

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

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

15
16 **CONVOCATORIAS PÚBLICAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL – STR**
17

18 **UPME STR 05 – 2017**
19

20
21 **(UPME STR 05 – 2017)**
22
23
24

25
26
27 **SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,**
28 **ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y**
29 **MANTENIMIENTO DEL SEGUNDO TRANSFORMADOR 230/115 kV de 150 MVA EN**
30 **LA SUBESTACIÓN ALTAMIRA EN EL DEPARTAMENTO DE HUILA**
31

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

38
39
40 **Bogotá D. C., junio de 2017**
41
42

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 En subestación Altamira 230 kV	8
10	2.1.2 En subestación Altamira 115 kV	9
11	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	10
12	2.2.1 En subestación Altamira 230 kV	10
13	2.2.2 En subestación Altamira 115 kV	11
14	3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	11
15	3.1 Parámetros del Sistema	11
16	3.2 Nivel de Corto Circuito	12
17	3.3 Materiales	13
18	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible.....	13
19	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	13
20	3.6 Pruebas en Fábrica.....	14
21	4 ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES	14
22	4.1 General	14
23	4.1.1 Predio de las subestaciones	15
24	4.1.2 Espacios de Reserva.....	17
25	4.1.3 Conexiones con Equipos Existentes.....	17
26	4.1.4 Servicios Auxiliares.....	17
27	4.1.5 Infraestructura y Módulo Común.....	17
28	4.2 Normas para Fabricación de los Equipos	19
29	4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos	19
30	4.4 Procedimiento General del Diseño	19
31	4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica.....	21
32	4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle.....	23
33	4.4.3 Estudios del Sistema.....	27
34	4.4.4 Distancias de Seguridad	28
35	4.5 Equipos de Potencia	28
36	4.5.1 Transformadores de Potencia	28
37	4.5.2 Interruptores	30
38	4.5.3 Descargadores de Sobretensión.....	31
39	4.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra	31
40	4.5.4 Transformadores de Tensión	32
41	4.5.5 Transformadores de Corriente	33
42	4.5.6 Equipo GIS o Híbrido.....	33
43	4.5.7 Sistema de puesta a tierra	34

1	4.5.8 Apantallamiento de la Subestación	34
2	4.6 Equipos de Control y Protección	35
3	4.6.1 Sistemas de Protección.....	35
4	4.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones	36
5	4.6.2.1 Características Generales.....	37
6	4.6.3 Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales.....	39
7	4.6.4 Controladores de Bahía	40
8	4.6.5 Switches.....	41
9	4.6.6 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1	41
10	4.6.7 Equipos y Sistemas de Nivel 2	42
11	4.6.8 Requisitos de Telecomunicaciones	43
12	4.7 Obras Civiles.....	43
13	4.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento	44
14	5 ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	45
15	5.1 Pruebas y Puesta en Servicio	45
16	5.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio	45
17	6 ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....	46
18	7 INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	46
19	8 INFORMACIÓN ESPECÍFICA 46	
20	9 FIGURAS 46	
21		
22		
23		
24		
25		
26		
27		
28		
29		
30		
31		
32		
33		
34		
35		
36		
37		
38		
39		
40		
41		
42		
43		

1
2
3
4
5
6
7
8
9

ANEXO 1

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista STR de las Convocatorias Públicas UPME STR 05 – 2017.

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

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

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

1.1 Requisitos Técnicos Esenciales

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

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

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

13 1.2 Definiciones

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

19 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

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

- 23 i. Un (1) banco de autotransformadores 230/115/13,8 kV de 150 MVA (3 x 50 MVA)
24 en la subestación Altamira. Se deberá instalar un autotransformador monofásico de
25 reserva 1x50 MVA, con conexión para cambio rápido.
- 26 ii. Suministro e instalación de una bahía de transformación a 230 kV, en configuración
27 barra principal más barra de transferencia.
- 28 iii. Suministro e instalación de una bahía de transformación a 115 kV en configuración
29 barra sencilla.
- 30 iv. Extensión de los barrajes a 230 kV y a 115 kV, y todos los elementos y adecuaciones
31 tanto físicas como eléctricas necesarias para las conexiones entre el existente
32 barraje a 230 kV, la bahía de transformación a 230 kV (ítem ii), el banco de
33 autotransformadores de 150 MVA (ítem i) y la bahía de transformación a 115 kV
34 (ítem iii).
- 35 v. En general, todos los elementos y adecuaciones tanto eléctricas como físicas
36 necesarias para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria durante la
37 construcción, operación y mantenimiento de las obras, garantizando siempre su
38 compatibilidad con la infraestructura existente. Estas acciones incluyen sistemas de

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

3 **NOTAS:** Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente
4 Convocatoria Pública UPME STR 05-2017

- 5
- 6 a) El diagrama unifilar de la subestación Altamira 230/115 kV a intervenir por motivo
7 de la presente Convocatoria Pública hacen parte del Anexo 1. El Inversionista
8 seleccionado, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá
9 modificar la disposición de los diagramas unifilares previa revisión y concepto del
10 Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de modificación
11 presentada involucra o afecta a terceros como otros usuarios o al propietario de la
12 Subestación, deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.
- 13
- 14 b) Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria
15 Pública UPME, deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.
- 16
- 17 c) Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para
18 la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo
19 sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin
20 limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura
21 existente. En general, el Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones
22 necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.
- 23
- 24 d) El Inversionista seleccionado es quien se conecta a la infraestructura, tanto del STN
25 como del STR.
- 26
- 27 Corresponde a los involucrados en la subestación objeto de la presente
28 convocatoria, llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los
29 equipos (el inversionista seleccionado de la presente convocatoria, EEB y
30 ELECTROHUILA). En cualquier caso se deberá garantizar un alto nivel de
31 confiabilidad.
- 32
- 33 e) La UPME pondrá a disposición de los Interesados la información técnica, costos de
34 conexión y demás información remitida por los propietarios de la infraestructura
35 existente. Información específica que no se publique en la página WEB, puede ser
36 solicitada en oficinas de la UPME en los términos señalados en el numeral 8 del
37 presente Anexo 1, sin detrimento a lo anterior, el Inversionista podrá consultar a los
38 propietarios de la infraestructura de manera directa. La información suministrada por
39 la UPME no representa ninguna limitante y deberá ser evaluada por el Inversionista
40 para lo de su interés, en concordancia con los numerales 5.5., Independencia del
41 Proponente, y 5.6., Responsabilidad, de los DSI de la presente Convocatoria.

