

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., marzo de 2018

## ÍNDICE

1		
2		
3	<b>1. CONSIDERACIONES GENERALES</b>	<b>4</b>
4	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	4
5	1.2 Definiciones	5
6	<b>2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</b>	<b>5</b>
7	2.1 Descripción de obras en la subestación	7
8	2.1.1 Descripción de Obras en la Subestación Sogamoso 500 kV	7
9	2.1.2 Descripción de Obras en la Subestación Sogamoso 230 kV	7
10	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	8
11	2.2.1 En la Subestación Sogamoso 500 kV	8
12	2.2.2 En la Subestación Sogamoso 230 kV	9
13	<b>3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES</b>	<b>10</b>
14	3.1. Parámetros del Sistema	10
15	3.2 Nivel de Corto Circuito	10
16	3.3 Materiales	11
17	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible	11
18	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	11
19	3.6 Pruebas en Fábrica	12
20	<b>4. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN</b>	<b>12</b>
21	4.1 General	12
22	4.1.1 Predio de la Subestación Sogamoso 500/230 kV	13
23	4.1.2 Espacios de Reserva	14
24	4.1.3 Conexiones con Equipos Existentes	14
25	4.1.4 Servicios Auxiliares	14
26	4.1.5 Infraestructura y Módulo Común	15
27	4.2 Normas para Fabricación de los Equipos	16
28	4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos	16
29	4.4 Procedimiento General del Diseño	16
30	4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica	18
31	4.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas	18
32	4.4.1.2 Especificaciones equipos	19
33	4.4.1.3 Características técnicas de los equipos	19
34	4.4.1.4 Planos electromecánicos	20
35	4.4.1.5 Planos de obras civiles	20
36	4.4.1.6 Estudios y trabajos de campo	21
37	4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle	21
38	4.4.3 Estudios del Sistema	25
39	4.4.4 Distancias de Seguridad	26
40	4.5 Equipos de Potencia	26
41	4.5.1 Transformadores de Potencia trifásico 500/230 kV – 3X150 MVA	26

1	4.5.2	Interruptores.....	28
2	4.5.3	Descargadores de Sobretensión.....	29
3	4.5.4	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	29
4	4.5.5	Transformadores de Tensión.....	30
5	4.5.6	Transformadores de Corriente.....	31
6	4.5.7	Equipo GIS o Híbrido.....	32
7	4.5.8	Sistema de Puesta A Tierra.....	32
8	4.5.9	Apantallamiento de la Subestación.....	33
9	4.6	Equipos de Control y Protección.....	33
10	4.6.1	Sistemas de Protección.....	33
11	4.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	34
12	4.6.2.1	Características Generales.....	36
13	4.6.3	Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales.....	38
14	4.6.4	Controladores de Bahía.....	39
15	4.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	40
16	4.6.6	Switches.....	40
17	4.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	41
18	4.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	41
19	4.6.8.1	Controlador de la Subestación.....	41
20	4.6.8.2	Registradores de Fallas.....	42
21	4.6.8.3	Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación.....	42
22	4.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	43
23	4.7	Obras Civiles.....	43
24	4.8	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento.....	44
25	<b>5.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO.....</b>	<b>44</b>
26	5.1	Pruebas y Puesta en Servicio.....	44
27	5.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio.....	45
28	<b>6.</b>	<b>ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....</b>	<b>46</b>
29	<b>7.</b>	<b>INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO.....</b>	<b>46</b>
30	<b>8.</b>	<b>INFORMACIÓN ESPECÍFICA.....</b>	<b>46</b>
31	<b>9.</b>	<b>FIGURA.....</b>	<b>46</b>
32			
33			
34			
35			
36			
37			
38			
39			
40			
41			

## 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.
- 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.
- 37 iv. Extensión del barraje (en caso de ser necesario) a 500 kV y 230 kV y todos los  
38 elementos y adecuaciones tanto físicas como eléctricas necesarias para las

1 conexiones entre el existente barraje a 500 kV, la bahía de transformación a 500 kV  
2 (ítem ii), el banco de autotransformadores de 450 MVA (ítem i), la bahía de  
3 transformación a 230 kV (ítem iii) y el existente barraje a 230 kV.

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

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

- 12
- 13 1. Los Diagramas unifilares de la Subestación a intervenir por motivo de la presente  
14 Convocatoria Pública, hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado,  
15 buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar la  
16 disposición de las bahías en los diagramas unifilares, previa revisión y concepto del  
17 Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de modificación  
18 presentada involucra o afecta a terceros como otros usuarios o al propietario de la  
19 Subestación (existente o ampliación), deberán establecerse acuerdos previos a la  
20 solicitud.  
21
  - 22 2. En configuración interruptor y medio, cuando una bahía, objeto de la presente  
23 Convocatoria Pública, quede en un diámetro incompleto, el cual pueda utilizarse  
24 para una ampliación futura, el Transmisor deberá hacerse cargo del enlace entre el  
25 corte central y el otro barraje, de tal manera que dicho enlace pueda ser removido  
26 fácilmente en caso de instalación de nuevos equipos.  
27
  - 28 3. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria  
29 Pública UPME, deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.  
30
  - 31 4. Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para  
32 la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo  
33 sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin  
34 limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura  
35 existente. En general, el Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones  
36 necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.  
37
  - 38 5. Se debe garantizar que los espacios de reserva (no utilizados por el presente  
39 Proyecto) en la Subestación del STN no se verán afectados o limitados para su

