

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 08 DE 2017

(UPME 08 – 2017)

SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DEL TERCER TRANSFORMADOR 500/230 kV de 450 MVA EN LA
SUBESTACIÓN SOGAMOSO

Bogotá D. C., diciembre de 2017

ÍNDICE

1		
2		
3		
4	1. CONSIDERACIONES GENERALES	4
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	4
6	1.2 Definiciones	5
7	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	5
8	2.1 Descripción de obras en la subestación	7
9	2.1.1 Descripción de Obras en la Subestación Sogamoso 500 kV.....	7
10	2.1.2 Descripción de Obras en la Subestación Sogamoso 230 kV.....	8
11	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	8
12	2.2.1 En la Subestación Sogamoso 500 kV	9
13	2.2.2 En la Subestación Sogamoso 230 kV	9
14	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	10
15	3.1. Parámetros del Sistema.....	10
16	3.2 Nivel de Corto Circuito	11
17	3.3 Materiales	11
18	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible	11
19	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	12
20	3.6 Pruebas en Fábrica.....	12
21	4. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN	13
22	4.1 General	13
23	4.1.1 Predio de la Subestación Sogamoso 500/230 kV	13
24	4.1.2 Espacios de Reserva.....	14
25	4.1.3 Conexiones con Equipos Existentes.....	15
26	4.1.4 Servicios Auxiliares.....	15
27	4.1.5 Infraestructura y Módulo Común.....	15
28	4.2 Normas para Fabricación de los Equipos	16
29	4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos	17
30	4.4 Procedimiento General del Diseño	17
31	4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica	18
32	4.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas.....	19
33	4.4.1.2 Especificaciones equipos	19
34	4.4.1.3 Características técnicas de los equipos	20
35	4.4.1.4 Planos electromecánicos	20
36	4.4.1.5 Planos de obras civiles.....	21
37	4.4.1.6 Estudios y trabajos de campo.	21
38	4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle	21
39	4.4.3 Estudios del Sistema	25
40	4.4.4 Distancias de Seguridad.....	26
41	4.5 Equipos de Potencia	27

1	4.5.1	Transformadores de Potencia trifásico 500/230 kV – 3X150 MVA	27
2	4.5.2	Interruptores	28
3	4.5.3	Descargadores de Sobretensión.....	29
4	4.5.4	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	30
5	4.5.5	Transformadores de Tensión	31
6	4.5.6	Transformadores de Corriente	31
7	4.5.7	Equipo GIS o Híbrido.....	32
8	4.5.8	Sistema de Puesta A Tierra	33
9	4.5.9	Apantallamiento de la Subestación.....	33
10	4.6	Equipos de Control y Protección	34
11	4.6.1	Sistemas de Protección	34
12	4.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	35
13	4.6.2.1	Características Generales.....	37
14	4.6.3	Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales	39
15	4.6.4	Controladores de Bahía.....	40
16	4.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares	41
17	4.6.6	Switches	41
18	4.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	42
19	4.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	42
20	4.6.8.1	Controlador de la Subestación	42
21	4.6.8.2	Registradores de Fallas	43
22	4.6.8.3	Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación	43
23	4.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	44
24	4.7	Obras Civiles.....	44
25	4.8	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento	45
26	5.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	45
27	5.1	Pruebas y Puesta en Servicio	45
28	5.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio	46
29	6.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	46
30	7.	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	47
31	8.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	47
32	9.	FIGURA.....	47
33			

ANEXO 1

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME 08 – 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, corresponden a normas legales u otras disposiciones jurídicas colombianas.

Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el presente Anexo No. 1 de los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los diseños. Las citas, numerales o tablas del RETIE que se hacen en este Anexo corresponden a la revisión de agosto de 2013 de este Reglamento, incluidas las modificaciones de octubre 2013 y julio 2014. En los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados, el Transmisor deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser relacionados, informados y documentados al Interventor. Los criterios de ingeniería y normas específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo caso, con lo establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, MME. Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos de conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.

1.1 Requisitos Técnicos Esenciales

De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Resolución MME 90708 de agosto de 2013, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto

1 será obligatorio que los trabajos deban contar con un diseño, efectuado por el profesional
2 o profesionales legalmente competentes para desarrollar esta actividad como se establece
3 en el Artículo 10 del RETIE de la fecha anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.
4

5 Como requisito general, de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos
6 técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE , con el Código de Redes, con
7 normas técnicas nacionales o internacionales y con resoluciones de la CREG y del
8 Ministerio de Minas y Energía, se establece que, de producirse una revisión o una
9 actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del inicio de los diseños
10 según cronograma presentado por el Transmisor y aprobado por la UPME, la última de
11 estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos requeridos, primará sobre
12 cualquier versión anterior de los citados documentos.
13

14 1.2 Definiciones

15
16 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido
17 en el Numeral 1.1 de los Documentos de Selección del Inversionista - DSI.
18
19

20 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

21
22 Consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en
23 servicio, operación y mantenimiento de las siguientes obras asociadas al Proyecto Tercer
24 Transformador 500/230/34,5 kV – 450 MVA en la subestación Sogamoso 500/230 kV,
25 definido en el “Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2016-2030”,
26 adoptado mediante Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40098 de 7 de febrero de
27 2017, el cual comprende:

- 28 i. Un (1) banco de autotransformadores 500/230/34,5 kV – 450 MVA (3 x 150 MVA)
29 en la Subestación Sogamoso. Se deberá instalar un autotransformador de potencia
30 monofásico 500/230/34,5 kV - 150 MVA de reserva, con conexión para cambio
31 rápido. Esta reserva deberá tener iguales características al banco de
32 autotransformadores. Ver nota 7.
- 33 ii. Una (1) bahía de transformación a 500 kV en configuración interruptor y medio,
34 como ampliación en la subestación Sogamoso 500 kV.
- 35 iii. Una (1) bahía de transformación a 230 kV en configuración interruptor y medio,
36 como ampliación en la subestación Sogamoso 230 kV.

- 1 iv. Extensión del barraje (en caso de ser necesario) a 500 kV y 230 kV y todos los
2 elementos y adecuaciones tanto físicas como eléctricas necesarias para las
3 conexiones entre el existente barraje a 500 kV, la bahía de transformación a 500 kV
4 (ítem ii), el banco de autotransformadores de 450 MVA (ítem i), la bahía de
5 transformación a 230 kV (ítem iii) y el existente barraje a 230 kV.
- 6 v. En general, todos los elementos y adecuaciones tanto eléctricas como físicas
7 necesarias para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria durante la
8 construcción, operación y mantenimiento de las obras, garantizando siempre su
9 compatibilidad con la infraestructura existente. Estas acciones incluyen sistemas de
10 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, etc, sin limitarse
11 a estos.

12 **NOTAS:** Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente
13 Convocatoria Pública UPME 08-2017:

- 14
- 15 1. Los Diagramas unifilares de la Subestación a intervenir por motivo de la presente
16 Convocatoria Pública, hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado,
17 buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar la
18 disposición de las bahías en los diagramas unifilares, previa revisión y concepto del
19 Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de modificación
20 presentada involucra o afecta a terceros como otros usuarios o al propietario de la
21 Subestación (existente o ampliación), deberán establecerse acuerdos previos a la
22 solicitud.
- 23
- 24 2. En configuración interruptor y medio, cuando una bahía, objeto de la presente
25 Convocatoria Pública, quede en un diámetro incompleto, el cual pueda utilizarse
26 para una ampliación futura, el Transmisor deberá hacerse cargo del enlace entre el
27 corte central y el otro barraje, de tal manera que dicho enlace pueda ser removido
28 fácilmente en caso de instalación de nuevos equipos.
- 29
- 30 3. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria
31 Pública UPME, deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.
- 32
- 33 4. Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para
34 la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo
35 sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin
36 limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura
37 existente. En general, el Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones
38 necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.
- 39

- 1 5. Se debe garantizar que los espacios de reserva (no utilizados por el presente
2 Proyecto) en la Subestación del STN no se verán afectados o limitados para su
3 utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el
4 marco de la presente Convocatoria Pública del STN. Lo anterior no implica que los
5 espacios ocupados por las bahías construidas en la presente convocatoria se deban
6 reponer en otro lugar, con excepción de aquellos casos en que el propietario de la
7 subestación lo hubiese declarado antes del inicio de la convocatoria.
8
- 9 6. La UPME pondrá a disposición de los Interesados la información técnica, costos de
10 conexión y demás información remitida por los propietarios de la infraestructura
11 existente. Información específica que no se publique en la página WEB, puede ser
12 solicitada en oficinas de la UPME en los términos señalados en el numeral 8 del
13 presente Anexo 1, sin detrimento a lo anterior, el Inversionista podrá consultar a los
14 propietarios de la infraestructura de manera directa. La información suministrada por
15 la UPME no representa ninguna limitante y deberá ser evaluada por el Inversionista
16 para lo de su interés, en concordancia con los numerales 5.5., Independencia del
17 Proponente, y 5.6., Responsabilidad, de los DSI de la presente Convocatoria.
18
- 19 7. El autotransformador de reserva solicitado en el numeral 2, podría ser compartido
20 con futuros desarrollos en la misma subestación, sujeto a los acuerdos a que hubiere
21 lugar.
22

23 **Nota borrador:** Actualmente se analiza la posibilidad de compartir el transformador de
24 reserva 500/230 kV existente en la subestación Sogamoso y las condiciones para ello.
25
26

27 2.1 Descripción de obras en la subestación

28 2.1.1 Descripción de Obras en la Subestación Sogamoso 500 kV

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

34 La bahía de transformación a instalar deberá mantener la configuración de la subestación
35 Sogamoso 500 kV. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la
36 primera letra del nombre en inglés "Gas Insulated Substations" Subestaciones aisladas en
37 gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según sea el caso, cumpliendo
38 con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.
39
40

1 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de transformación,
2 en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con
3 infraestructura en la subestación Sogamoso 500 kV.

4
5 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Sogamoso 500 kV deberán ser
6 completamente nuevos y de última tecnología.

9 **2.1.2 Descripción de Obras en la Subestación Sogamoso 230 kV**

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

14
15 La bahía de transformación a instalar deberá mantener la configuración de la subestación
16 Sogamoso 230 kV. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la
17 primera letra del nombre en inglés "Gas Insulated Substations" Subestaciones aisladas en
18 gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según sea el caso, cumpliendo
19 con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

20
21 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de transformación,
22 en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con
23 infraestructura en la subestación Sogamoso 230 kV.

24
25 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Sogamoso 230 kV deberán ser
26 completamente nuevos y de última tecnología.

28 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

29
30 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la
31 construcción de las obras objeto de la presente convocatoria, independiente de la
32 modalidad (compra o arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código
33 de Conexión (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes
34 consideraciones en cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer
35 un contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los activos relacionados.

36
37 Cuando el Transmisor considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
38 existente (independientemente del nivel tensión), deberá informar al Interventor y acordar
39 estas modificaciones en el contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los
40 activos relacionados. Estas modificaciones estarán a cargo del Transmisor.

1
2 **2.2.1 En la Subestación Sogamoso 500 kV**

3
4 El agente responsable de la subestación Sogamoso 500 kV es INTERCOLOMBIA S.A.
5 E.S.P.

6
7 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación
8 Sogamoso, es el barraje a 500 kV.

9
10 Actualmente la EEB adelanta actividades en la subestación en el marco de la Convocatoria
11 UPME 01-2013, siendo otro agente involucrado en la subestación Sogamoso 500 kV y que
12 se convierte en propietario de activos.

13
14 El diagrama unifilar de la Subestación Sogamoso se muestra en la Figura 1.

15
16 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública
17 y propietario de la Subestación Sogamoso 500 kV deberá incluir, entre otros aspectos y
18 según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para
19 la ubicación de la infraestructura a instalar, el espacio para la ubicación de los tableros de
20 control y protecciones de los módulos, enlace al sistema de control del CND, suministro de
21 servicios auxiliares de AC y DC, y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar
22 firmado por las partes, dentro de los **cuatro (4) meses** siguientes a la expedición de la
23 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor
24 adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, **al menos en sus condiciones básicas**
25 (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y
26 condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información
27 requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión,
28 duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No
29 obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida
30 justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

31
32 **2.2.2 En la Subestación Sogamoso 230 kV**

33
34 El agente responsable de la subestación Sogamoso 230 kV es INTERCOLOMBIA S.A.
35 E.S.P.

36
37 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación
38 Sogamoso, es el barraje a 230 kV.

39
40 El diagrama unifilar de la Subestación Sogamoso se muestra en la Figura 2.

1
2 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública
3 y el propietario de la Subestación Sogamoso 230 kV deberá incluir, entre otros aspectos y
4 según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para
5 la ubicación de la infraestructura a instalar, el espacio para la ubicación de los tableros de
6 control y protecciones de los módulos, enlace al sistema de control del CND, suministro de
7 servicios auxiliares de AC y DC, y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar
8 firmado por las partes, dentro de los **cuatro (4) meses** siguientes a la expedición de la
9 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor
10 adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, **al menos en sus condiciones básicas**
11 (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y
12 condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información
13 requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión,
14 duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No
15 obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida
16 justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

17 18 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

19
20 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las
21 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y
22 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha
23 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del
24 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,
25 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para
26 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.

27
28 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de
29 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

30 31 **3.1. Parámetros del Sistema**

32
33 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Transmisor deberán ser
34 nuevos y de última tecnología, cumplir con las siguientes características técnicas del STN,
35 las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.

36 37 **Generales:**

38 Tensión nominal	500/230 kV
39 Frecuencia asignada	60 Hz
40 Puesta a tierra	Sólida
41 Numero de fases	3

1
2 **Subestaciones 500/230 kV:**

3 Servicios auxiliares AC 120/208V, tres fases, cuatro hilos.
4 Servicios Auxiliares DC 125V
5 Tipo de la Subestación Convencional o GIS o un híbrido.
6
7

8 **3.2 Nivel de Corto Circuito**
9

10 El Transmisor deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que
11 el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás elementos de
12 líneas y subestaciones será el adecuado durante la vida útil de estos, no obstante, la
13 capacidad de corto circuito asignada a los equipos y elementos asociados que se instalarán
14 objeto de la presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA para 500 y 230 kV. La
15 duración asignada al corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos
16 para interrupción de las fallas. Copia del estudio deberá ser entregada al Interventor para
17 su conocimiento y análisis.
18

19 **3.3 Materiales**
20

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

32 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**
33

34 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo
35 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en
36 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Transmisor deberá presentar al
37 Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o reportes
38 de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.
39

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

1 y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen
2 tiempo.

3
4 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los
5 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución
6 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy
7 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

8 9 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

10
11 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista. Se
12 debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en especial los
13 artículos 52 y 53.

14
15 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos
16 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan
17 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del
18 Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar como
19 Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por parte del
20 Interventor.

21
22 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán
23 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos
24 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la
25 regulación vigente deberá ser certificado por el Transmisor. Copia de estos acuerdos
26 deberán entregarse al Interventor.

27 28 **3.6 Pruebas en Fábrica**

29
30 Una vez el Inversionista haya seleccionado los equipos a utilizar deberá entregar al
31 Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en
32 el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y
33 potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no satisfagan las normas
34 aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del
35 Inversionista.

36
37 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de líneas y subestación,
38 estos deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo
39 estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de
40 aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

41

1
 2 **4. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN**
 3

4 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.
 5

6 **4.1 General**
 7

8 La información específica, remitida por el propietario de la infraestructura existente, como
 9 costos de conexión, datos técnicos, planos, etc, serán suministrados por la UPME conforme
 10 el Numeral 9 del presente Anexo 1.
 11

12 La siguiente tabla presenta las características de la Subestación que hacen parte del
 13 proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública:
 14
 15

ítem	Descripción	Sogamoso 500 kV	Sogamoso 230 kV
1	Subestación nueva		No
2	Configuración		Interruptor y medio
3	Tipo de subestación existente		Convencional
4	Agente Responsable de la Subestación	INTERCOLOMBIA S.A. E.SP	

16
 17
 18 **4.1.1 Predio de la Subestación Sogamoso 500/230 kV**
 19

20 La existente subestación Sogamoso 500/230 kV, propiedad de ISA S.A.
 21 E.S.P./INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P., se encuentra localizada en la vereda La Puntana,
 22 sector Tienda Nueva, jurisdicción del municipio de Betulia - Santander, en las siguientes
 23 coordenadas aproximadas (información que deberá verificar el Interesado):
 24

25 Latitud: 7° 7' 20.45" N
 26 Longitud: 73° 27' 37.16" O
 27

28 Las obras objeto de la presente Convocatoria Pública se ubicarán en predios de la actual
 29 subestación Sogamoso 500/230 kV propiedad de ISA S.A. E.S.P, en los espacios de
 30 reserva definidos en el marco de la Convocatoria Pública UPME 04-2009 para las bahías
 31 de 500 y 230 kV.
 32

33 Para tal fin el inversionista que resulte adjudicatario de la presente convocatoria deberá
 34 completar el diámetro cuatro (D4) contiguo al corte del reactor de barra y asociado a la barra
 35 1 (B1) con los equipos necesarios para la bahía de transformación a 500 kV relacionada en

1 el numeral 2 del presente Anexo. De igual forma para la conexión al barraje de 230 kV, se
2 deberá construir el diámetro seis (D6), con el corte para la bahía de transformación a 230
3 kV contiguo a la línea a Barranca 230 kV y asociado a la barra 1 (B1) incluyendo el corte
4 central con los equipos necesarios para la bahía de transformación a 230 kV relacionada
5 en el numeral 2 del presente Anexo.
6

7 sin embargo, el área a ubicar el banco de transformadores de 450 MVA con su respectiva
8 unidad de reserva de 150 MVA y demás elementos asociados a éste, no hacen parte de las
9 reservas de la convocatoria UPME 04-2009, por lo cual el Inversionista deberá llegar
10 acuerdos con ISA para fines del uso del terreno o en terreno aledaño a la subestación
11 Sogamoso 500/230 kV.
12

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

21 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el Inversionista deberá analizar todos
22 los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, deberán considerar
23 los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el
24 Inversionista. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a
25 consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.
26

27 También se deberá tener en cuenta la información técnica suministrada por ISA-
28 INTERCOLOMBIA mediante oficio con radicado UPME 20171110064082 la cual indica
29 "Para la convocatoria Pública – Tercer transformador subestación Sogamoso 500/230 kV",
30 donde se tienen proyectos en curso de la convocatoria UPME 03-2014 y UPME 01-2013 de
31 Intercolombia S.A. E.S.P. y de la EEB S.A. E.S.P., respectivamente.
32
33

34 4.1.2 Espacios de Reserva

35

36 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya
37 existentes en las subestación para futuras ampliaciones. No obstante, se debe garantizar
38 que los espacios de reserva en la subestación no se verán afectados o limitados para su
39 utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco
40 de la presente Convocatoria Pública. Esto no implica que los espacios ocupados por las
41 obras a construir en la presente convocatoria se deban reponer en otro lugar, con excepción

1 de aquellos casos en que el propietario de la subestación lo hubiese declarado antes del
2 inicio de la convocatoria.
3
4

5 **4.1.3 Conexiones con Equipos Existentes**

6
7 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente
8 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y
9 protección de las nuevas bahías 500 kV y 230 kV, con la infraestructura existente que pueda
10 verse afectada por el desarrollo del Proyecto.
11

12 Cuando el Inversionista considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
13 existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el
14 responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en
15 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor.
16

17 **4.1.4 Servicios Auxiliares**

18
19 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para el
20 Proyecto objeto de la presente Convocatoria. Las tensiones a utilizar en los servicios
21 auxiliares son las señaladas en el numeral 3.1.
22

23 **4.1.5 Infraestructura y Módulo Común**

24
25 Como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos
26 constitutivos del módulo común como se describe a continuación:
27

28 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo de las conexiones a
29 500 kV y 230 kV objeto de la presente Convocatoria Pública, junto con los espacios de
30 acceso, vías internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de
31 espacio en el predio actual y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca
32 el ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista, y según
33 se requiera, las vías de acceso a predios de Subestaciones y/o adecuaciones que sean
34 necesarias.
35

36 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y
37 módulo común que requiera el Proyecto objeto de la presente Convocatoria, es decir las
38 obras civiles y los equipos que sirven a las obras descritas en el Numeral 2 del Anexo 1. La
39 infraestructura y módulo común, estarán conformados como mínimo por los siguientes
40 componentes:
41

- 1 • **Infraestructura civil:** Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de
2 acuoducto vecino si existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la
3 subestación y/o adecuación de las existentes; las vías internas de acceso a los
4 patios de conexiones y/o adecuación de las existentes; la adecuación del terreno; y
5 en general, todas aquellas obras civiles necesarias (incluyendo, entre otros,
6 construcción, modificaciones y/o ampliaciones a alcantarillado, filtros y drenajes,
7 pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto/alcantarillados vecinos, alumbrado
8 interior y exterior, cárcamos comunes, etc.) para las obras descritas en el Numeral
9 2 del presente Anexo 1. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para la
10 ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.
11
12 • **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2
13 del presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de
14 gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones, los
15 materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares
16 AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado necesario y las obras civiles
17 asociadas.
18

19 Para la ampliación de la Subestación Sogamoso 500 kV y 230 kV, se podrá utilizar las
20 bahías de reserva que se dejaron previstas en la Convocatoria Pública UPME 04-2009.
21 Será responsabilidad del Inversionista investigar las facilidades y de los requerimientos que
22 se requieren para los servicios auxiliares, obras civiles y ampliación de la malla de puesta
23 a tierra. Igualmente deberá respetar las disposiciones actuales de equipos y mantener los
24 arreglos y configuraciones existentes, en principio deberá suministrar todos los equipos y
25 elementos requeridos para la operación óptima y segura de la ampliación a realizar.
26

27 La Interventoría analizará todas las previsiones que faciliten la evolución de las obras
28 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1, e informará a la UPME el resultado de su
29 análisis.
30

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

35 **4.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

36
37 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las
38 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*
39 *Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute, International*
40 *Telecomunicaciones Unión - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations*
41 *Radioélectriques – CISPR.* El uso de normas diferentes deberá ser sometido a

1 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos
2 eminentemente técnicos y de calidad.

3

4 **4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

5

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

12

13 **4.4 Procedimiento General del Diseño**

14

15 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

16

17 a) Inicialmente, el Transmisor preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto, que
18 gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

19

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

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

1
2 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben
3 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará
4 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada
5 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que
6 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las
7 Especificaciones Técnicas del Proyecto.
8

9 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
10 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
11 aclaraciones y justificaciones por parte del Transmisor. Para lo anterior se efectuarán
12 reuniones conjuntas entre el Transmisor y el Interventor con el fin de lograr los acuerdos
13 modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.
14

15 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Transmisor,
16 este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.
17

18 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
19 documento de cumplimiento obligatorio.
20

21 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
22 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
23 pruebas.
24

25 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos
26 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;
27 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas
28 en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y
29 mantenimiento.
30

31 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Transmisor y
32 entregada a la Interventoría para revisión.
33

34 **4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

35

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

1
2 Todos los documentos de Ingeniería Básica (y toda la información necesaria, aunque ella
3 no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo establecido en las
4 Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de
5 instalaciones) serán entregados por el Transmisor al Interventor para su revisión,
6 verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada
7 uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que
8 estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Transmisor y a la UPME si es
9 del caso.

10
11 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica:

12 13 **4.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

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

29 30 **4.4.1.2 Especificaciones equipos**

- 31
- 32 • Especificación técnica equipos de patio.
- 33 • Especificaciones técnicas sistema de puesta a tierra.
- 34 • Especificaciones técnicas sistema de apantallamiento.
- 35 • Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.
- 36 • Especificación técnica gabinetes de control y protección.
- 37 • Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicaciones.
- 38 • Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de
39 equipos.

- 1 • Especificación funcional del sistema de control.
- 2 • Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la subestación.
- 3 • Especificación técnica de los servicios auxiliares ac / dc.
- 4 • Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- 5 • Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de
- 6 equipos, pruebas funcionales y puesta en servicio.
- 7

8 **4.4.1.3 Características técnicas de los equipos**

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

24 **4.4.1.4 Planos electromecánicos**

- 25 • Diagrama unifilar de la subestación.
- 26 • Diagrama unifilar con características de equipos.
- 27 • Diagrama unifilar de protecciones.
- 28 • Diagrama unifilar de medidas.
- 29 • Diagrama unifilar servicios auxiliares ac.
- 30 • Diagrama unifilar servicios auxiliares dc.
- 31 • Arquitectura sistema de control de la subestación.
- 32 • Planimetría del sistema de apantallamiento
- 33 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 34 • Planos en planta de ubicación de equipos.
- 35 • Planos vista en cortes de equipos.
- 36 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 37 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 38 • Planimetría del sistema de apantallamiento.
- 39 • Planos de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.

- 1 • Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.
2

3 **4.4.1.5 Planos de obras civiles**

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

17 **4.4.1.6 Estudios y trabajos de campo.**

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

27 **4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**

28
29 Son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir
30 y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye todas
31 las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se
32 fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de
33 Ingeniería Básica.
34

35 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle (y toda la información necesaria, aunque
36 ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo establecido en
37 las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de
38 instalaciones) serán entregados por el Transmisor al Interventor para su revisión,
39 verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada

1 uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que
2 estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Transmisor y a la UPME si es
3 del caso.

4
5 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos que
6 preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos
7 documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará los
8 comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Transmisor.

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

13
14 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la
15 UPME podrá trasladar consultas al Transmisor.

16
17 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería de Detalle:

18 19 **4.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles**

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

37 38 **4.4.2.2 Planos de obras civiles**

- 39 • Planos para construcción de bases para equipos

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

13 4.4.2.3 Diseño detallado electromecánico

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

22
23 El Inversionista deberá entregar a la Interventoría para su revisión y verificación la
24 información y planos según el Programa de Entrega de Documentación Técnica
25 aprobado, el cual deberá contener como mínimo la siguiente documentación: 30 31

27 a. Sistema de puesta a tierra:

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

37 b. Equipos principales:

- 38 • Equipos de Patio: Disposición general de la planta y cortes del patio de conexiones,
- 39 incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.

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

1 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes
2 diagramas de principio:

- 3 ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
- 4 ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.
- 5 ▪ Diagramas de medición de energía.
- 6 ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.
- 7 ▪ Diagramas de comunicaciones.

8 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.

9 - Listado de cables y borneras.

10 - Planos de Interfase con equipos existentes.

11 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,
12 señalización y alarmas.

13 e. Reportes de Pruebas:

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

20 4.4.3 Estudios del Sistema

21 Bajo esta actividad, el Transmisor deberá presentar al Interventor para los fines pertinentes
22 a la Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros útiles para el
23 diseño básico y detallado de la Subestación y de las Líneas; entre todos los posibles, se
24 destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias
25 de cálculo:
26

27 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
28 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos
29 y de resistividad.

30 - Cálculo de flechas y tensiones.

31 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
32 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.

33 - Estudios de ajuste y coordinación de protecciones.

34 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y
35 distancias eléctricas.
36
37
38
39
40
41

- 1
- 2 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo
- 3 y a corto circuito.
- 4
- 5 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores
- 6 aislados.
- 7
- 8 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 9
- 10 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 11
- 12 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 13
- 14 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 15
- 16 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con
- 17 el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- 18
- 19 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores
- 20 de fallas.
- 21

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

- 24
- 25 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 26
- 27 - Origen de los datos de entrada.
- 28
- 29 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio
- 30 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
- 31
- 32 - Resultados.
- 33
- 34 - Bibliografía.
- 35

36 **4.4.4 Distancias de Seguridad**

37

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

40

1 **4.5 Equipos de Potencia**

2
3
4 **4.5.1 Transformadores de Potencia trifásico 500/230 kV – 3X150 MVA**

5
6 El Adjudicatario suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita
7 analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la
8 publicación IEC 60076, “Power Transformers”.

9
10 Los transformadores o autotransformadores deberán estar compuestos por tres (3)
11 unidades monofásicas de 150 MVA cada una, para un total de capacidad de transformación
12 de 3x150 MVA de servicio continuo de relación 500/230/34,5 kV. La capacidad total de 450
13 MVA, significa la potencia nominal que puede desarrollar bajo la máxima etapa de
14 enfriamiento y a las condiciones de altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente en
15 donde estará la subestación.

16
17 Los bancos de autotransformadores deben tener una capacidad de sobre carga igual a los
18 bancos de autotransformadores existentes en la subestación Sogamoso. Estos valores se
19 deberán verificarse con los equipos existentes.

20
21 Se requiere que el transformador tenga devanado terciario, con una capacidad mínima de
22 un tercio de la capacidad de cada uno de los otros dos devanados. El devanado terciario
23 dará las facilidades necesarias para alimentación de servicios auxiliares de la Subestación,
24 para lo cual deben suministrarse e instalarse todos los equipos necesarios para hacer uso
25 de servicios auxiliares utilizando esta fuente.

26
27 Adicionalmente el banco de autotransformadores 500/230 kV deberá contar con un
28 transformador de puesta a tierra (ZIG-ZAG). Las características técnicas de este
29 transformador de puesta a tierra deben ser establecidas por el Inversionista, con base en
30 sus propios estudios, análisis y en las verificaciones que realice con los equipos existentes.

31
32 El suministro debe incluir una unidad monofásica 1x150 MVA para reposición, localizada
33 adecuadamente para efectuar en el menor tiempo posible la conexión cuando se requiera,
34 conjugada la localización con el adecuado arreglo de los barrajes, de tal forma que para
35 hacer uso de esta unidad de repuesto no se hagan complejas las conexiones y
36 desconexiones de las bajantes de 500 kV y 230 kV para un cambio rápido.

37
38 El grupo de conexión del nuevo banco de autotransformadores de potencia será el mismo
39 que poseen los existentes en la subestación. El grupo de conexión es Ynynd.

40

1 El transformador de potencia deberá estar dotados de cambiadores de derivaciones, para
2 operación manual y automática bajo carga, con un total de 23 posiciones y 21 pasos de 1%
3 cada uno, con la posición 1 para la máxima relación, posición 13 para la relación nominal y
4 la posición 21 para la mínima relación. Estos valores se deberán verificarse con los equipos
5 existentes.

6
7 El banco de autotransformadores de 500/230 kV de 450 MVA deberá tener una impedancia
8 de cortocircuito (%) con una potencia base de 150 MVA a temperatura de 75 °C en la
9 posición 13 para la relación nominal con los siguientes valores:
10 AT/MT: 10,99 - MT/BT: 32,27 - AT/BT: 44,30. Estos valores se deberán verificarse con los
11 equipos existentes.

12
13 Se deberá garantizar que los niveles de pérdidas en los transformadores, para los
14 siguientes niveles de carga permanente: 100%, 75%, y 50%. Los valores garantizados
15 deberán cumplir con lo establecido en la norma IEC 60070 o su equivalente ANSI/IEEE.

16
17 Se debe implementar la “lógica maestro seguidor” con los bancos de autotransformadores
18 a instalar, lo cual es necesario para la operación en paralelo de los autotransformadores
19 objeto de la presente convocatoria, con los bancos de autotransformadores instalados.

20
21 **Pruebas de rutina:** los transformadores de Potencia deben ser sometidos a las pruebas
22 de rutina establecidos en las publicaciones IEC 60076. Copia de los respectivos protocolos
23 de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

24
25 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe
26 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en
27 todo de acuerdo con las publicaciones IEC 60076. Si el Transmisor Regional no dispone de
28 estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

29
30 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
31 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores.

32 33 **4.5.2 Interruptores**

34
35 Los interruptores de potencia a 500 kV y 230 kV, deben cumplir las prescripciones de la
36 última edición de las siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de
37 equipo a suministrar:

- 38
39
- 40 • IEC 62271-100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"
 - 41 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards".

- IEC 60265: " High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages of 52 kV an above"

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

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

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

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

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

4.5.3 Descargadores de Sobretensión

Los descargadores de sobretensión a 500 kV y 230 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".

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

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

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

14 15 16 **4.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

17
18 Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra a 500 kV y 230 kV, deben cumplir
19 las prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI,
20 según se aplique al tipo de equipo a suministrar:

- 21 • IEC 62271-102: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su
22 equivalente en ANSI.
- 23 • IEC 60273: "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with
24 nominal voltages greater than 1000 V".
- 25 • IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear
26 standards".
27

28
29 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
30 establecidas en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los
31 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
32 Interventoría.

33
34 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
35 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o similares a los
36 incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en
37 ANSI, si el Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas
38 pruebas a su costa.
39

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

4.5.5 Transformadores de Tensión

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

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

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

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

30 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
31 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión iguales o
32 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60186, sección
33 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone
34 de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

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

4.5.6 Transformadores de Corriente

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

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

8
9 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en
10 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
11 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
12 025 de 1995, en su última revisión.

13
14 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas
15 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en
16 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines
17 pertinentes de la Interventoría.

18
19 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
20 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente iguales o
21 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60044-1 e IEC
22 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos documentos
23 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

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

27 28 **4.5.7 Equipo GIS o Híbrido**

29
30 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista sea GIS (Gas Insulated Substations)
31 o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe cumplirse la
32 siguiente normatividad:

33
34 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las
35 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como
36 lo indicado en estas especificaciones.

- 37 • Instrument transformer – IEC6189
 - 38 • Insulation Coordination – IEC60071
 - 39 • High voltage switchgear and controlgear - IEC62271
- 40

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

10

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

13

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

16

17 **4.5.8 Sistema de Puesta A Tierra**

18

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

21

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

25

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

28

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

31

32 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos
33 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

34

35 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Transmisor hará los ensayos de
36 resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y las tensiones
37 de paso y contacto, según requerimiento del RETIE.

38

39 **4.5.9 Apantallamiento de la Subestación**

40

1 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para
2 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán
3 aterrizados con cables bajantes de cobre.

4
5 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección
6 contra descargas atmosféricas, incluyendo varillas de puesta a tierra. La instalación deberá
7 cumplir con el RETIE, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2.

9 **4.6 Equipos de Control y Protección**

10
11 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de
12 control y protección:

14 **4.6.1 Sistemas de Protección**

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

23
24 El esquema de protección para transformador deberá consistir, como mínimo en un relé de
25 protección con función diferencial de transformador, apta para proteger un transformador
26 con devanado terciario cargable y con cambiador de tomas. Deberá disponer además de
27 restricción de armónicos de segundo y quinto orden para corrientes de energización y
28 condiciones de sobre excitación respectivamente. Deberá tener disponibilidad de al menos
29 cuatro elementos de sobrecorriente, para la implementación de las funciones de
30 sobrecorriente de respaldo de la función diferencial en cada uno de los devanados. Otras
31 funciones de protección podrán ser implementadas de acuerdo con las prácticas propias de
32 cada Transmisor. En este caso deberá considerarse también la protección diferencial de
33 transformador correspondiente

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

1 ampliaciones futuras, y deberán permitir la conexión de CT's con diferentes relaciones de
 2 transformación. El inversionista deberá implementar protección diferencial de barras
 3 multizona y de fase segregada para las subestaciones nuevas.

4
 5 Las bahías de transformación en 500 y 230 kV deberán ser integradas a la protección
 6 diferencial de barras existentes de la Subestación.

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

16
 17 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
 18 protecciones según lo solicitado en este Anexo 1 y en la Resolución CREG 025 de 1995,
 19 anexo CC4 y sus modificaciones.

20
 21 **4.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información. Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND. La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
2	Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de	Corresponde al mando desde las estaciones de operación

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.</p> <p>El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.</p>	<p>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.</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>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
0	Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la Subestación (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.	Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes. Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

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

4.6.2.1 Características Generales

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

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

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

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

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

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

32 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
33 Subestación:
34

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

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

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

4.6.3 Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales

Se deben instalar unidades de medición fasorial -PMU- para cada bahía (línea, transformación o compensación) objeto de la presente Convocatoria, y para los casos de configuración en interruptor y medio se deberá garantizar un PMU por corte, incluyendo el corte central, la cual deberá tener entradas de corriente independiente por bahía o corte instalado mediante la presente convocatoria.

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

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

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

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

5
6 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de
7 medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente,
8 potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor
9 de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir
10 con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su
11 última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

12 13 **4.6.4 Controladores de Bahía**

14
15 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar
16 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los
17 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para
18 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista deberá
19 presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

20
21 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y
22 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de
23 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los
24 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con un
25 diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- 26
- 27 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del
- 28 proceso.
- 29 • Despliegue de alarmas.
- 30 • Despliegue de eventos.
- 31 • Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 32 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 33 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
- 34 función.
- 35 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

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

38
39 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria
40 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

4.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares

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

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

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

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

4.6.6 Switches

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

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

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

4 5 **4.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

6
7 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:

8
9 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe
10 conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez
11 mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores,
12 con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y
13 demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista.

14
15 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás
16 accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos
17 distribuidos en la Subestación.

18
19 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores
20 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con autodiagnóstico
21 en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

22 23 **4.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

24 25 **4.6.8.1 Controlador de la Subestación**

26
27 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del
28 sitio de instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y
29 control de la Subestación proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la
30 procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la
31 entrega al Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con la programación realizada
32 en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de ella.
33 La información requerida para realizar la supervisión remota, se enviará por enlaces de
34 comunicaciones.

35
36 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés
37 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la
38 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para
39 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores de
40 fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos, accesorios,

1 programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de gestión de
2 protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

4 4.6.8.2 Registradores de Fallas

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

13 4.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación

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

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

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

4.6.9 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

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

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

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

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

1 **4.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento**

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

8
9 Los diseños son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a tierra del proyecto
10 debe ser en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocido, sin estañar, trenzado
11 en capas concéntricas deberá ser diseñada siguiendo los lineamientos de la norma
12 ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad del personal, limitando las tensiones
13 de toque y paso a valores tolerables.

14 **5. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO**

15 **5.1 Pruebas y Puesta en Servicio**

16
17 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo
18 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio
19 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG
20 vigente, los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND y los acuerdos del Consejo
21 Nacional de Operación C.N.O, en particular el 646 de 2013.

22
23 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,
24 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”
25 diseñados por el Transmisor de tal forma que la Interventoría, pueda verificar el
26 cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por
27 ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta
28 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen con
29 la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.

30
31 **Pruebas de puesta en servicio:** El Transmisor debe efectuar las siguientes pruebas como
32 mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los requerimientos
33 del CND, vigentes:

- 34
35
36
37 • Direccionalidad de las protecciones de línea.
38 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas
39 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 Transmisor 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.
- Estudio de ajuste y coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del Proyecto. El área de influencia definida para el estudio de ajuste y coordinación de protecciones, de este proyecto, deberá ser acordada con el CND.
- Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- Cronograma de pruebas.
- Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con información definitiva.
- Protocolo de energización.
- Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del punto de conexión.
- Carta de declaración en operación comercial.
- Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y actualizados por el CND.

6. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

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

1 **7. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**

2
3 Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor debe entregar al Interventor
4 un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo requiere el
5 Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la UPME.
6

7
8 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

9
10 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 08 - 2017, recopilada por
11 la UPME, como costos de conexión, datos técnicos y planos, etc, serán suministrados por
12 la UPME en formato digital en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes
13 DSI o a solicitud de los Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o
14 el Representante Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha
15 información deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles
16 requeridos será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.
17

18
19 **9. FIGURA**

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

21
22
23 Figura 1 - Diagrama Unifilar Subestación Sogamoso 500 kV.

24
25 Figura 2 - Diagrama Unifilar Subestación Sogamoso 230 kV.
26