1 **2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones:**

2
3 **2.1.1 En subestación Altamira 230 kV**

4
5 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la adquisición del lote (en caso de
6 ser necesario), del diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras
7 descritas en el numeral **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

8
9 La bahía de transformación deberá mantener la configuración de la existente subestación
10 Altamira 230 kV, la cual es barra principal más barra de transferencia. Los equipos a instalar
11 podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas
12 Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo
13 exterior o interior según sea el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y
14 todos los demás requisitos establecidos en los DSI. Se aclara que los equipos existentes
15 son convencionales.

16
17 La EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S. es el propietario de la subestación 230
18 kV.

19
20 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá
21 hacerse cargo de la extensión del barraje (de ser necesario), para la conexión de la nueva
22 bahía objeto de la presente Convocatoria, junto con los equipos de protección y
23 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar
24 el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual
25 o superior al barraje existente donde se conecta.

26
27 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de transformación,
28 en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con
29 infraestructura en la subestación Altamira 230 kV.

30
31 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de
32 Conexión con el dueño de la subestación Altamira 230 kV, así como para el uso del edificio
33 de control propiedad de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. y la conexión
34 a los servicios auxiliares de las nuevas instalaciones. El Adjudicatario de esta convocatoria,
35 deberá realizar la adecuación del terreno necesaria para desarrollar el alcance descrito en
36 el numeral 2 de este documento. La adecuación del terreno incluye la construcción de
37 drenajes y la ampliación de la malla de puesta a tierra existente en el terreno que se adecúe
38 para la construcción de la nueva bahía.

39
40 El diagrama unifilar de la nueva Subestación Altamira 230 kV se muestra en la Figura 1.

41
42 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Altamira 230 kV deberán ser
43 completamente nuevos y de última tecnología.

1
2 **2.1.2 En subestación Altamira 115 kV**
3

4 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la adquisición del lote (en caso de
5 ser necesario), el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras
6 descritas en el numeral **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**
7

8 La bahía de transformación a instalar deberá mantener la configuración de la existente
9 subestación Altamira 115 kV, la cual es barra sencilla. Los equipos a instalar podrán ser
10 convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated
11 Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o
12 interior según sea el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los
13 demás requisitos establecidos en los DSI. Se aclara que los equipos existentes son
14 convencionales.
15

16 ELECTROHUILA S.A. E.S.P es el Operador de Red y el propietario de la subestación
17 Altamira 115 kV.
18

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

26 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de transformación,
27 en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la
28 infraestructura en la subestación Altamira 115 kV.
29

30 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de
31 Conexión con el dueño de la subestación Altamira 115 kV, así como para el uso del edificio
32 de control propiedad de ELECTROHUILA S.A. E.S.P. y la conexión a los servicios auxiliares
33 de las nuevas instalaciones. El Adjudicatario de esta convocatoria, deberá realizar la
34 adecuación del terreno necesaria para desarrollar el alcance descrito en el numeral 2 de
35 este documento. La adecuación del terreno incluye la construcción de drenajes y la
36 ampliación de la malla de puesta a tierra existente en el terreno que se adecúe para la
37 construcción de la nueva bahía.
38

39 El diagrama unifilar de la nueva Subestación Altamira 115 kV se muestra en la Figura 2.
40

41 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Altamira 115 kV deberán ser
42 completamente nuevos y de última tecnología.

1 Se debe tener en cuenta que en la subestación Altamira 115 kV, se construirá una nueva
2 bahía de línea, objeto de una futura Convocatoria Pública del STR, de tal manera que la
3 misma no se vea limitada por obras objeto de la presente convocatoria pública STR 05-
4 2017.

5
6 Deberán considerarse las previsiones correspondientes para la ubicación de la bahía de
7 transformador objeto de la presente Convocatoria, así como de la disponibilidad de servicios
8 auxiliares y de espacio en el edificio de control, considerando dicha ampliación.

9 10 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

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

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

23 24 **2.2.1 En subestación Altamira 230 kV**

25
26 El propietario de la Subestación Altamira 230 kV es la EMPRESA DE ENERGÍA DE
27 BOGOTÁ S.A. E.S.P. El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria
28 Pública en la Subestación Altamira, es el barraje a 230 kV.

29
30 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública
31 y el propietario de la subestación Altamira 230 kV deberá incluir, entre otros aspectos y
32 según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para
33 la ubicación de la infraestructura a instalar, el espacio para la ubicación de los tableros de
34 control y protecciones de los módulos, enlace al sistema de control del CND, suministro de
35 servicios auxiliares de AC y DC, y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar
36 firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la
37 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor
38 adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, **al menos en sus condiciones básicas**
39 (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y
40 condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información
41 requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión,
42 duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No

1 obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida
2 justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.
3

4 **2.2.2 En subestación Altamira 115 kV**

5
6 ELECTROHUILA S.A. E.S.P., es el Operador de Red del área y propietario de la
7 subestación Altamira 115 kV.
8

9 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación
10 Altamira 115 kV, es el barraje a dicho nivel de tensión.
11

12 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública
13 y el propietario de la subestación Altamira 115 kV deberá incluir, entre otros aspectos y
14 según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para
15 la ubicación de la infraestructura a instalar, el espacio para la ubicación de los tableros de
16 control y protecciones de los módulos, el enlace al sistema de control del CND, suministro
17 de servicios auxiliares de AC y DC; y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá
18 estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la
19 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor
20 adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, **al menos en sus condiciones básicas**
21 (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y
22 condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información
23 requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión,
24 duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No
25 obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida
26 justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.
27

28 **3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

29
30 El Interventor o Interventores informarán de manera independiente a la UPME, el
31 cumplimiento de las especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso
32 de normas y procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento,
33 hasta la fecha de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin
34 detrimento del cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio
35 cumplimiento, asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se
36 mantengan, para lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.
37

38 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de
39 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de las Convocatorias.
40

41 **3.1 Parámetros del Sistema**

- 1 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Inversionista seleccionado
 2 deberán ser nuevos y de última tecnología (salvo las excepciones indicadas en el presente
 3 anexo), y cumplir con las siguientes características técnicas, las cuales serán verificadas
 4 por la Interventoría o Interventorías para la UPME.
 5 Tensión nominal 230/115 kV
 6 Frecuencia asignada 60 Hz
 7 Puesta a tierra Sólida
 8 Numero de fases 3
 9 Servicios auxiliares AC 120/208V, tres fases, cuatro hilos.
 10 Servicios Auxiliares DC 125V
 11 Tipo de Subestación Convencional o GIS o un híbrido
 12

13 **Generales:**

Característica	STN	STR
Tensión de operación	230 kV	115 kV
Tensión nominal	245 kV	123 kV
Frecuencia asignada	60 Hz	
Puesta a tierra	Sólida	
Numero de fases	3	
Nivel básico de aislamiento asignado al impulso tipo rayo (LWIL)	1050	550
Nivel de tensión asignado soportado a la frecuencia industrial	460	230
Tipo de subestación	Convencional	Convencional
Configuración de la subestación	Barra principal más barra de transferencia	Barra sencilla

15
16 **Servicios auxiliares:**

Característica	230 kV	115 kV
Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos	
Frecuencia nominal	60	
Servicios Auxiliares DC	125	
Margen de tensión	85 % - 110%	

18
19 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

20
21 El Transmisor deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que
 22 el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás elementos de
 23 la subestación, será el adecuado durante la vida útil de estos, no obstante, la capacidad de

1 corto circuito asignada a los equipos y elementos asociados que se instalarán objeto de la
2 presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA tanto para 230 kV, como para 115 kV.
3 La duración asignada al corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos
4 para interrupción de las fallas. Copia del estudio deberá ser entregada al Interventor para
5 su conocimiento y análisis.

6 7 **3.3 Materiales**

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

20 21 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**

22
23 Todos los equipos y los conectores en 230 kV deberán ser de diseño y construcción tales
24 que, en lo relacionado con el efecto corona y radio interferencia y en radio interferencia en
25 115 kV, deben cumplir con lo establecido en el RETIE, Código de Redes y Normatividad
26 vigente. El Transmisor deberá presentar al Interventor para los fines pertinentes a la
27 Interventoría las Memorias de Cálculo y/o reportes de pruebas en donde se avalen las
28 anteriores consideraciones.

29
30 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima de:
31 a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen tiempo
32 y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen
33 tiempo.

34
35 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los
36 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución
37 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy
38 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

39 40 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

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

4
5 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos
6 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan
7 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales de las
8 Convocatorias. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar
9 como Hito en el cronograma de las Convocatorias lo cual será objeto de verificación por
10 parte del Interventor o Interventores correspondiente.

11
12 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán
13 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos
14 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la
15 regulación vigente deberá ser certificado por el Inversionista seleccionado correspondiente.
16 Copia de estos acuerdos deberán entregarse al Interventor correspondiente.

17 18 **3.6 Pruebas en Fábrica**

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

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

31 32 **4 ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**

33
34 Las siguientes son las especificaciones técnicas para las subestaciones.

35 36 **4.1 General**

37
38 La información específica referente a subestaciones, remitida por los propietarios de la
39 infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán
40 suministrados por la UPME conforme lo establece el numeral 8 del presente Anexo.

41
42 La siguiente tabla presenta las características de la Subestación que hacen parte del
43 proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública:

1

ítem	Descripción	Altamira 230 kV	Altamira 115 kV
1	Configuración	Barra principal más barra de transferencia	Barra sencilla
2	Tipo de subestación	Convencional	Convencional.
3	Subestación nueva	No	No
4	Propietario de la Subestación	EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P	ELECTROHUILA S.A. E.S.P.

2

3

4.1.1 Predio de las subestaciones

4

5

Subestación Altamira 230 kV:

6

7

La existente subestación Altamira 230 kV, propiedad de la Empresa de Energía de Bogotá – EEB S.A. E.S.P., se encuentra localizada en el municipio de Altamira, vereda Llanos, en las siguientes coordenadas aproximadamente, información que deberá verificar el Interesado:

8

9

10

11

Latitud: 2° 4'10,75"N
 Longitud: 75°47'13,33"O

12

13

14

15

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

16

17

18

19

20

21

22

23

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

24

25

26

27

28

29

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

30

31

32

33

A modo informativo, el Inversionista podrá consultar el Documento **ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO INSTALACIÓN DEL SEGUNDO TRANSFORMADOR ALTAMIRA 230/115 kV 150 MVA Y SUS BAHÍAS DE TRANSFORMACIÓN OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME STR 05 – 2017**

34

35

36

1 **DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2015**”, el cual suministra información de referencia. El objeto
2 de este documento es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones
3 ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados,
4 sin pretender determinar o definir condiciones para la ejecución del proyecto. Es
5 responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad los riesgos inherentes del
6 Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas
7 ante las Autoridades competentes, entre otras. En general, los Proponentes basarán sus
8 Propuestas en sus propios estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas,
9 entrevistas y otros.

10 **Subestación Altamira 115 kV**

11
12
13 La subestación Altamira 115 kV, propiedad de ELECTROHUILA S.A. E.S.P., se encuentra
14 localizada en el municipio de Altamira, vereda Llanos, en las siguientes coordenadas
15 aproximadamente información que deberá verificar el Interesado:

16
17 Latitud: 2° 4' 6,9"N
18 Longitud: 75°47'14,11"O
19

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

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

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

36
37 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar el Documento **ANÁLISIS ÁREA DE**
38 **ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO INSTALACIÓN DEL**
39 **SEGUNDO TRANSFORMADOR ALTAMIRA 230/115 kV 150 MVA Y SUS BAHÍAS DE**
40 **TRANSFORMACIÓN OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME STR 05 – 2017**
41 **DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2015**”, el cual suministra información de referencia. El objeto
42 de este documento es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones
43 ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados,

1 sin pretender determinar o definir condiciones para la ejecución del proyecto. Es
2 responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad los riesgos inherentes del
3 Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas
4 ante las Autoridades competentes, entre otras. En general, los Proponentes basarán sus
5 Propuestas en sus propios estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas,
6 entrevistas y otros.

7 8 9 **4.1.2 Espacios de Reserva**

10
11 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya
12 existentes en las subestaciones para futuras ampliaciones y no contempla adecuaciones
13 sobre terrenos adicionales a los necesarios para llevar a cabo las obras contempladas en
14 esta convocatoria. No obstante, se debe garantizar que los espacios de reserva en las
15 subestaciones no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura
16 (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco de la presente Convocatoria
17 Pública. Esto no implica que los espacios ocupados por las obras a construir en la presente
18 convocatoria se deban reponer en otro lugar, con excepción de aquellos casos en que el
19 propietario de la subestación lo hubiese declarado antes del inicio de la convocatoria.

20 21 **4.1.3 Conexiones con Equipos Existentes**

22
23 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente
24 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y
25 protección de las nuevas bahías en 230 kV y en 115 kV, con la infraestructura existente que
26 pueda verse afectada por el desarrollo del Proyecto.

27 28 **4.1.4 Servicios Auxiliares**

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

34 35 36 **4.1.5 Infraestructura y Módulo Común**

37
38 Como parte del Proyecto, el Inversionista seleccionado deberá implementar todas las obras
39 y equipos constitutivos del módulo común como se describe a continuación:

40
41 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo de la conexión a 220
42 kV y 115 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública, junto con los espacios de acceso,
43 vías internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el

1 predio actual y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el
2 ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista, y según
3 requiera, las vías de acceso a predios de la subestación y/o adecuaciones que sean
4 necesarias.

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

- 11
- 12 • **Infraestructura civil:** Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de
13 acueducto vecino si existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la
14 subestación; las vías internas de acceso a los patios de conexiones; y la adecuación
15 del terreno para los espacios de reserva. En el espacio que ocupará la subestación,
16 las obras civiles incluyen: drenajes; alcantarillado; barreras de protección y de
17 acceso al predio; todos los cerramientos para seguridad del predio; filtros y drenajes;
18 pozo séptico y de agua y/o conexión a acueductos/alcantarillados vecinos, si
19 existen, alumbrado interior y exterior y cárcamos comunes, y en general, todas
20 aquellas obras civiles necesarias para todas las obras descritas en el Numeral 2 del
21 presente Anexo 1. Los espacios de reserva no deberán ser provistos de malla de
22 puesta a tierra, pero si se deberán proveer los puntos de conexión para la ampliación
23 de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.
- 24
- 25 • **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2
26 del presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de
27 gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones, los
28 materiales de la malla de puesta a tierra, apantallamiento y los equipos para los
29 servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado necesario y
30 las obras civiles asociadas. Se incluyen todos los equipos necesarios para integrar
31 la nueva bahía con la subestación existente, en conexiones de potencia, control,
32 medida, protecciones y servicios auxiliares
- 33

34 Para la ampliación de la subestación Altamira 230 y Altamira 115 se podrá utilizar terreno
35 disponible en las subestaciones existentes previo acuerdo entre las partes involucradas o
36 terreno aledaño. Será responsabilidad del Inversionista investigar las facilidades y de los
37 requerimientos que se requieren para los servicios auxiliares, obras civiles y ampliación de
38 la malla de puesta a tierra. Igualmente deberá respetar las disposiciones actuales de
39 equipos y mantener los arreglos y configuraciones existentes, en principio deberá
40 suministrar todos los equipos y elementos requeridos para la operación óptima y segura de
41 la ampliación a realizar.

42

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

4.2 Normas para Fabricación de los Equipos

7 El Inversionista seleccionado deberá suministrar equipos en conformidad con la última
8 edición de las Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International*
9 *Organization for Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute,*
10 *International Telecommunications Union – ITU-T, Comité Internacional Spécial des*
11 *Perturbations Radioélectriques – CISPR.* El uso de normas diferentes deberá ser sometido
12 a consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos
13 eminentemente técnicos y de calidad.

4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos

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

4.4 Procedimiento General del Diseño

26 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

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

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

1 instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos del Proyecto; los
2 procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los procedimientos y
3 especificación de pruebas en campo, los procedimientos para efectuar las pruebas
4 funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en
5 servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto y los procedimientos de
6 operación y mantenimiento.

7
8 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de
9 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para
10 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

11
12 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben
13 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará
14 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada
15 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que
16 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las
17 Especificaciones Técnicas del Proyecto.

18
19 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
20 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
21 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista seleccionado. Para lo anterior
22 se efectuarán reuniones conjuntas entre el Transmisor y el Interventor con el fin de
23 lograr los acuerdos modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

24
25 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Inversionista
26 seleccionado, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del
27 Proyecto.

28
29 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
30 documento de cumplimiento obligatorio.

31
32 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
33 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
34 pruebas.

35
36 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos
37 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;
38 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas
39 en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y
40 mantenimiento.

41
42 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista
43 seleccionado y entregada a la Interventoría para revisión.

4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica

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

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

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

4.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas

- Criterios básicos de diseño electromecánico
- Memoria de cálculo de resistividad del terreno
- Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables
- Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares ac.
- Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares dc.
- Memoria de cálculo de distancias eléctricas
- Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
- Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
- Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
- Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- Memoria selección de conductores aéreos y barrajes.
- Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- Análisis de identificación de riesgos.

4.4.1.2 Especificaciones equipos

- Especificación técnica equipos de patio.
- Especificaciones técnicas sistema de puesta a tierra.
- Especificaciones técnicas sistema de apantallamiento.
- Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.

- 1 • Especificación técnica gabinetes de control y protección.
- 2 • Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicaciones.
- 3 • Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de
- 4 equipos.
- 5 • Especificación funcional del sistema de control.
- 6 • Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la subestación.
- 7 • Especificación técnica de los servicios auxiliares ac / dc.
- 8 • Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- 9 • Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de
- 10 equipos, pruebas funcionales y puesta en servicio.
- 11

12 **4.4.1.3 Características técnicas de los equipos 115/230 kV**

- 13
- 14 • Características técnicas, equipos 115/230 kV.
- 15 - Interruptores 115/230 kV
- 16 - Seccionadores 115/230 kV.
- 17 - Transformadores de corriente 115/230 kV.
- 18 - Transformadores de tensión 115/230 kV.
- 19 - Descargadores de sobretensión 115/230 kV.
- 20 - Aisladores y cadenas de aisladores 115/230 kV.
- 21 • Dimensiones de equipos.
- 22 • Características técnicas, cables de fuerza y control.
- 23 • Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones
- 24 • Características técnicas, sistema de automatización y control.
- 25 • Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- 26 • Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares ac/dc.
- 27 • Características técnicas, cables desnudo para interconexión de equipos y
- 28 barrajes.
- 29

30 **4.4.1.4 Planos electromecánicos**

- 31
- 32 • Diagrama unifilar de la subestación
- 33 • Diagrama unifilar con características de equipos
- 34 • Diagrama unifilar de protecciones.
- 35 • Diagrama unifilar de medidas.
- 36 • Diagrama unifilar servicios auxiliares ac
- 37 • Diagrama unifilar servicios auxiliares dc.
- 38 • Arquitectura sistema de control de la subestación.
- 39 • Planimetría del sistema de apantallamiento
- 40 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 41 • Planos en planta de ubicación de equipos 110 kV.

- 1 • Planos vista en cortes de equipos 110 kV.
- 2 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 3 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 4 • Planimetría del sistema de apantallamiento.
- 5 • Planos de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.
- 6 • Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.

7 8 **4.4.1.5 Planos de obras civiles**

- 9
- 10 • Plano localización de la subestación.
- 11 • Plano disposición de bases de equipos.
- 12 • Planos cimentación del transformador de potencia.
- 13 • Plano cimentación de equipos y pórticos.
- 14 • Plano base cimentación del transformador de potencia.
- 15 • Plano de drenajes de la subestación.
- 16 • Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- 17 • Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- 18 • Planos casa de control.
- 19 • Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- 20 • Plano cerramiento de la subestación.
- 21 • Plano obras de adecuación.

22 23 **4.4.1.6 Estudios y trabajos de campo**

- 24
- 25 • Levantamiento topográfico del lote seleccionado.
- 26 • Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área del lote seleccionado.
- 27 • Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el
- 28 transporte de equipos y materiales.
- 29 • Presentar informes de progreso y programas de trabajos mensuales.
- 30 • Análisis diseños típicos y definición parámetros.
- 31 • Análisis de resultados de suelos y diseños obras civiles.
- 32 • Elaboración informe de diseños y memorias de cálculo.

33 34 **4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**

35
36 Son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir
37 y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye todas
38 las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se
39 fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de
40 Ingeniería Básica.
41

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

6
7 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos que
8 preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos
9 documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará los
10 comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista seleccionado.

11
12 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en
13 campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán objeto de
14 revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista
15 seleccionado y a la UPME si es del caso.

16
17 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la
18 UPME podrá trasladar consultas al Inversionista seleccionado.

19
20 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería de Detalle:

21 **4.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles**

- 22 • Criterios básicos de diseño de obras civiles.
- 23 • Dimensiones y pesos de equipos.
- 24 • Memorias de cálculo estructural para cimentación del transformador de potencia.
- 25 • Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
- 26 • Memorias de cálculo estructural para cimentación de la caseta de control.
- 27 • Memoria de cálculo muro de cerramiento
- 28 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.
- 29 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y
- 30 cárcamos interiores en caseta de control.
- 31 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de líneas y
- 32 barrajes.
- 33 • Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento
- 34 rígido.
- 35 • Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interiores en
- 36 casa de control.
- 37 • Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
- 38 • Memoria de cálculo sistema de acueducto.

1 **4.4.2.2 Planos de obras civiles**

- 2
- 3 • Planos para construcción de bases para equipos
- 4 • Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras
- 5 soporte para equipos y pórticos a 115 kV.
- 6 • Planos para construcción de cimentaciones para equipos y transformador de
- 7 potencia.
- 8 • Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
- 9 • Planos para construcción de acabados exteriores
- 10 • Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
- 11 • Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de
- 12 tableros, equipos y canales interiores.
- 13 • Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- 14 • Planos para construcción de vías

15

16 **4.4.2.3 Diseño detallado electromecánico**

17

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

19 mecánico detallado necesario y por tanto deberá presentar para la revisión y

20 verificación de la Interventoría: memorias de cálculo, planos electromecánicos finales

21 para construcción, diagramas de cableado, diagramas esquemáticos de control,

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

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

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

25 diseño y montaje de éste tipo de instalaciones.

26

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

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

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

30

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

- 32 • Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos y
- 33 estructuras.
- 34 • Lista de materiales referenciados sobre planos.
- 35 • Plano de conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.
- 36 • Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.
- 37 • Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el
- 38 RETIE.
- 39 • Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el
- 40 RETIE.

41

42 **b. Equipos principales:**

- 1 • Equipos de Patio: Disposición general de la planta y cortes del patio de
- 2 conexiones, incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.
- 3 • Peso de cada uno de los equipos y localización del centro de masa con relación al
- 4 nivel rasante del patio.
- 5 • Características geométricas de equipos y peso de los soportes de equipos,
- 6 sistemas de anclaje.
- 7 • Diseño de las cimentaciones de los equipos de patio.
- 8 • Dimensiones requeridas para canales de cables de potencia y cables de control.
- 9 Diseño civil de los canales de cables.
- 10 • Diseño geométrico y sistemas de fijación de las bandejas portacables y de ductos
- 11 para cables entre los equipos y las bandejas.
- 12 • Localización, geometría y sistemas de anclaje de los gabinetes de conexión.
- 13
- 14 **c. Equipos de patio 115 kV:**
- 15 • Para equipos de corte, transformadores de medida, descargadores de
- 16 sobretensión.
- 17 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc, hasta borneras
- 18 de interconexión.
- 19 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.
- 20 - Placas de características técnicas.
- 21 - Información técnica complementaria y catálogos.
- 22 - Manuales detallados para montaje de los equipos.
- 23 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.
- 24 - Protocolo de pruebas en fábrica.
- 25 - Procedimiento para pruebas en sitio.
- 26
- 27 **d. Para tableros:**
- 28 • Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de c.a. y c.c.
- 29 • Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de
- 30 control, señalización y protección.
- 31 • Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc.,
- 32 que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y
- 33 catálogos respectivos con indicación clara del equipo suministrado.
- 34 • Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.
- 35 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.
- 36 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida,
- 37 telecontrol y teleprotección, incluyendo:
- 38 - Diagramas de principio y unifilares
- 39 - Diagramas de circuito
- 40 - Diagramas de localización exterior e interior.
- 41 - Tablas de cableado interno y externo.
- 42 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.

- 1 - Diagramas de principio
- 2 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes
- 3 diagramas de principio:
- 4 ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
- 5 ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.
- 6 ▪ Diagramas de medición de energía.
- 7 ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.
- 8 ▪ Diagramas de comunicaciones.
- 9 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.
- 10 - Listado de cables y borneras.
- 11 - Planos de Interfase con equipos existentes.
- 12 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,
- 13 señalización y alarmas.
- 14

15 **e. Reportes de Pruebas:**

- 16 - Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última
- 17 prueba, el Inversionista deberá suministrar a la Interventoría dos (2) copias que
- 18 contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de
- 19 fábrica por cada uno de los aparatos y equipos suministrados.
- 20 Las instrucciones deberán estar en idioma español.
- 21

22 **4.4.3 Estudios del Sistema**

23
24 El Inversionista seleccionado deberá presentar al Interventor los estudios eléctricos que
25 permitan definir los parámetros útiles para los diseños básicos y detallados; se destacan
26 como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo
27 en lo que aplique:

- 28
- 29 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
- 30 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos
- 31 y de resistividad.
- 32
- 33 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 34
- 35 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
- 36 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 37
- 38 - Estudios de coordinación de protecciones.
- 39
- 40 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y
- 41 distancias eléctricas.
- 42

- 1 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo y a corto circuito.
- 2
- 3 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores aislados.
- 4
- 5
- 6 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 7
- 8 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 9
- 10 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC..
- 11
- 12 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 13
- 14 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- 15
- 16
- 17 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores de fallas.
- 18
- 19

20 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar
21 como mínimo los siguientes aspectos:

- 22
- 23 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 24
- 25 - Origen de los datos de entrada.
- 26
- 27 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
- 28
- 29
- 30 - Resultados.
- 31
- 32 - Bibliografía.
- 33

34 **4.4.4 Distancias de Seguridad**

35

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

38 **4.5 Equipos de Potencia**

39 **4.5.1 Transformadores de Potencia**

40
41
42

- 1 El Transmisor suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita
2 analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la
3 publicación IEC 60076, "Power Transformers".
4 El banco de autotransformadores 230/115 kV deberá tener una capacidad de 150 MVA y
5 deberán estar compuestos por tres (3) unidades monofásicas de 50 MVA cada uno. La
6 capacidad total de 150 MVA, significa la potencia nominal que puede desarrollar bajo la
7 máxima etapa de enfriamiento y a las condiciones de altura sobre el nivel del mar y
8 temperatura ambiente en donde estará la subestación.
9
10 Los bancos de autotransformadores deben tener una capacidad de sobrecarga del 30%
11 durante 30 minutos.
12
13 Se requiere que los bancos de autotransformadores tengan devanado terciario, con una
14 capacidad mínima de un tercio de la capacidad de cada uno de los otros dos devanados.
15 El devanado terciario dará las facilidades necesarias para alimentación de servicios
16 auxiliares de la Subestación, para lo cual deben suministrarse e instalarse todos los equipos
17 necesarios para hacer uso de servicios auxiliares utilizando esta fuente.
18
19 El suministro debe incluir una unidad monofásica 1 x 50 MVA para reposición, incluidas las
20 conexiones para un cambio rápido.
21
22 El banco de transformación deberá tener una capacidad total de 150 MVA, con niveles de
23 tensión de 230/115/13,8 kV y su conexión deberá tener una conexión YnYnd0.
24
25 El banco de autotransformadores deberán estar dotados de cambiadores de derivaciones,
26 para operación manual y automática bajo carga, con un total de 21 pasos de 1.25% cada
27 uno, con la posición 8 para la máxima relación, la posición N para la relación nominal y la
28 posición -12 para la mínima relación.
29
30 El banco de autotransformadores deberán tener una impedancia entre los devanados 230
31 y 115 kV, medida con el cambiador en la posición nominal, igual a 11,68%, sobre la base
32 de la potencia nominal máxima y tensiones nominales.
33
34 Se deberá garantizar que los niveles de pérdidas, para los siguientes niveles de carga
35 permanente: 100%, 75%, y 50%. Los valores garantizados deberán cumplir con lo
36 establecido en la norma IEC 60076 o su equivalente ANSI/IEEE.
37
38 **Pruebas de rutina:** los transformadores de Potencia deben ser sometidos a las pruebas de
39 rutina establecidos en las publicaciones IEC 60076. Copia de los respectivos protocolos de
40 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría
41
42 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe
43 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en

1 todo de acuerdo con las publicaciones IEC 60076. Si el Transmisor Regional no dispone de
2 estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

3
4 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
5 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores.

6 7 **4.5.2 Interruptores**

8
9 Los interruptores de potencia a 230 kV y 115 kV, deben cumplir las prescripciones de la
10 última edición de las siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de
11 equipo a suministrar:

- 12
- 13 • IEC 62271 - 100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"
- 14 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear
15 standards".
- 16 • IEC 60265: " High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages of
17 52 kV an above"

18
19 Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener
20 mando monopolar, ser aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos.

21
22 Todos los interruptores de subestaciones nuevas, en configuración interruptor y medio,
23 deberán contar con transformadores de corriente en ambos extremos del interruptor, de
24 acuerdo con la recomendación IEEE Std C37.234-2009 "IEEE Guide for Protective Relay
25 Applications to Power System Buses".

26
27 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado
28 de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, el mecanismo
29 de operación será tipo resorte. No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido
30 o aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser
31 totalmente independientes.

32
33 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
34 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los
35 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la
36 Interventoría.

37
38 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
39 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o similares a los
40 incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en
41 ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas
42 pruebas a su costa.

4.5.3 Descargadores de Sobretensión

Los descargadores de sobretensión a 230 kV, 115 kV y 13,8 kV, deben cumplir las prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a suministrar

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

Pruebas de rutina: los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidas en la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera 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 descargadores iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

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

4.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra a 230 kV, 115 kV y 13,8 kV, deben cumplir las prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a suministrar:

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

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

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

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

9 10 **4.5.4 Transformadores de Tensión**

11
12 Los Transformadores de Tensión, deben cumplir las prescripciones de la última edición de
13 las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a
14 suministrar:

- 15
- 16 • Publicación IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial
17 discharges", o su equivalente en ANSI.
- 18 • Publicación IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
- 19 • Publicación IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and
20 capacitor dividers".
- 21 • Publicación IEC-61869-1/3/5: "Inductive/capative Voltage Transformers".
- 22 • IEC 60296: "Specification for unused mineral insulating oils for transformers and
23 switchgear"
- 24

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

30
31 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de
32 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1.o
33 su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser
34 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

35
36 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
37 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión iguales o
38 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60186, sección
39 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone
40 de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

41
42 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
43 condiciones de estado y funcionamiento de los Transformadores de Tensión.

4.5.5 Transformadores de Corriente

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

- IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su equivalente en ANSI.
- IEC 60044-1: "Current Transformers".
- IEC-61869-1/2: "Current Transformers".

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

Pruebas de rutina: los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 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 transformadores de corriente iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

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

4.5.6 Equipo GIS o Híbrido

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

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

- Instrument transformer – IEC6189
- Insulation Coordination – IEC60071

- 1 • High voltage switchgear and controlgear - IEC62271
- 2 • Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- 3 • Partial discharge measurement – IEC60270
- 4 • Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- 5 • Guide for checking SF6 - IEC 60480
- 6 • Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- 7 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- 8 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- 9 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- 10 • Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639

11 |
12 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,
13 pruebas mecánicas y pruebas de gas.

14
15 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
16 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

17 18 **4.5.7 Sistema de puesta a tierra**

19
20 Deberá diseñarse para que en condiciones normales y anormales, no se presente ningún
21 peligro para el personal situado en cualquier lugar, al que tenga acceso.

22
23 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la
24 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current
25 Substation Grounding" y a los requerimientos del RETIE.

26
27 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto
28 más cercano y conveniente.

29
30 Todo el equipo eléctrico y partes metálicas expuestas, estarán conectadas a la malla de
31 tierra.

32
33 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Inversionista seleccionado hará los
34 ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y
35 las tensiones de paso y contacto, según requerimientos del RETIE.

36 37 **4.5.8 Apantallamiento de la Subestación**

38
39 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para
40 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán
41 aterrizados con cables bajantes de cobre.

42

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

4.6 Equipos de Control y Protección

7 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de
8 control y protección:

4.6.1 Sistemas de Protección

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

20 El esquema de protección para transformador deberá consistir, en un relé de protección
21 con función diferencial de transformador, apta para proteger un transformador con
22 devanado terciario cargable y con cambiador de tomas; adicionalmente, se deberá
23 implementar una segunda protección diferencial con algoritmo de operación diferente a
24 la primera en lo que aplique. Deberá disponer además de restricción de armónicos de
25 segundo y quinto orden para corrientes de energización y condiciones de sobre
26 excitación respectivamente. Deberá tener disponibilidad de al menos cuatro elementos
27 de sobrecorriente, para la implementación de las funciones de sobrecorriente de
28 respaldo de la función diferencial en cada uno de los devanados. Otras funciones de
29 protección podrán ser implementadas de acuerdo con las prácticas propias de cada
30 Transmisor. En este caso deberá considerarse también la protección diferencial de
31 transformador correspondiente.

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

1
 2 La bahía de transformación en 230 kV deberá ser integrada a la protección diferencial
 3 de barras existente. En el nivel de 115 kV no se tiene protección diferencial de barras.
 4
 5 Los relés de protección y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de
 6 tecnología numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben
 7 incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los
 8 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de
 9 la protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo
 10 de forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar
 11 con todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de
 12 búsqueda de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.
 13
 14 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
 15 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus
 16 modificaciones.
 17

18 **4.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.
	Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
2	Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación. El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para	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>operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.</p> <p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.</p> <p>Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	
1	<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>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>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>
0	<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 (13,2 kV, 208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.</p>	<p>Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.</p> <p>Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.</p>

1
2
3

4.6.2.1 Características Generales

Av. Calle 26 # 69 D-91, Piso 9° Bogotá D.C.
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



- 1 Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con las norma IEC.
2
- 3 El Inversionista seleccionado garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización
4 permita la ampliación a medida que se expandan las Subestaciones y que sin cambios
5 fundamentales en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware y
6 software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de intercambiar y
7 compartir recursos de información) con IED's de diversos fabricantes, razón por la cual
8 deberán utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor Regional garantizará igualmente, que
9 el Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de
10 protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la
11 información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el Sistema
12 de Control, deberá ser entregada por el Transmisor Regional al Interventor para la
13 verificación de cumplimiento.
14
- 15 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la
16 correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin
17 limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de parametrización
18 del sistema, etc.
19
- 20 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual
21 se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección
22 y control. Se destacan las siguientes funciones:
23
- 24 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,
25 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
26
 - 27 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
 - 28 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre
29 equipos vía la red.
 - 30 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y Automatización
31 de la Subestación.
32
 - 33 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
34 funciones:
 - 35 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
 - 36 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
 - 37 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
 - 38 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación
39 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni
40 detener el sistema.
 - 41 ○ Mantenimiento de cada equipo.
 - 42 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones
43 del sistema.

1
2 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o
3 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación
4 y el CND o el centro de control remoto del Inversionista seleccionado (sean funciones de
5 control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista seleccionado es responsable
6 por utilizar los protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos
7 de implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son
8 responsabilidad del Inversionista seleccionado.

9
10 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
11 Subestación:

- 12
- 13 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
14 Subestación.
 - 15
 - 16 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y
17 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente
18 de un reloj GPS.
 - 19
 - 20 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
21 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
 - 22

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

30 **4.6.3 Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales**

31
32 Se debe instalar unidades de medición fasorial -PMU- para la bahía de transformación 230
33 kV objeto de la presente Convocatoria, el cual deberá tener entradas de corriente
34 independientes para la bahía instalada.

35
36 Estos equipos tomarán las señales de tensión y corriente de los núcleos de medida
37 (circuitos de instrumentación). La unidad de medición fasorial podrá ser implementada en
38 un equipo multifuncional, siempre y cuando este no comparta funciones de protección o
39 circuitos de protección. La implementación podrá realizarse con equipos que integren
40 sincronización, digitalización y procesamiento en un mismo dispositivo, o con unidades
41 procesadoras centralizadas y periféricos distribuidos. En el caso de que la subestación no
42 cuente con casetas en el patio, las PMUs deberán instalarse en los tableros de las
43 correspondientes bahías.

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

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

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

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

30 4.6.4 Controladores de Bahía

31
32 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar
33 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los
34 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para
35 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista
36 seleccionado deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

37
38 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y
39 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de
40 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los
41 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con un
42 diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:
43

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

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

12
13 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria
14 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

15 16 **4.6.5 Switches**

17
18 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para
19 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:

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

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

35 36 **4.6.6 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

37
38 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:

39
40 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe
41 conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez
42 mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores,

1 con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y
2 demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista
3 seleccionado.

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

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

12 13 **4.6.7 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

14 15 **4.6.7.1 Controlador de la Subestación**

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

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

33 34 **4.6.7.2 Registradores de Fallas**

35
36 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la
37 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de
38 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de
39 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo
40 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
41 establecido en el Código de Redes CREG025 de 1995, en su última revisión.

42

4.6.7.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación

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

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

- Adquisición de datos y asignación de comandos.
- Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- Comunicación con el CND.
- Comunicación con la red de área local.
- Facilidades de mantenimiento.
- Facilidades para entrenamiento.
- Función de bloqueo.
- Función de supervisión.
- Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- Guía de operación.
- Manejo de alarmas.
- Manejo de curvas de tendencias.
- Manejo de mensajes y consignas de operación.
- Marcación de eventos y alarmas.
- Operación de los equipos.
- Programación, parametrización y actualización.
- Reportes de operación.
- Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- Secuencia de eventos.
- Secuencias automáticas.
- Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- Supervisión de la red de área local.

4.6.8 Requisitos de Telecomunicaciones

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

4.7 Obras Civiles

1 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras descritas en el numeral 2 del
2 presente Anexo 1, con el siguiente alcance:

- 3
- 4 • Diseño y construcción de todas las obras civiles incluyendo, entre otras, la
5 construcción o mejora de las vías de acceso y la construcción o ampliación del
6 edificio de control.
- 7 • Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental, deben cumplir con los
8 requerimientos establecidos en el Plan de Manejo Ambiental (PMA) del Proyecto, el
9 cual también está a cargo del Transmisor.
- 10 • Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos
11 en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10.
- 12

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

- 19
- 20 • Memorias de cálculo que soporten los diseños.
- 21 • Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,
22 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
- 23 • Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y
24 editarse la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones
25 hechas en campo verificadas por el Interventor.
- 26

27 4.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

28

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

34

35 Los diseños son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a tierra del proyecto
36 debe ser en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocado, sin estañar, trenzado
37 en capas concéntricas deberá ser diseñada siguiendo los lineamientos de la norma
38 ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad del personal, limitando las tensiones
39 de toque y paso a valores tolerables.

40
41
42

5 ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

5.1 Pruebas y Puesta en Servicio

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

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

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

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

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

5.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio

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

- Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
- Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- Diagrama Unifilar.

- 1 • Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del
- 2 Proyecto.
- 3 • Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- 4 • Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- 5 • Cronograma de pruebas.
- 6 • Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con
- 7 información definitiva.
- 8 • Protocolo de energización.
- 9 • Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- 10 • Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
- 11 punto de conexión.
- 12 • Carta de declaración en operación comercial.
- 13 • Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
- 14 actualizados por el CND.
- 15
- 16

17 **6 ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

18
19 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
20 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

23 **7 INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**

24
25 Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor Regional debe entregar al
26 Interventor un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo
27 requiere el Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la
28 UPME.

30 **8 INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

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

41 **9 FIGURAS**

42
43 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:

Av. Calle 26 # 69 D-91, Piso 9° Bogotá D.C.
PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co

- 1
- 2 Figura 1 - Unifilar subestación Altamira 230 kV
- 3
- 4 Figura 2 - Unifilar subestación Altamira 115 kV
- 5
- 6