1 utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el  
2 marco de la presente Convocatoria Pública del STN. Lo anterior no implica que los  
3 espacios ocupados por las bahías construidas en la presente convocatoria se deban  
4 reponer en otro lugar, con excepción de aquellos casos en que el propietario de la  
5 subestación lo hubiese declarado antes del inicio de la convocatoria.  
6

- 7 6. En la página WEB de la presente Convocatoria Pública, se encuentra disponible la  
8 información técnica y costos de conexión remitidos por ITCO S.A. E.S.P. con  
9 radicados UPME 20171110064082, 20171110069052, 20181110003372 y  
10 20181110004302. La información específica relacionada con estos comunicados  
11 (anexos) pueden ser solicitadas en oficinas de la UPME en los términos señalados  
12 en el numeral 9 del presente Anexo 1, sin detrimento a lo anterior, el Inversionista  
13 podrá consultar a los propietarios de la infraestructura de manera directa. La  
14 información suministrada por la UPME no representa ninguna limitante y deberá ser  
15 evaluada por el Inversionista para lo de su interés, en concordancia con los  
16 numerales 5.5., Independencia del Proponente, y 5.6., Responsabilidad, de los DSI  
17 de la presente Convocatoria Pública.  
18

## 19 **2.1 Descripción de obras en la subestación**

### 20 **2.1.1 Descripción de Obras en la Subestación Sogamoso 500 kV**

21 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote  
22 (en caso de ser necesario), el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de  
23 las obras descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos.  
24

25 La bahía de transformación a instalar deberá mantener la configuración de la subestación  
26 Sogamoso 500 kV. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la  
27 primera letra del nombre en inglés "Gas Insulated Substations" Subestaciones aisladas en  
28 gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según sea el caso, cumpliendo  
29 con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.  
30

31 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de transformación,  
32 en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con  
33 infraestructura en la subestación Sogamoso 500 kV.  
34

35 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Sogamoso 500 kV deberán ser  
36 completamente nuevos y de última tecnología.  
37

### 38 **2.1.2 Descripción de Obras en la Subestación Sogamoso 230 kV**

1 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote  
2 (en caso de ser necesario), el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de  
3 las obras descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos.  
4

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

10  
11 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de transformación,  
12 en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con  
13 infraestructura en la subestación Sogamoso 230 kV.

14  
15 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Sogamoso 230 kV deberán ser  
16 completamente nuevos y de última tecnología.

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

19  
20 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la  
21 construcción de las obras objeto de la presente convocatoria, independiente de la  
22 modalidad (compra o arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código  
23 de Conexión (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes  
24 consideraciones en cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer  
25 un contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los activos relacionados.  
26

27 Cuando el Transmisor considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura  
28 existente (independientemente del nivel tensión), deberá informar al Interventor y acordar  
29 estas modificaciones en el contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los  
30 activos relacionados. Estas modificaciones estarán a cargo del Transmisor.  
31

### 32 **2.2.1 En la Subestación Sogamoso 500 kV**

33  
34 El agente responsable de la subestación Sogamoso 500 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 500 kV.

39 Actualmente el Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P - GEB adelanta actividades en la  
40 subestación en el marco de la Convocatoria UPME 01-2013, siendo otro agente involucrado  
41 en la subestación Sogamoso 500 kV y que se convierte en propietario de activos.



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

2  
3 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública  
4 y propietario de la Subestación Sogamoso 500 kV deberá incluir, entre otros aspectos y  
5 según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para  
6 la ubicación de la infraestructura a instalar, el espacio para la ubicación de los tableros de  
7 control y protecciones de los módulos, enlace al sistema de control del CND, suministro de  
8 servicios auxiliares de AC y DC, y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar  
9 firmado por las partes, dentro de los **cuatro (4) meses** siguientes a la expedición de la  
10 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor  
11 adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, **al menos en sus condiciones básicas**  
12 (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y  
13 condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información  
14 requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión,  
15 duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No  
16 obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida  
17 justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

### 18 **2.2.2 En la Subestación Sogamoso 230 kV**

19  
20  
21 El agente responsable de la subestación Sogamoso 230 kV es INTERCOLOMBIA S.A.  
22 E.S.P.

23  
24 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación  
25 Sogamoso, es el barraje a 230 kV.

26  
27 El diagrama unifilar de la Subestación Sogamoso se muestra en la Figura 2.

28  
29 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública  
30 y el propietario de la Subestación Sogamoso 230 kV deberá incluir, entre otros aspectos y  
31 según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para  
32 la ubicación de la infraestructura a instalar, el espacio para la ubicación de los tableros de  
33 control y protecciones de los módulos, enlace al sistema de control del CND, suministro de  
34 servicios auxiliares de AC y DC, y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar  
35 firmado por las partes, dentro de los **cuatro (4) meses** siguientes a la expedición de la  
36 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor  
37 adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, **al menos en sus condiciones básicas**  
38 (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y  
39 condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información  
40 requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión,  
41 duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No

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

### 3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

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

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

#### 3.1. Parámetros del Sistema

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

##### Generales:

25 Tensión nominal	500/230/34.5 kV
26 Frecuencia asignada	60 Hz
27 Puesta a tierra	Sólida
28 Numero de fases	3

##### Subestaciones 500/230 kV:

31 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
32 Servicios Auxiliares DC	125V
33 Tipo de la Subestación	Convencional o GIS o un híbrido.

#### 3.2 Nivel de Corto Circuito

37 El Transmisor deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que  
38 el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás elementos de  
39 líneas y subestaciones será el adecuado durante la vida útil de estos, no obstante, la  
40 capacidad de corto circuito asignada a los equipos y elementos asociados que se instalarán  
41 objeto de la presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA para 500 y 230 kV. La

1 duración asignada al corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos  
2 para interrupción de las fallas. Copia del estudio deberá ser entregada al Interventor para  
3 su conocimiento y análisis.

### 4 5 **3.3 Materiales**

6  
7 Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor  
8 calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de  
9 fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras  
10 deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para  
11 el Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto  
12 según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Transmisor deberá presentar para fines  
13 pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores  
14 consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del  
15 inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el  
16 Reglamento actualmente vigente.

### 17 18 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**

19  
20 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo  
21 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en  
22 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Transmisor deberá presentar al  
23 Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o reportes  
24 de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.

25  
26 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima de:  
27 a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen tiempo  
28 y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen  
29 tiempo.

30  
31 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los  
32 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución  
33 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy  
34 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

### 35 36 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

37  
38 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista. Se  
39 debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en especial los  
40 artículos 52 y 53.

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

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

### 13 14 **3.6 Pruebas en Fábrica**

15  
16 Una vez el Inversionista haya seleccionado los equipos a utilizar deberá entregar al  
17 Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en  
18 el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y  
19 potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no satisfagan las normas  
20 aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del  
21 Inversionista.

22  
23 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de líneas y subestación,  
24 estos deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo  
25 estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de  
26 aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

## 27 28 29 **4. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN**

30  
31 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

### 32 33 **4.1 General**

34  
35 La información específica, remitida por el propietario de la infraestructura existente, como  
36 costos de conexión, datos técnicos, planos, etc, serán suministrados por la UPME conforme  
37 el Numeral 9 del presente Anexo 1.

38  
39 La siguiente tabla presenta las características de la Subestación que hacen parte del  
40 proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública:  
41

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	

1  
 2 **4.1.1 Predio de la Subestación Sogamoso 500/230 kV**  
 3

4 La existente subestación Sogamoso 500/230 kV, propiedad de ISA S.A.  
 5 E.S.P./INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P., se encuentra localizada en la vereda La Puntana,  
 6 sector Tienda Nueva, jurisdicción del municipio de Betulia - Santander, en las siguientes  
 7 coordenadas aproximadas (información que deberá verificar el Interesado):  
 8

9           Latitud:           7° 7' 20.45" N  
 10           Longitud:         73° 27' 37.16" O  
 11

12 Las obras objeto de la presente Convocatoria Pública se ubicarán en predios de la actual  
 13 subestación Sogamoso 500/230 kV propiedad de ISA S.A. E.S.P, en los espacios de  
 14 reserva definidos en el marco de la Convocatoria Pública UPME 04-2009 para las bahías  
 15 de 500 y 230 kV.  
 16

17 Para tal fin el inversionista que resulte adjudicatario de la presente convocatoria deberá  
 18 completar el diámetro cuatro (D4) contiguo al corte del reactor de barra y asociado a la barra  
 19 1 (B1) con los equipos necesarios para la bahía de transformación a 500 kV relacionada en  
 20 el numeral 2 del presente Anexo. De igual forma para la conexión al barraje de 230 kV, se  
 21 deberá construir el diámetro seis (D6), con el corte para la bahía de transformación a 230  
 22 kV contiguo a la línea a Barranca 230 kV y asociado a la barra 1 (B1) incluyendo el corte  
 23 central con los equipos necesarios para la bahía de transformación a 230 kV relacionada  
 24 en el numeral 2 del presente Anexo.  
 25

26 Sin embargo, el área a ubicar el banco de transformadores de 450 MVA con su respetiva  
 27 unidad de reserva de 150 MVA y demás elementos asociados a éste, no hacen parte de las  
 28 reservas de la convocatoria UPME 04-2009, por lo cual el Inversionista deberá llegar  
 29 acuerdos con ISA para fines del uso del terreno o en terreno aledaño a la subestación  
 30 Sogamoso 500/230 kV.  
 31

32 El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las  
 33 Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de  
 34 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la  
 35 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de

1 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir  
2 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán  
3 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.  
4

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

10  
11 También se deberá tener en cuenta la información técnica suministrada por ISA-  
12 INTERCOLOMBIA mediante oficio con radicado UPME 20171110064082 la cual indica  
13 “Para la convocatoria Pública – Tercer transformador subestación Sogamoso 500/230 kV”,  
14 donde se tienen proyectos en curso de la convocatoria UPME 03-2014 y UPME 01-2013 de  
15 Intercolombia S.A. E.S.P. y del GEB S.A. E.S.P., respectivamente.  
16

#### 17 **4.1.2 Espacios de Reserva**

18  
19 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya  
20 existentes en las subestación para futuras ampliaciones. No obstante, se debe garantizar  
21 que los espacios de reserva en la subestación no se verán afectados o limitados para su  
22 utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco  
23 de la presente Convocatoria Pública. Esto no implica que los espacios ocupados por las  
24 obras a construir en la presente convocatoria se deban reponer en otro lugar, con excepción  
25 de aquellos casos en que el propietario de la subestación lo hubiese declarado antes del  
26 inicio de la convocatoria.  
27

#### 28 **4.1.3 Conexiones con Equipos Existentes**

29  
30 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente  
31 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y  
32 protección de las nuevas bahías 500 kV y 230 kV, con la infraestructura existente que pueda  
33 verse afectada por el desarrollo del Proyecto.  
34

35 Cuando el Inversionista considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura  
36 existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el  
37 responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en  
38 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor.  
39

#### 40 **4.1.4 Servicios Auxiliares**

1 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para el  
2 Proyecto objeto de la presente Convocatoria. Las tensiones a utilizar en los servicios  
3 auxiliares son las señaladas en el numeral 3.1.

#### 4 5 **4.1.5 Infraestructura y Módulo Común**

6  
7 Como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos  
8 constitutivos del módulo común como se describe a continuación:

9  
10 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo de las conexiones a  
11 500 kV y 230 kV objeto de la presente Convocatoria Pública, junto con los espacios de  
12 acceso, vías internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de  
13 espacio en el predio actual y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca  
14 el ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista, y según  
15 se requiera, las vías de acceso a predios de Subestaciones y/o adecuaciones que sean  
16 necesarias.

17  
18 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y  
19 módulo común que requiera el Proyecto objeto de la presente Convocatoria, es decir las  
20 obras civiles y los equipos que sirven a las obras descritas en el Numeral 2 del Anexo 1. La  
21 infraestructura y módulo común, estarán conformados como mínimo por los siguientes  
22 componentes:

- 23  
24 • **Infraestructura civil:** Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de  
25 acueducto vecino si existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la  
26 subestación y/o adecuación de las existentes; las vías internas de acceso a los  
27 patios de conexiones y/o adecuación de las existentes; la adecuación del terreno; y  
28 en general, todas aquellas obras civiles necesarias (incluyendo, entre otros,  
29 construcción, modificaciones y/o ampliaciones a alcantarillado, filtros y drenajes,  
30 pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto/alcantarillados vecinos, alumbrado  
31 interior y exterior, cárcamos comunes, etc.) para las obras descritas en el Numeral  
32 2 del presente Anexo 1. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para la  
33 ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.
- 34  
35 • **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2  
36 del presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de  
37 gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones, los  
38 materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares  
39 AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado necesario y las obras civiles  
40 asociadas.

1 Para la ampliación de la Subestación Sogamoso 500 kV y 230 kV, se podrán utilizar las  
2 bahías de reserva que se dejaron previstas en la Convocatoria Pública UPME 04-2009.  
3 Será responsabilidad del Inversionista investigar las facilidades y de los requerimientos que  
4 se requieren para los servicios auxiliares, obras civiles y ampliación de la malla de puesta  
5 a tierra. Igualmente deberá respetar las disposiciones actuales de equipos y mantener los  
6 arreglos y configuraciones existentes, en principio deberá suministrar todos los equipos y  
7 elementos requeridos para la operación óptima y segura de la ampliación a realizar.

8  
9 La Interventoría analizará todas las previsiones que faciliten la evolución de las obras  
10 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1, e informará a la UPME el resultado de su  
11 análisis.

12  
13 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación  
14 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que  
15 la modifique o sustituya).

#### 16 17 **4.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

18  
19 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las  
20 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*  
21 *Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute, International*  
22 *Telecommunications Union - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations*  
23 *Radioélectriques – CISPR*. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a  
24 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos  
25 eminentemente técnicos y de calidad.

#### 26 27 **4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

28  
29 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la  
30 publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de acuerdo  
31 con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of Substations, la  
32 de mayores exigencias. El Transmisor deberá entregar copias al Interventor de las  
33 memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son aptos para soportar  
34 las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

#### 35 **4.4 Procedimiento General del Diseño**

36  
37 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 38  
39 a) Inicialmente, el Transmisor preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto, que  
40 gobernarán el desarrollo total del Proyecto.  
41



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

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

23  
24 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben  
25 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará  
26 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada  
27 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que  
28 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las  
29 Especificaciones Técnicas del Proyecto.

30  
31 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien  
32 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las  
33 aclaraciones y justificaciones por parte del Transmisor. Para lo anterior se efectuarán  
34 reuniones conjuntas entre el Transmisor y el Interventor con el fin de lograr los acuerdos  
35 modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

36  
37 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Transmisor,  
38 este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.

39  
40 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el  
41 documento de cumplimiento obligatorio.

1 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto  
2 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de  
3 pruebas.

4  
5 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos  
6 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;  
7 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas  
8 en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y  
9 mantenimiento.

10  
11 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Transmisor y  
12 entregada a la Interventoría para revisión.

#### 13 14 **4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

15  
16 Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el  
17 dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de equipos;  
18 especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la  
19 implantación física de las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del  
20 Proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las  
21 memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.

22  
23 Todos los documentos de Ingeniería Básica (y toda la información necesaria, aunque ella  
24 no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo establecido en las  
25 Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de  
26 instalaciones) serán entregados por el Transmisor al Interventor para su revisión,  
27 verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada  
28 uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que  
29 estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Transmisor y a la UPME si es  
30 del caso.

31  
32 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica:

#### 33 34 **4.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

- 35  
36
- 37 • Criterios básicos de diseño electromecánico
  - 38 • Memoria de cálculo de resistividad del terreno
  - 39 • Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables
  - 40 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares ac.
  - 41 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares dc.
  - Memoria de cálculo de distancias eléctricas

- 1 • Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
- 2 • Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
- 3 • Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
- 4 • Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- 5 • Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- 6 • Memoria selección de conductores aéreos y barrajes.
- 7 • Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- 8 • Análisis de identificación de riesgos.

#### 9 10 **4.4.1.2 Especificaciones equipos**

- 11 • Especificación técnica equipos de patio.
- 12 • Especificaciones técnicas sistema de puesta a tierra.
- 13 • Especificaciones técnicas sistema de apantallamiento.
- 14 • Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.
- 15 • Especificación técnica gabinetes de control y protección.
- 16 • Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicaciones.
- 17 • Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de
- 18 equipos.
- 19 • Especificación funcional del sistema de control.
- 20 • Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la subestación.
- 21 • Especificación técnica de los servicios auxiliares ac / dc.
- 22 • Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- 23 • Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de
- 24 equipos, pruebas funcionales y puesta en servicio.

#### 25 26 **4.4.1.3 Características técnicas de los equipos**

- 27 • Características técnicas, equipos
- 28 - Interruptores
- 29 - Seccionadores.
- 30 - Transformadores de corriente.
- 31 - Transformadores de tensión.
- 32 - Descargadores de sobretensión.
- 33 - Aisladores y cadenas de aisladores.
- 34 • Dimensiones de equipos.
- 35 • Características técnicas, cables de fuerza y control.
- 36 • Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones.
- 37 • Características técnicas, sistema de automatización y control.
- 38
- 39

- Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares ac/dc.
- Características técnicas, cables desnudo para interconexión de equipos y barras.

#### 4.4.1.4 Planos electromecánicos

- Diagrama unifilar de la subestación.
- Diagrama unifilar con características de equipos.
- Diagrama unifilar de protecciones.
- Diagrama unifilar de medidas.
- Diagrama unifilar servicios auxiliares ac.
- Diagrama unifilar servicios auxiliares dc.
- Arquitectura sistema de control de la subestación.
- Planimetría del sistema de apantallamiento
- Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- Planos en planta de ubicación de equipos.
- Planos vista en cortes de equipos.
- Planos ubicación de equipos en sala de control.
- Elevación general de edificaciones y equipos.
- Planimetría del sistema de apantallamiento.
- Planos de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.
- Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.

#### 4.4.1.5 Planos de obras civiles

- Plano localización de la subestación.
- Plano disposición de bases de equipos.
- Planos cimentación del transformador de potencia.
- Plano cimentación de equipos y pórticos.
- Plano base cimentación del transformador de potencia.
- Plano de drenajes de la subestación.
- Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- Planos casa de control.
- Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- Plano cerramiento de la subestación.
- Plano obras de adecuación.

#### 4.4.1.6 Estudios y trabajos de campo

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

#### 4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle

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

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

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

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

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

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

1 **4.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles**

- 2
- 3 • Criterios básicos de diseño de obras civiles.
- 4 • Dimensiones y pesos de equipos.
- 5 • Memorias de cálculo estructural para cimentación del transformador de potencia.
- 6 • Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
- 7 • Memorias de cálculo estructural para cimentación de la caseta de control.
- 8 • Memoria de cálculo muro de cerramiento
- 9 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.
- 10 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y
- 11 cárcamos interiores en caseta de control.
- 12 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de líneas y
- 13 barrajes.
- 14 • Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento
- 15 rígido.
- 16 • Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interiores en
- 17 casa de control.
- 18 • Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
- 19 • Memoria de cálculo sistema de acueducto.

20

21 **4.4.2.2 Planos de obras civiles**

- 22
- 23 • Planos para construcción de bases para equipos
- 24 • Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras
- 25 soporte para equipos y pórticos.
- 26 • Planos para construcción de cimentaciones para equipos y transformador de
- 27 potencia.
- 28 • Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
- 29 • Planos para construcción de acabados exteriores
- 30 • Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
- 31 • Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de
- 32 tableros, equipos y canales interiores.
- 33 • Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- 34 • Planos para construcción de vías

35

36 **4.4.2.3 Diseño detallado electromecánico**

37

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

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

40 verificación de la Interventoría: memorias de cálculo, planos electromecánicos

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

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

10  
11 **a. Sistema de puesta a tierra:**

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

21 **b. Equipos principales:**

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

35 **c. Equipos de patio:**

- 36 • Para equipos de corte, transformadores de medida, descargadores de  
37 sobretensión.  
38 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc, hasta borneras  
39 de interconexión.  
40 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.

- 1 - Placas de características técnicas.
- 2 - Información técnica complementaria y catálogos.
- 3 - Manuales detallados para montaje de los equipos.
- 4 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.
- 5 - Protocolo de pruebas en fábrica. 25 - Procedimiento para pruebas en sitio.

6  
7 **d. Para tableros:**

- 8 • Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de c.a. y c.c.
- 9 • Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de
- 10 control, señalización y protección.
- 11 • Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc.,
- 12 que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y catálogos
- 13 respectivos con indicación clara del equipo suministrado.
- 14 • Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.
- 15 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.
- 16 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección,
- 17 medida, telecontrol y teleprotección, incluyendo:
  - 18 - Diagramas de principio y unifilares 39 - Diagramas de circuito
  - 19 - Diagramas de localización exterior e interior.
  - 20 - Tablas de cableado interno y externo
  - 21 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.
  - 22 - Diagramas de principio
  - 23 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes
  - 24 diagramas de principio:
    - 25 ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
    - 26 ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.
    - 27 ▪ Diagramas de medición de energía.
    - 28 ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.
    - 29 ▪ Diagramas de comunicaciones.
  - 30 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.
  - 31 - Listado de cables y borneras.
  - 32 - Planos de Interfase con equipos existentes.
  - 33 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,
  - 34 señalización y alarmas.

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

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



#### 4.4.3 Estudios del Sistema

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

- Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos y de resistividad.
- Cálculo de flechas y tensiones.
- Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- Estudios de ajuste y coordinación de protecciones.
- Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y distancias eléctricas.
- Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo y a corto circuito.
- Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores aislados.
- Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- Informe de interfaces con equipos existentes.
- Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores de fallas.

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

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

#### 15 **4.4.4 Distancias de Seguridad**

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

#### 19 **4.5 Equipos de Potencia**

##### 20 **4.5.1 Transformadores de Potencia trifásico 500/230 kV – 3X150 MVA**

21  
22 El Adjudicatario suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita  
23 analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la  
24 publicación IEC 60076, “Power Transformers”.

25  
26 El banco de autotransformadores deberá estar compuestos por tres (3) unidades  
27 monofásicas de 150 MVA cada una, para un total de capacidad de transformación de 3x150  
28 MVA de servicio continuo de relación 500/230 kV. Ésta capacidad total de 450 MVA,  
29 significa la potencia nominal que puede desarrollar bajo la máxima etapa de enfriamiento y  
30 a las condiciones de altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente en donde estará  
31 la subestación.

32  
33 Los bancos de autotransformadores deben tener una capacidad de sobre carga igual a los  
34 bancos de autotransformadores existentes en la subestación Sogamoso. Estos valores se  
35 deberán verificarse con los equipos existentes.

36  
37 Se requiere que el banco de autotransformadores tenga devanado terciario con una tensión  
38 de 34.5 kV y una capacidad mínima de un tercio de la capacidad de cada uno de los otros  
39 dos devanados. El devanado terciario dará las facilidades necesarias para alimentación de  
40  
41

1 servicios auxiliares de la Subestación, para lo cual deben suministrarse e instalarse todos  
2 los equipos necesarios para hacer uso de servicios auxiliares utilizando esta fuente.

3  
4 Adicionalmente el banco de autotransformadores 500/230 kV deberá contar con un  
5 transformador de puesta a tierra (ZIG-ZAG). Las características técnicas de este  
6 transformador de puesta a tierra deben ser establecidas por el Inversionista, con base en  
7 sus propios estudios, análisis y en las verificaciones que realice con los equipos existentes.

8  
9 El suministro del banco de autotransformadores debe incluir una unidad monofásica 1x150  
10 MVA para reposición, localizada adecuadamente para efectuar en el menor tiempo posible  
11 la conexión cuando se requiera, conjugada la localización con el adecuado arreglo de los  
12 barrajes, de tal forma que para hacer uso de esta unidad de repuesto no se hagan  
13 complejas las conexiones y desconexiones de las bajantes de 500 kV y 230 kV para un  
14 cambio rápido.

15  
16 El grupo de conexión del nuevo banco de autotransformadores de potencia será el mismo  
17 que poseen los existentes en la subestación. El grupo de conexión es Yna0d1.

18  
19 El transformador de potencia deberá estar dotados de cambiadores de derivaciones, para  
20 operación manual y automática bajo carga, con un total de 23 posiciones y 21 pasos de  
21 1.25% cada uno, con la posición 1 para la máxima relación, posición 13 para la relación  
22 nominal y la posición 21 para la mínima relación. Estos valores se deberán verificarse con  
23 los equipos existentes.

24  
25 El banco de autotransformadores de 500/230/34.5 kV de 450 MVA deberá tener una  
26 impedancia de cortocircuito (%), con una potencia base de 150 MVA, 60 Hz y a temperatura  
27 de 75 °C en la posición 13 para la relación nominal, con los siguientes valores:

- 28 ○ 500/230 kV - AT/MT: 10,99%.
- 29 ○ 230/34,5 kV - MT/BT: 32,27%.
- 30 ○ 500/34,5 kV - AT/BT: 44,30%.

31  
32 Estos valores se deberán verificarse con los equipos existentes.

33  
34 En general las características técnicas del banco de autotransformadores objeto de la  
35 presente Convocatoria deberán ser iguales a la de los bancos de transformación  
36 500/230/34.5 kV actualmente existentes en la subestación Sogamoso.

37  
38 Se deberá garantizar que los niveles de pérdidas en los transformadores, para los  
39 siguientes niveles de carga permanente: 100%, 75%, y 50%. Los valores garantizados  
40 deberán cumplir con lo establecido en la norma IEC 60070 o su equivalente ANSI/IEEE.

41

1 Se debe implementar la “lógica maestro seguidor” con los bancos de autotransformadores  
2 a instalar, lo cual es necesario para la operación en paralelo de los autotransformadores  
3 objeto de la presente convocatoria, con los bancos de autotransformadores instalados.  
4

5 **Pruebas de rutina:** los transformadores de Potencia deben ser sometidos a las pruebas  
6 de rutina establecidos en las publicaciones IEC 60076. Copia de los respectivos protocolos  
7 de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.  
8

9 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe  
10 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en  
11 todo de acuerdo con las publicaciones IEC 60076. Si el Transmisor Regional no dispone de  
12 estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.  
13

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

#### 17 4.5.2 Interruptores

18  
19 Los interruptores de potencia a 500 kV y 230 kV, deben cumplir las prescripciones de la  
20 última edición de las siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de  
21 equipo a suministrar:  
22

- 23 • IEC 62271-100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"
- 24 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear  
25 standards".
- 26 • IEC 60265: " High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages  
27 of 52 kV an above"
- 28

29 Todos los interruptores de subestaciones nuevas, en configuración interruptor y medio,  
30 deberán contar con transformadores de corriente en ambos extremos del interruptor, de  
31 acuerdo con la recomendación IEEE Std C37.234-2009 “IEEE Guide for Protective Relay  
32 Applications to Power System Buses”.  
33

34 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado  
35 de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, el mecanismo  
36 de operación será tipo resorte. No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido  
37 o aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser  
38 totalmente independientes.  
39

40 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
41 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los

1 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la  
2 Interventoría.

3  
4 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una  
5 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o similares a los  
6 incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en  
7 ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas  
8 pruebas a su costa.

9  
10 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
11 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia.

### 12 13 **4.5.3 Descargadores de Sobretensión**

14  
15 Los descargadores de sobretensión a 500 kV y 230 kV, deben cumplir las prescripciones  
16 de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo  
17 de equipo a suministrar

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

22  
23  
24 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
25 establecidas en la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
26 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la  
27 Interventoría.

28  
29 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una  
30 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores iguales o similares a los  
31 incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en  
32 ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas  
33 pruebas a su costa.

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

### 36 37 **4.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

38  
39 Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra a 500 kV y 230 kV, deben cumplir  
40 las prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI,  
41 según se aplique al tipo de equipo a suministrar:

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

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

**Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 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 seccionadores.

#### 4.5.5 Transformadores de Tensión

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

- IEC 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"

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

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

5  
6 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una  
7 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión iguales o  
8 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60186, sección  
9 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone  
10 de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

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

#### 14 15 **4.5.6 Transformadores de Corriente**

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

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

24  
25 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en  
26 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y  
27 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG  
28 025 de 1995, en su última revisión.

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

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

40

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

#### 3 4 **4.5.7 Equipo GIS o Híbrido**

5  
6 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista sea GIS (Gas Insulated Substations)  
7 o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe cumplirse la  
8 siguiente normatividad:

9  
10 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las  
11 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como  
12 lo indicado en estas especificaciones.

- 13
- 14 • Instrument transformer – IEC6189
- 15 • Insulation Coordination – IEC60071
- 16 • High voltage switchgear and controlgear - IEC62271
- 17 • Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- 18 • Partial discharge measurement – IEC60270
- 19 • Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- 20 • Guide for checking SF6 - IEC 60480
- 21 • Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- 22 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- 23 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- 24 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- 25 • Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639
- 26

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

29  
30 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de  
31 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

#### 32 **4.5.8 Sistema de Puesta A Tierra**

33  
34 Deberá diseñarse para que en condiciones normales y anormales, no se presente ningún  
35 peligro para el personal situado en cualquier lugar, al que tenga acceso.

36  
37 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la  
38 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current  
39 Substation Grounding" y a los requerimiento del RETIE.

40



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

3  
4 Todo el equipo eléctrico y partes metálicas expuestas, estarán conectadas a la malla de  
5 tierra.

6  
7 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos  
8 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

9  
10 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Transmisor hará los ensayos de  
11 resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y las tensiones  
12 de paso y contacto, según requerimiento del RETIE.

#### 13 14 **4.5.9 Apantallamiento de la Subestación**

15  
16 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para  
17 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán  
18 aterrizados con cables bajantes de cobre.

19  
20 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección  
21 contra descargas atmosféricas, incluyendo varillas de puesta a tierra. La instalación deberá  
22 cumplir con el RETIE, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2.

#### 23 24 **4.6 Equipos de Control y Protección**

25  
26 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de  
27 control y protección:

##### 28 29 **4.6.1 Sistemas de Protección**

30  
31 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la  
32 publicación IEC 60255 “*Electrical relays*”, en la IEC 60870 “*Telecontrol equipments and*  
33 *systems*” y en el caso de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el  
34 formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*), recomendación IEEE  
35 C37.111 o en su defecto, el Inversionista deberá proveer el software que haga la  
36 transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con las  
37 respectivas normas equivalentes ANSI.

38  
39 El esquema de protección para transformador deberá consistir, como mínimo en un relé de  
40 protección con función diferencial de transformador, apta para proteger un transformador  
41 con devanado terciario cargable y con cambiador de tomas. Deberá disponer además de

1 restricción de armónicos de segundo y quinto orden para corrientes de energización y  
2 condiciones de sobre excitación respectivamente. Deberá tener disponibilidad de al menos  
3 cuatro elementos de sobrecorriente, para la implementación de las funciones de  
4 sobrecorriente de respaldo de la función diferencial en cada uno de los devanados. Otras  
5 funciones de protección podrán ser implementadas de acuerdo con las prácticas propias de  
6 cada Transmisor. En este caso deberá considerarse también la protección diferencial de  
7 transformador correspondiente

8  
9 Para subestaciones nuevas o existentes que lo requieran, el Sistema de Protecciones -SP-  
10 para las barras (diferencial de barras) deberá ser redundante con principio de operación  
11 diferente. Adicionalmente deberán seleccionarse de acuerdo con la configuración de la  
12 subestación. La alimentación DC de cada sistema de protección debe ser independiente;  
13 las señales de corriente deben ser tomadas, para cada SP, desde núcleos diferentes de los  
14 CT's y cada SP debe tener la posibilidad de comandar disparo a ambas bobinas de los  
15 interruptores. Los SP diferenciales de barra, deber ser seleccionado considerando las  
16 ampliaciones futuras, y deberán permitir la conexión de CT's con diferentes relaciones de  
17 transformación. El inversionista deberá implementar protección diferencial de barras  
18 multizona y de fase segregada para las subestaciones nuevas.

19  
20 Las bahías de transformación en 500 y 230 kV deberán ser integradas a la protección  
21 diferencial de barras existentes de la Subestación.

22  
23 Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de  
24 tecnología numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben  
25 incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los  
26 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la  
27 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de  
28 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con  
29 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de búsqueda  
30 de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

31  
32 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las  
33 protecciones según lo solicitado en este Anexo 1 y en la Resolución CREG 025 de 1995,  
34 anexo CC4 y sus modificaciones.

#### 35 36 **4.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	<p>Corresponde a los sistemas remotos de información.</p> <hr/> <p>Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3.                      Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.</p>	<p>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.</p> <hr/> <p>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.</p>
2	<p>Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.</p> <hr/> <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> <hr/> <p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.                      Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	<p>Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.</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</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>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>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 subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.</p>
0	<p>Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la Subestación (13,2 kV, 208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.</p>	<p>Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.</p> <p>Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.</p>

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10

#### 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

1 protocolos abiertos. El Transmisor garantizará igualmente, que el Sistema de Control  
2 ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de protecciones, automatismos,  
3 control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la información relacionada con la  
4 arquitectura del Sistema de Automatización y con el Sistema de Control, deberá ser  
5 entregada por el Transmisor al Interventor para la verificación de cumplimiento.  
6

7 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la  
8 correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin  
9 limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de parametrización  
10 del sistema, etc.  
11

12 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual  
13 se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección  
14 y control. Se destacan las siguientes funciones:  
15

- 16 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de  
17 protocolo, que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
- 18 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
  - 19 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos  
20 entre equipos vía la red.
  - 21 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y  
22 Automatización de la Subestación.
- 23 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes  
24 funciones:
  - 25 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
  - 26 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
  - 27 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
  - 28 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la  
29 explotación normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema  
30 sin perturbar ni detener el sistema.
  - 31 ○ Mantenimiento de cada equipo.
  - 32 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las  
33 protecciones del sistema.  
34

35 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o  
36 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación  
37 y el CND o el centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de control,  
38 visualización o de mantenimiento). El Inversionista es responsable por utilizar los protocolos  
39 de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos de implementación y  
40 coordinación de información a intercambiar con el CND son responsabilidad del  
41 Inversionista.

1 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de  
2 Subestación:

- 3
- 4 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
- 5 Subestación.
- 6 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control,
- 7 protecciones y registro de fallas de la Subestación a través de una señal de
- 8 sincronización proveniente de un reloj GPS.
- 9 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
- 10 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
- 11

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

#### 17 **4.6.3 Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales**

18

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

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

32

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

39  
40

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

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

14  
15 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de  
16 medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente,  
17 potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor  
18 de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir  
19 con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su  
20 última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

#### 21 **4.6.4 Controladores de Bahía**

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

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

- 35  
36
- 37 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
  - 38 • Despliegue de alarmas.
  - 39 • Despliegue de eventos.
  - 40 • Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
  - 41 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.

- 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.

Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria 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.



- 1 • Deberá incluir las siguientes características de red:
  - 2 ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
  - 3 ○ IEEE 802.1q VLAN
- 4 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 5 • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
- 6 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- 7 • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la
- 8 más exigente.
- 9

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

#### 13 **4.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

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

15  
16 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe  
17 conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez  
18 mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores,  
19 con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y  
20 demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista.

21  
22 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás  
23 accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos  
24 distribuidos en la Subestación.

25  
26 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores  
27 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con autodiagnóstico  
28 en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

#### 29 **4.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

##### 30 **4.6.8.1 Controlador de la Subestación**

31  
32 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del  
33 sitio de instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y  
34 control de la Subestación proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la  
35 procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la  
36 entrega al Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con la programación realizada  
37 en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de ella.

1 La información requerida para realizar la supervisión remota, se enviará por enlaces de  
2 comunicaciones.

3  
4 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés  
5 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la  
6 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para  
7 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores de  
8 fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos, accesorios,  
9 programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de gestión de  
10 protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

#### 11 12 **4.6.8.2 Registradores de Fallas**

13  
14 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la  
15 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de  
16 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de  
17 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo  
18 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo  
19 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.

#### 20 21 **4.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

22  
23 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través de  
24 una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo SCADA.  
25 Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para mostrar la  
26 información del proceso.

27  
28 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos  
29 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la  
30 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

- 31  
32
- 33 • Adquisición de datos y asignación de comandos.
  - 34 • Auto-verificación y auto-diagnóstico.
  - 35 • Comunicación con el CND.
  - 36 • