Lo anterior utilizando las normas o cálculos aplicables y según las
20 características de la línea (p. eje, aérea o subterránea o subfluvial).

21
22 El Inversionista deberá garantizar los valores de capacidad de corriente y resistencia, tanto
23 en los tramos aéreos como en los subterráneos o subfluviales, según sea el caso.

24
25 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder
26 el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

27
28 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia
29 establecidas en la normatividad aplicable. El Inversionista deberá verificar el cumplimiento
30 de estas exigencias.

31
32 Los valores máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo
33 Magnético son los indicados en el RETIE, donde el público o una persona en particular
34 pueden estar expuestos durante varias horas.

35
36 De presentarse características en el ambiente para las nuevas líneas, que tuvieren efecto
37 corrosivo, los conductores aéreos deberán ser de tipo AAC, ACAR o AAAC, con alambres
38 de aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima,
39 resistencia óhmica máxima y ruido audible especificados o establecidas en la normatividad
40 aplicable. Para líneas subterráneas el conductor podrá ser en cobre o aluminio con
41 aislamiento XLPE y con capacidad adecuada para resistir las corrientes de corto circuito

1 previsible para las líneas durante el tiempo de operación de los interruptores. En caso de
2 que el Inversionista requiera cables de fibra óptica, estas podrán ser incorporadas al cable
3 o incluidas en la canalización. El Inversionista deberá informar a la Interventoría su decisión
4 sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.
5

6 Alternativamente, si el Inversionista lo estima conveniente, se considera aceptable el uso
7 de conductores aéreos no convencionales tales como los que pueden operar a
8 temperaturas superiores a los conductores convencionales, de flecha reducida, con alta
9 resistencia a la corrosión en los ambientes marinos y similares. Se pueden considerar
10 conductores para líneas aéreas como conductores conformados por materiales especiales
11 (reemplazo del aluminio por aleaciones termo-resistentes, cambio del acero del núcleo por
12 otros materiales que permitan flechas menores), combinación de materiales (combinación
13 de alambre de aluminio con fibras de carbono o materiales especiales) o cambio de formas
14 (de los alambres y/o del cable completo). Para que estos tipos de cables sean aceptables
15 deberán cumplir, no solo con los requisitos técnicos indicados en este numeral para los
16 conductores convencionales, sino también con las siguientes condiciones adicionales:
17

- 18 • El conductor de fases deberá cumplir con regulaciones internacionalmente aceptadas,
19 tales como normas ASTM, IEC o entidades de similar categoría.
20
- 21 • Los accesorios para conductor de fases (grapas de suspensión y retención, empalmes,
22 camisas de reparación y varillas de blindaje) deberán ser técnicamente apropiados para
23 este tipo de conductores.
24

25 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

26
27 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista y
28 aplican solo para cables de guarda de los circuitos que se instalarán en el desarrollo de la
29 presente Convocatoria Pública.
30

31 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda
32 (convencionales u OPGW). En líneas nuevas, al menos uno de los cables de guarda deberá
33 ser OPGW. En nuevos tramos que reconfiguren líneas existentes, los cables de guarda a
34 instalar deberán características técnicas iguales o superiores al del cable o los cables de
35 guarda de la línea existente.
36

37 De presentarse características en el ambiente con efecto corrosivo, los cables de guarda
38 no deberán contener hilos en acero galvanizado y deberán ser del tipo Alumoclad o de otro
39 material resistente a la corrosión, que cumpla con las especificaciones técnicas y los
40 propósitos de un cable de guarda convencional u OPGW desde el punto de vista de su
41 comportamiento frente a descargas atmosféricas. El o los cables de guarda a instalar

1 deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan
2 incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del
3 aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados
4 deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por
5 ellos.

6
7 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda,
8 no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

9
10 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor cumpla
11 con las normas técnicas aplicables.

12
13 En el evento de que el Inversionista decida usar alguna o todas las líneas objeto de la
14 presente Convocatoria Pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por fibra
15 óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas del
16 cable de guarda o de los cables de fibra óptica asociados con cables enterrados o
17 subfluviales e informar de ellos al Interventor.

18 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

19
20
21 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del
22 sitio de cada una de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las
23 personas, considerando además el comportamiento del aislamiento ante descargas
24 atmosféricas. La selección del tipo de cimentación (zapata de concreto o parrilla metálica)
25 corresponde al Inversionista. Para ello deberá determinar los parámetros de pH y contenido
26 de sulfatos en cada sitio de torre y, con base en estos resultados, definir el tipo de
27 cimentación.

28 Con base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que
29 fluye a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra tal
30 que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación IEEE 80 y con
31 lo establecido en el RETIE en su última revisión. La medición de las tensiones de paso y
32 contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en servicio de la línea, deberán
33 hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del RETIE y específicamente con lo
34 establecido en el numeral 15.5.3., o el numeral aplicable si la norma ha sido objeto de
35 actualización.

36
37 El Transmisor debe determinar en su diseño, los materiales que utilizará en la ejecución de
38 las puestas a tierra de las estructuras de la línea teniendo en cuenta la vida útil, la frecuencia
39 de las inspecciones y mantenimientos, la posibilidad del robo de los elementos de cobre,
40 así como la corrosividad de los suelos del sitio de cada torre. No obstante, en cualquier
41 caso deberá cumplirse con lo estipulado en el RETIE, en particular con el numeral 15.3

1 “MATERIALES DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA” o el numeral aplicable si la
2 norma ha sido objeto de actualización.

3
4 Los conectores a utilizar deberán contar con certificado de producto donde debe ser claro
5 si son adecuados para enterramiento directo.

6
7 Para los cables asilados subterráneos se deberá instalar un sistema de puesta a tierra de
8 las pantallas metálicas que garanticen el adecuado funcionamiento de los cables y los
9 voltajes de paso en la superficie de los terrenos aledaños.

10 11 **4.4.5 Transposiciones de Línea**

12
13 El Inversionista deberá analizar la necesidad de implementar transposiciones de línea para
14 mantener los niveles de desbalance exigidos por la normatividad aplicable para ello,
15 considerando incluso la posibilidad de implementar ajustes o modificaciones sobre la
16 infraestructura actual o reubicaciones necesarias para el cumplimiento de tal propósito.

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

23
24 Las transposiciones se podrán localizar a un sexto (1/6), a tres sextos (3/6) y a cinco sextos
25 (5/6) de la longitud total de la línea correspondiente.

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

31 32 **4.4.6 Estructuras**

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

38
39 Las estructuras de apoyo para las líneas aéreas y las de transición aéreo-subterráneo (si
40 esta última opción se presenta) deberán ser auto-soportadas. En cualquier caso, las
41 estructuras no deberán requerir para su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de
42 helicópteros. El Inversionista podrá hacer uso de estos recursos para su montaje pero, se

1 requiere que estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de
2 recursos.

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

16
17 El grado de galvanización del acero de las estructuras deberá ser concordante con el nivel
18 de contaminación salina y con el efecto de la abrasión resultante de bancos de arena con
19 el viento presente en las zonas o áreas donde este efecto se presenta.

20 21 **4.4.7 Localización de Estructuras**

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

30 31 **4.4.8 Sistema Antivibratorio, Amortiguadores y Espaciadores -** 32 **Amortiguadores**

33
34 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección anti-
35 vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores y espaciadores
36 - amortiguadores (según el número de conductores por fase) deben ser adecuados para
37 amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias de 10 Hz a 100 Hz,
38 tal como lo establece el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y sus
39 modificaciones). El Inversionista determinará los sitios de colocación, a lo largo de cada
40 vano, de los espaciadores - amortiguadores de tal manera que la amortiguación de las fases
41 sea efectiva. Copia del estudio de amortiguamiento será entregada al Interventor para su
42 conocimiento y análisis.

1
2 En los cables de guarda los amortiguadores serán del tipo "stockbridge" y su
3 posicionamiento medido desde la boca de la grapa y entre amortiguadores o espaciadores
4 – amortiguadores será el que determine el estudio de amortiguamiento que realice el
5 Inversionista, copia del cual deberá ser entregada al Interventor.

6 7 **4.4.9 Cimentaciones**

8
9 La selección del tipo de cimentación corresponde al Inversionista. Para ello deberá
10 determinar los parámetros de PH y contenido de sulfatos en cada sitio de torre y, con base
11 en estos resultados, definir el tipo de cimentación e informar por escrito a la Interventoría
12 su decisión.

13
14 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo
15 de las cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG
16 098 de 2000, numeral 2.7, o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras.
17 Los diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión deben hacerse
18 considerando los resultados de los estudios de suelos que mandatoriamente debe adelantar
19 el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas a nivel de cimentación más críticas
20 que se calculen a partir de las cargas mostradas en los árboles de cargas de diseño de
21 cada tipo de estructura.

22 23 **4.4.10 Canalizaciones, cajas e instalación de cables para tramos de líneas** 24 **subterráneas o subfluviales**

25
26 De acuerdo con el numeral 22.12 del RETIE las canalizaciones para los tramos
27 subterráneos podrán realizarse mediante ductos, o enterramiento directo, sin embargo
28 dadas las dificultades para realizar las excavaciones sin obstaculizar el uso normal de tales
29 vías, el Inversionista podrá considerar la posibilidad de utilizar el sistema de perforación
30 dirigida. En la escogencia e instalación del tipo de canalización, se deben evaluar las
31 condiciones particulares de la instalación y su ambiente y aplicar los elementos más
32 apropiados teniendo en cuenta los usos permitidos y las prohibiciones, así como contar con
33 los permisos de los propietarios o de las autoridades competentes según corresponda.

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

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

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

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

14 **4.4.11 Señalización Aérea**

15
16 El Inversionista deberá investigar con la Unidad Administrativa Especial de Aeronáutica Civil
17 (Aerocivil), la Fuerza Aérea de Colombia, FAC, la Armada Nacional, u otros posibles
18 actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito de aeronaves de cualquier índole
19 (particulares, militares, de fumigación aérea, etc) que hagan imperioso que la línea lleve
20 algún tipo de señales que impidan eventuales accidentes originados por la carencia de
21 ellos.

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

26 **4.4.12 Desviadores de vuelo para aves**

27
28 Es responsabilidad del Inversionista identificar la necesidad de instalar desviadores de
29 vuelo para aves. La determinación de esta necesidad será responsabilidad del Inversionista
30 por intermedio de los funcionarios a cuyo cargo están los estudios ambientales. Serán de
31 su responsabilidad la determinación de la existencia de aves (migratorias o no) que puedan
32 resultar afectadas por la existencia de las líneas y, recomendar el uso de desviadores de
33 vuelo de aves, determinando los tramos de colocación de estos dispositivos y las distancias
34 a los que estos deben colocarse.

35 **4.4.13 Obras Complementarias**

36
37 El Interventor informará a la UPME acerca del cumplimiento de requisitos técnicos del
38 diseño y construcción de todas las obras civiles que garanticen la estabilidad de los sitios
39 de torre, protegiendo taludes, encauzando aguas, etc., tales como muros de contención,

1 tablestacados o trinchos, cunetas, filtros, obras de mitigación, control de efectos
2 ambientales y demás obras que se requieran.

3 4 **4.5 Informe Técnico**

5
6 De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o como
7 se establezca en resoluciones posteriores a esta, el Interventor verificará que el Transmisor
8 suministre los siguientes documentos técnicos durante las durante las respectivas etapas
9 de construcción de las líneas de transmisión del Proyecto:

- 10
11 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de
12 2000.
13
14 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de
15 2000.
16
17 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo
18 con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
19
20 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
21
22 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la
23 Resolución CREG 098 de 2000.
24 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098
25 de 2000.

26 27 **5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN**

28 29 **5.1 General**

30
31 La información específica, remitida por los propietarios de la infraestructura existente, como
32 costos de conexión, datos técnicos, planos, etc, serán suministrados por la UPME conforme
33 el Numeral 9 del presente Anexo 1.

34
35 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los Documentos del **“ANÁLISIS ÁREA
36 DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO LÍNEAS DE
37 TRANSMISIÓN RIO CORDOBA – BONDA (TERMOCOL) 220 kV, OBJETO DE LA
38 CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 10-2019 DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE
39 REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 2019-2033 ”**, los cuales suministran
40 información de referencia. El objeto de estos documentos es identificar de manera
41 preliminar las posibilidades y condicionantes físicos, ambientales y sociales,
42 constituyéndose en documentos ilustrativos para los diferentes Interesados, sin pretender

1 determinar o definir rutas, por lo tanto es exclusivamente de carácter ilustrativo y no puede
 2 o no debe considerarse como una asesoría en materia de inversiones, legal, fiscal o de
 3 cualquier otra naturaleza por parte de la UPME o sus funcionarios, empleados, asesores,
 4 agentes y/o representantes. Es responsabilidad del Inversionista el asumir en su integridad
 5 los riesgos inherentes a la ejecución del Proyecto, para ello deberá validar la información,
 6 realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras.

7
 8 La siguiente tabla presenta las características de las subestaciones que hacen parte del
 9 proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública:
 10

ítem	Descripción	Rio Cordoba 220 kV	Bonda (Termocol) 220 kV
1	Subestación nueva	No	No
2	Configuración	Interruptor y medio	Interruptor y medio
3	Tipo de subestación existente	Convencional	Convencional
4	Agente Responsable de la Subestación	GEB S.A. E.S.P.	ISA -ITCO S.A. E.S.P.

11
 12 **5.1.1 Predio de las Subestación**

13
 14 **Subestación Rio Córdoba 220 kV**

15
 16 Las obras objeto de la presente Convocatoria Pública se ubicarán en predios de la actual
 17 subestación Rio Córdoba, de propiedad del GEB S.A. E.S.P., se encuentra localizada en
 18 jurisdicción del municipio de Ciénaga, en el departamento de Magdalena, en las siguientes
 19 coordenadas geográficas aproximadas (información que deberá ser verificada por el
 20 Interesado):

21
 22 Latitud: 11°01'29.71" N
 23 Longitud: 74°12'19.11" O

24
 25 Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la anterior información con GEB
 26 S.A. E.S.P. y en terreno.

27
 28 El inversionista deberá proveer el espacio físico necesario para la construcción de las obras
 29 objeto de la presente Convocatoria Pública y los espacios de reserva definidos en el
 30 numeral 5.1.2 de este Anexo 1.

31
 32 El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las

1 Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de
2 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la
3 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
4 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
5 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
6 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

7 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el inversionista deberá analizar todos los
8 posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, deberán considerar los
9 posibles riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el
10 inversionista. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a
11 consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

12 13 **Subestación Bonda (Termocol) 220 kV**

14
15 Las obras objeto de la presente Convocatoria Pública se ubicarán en predios de la actual
16 subestación Bonda (Termocol), de propiedad del ISA - ITCO S.A. E.S.P., se encuentra
17 localizada en jurisdicción del municipio de Santa Marta, en el departamento de Magdalena,
18 en las siguientes coordenadas geográficas aproximadas (información que deberá ser
19 verificada por el Interesado):

20
21 Latitud: 11°15'24.72"N.

22 Longitud: 74°06'31.12"O.

23
24 Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la anterior información con ISA-
25 ITCO S.A. E.S.P. y en terreno.

26
27 El inversionista deberá proveer el espacio físico necesario para la construcción de las obras
28 objeto de la presente Convocatoria Pública y los espacios de reserva definidos en el
29 numeral 5.1.2 de este Anexo 1.

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

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

1 inversionista. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a
2 consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

5.1.2 Espacios de Reserva

7 La presente Convocatoria Pública no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales
8 a los ya solicitados en las Convocatorias UPME 02-2010 y UPME 06-2014 en las
9 subestaciones para futuras ampliaciones.

11 Se debe garantizar que los espacios de reserva existentes (no usados por el presente
12 Proyecto) no se verán afectados o limitados para su utilización, por la infraestructura
13 (equipos, líneas, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco de la presente Convocatoria
14 Pública.

16 Para las bahías objeto de la presente Convocatoria Pública que queden en diámetros
17 incompletos y puedan utilizarse para ampliaciones futuras, también estará a cargo de la
18 presente convocatoria el enlace con el otro barraje, de tal manera que dicho enlace pueda
19 ser removido fácilmente en caso de instalación de nuevos equipos.

5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes

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

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

5.1.4 Servicios Auxiliares

36 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la
37 topología de las Subestaciones, incluyendo las reservas para el STN. Se deberá dar
38 cumplimiento con lo señalado en el numeral 3.1 del presente Anexo 1.

5.1.5 Infraestructura y Módulo Común

1 El Inversionista seleccionado deberá realizar la implementación y mantenimiento de todas
2 las obras y equipos constitutivos del módulo común como se describe a continuación:

3
4 El Inversionista debe prever el espacio necesario para edificios, equipos y obras del
5 desarrollo inicial del proyecto y los espacios de reserva para futuros desarrollos, objeto de
6 la presente Convocatoria Pública, junto con los espacios de acceso, vías internas,
7 cerramientos, iluminación interior y exterior, etc, según se requiera, considerando la
8 disponibilidad de espacio en los predios actuales y/o nuevos, y las eventuales restricciones
9 o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán
10 a cargo del Inversionista, las vías de acceso a predios de las Subestaciones y/o
11 adecuaciones que sean necesarias en las subestaciones existentes para el desarrollo de
12 las obras objeto de la presente Convocatoria Pública.

13
14 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y
15 módulo en la subestación y/o adecuaciones que sean necesarias, es decir las obras civiles
16 y los equipos que sirven a la subestación y que son utilizados por todas las bahías de la
17 subestación, son objeto de la presente Convocatoria Pública. La infraestructura y módulo
18 común de la nueva Subestación, estarán conformados como mínimo por los siguientes
19 componentes:

- 20
- 21 • **Infraestructura civil:** En el caso de las obras a cargo del Inversionista y para los
22 espacios de reserva, está compuesta por: las vías de acceso a la subestación, las
23 vías internas de acceso a los patios de conexiones y la adecuación del terreno para
24 los espacios de reserva, alcantarillado, barreras de protección y de acceso al predio,
25 todos los cerramientos de seguridad del predio, filtros y drenajes, pozos sépticos y
26 de agua y/o conexión al acueducto/alcantarillado vecinos, si existen, alumbrado
27 interior y exterior y cárcamos comunes, y en general, todas aquellas obras civiles
28 utilizadas de manera común en la subestación. En el caso particular de las obras a
29 cargo del Inversionista, es su responsabilidad el proveer todo lo necesario para su
30 construcción, protección física, malla de puesta a tierra, etc, y deberá considerar
31 espacio suficiente en los carcamos y demás elementos construidos en la presente
32 Convocatoria y que servirán de manera común a los espacios de reserva, según la
33 propuesta que realice el Inversionista de conformidad con el numeral 5.1.2. Para los
34 espacios de reserva se aclara que no deberán ser provistos de malla de puesta a
35 tierra en la presente Convocatoria, pero si se deberán proveer los puntos de
36 conexión para la ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras
37 instalaciones.
 - 38
39 • **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2
40 del presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de
41 gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones propio

1 de cada subestación, los materiales de la malla de puesta a tierra y el
2 apantallamiento, los equipos para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de
3 conexión, todo el cableado necesario y las obras civiles asociadas. Se incluyen
4 todos los equipos necesarios para integrar las nuevas bahías con las subestaciones
5 existentes, en conexiones de potencia, control, medida, protecciones y servicios
6 auxiliares. Se aclara que para los espacios de reserva no deberá suministrarse
7 ningún elemento particular, sin embargo los equipos instalados por la presente
8 Convocatoria si deberá considerar capacidad o espacio (físico, servicios auxiliares,
9 protecciones, control, etc) suficiente para recibir la conexión de todos los elementos
10 que a futuro ocuparán los espacios de reserva. Se aclara que particularmente la
11 protección diferencial de barras si deberá tener espacio suficiente para la conexión
12 de todas las bahías actuales y futuras, señaladas en el presente Anexo 1.
13

14
15 La Interventoría analizará todas las previsiones que faciliten la evolución de las obras
16 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1, e informará a la UPME el resultado de su
17 análisis.
18

19 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación
20 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que
21 la modifique o sustituya).
22

23 24 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

25
26 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las
27 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*
28 *Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute, International*
29 *Telecomunicaciones Union - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations*
30 *Radioélectriques – CISPR*. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a
31 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos
32 eminentemente técnicos y de calidad.
33

34 **5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

35
36 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la
37 publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de acuerdo
38 con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of Substations, en
39 su última versión y la de mayores exigencias. El Transmisor deberá entregar copias al
40 Interventor de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son
41 aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.
42

1 **5.4 Procedimiento General del Diseño**

2
3 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 4
5 **a)** Inicialmente, el Transmisor preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto, que
6 gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

7
8 En dicho documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones
9 para llevar a cabo la programación y control del desarrollo de los trabajos;
10 especificaciones y procedimientos para adelantar el Control de Calidad en todas las
11 fases del Proyecto; las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales como: resultados
12 de estudios del sistema eléctrico asociado con el Proyecto; parámetros básicos de
13 diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito,
14 tiempos de despeje de falla, entre otros); hojas de datos de los equipos; diagramas
15 unifilares generales; especificaciones técnicas detalladas de los equipos y materiales;
16 filosofía de control, medida y protección; previsiones para facilitar la evolución de la
17 Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle; procedimientos y
18 especificaciones de pruebas en fábrica; procedimientos de transporte, almacenamiento
19 y manejo de equipos y materiales; los procedimientos de construcción y montaje; los
20 procedimientos y programaciones horarias durante los cortes de servicio de las
21 instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos del Proyecto; los
22 procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los procedimientos y
23 especificación de pruebas en campo, los procedimientos para efectuar las pruebas
24 funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en
25 servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto y los procedimientos de
26 operación y mantenimiento.

27
28 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de
29 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para
30 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

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

- 37
38 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
39 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
40 aclaraciones y justificaciones por parte del Transmisor. Para lo anterior se efectuarán
41 reuniones conjuntas entre el Transmisor y el Interventor con el fin de lograr los acuerdos
42 modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

1
2 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Transmisor,
3 este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.

4
5 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
6 documento de cumplimiento obligatorio.

7
8 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
9 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
10 pruebas.

11
12 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos
13 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;
14 documentos de seguimiento de los suministros; y documentos que especifiquen la pruebas
15 en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y
16 mantenimiento.

17
18 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Transmisor y
19 entregada a la Interventoría para revisión.

20 21 **5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

22
23 Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el
24 dimensionamiento del mismo; definen los criterios básicos de diseño; determinan las
25 características para la adquisición de equipos; especifican la filosofía de comunicaciones,
26 control, medición y protección; establecen la implantación física de las obras; especifican
27 las provisiones para el desarrollo futuro del Proyecto; establecen las reglas para efectuar la
28 Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de cálculos que soportan las decisiones de
29 Ingeniería Básica.

30
31 Todos los documentos de Ingeniería Básica (y toda la información necesaria, aunque ella
32 no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo establecido en las
33 Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de
34 instalaciones) serán entregados por el Transmisor al Interventor para su revisión,
35 verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada
36 uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que
37 estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Transmisor y a la UPME la
38 respectiva recomendación si es del caso.

39
40 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica:
41

1 **5.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

- 2
- 3 • Criterios básicos de diseño electromecánico
- 4 • Memoria de medida de resistividad del terreno
- 5 • Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables
- 6 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares AC.
- 7 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares DC.
- 8 • Memoria de cálculo de distancias mínimas y de seguridad.
- 9 • Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
- 10 • Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
- 11 • Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
- 12 • Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- 13 • Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- 14 • Memoria de cálculo selección de conductores aéreos y barrajes.
- 15 • Memoria de cálculo selección de cables aislados de media tensión (si aplica).
- 16 • Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- 17 • Análisis de identificación de riesgos.

18

19 **5.4.1.2 Especificaciones equipos**

- 20
- 21 • Especificación técnica equipos de patio.
- 22 • Especificación técnica sistema de puesta a tierra.
- 23 • Especificación técnica sistema de apantallamiento.
- 24 • Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.
- 25 • Especificación técnica gabinetes de control y protección.
- 26 • Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicaciones
- 27 (bahías de línea y de transformadores desfasadores).
- 28 • Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de
- 29 equipos.
- 30 • Especificación funcional del sistema de control.
- 31 • Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la subestación.
- 32 • Especificación técnica de los servicios auxiliares ac / dc.
- 33 • Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- 34 • Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de
- 35 equipos, pruebas funcionales y de puesta en servicio.

36 **5.4.1.3 Características técnicas de los equipos**

- 37
- 38 • Características técnicas, equipos.
- 39 - Interruptores
- 40 - Seccionadores.

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

5.4.1.4 Planos electromecánicos

- 16 • Diagrama unifilar de la subestación
- 17 • Diagrama unifilar con características de equipos
- 18 • Diagrama unifilar de control y protecciones.
- 19 • Diagrama unifilar de medidas.
- 20 • Diagrama unifilar servicios auxiliares AC/DC.
- 21 • Arquitectura sistema de control de la subestación.
- 22 • Planimetría del sistema de apantallamiento
- 23 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 24 • Planos de disposición física de equipos en 220 kV y 115 kV (planta y secciones).
- 25 • Planos de disposición de gabinetes y equipos en sala de control.
- 26 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 27 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 28 • Planimetría del sistema de iluminación interior y exterior.
- 29 • Planos de detalles de montaje y de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.
- 31 • Planimetría de aisladores y cadenas de aisladores.
- 32 • Plano de disposición física de conectores
- 33 • Planimetría general de nomenclatura operativa.

5.4.1.5 Planos de obras civiles

- 37 • Plano localización de la subestación.
- 38 • Plano disposición de cimentaciones de equipos.
- 39 • Plano cimentación de equipos y pórticos.
- 40 • Plano de drenajes de la subestación.

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

7 **5.4.1.6 Estudios y trabajos de campo**

- 8
- 9 • Levantamiento topográfico del lote seleccionado.
- 10 • Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área del lote seleccionado.
- 11 • Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el
- 12 transporte de equipos y materiales.
- 13 • Presentar informes de progreso y programas de trabajos mensuales.
- 14 • Análisis diseños típicos y definición parámetros.
- 15 • Análisis de resultados de suelos y diseños obras civiles.
- 16 • Elaboración informe de diseños y memorias de cálculo.
- 17

18 **5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**

19

20 Son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir

21 y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye todas

22 las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se

23 fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de

24 Ingeniería Básica.

25 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán entregados por el Inversionista

26 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y

27 para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría

28 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los

29 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME si es del caso.

30

31 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos que

32 preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos

33 documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará los

34 comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista seleccionado.

35

36 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en

37 campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán objeto de

38 revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista

39 seleccionado y a la UPME si es del caso.

40

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

3
4 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería de Detalle:
5

6 **5.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles**

7

- 8 • 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 la
12 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 y
16 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 interiores en
22 casa de control.
- 23 • Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
- 24 • Memoria de cálculo sistema de acueducto.

25 **5.4.2.2 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.
- 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 de
36 tableros, equipos y canales interiores.
- 37 • Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- 38 • Planos para construcción de vías
- 39

5.4.2.3 Diseño detallado electromecánico

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

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

a. Sistema de puesta a tierra:

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

b. Equipos principales:

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

c. Equipos de patio:

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

1 **e. Reportes de Pruebas:**

- 2 - Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última
3 prueba, el Inversionista deberá suministrar a la Interventoría dos (2) copias que
4 contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de
5 fábrica por cada uno de los equipos de potencia, control, protección, medida,
6 comunicaciones, etc, que hayan sido suministrados.
7 Las instrucciones deberán estar en idioma español.
8

9 **5.4.3 Estudios del Sistema**

10 Bajo esta actividad, el Inversionista seleccionado deberá presentar al Interventor para los
11 fines pertinentes a la Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los
12 parámetros útiles para el diseño básico y detallado de la Subestación y de las Líneas; entre
13 todos los posibles, se destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos
14 técnicos y/o memorias de cálculo:
15

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

1
2 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con
3 el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

4
5 - Ajustes y coordinación de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y
6 registradores de fallas.

7
8 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar
9 como mínimo los siguientes aspectos:

10
11 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.

12
13 - Origen de los datos de entrada.

14
15 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio
16 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.

17
18 - Resultados.

19
20 - Bibliografía.

21 22 **5.4.4 Distancias de Seguridad**

23
24 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos
25 establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.

26 27 **5.5 Equipos de Potencia**

28 29 **5.5.1 Interruptores**

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

- 33 • IEC 62271-100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"
 - 34 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards".
 - 35 • IEC 60265-2: " High-voltage switches- Part 2: High-voltage switches for rated voltages of 52 kV and above"
 - 36 • IEC 60376: "Specification of technical grade sulfur hexafluoride (SF6) for use in electrical equipment".
 - 37 • IEC 62155: "Hollow pressurized and unpressurized ceramic and glass insulators for use in electrical equipment with rated voltages greater than 1000 V".
- 38
39
40
41

- IEEE Std. 693-2005: “Recommended practice for seismic design of substations”.

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

Mecanismos de operación: Los interruptores deberán tener mando tripolar y monopolar y su mecanismo de operación deberá ser tipo resorte. El mecanismo de operación deberá ser equipado con contactos de cierre y apertura, los cuales deberán ser eléctricamente independientes.

El mecanismo de operación debe ser equipado con un indicador mecánico de posición del interruptor, con señalización fácilmente visible desde el exterior del gabinete, donde se indique si el interruptor se encuentra cerrado o abierto. Adicionalmente, debe tener un contador de operación donde se indique la cantidad total de operaciones del interruptor.

El número y características técnicas de las bobinas de disparo de los interruptores serán definidos por el Inversionista mediante sus propios análisis técnicos y eléctricos, cumpliendo con los requerimientos técnicos y de pruebas de la norma IEC 60947-100 en su última versión. En cualquier caso, se debe garantizar que el interruptor cuente con una bobina de cierre y dos (2) bobinas de apertura, cada una de las cuales debe alimentarse con un circuito DC independiente con su respectiva protección (fusible o MCB). El esquema de disparo redundante debe alinearse con alguno de los métodos de inicio del esquema de falla interruptor expuestos en la sección 7.6 de la norma IEEE C37.119-2016.

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

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

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

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

4 5 **5.5.2 Descargadores de Sobretensiones**

6
7 Los descargadores de sobretensiones, deben cumplir las prescripciones de la última edición
8 de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a
9 suministrar

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

14
15 **Pruebas de rutina:** Los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
16 establecidas en la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Copia de los
17 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
18 Interventoría.

19
20 **Pruebas tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
21 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores iguales o similares a los
22 incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en
23 ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas
24 pruebas a su costa.

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

27 28 **5.5.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

29
30 Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra, deben cumplir las prescripciones
31 de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al
32 tipo de equipo a suministrar:

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

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

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

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

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

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

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

30 31 **5.5.4 Transformadores de Tensión**

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

- 36
- 37 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
38 equivalente en ANSI.
- 39 • IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
- 40 • Publicación IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and
41 capacitor dividers".

- 1 • Publicación IEC-61869-1/3/5: "Inductive/capative Voltage Transformers".
- 2 • IEC 60296: "Specification for unused mineral insulating oils for transformers and
- 3 switchgear"

4
5 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre
6 fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar
7 cargas externas adicionales. La precisión, deberá ser según normas IEC o su equivalente
8 en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución
9 CREG 025 de 1995, en su última revisión.

10
11 **Pruebas de rutina:** Los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de
12 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o
13 su 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 Transmisor debe entregar una
17 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión iguales o
18 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60186, sección
19 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone
20 de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

21
22 **Pruebas en Sitio:** Se deben efectuar las pruebas necesarias in situ para verificar las
23 condiciones de estado y funcionamiento de los Transformadores de Tensión.

24 25 **5.5.5 Transformadores de Corriente**

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

- 30
31 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
32 equivalente en ANSI.
- 33 • IEC 60044-1: "Current Transformers".
- 34 • IEC-61869-1/2: "Current Transformers: General requirements".

35
36 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en
37 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
38 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
39 025 de 1995, en su última revisión.

40

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

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

11
12 **Pruebas en Sitio:** Se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
13 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores de corriente.
14

15 **5.5.6 Equipo GIS o Híbrido**

16
17 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista sea GIS (Gas Insulated Substations)
18 o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe cumplirse la
19 siguiente normatividad:
20

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

- 25 • Instrument transformer – IEC6189
- 26 • Insulation Coordination – IEC60071
- 27 • High voltage switchgear and controlgear - IEC62271
- 28 • Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- 29 • Partial discharge measurement – IEC60270
- 30 • Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- 31 • Guide for checking SF6 - IEC 60480
- 32 • Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- 33 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- 34 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- 35 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- 36 • Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639

37
38 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,
39 pruebas mecánicas y pruebas de gas.
40

1 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
2 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

3 4 **5.5.7 Sistema de Puesta A Tierra**

5
6 Deberá diseñarse para que en condiciones normales y anormales, no se presente ningún
7 peligro para el personal situado en cualquier lugar de la subestación, al que tenga acceso.

8
9 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la nueva Subestación y en las
10 subestaciones existentes (si aplica), estarán de acuerdo a la última revisión de la
11 publicación IEEE No.80-2013 "Guide for Safety and Alternating Current Substation
12 Grounding" e IEEE Std. 81-2012 "Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance,
13 and Earth Surface Potentials of a Grounding System". El diseño, materiales y validación
14 del sistema de puesta a tierra deberán cumplir con los requerimientos que le apliquen del
15 artículo 15° del RETIE en su última versión.

16
17 Todos los elementos sin tensión como equipos, estructuras metálicas expuestas y no
18 expuestas, accesorios metálicos, aisladores de soporte y otros, se conectarán directamente
19 a la malla de tierra en el punto más cercano y conveniente, utilizando empalmes de
20 soldadura exotérmica.

21
22 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y
23 garantizar el control de las tensiones de toque y de paso hasta 1,0 m por fuera de la cerca
24 o malla de cerramiento de la subestación, según requerimiento del RETIE.

25
26 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Transmisor realizará los ensayos de
27 resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno, y realizará las
28 mediciones de resistencia de puesta a tierra y de las tensiones de paso y contacto, según
29 los requerimientos del RETIE en su última versión, de tal manera que se garantice la
30 seguridad de las personas en torno a la subestación.

31 32 **5.5.8 Apantallamiento de la Subestación**

33
34 El diseño del sistema de apantallamiento de las nuevas bahías de línea en las
35 subestaciones Rio Córdoba y Bonda (Termocol) 220 kV, deberá incluir una evaluación del
36 nivel de riesgo de las instalaciones ante descargas atmosféricas directas de acuerdo con
37 los procedimientos de la norma IEC 62305-2 "Protection against lightning – Part 2: Risk
38 management".

39
40 El diseño del sistema de apantallamiento deberá considerar elementos captadores de
41 descargas atmosféricas como cables de guarda y puntas captadoras de material apropiado
42 para las condiciones ambientales existentes en el sitio, particularmente del nivel cerámico,

1 y deberá ser verificado según el método electrogeométrico referido en las normas IEC
2 62305-2 o NTC 4552. Todos los cables de guarda serán aterrizados mediante conductores
3 bajantes de cobre que se conectarán con la malla de puesta a tierra mediante soldadura
4 exotérmica. Se deberá garantizar la continuidad de la conexión entre el sistema de
5 apantallamiento y el sistema de puesta a tierra de la subestación.

6
7 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección
8 contra descargas atmosféricas, incluyendo puntas captadoras, conductores bajantes y
9 varillas de puesta a tierra. En general los materiales e instalación del RETIE (artículo 16°),
10 la Norma IEEE Std. 998, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2, en su última
11 versión.

12 13 **5.6 Equipos de Control y Protección**

14
15 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de
16 control y protección:

17 18 **5.6.1 Sistemas de Protección**

19
20 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la
21 publicación IEC 60255 “*Electrical relays*”, en la IEC 60870 “*Telecontrol equipments and*
22 *systems*” y en el caso de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el
23 formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*), recomendación IEEE
24 C37.111 o en su defecto, el Inversionista deberá proveer el software que realice la
25 transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con las
26 respectivas normas equivalentes ANSI.

27
28 El esquema de protección de líneas deberá ser implementado con dos protecciones
29 principales para líneas de transmisión con principio de operación (diferente algoritmo de
30 cálculo) o diferente fabricante y medición diferente. El esquema completo deberá consistir
31 de relés rápidos para emisión y recepción del disparo directo transferido; falla interruptor;
32 funciones de recierre y verificación de sincronismo, protección de sobretensión; supervisión
33 del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de línea debe dar disparo
34 monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre. Para el caso de Fibra Óptica dedicada
35 como medio de comunicación para la PPL1 y Fibra Óptica dedicada como medio de
36 comunicación para la PPL2, se entiende como medio de comunicación para la PPL1, un
37 cable diferente al del medio de comunicación para la PPL2. Para el caso de Fibra Óptica
38 dedicada como medio de comunicación para el relé o función de protección distancia ANSI
39 21/21N, el esquema de comunicación se debe implementar con equipos digitales de
40 teleprotección conectados directamente a la fibra óptica. Para el caso de Fibra Óptica
41 multiplexada se entiende como medio de comunicación para la PPL2, un enlace
42 (trayectoria) independiente del medio de comunicación para la PPL1. Para el caso de Fibra

1 Óptica multiplexada, el canal de comunicación no deberá de exceder una asimetría de canal
2 de 5 ms y retardo máximo de 16 ms. Si el medio de comunicación para la protección
3 diferencial de línea ANSI 87L es multiplexado, éste deberá de ser único y dedicado.
4

5 En cualquier caso, el esquema de protección de las nuevas líneas debe ser redundante y
6 definirse considerando el SIR (Source Impedance Ratio), de acuerdo con la metodología
7 de la norma IEEE Std. C37.113 en su última versión. En caso de que se obtenga un SIR
8 mayor a 4, será necesario considerar un esquema de protección totalmente selectivo, según
9 la definición de dicha norma. También deberá garantizar la redundancia de los sistemas y
10 canales de comunicación asociados con las líneas de transmisión objeto de esta
11 Convocatoria, utilizando sistemas de comunicación que usen diferentes medios o
12 tecnologías de envío y recepción de señales de teleprotección en ambos extremos de las
13 líneas.
14

15 Para subestaciones nuevas que lo requieran, el Sistema de Protecciones -SP- para las
16 barras (diferencial de barras) deberá ser redundante con principio de operación diferente
17 (diferente algoritmo de cálculo) o diferente fabricante. Adicionalmente deberán
18 seleccionarse de acuerdo con la configuración de la subestación. La alimentación DC de
19 cada sistema de protección debe ser independiente; las señales de corriente deben ser
20 tomadas, para cada SP, desde núcleos diferentes de los CT's y cada SP de manera
21 independiente, debe tener la posibilidad de comandar disparo a ambas bobinas de los
22 interruptores. Los SP diferenciales de barra, deben ser seleccionados considerando las
23 bahías a construirse objeto de la presente Convocatoria y las ampliaciones futuras que se
24 instalarán en los espacios de reserva, y deberán permitir la conexión de CT's con diferentes
25 relaciones de transformación. El inversionista deberá implementar protección diferencial de
26 barras multizona y de fase segregada para las subestaciones nuevas.
27

28 Las bahías deberán estar acopladas al esquema de protección diferencial de barras de la
29 Subestación, que deberá ser un sistema de protección diferencial distribuido que permita el
30 mantenimiento de cada unidad individualmente con la protección en operación continua.
31

32 Cada una de las nuevas bahías de línea en las subestaciones Rio Cordoba y Bonda 230 kV
33 deberá contar con un módulo de bahía que se acople en operación y mantenimiento a la
34 protección diferencial de barras existente en la subestación.
35

36 Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de
37 tecnología numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben
38 incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los
39 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la
40 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de
41 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con

1 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de búsqueda
2 de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

3
4 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
5 protecciones según lo solicitado en este Anexo 1 y en la Resolución CREG 025 de 1995,
6 anexo CC4 y sus modificaciones.

7
8 **5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

9
10 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
11 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:
12

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información. Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y 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. 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. Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.	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.

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	
<p>1</p>	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.</p> <p>Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.</p>
	<p>Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.</p>	
<p>0</p>	<p>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.</p>	<p>Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.</p> <p>Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo</p>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
		referente al Código de Medida y sus anexos.

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

5.6.2.1 Características Generales

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

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

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

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

- Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo, que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
- La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
 - Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre equipos vía la red.
 - Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y Automatización de la Subestación.
- La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes funciones:
 - Gestión de las bases de datos del sistema.
 - Permitir la integración de elementos futuros.
 - Implementación de herramientas de seguridad y administración.

- 1 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la
2 explotación normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema
3 sin perturbar ni detener el sistema.
4 ○ Mantenimiento de cada equipo.
5 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las
6 protecciones del sistema.
7

8 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o
9 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación
10 y el CND o el centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de control,
11 visualización o de mantenimiento). El Inversionista es responsable por utilizar los protocolos
12 de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos de implementación y
13 coordinación de información a intercambiar con el CND son responsabilidad del
14 Inversionista.
15

16 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
17 Subestación:
18

- 19 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
20 Subestación.
21 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control,
22 protecciones y registro de fallas de la Subestación a través de una señal de
23 sincronización proveniente de un reloj GPS.
24 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
25 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
26

27 Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación para el
28 correcto envío de información hacia centros de control externos, Centro Nacional de
29 Despacho CND y recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este
30 aspecto, el Inversionista será el único responsable de suministrar y hacer operativos los
31 protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con el CND.
32

33 **5.6.3 Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales**

34 En subestaciones nuevas deben instalar unidades de medición fasorial -PMU- para cada
35 bahía (línea, transformación o compensación, etc) objeto de la presente Convocatoria, y en
36 configuración interruptor y medio se deberá garantizar un PMU por corte, incluyendo el corte
37 central. Deberá tener entradas de corriente independiente por bahía o corte instalado.
38
39

40 Estos equipos tomarán las señales de tensión y corriente de los núcleos de medida
41 (circuitos de instrumentación). La unidad de medición fasorial podrá ser implementada en

1 un equipo multifuncional, siempre y cuando este no comparta funciones de protección o
2 circuitos de protección. La implementación podrá realizarse con equipos que integren
3 sincronización, digitalización y procesamiento en un mismo dispositivo, o con unidades
4 procesadoras centralizadas y periféricos distribuidos. En el caso de que la subestación no
5 cuente con casetas en el patio, las PMUs deberán instalarse en los tableros de las
6 correspondientes bahías.

7
8 Deberá existir un tablero independiente para concentrar la información sincrofásorial, en
9 donde el operador nacional instalará un concentrador de datos fasoriales -PDC- y otros
10 dispositivos asociados. El tablero suministrado por el inversionista deberá estar provisto de
11 servicios de energía con las mismas características de los tableros de control de la
12 Subestación. El inversionista deberá permitir al operador nacional las labores de gestión y
13 mantenimiento de los equipos instalados en este tablero.

14
15 La comunicación entre las PMU y el PDC será provistas y mantenidas por el inversionista,
16 a través de una red de comunicación redundante local y deberá permitir el intercambio de
17 información con la red del sistema de control a través de los mecanismos de seguridad
18 apropiados. Esta red deberá ser independiente de la red de gestión de protecciones, pues
19 sobre la primera el operador nacional deberá poder tener acceso remoto para gestionar las
20 PMU. La comunicación desde la Subestación (o desde el PDC) hacia el sistema que
21 disponga el operador nacional, será responsabilidad de este último, según lo establecido
22 en la resolución CREG 080 de 1999.

23
24 Las unidades de medición fasorial sincronizada deben cumplir con el estándar más reciente
25 IEEE C37.118 o aquel que lo reemplace en el momento de su adquisición. Estos equipos
26 deberán contar con la capacidad de ser actualizados cuando la norma IEEE de medición
27 fasorial sea revisada.

28
29 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de
30 medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente,
31 potencia activa, potencia reactiva, energía activa, factor de potencia y frecuencia. Deben
32 contar con emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores.
33 Deben cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de
34 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

35 36 **5.6.4 Controladores de Bahía**

37
38 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar
39 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los
40 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para
41 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista deberá
42 presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

1
2 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y
3 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de
4 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los
5 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con un
6 diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- 7
8 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del
9 proceso.
10 • Despliegue de alarmas.
11 • Despliegue de eventos.
12 • Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
13 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
14 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
15 función.
16 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

17
18 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos
19 para la comunicación.
20

21 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria
22 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.
23

24 **5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

25
26 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.
27 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y
28 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.
29

30 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM
31 y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y estar
32 sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de servicios
33 auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes
34 funcionalidades como mínimo:
35

- 36 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
37 • Despliegue de alarmas.
38 • Despliegue de eventos.
39 • Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
40 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
41 función.

- Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

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

5.6.6 Switches

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

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

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

5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

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

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

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

1 **5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

2
3 **5.6.8.1 Controlador de la Subestación**

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

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

21
22 **5.6.8.2 Registradores de Fallas**

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

30
31 **5.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

32
33 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través de
34 una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo SCADA.
35 Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para mostrar la
36 información del proceso.

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

- 41
42 • Adquisición de datos y asignación de comandos.

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

23

24 **5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

25

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

27 en su última revisión.

28

29 **5.7 Obras Civiles**

30

31 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras descritas en el numeral 2 del

32 presente Anexo 1, con el siguiente alcance:

- 33
- 34 • Diseño y construcción de todas las obras civiles incluyendo, entre otras, la
- 35 construcción o mejora de las vías de acceso y la construcción o ampliación del
- 36 edificio de control.
- 37 • Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental, deben cumplir con los
- 38 requerimientos establecidos en el Plan de Manejo Ambiental (PMA) del Proyecto, el
- 39 cual también está a cargo del Transmisor.

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

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

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

5.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

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

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

6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

6.1 Pruebas y Puesta en Servicio

Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio

1 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG
2 vigente, los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND y los acuerdos del Consejo
3 Nacional de Operación C.N.O, en particular el Acuerdo 646 de 2013 o aquel que lo sustituya
4 o reemplace.

5
6 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,
7 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”
8 diseñados por el Transmisor de tal forma que la Interventoría, pueda verificar el
9 cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por
10 ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta
11 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen con
12 la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.

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

- 16
- 17 • Direccionalidad de las protecciones de línea.
- 18 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas
19 asociadas.
- 20 • Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto
21 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de
22 protecciones.
- 23 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.
- 24

25 **Pruebas de energización:** El Transmisor será responsable por la ejecución de las pruebas
26 de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser verificados para
27 los fines pertinentes por la Interventoría.

28 **6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

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

- 30
- 31
- 32
- 33 • Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
- 34 • Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- 35 • Diagrama Unifilar.
- 36 • Estudio de ajuste y coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia
37 del Proyecto. El área de influencia definida para el estudio de ajuste y coordinación de
38 protecciones, de este proyecto, deberá ser acordada con el CND.
- 39 • Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- 40 • Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- 41 • Cronograma de pruebas.

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

11 **7 ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

13 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
14 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

17 **8 INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**

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

23 **9 INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

25 Información específica referente a la Convocatoria Pública, recopilada por la UPME, como
26 costos de conexión, datos técnicos y planos, etc, serán suministrados por la UPME en
27 formato digital en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a
28 solicitud de los Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el
29 Representante Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha
30 información deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles
31 requeridos será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.

33 **10 FIGURAS**

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

37 Figura 1 - Diagrama Esquemático del Proyecto.

39 Figura 2 - Diagrama Unifilar Subestación Rio Córdoba 220 kV.

41 Figura 3 - Diagrama Unifilar Subestación Bonda 220 kV.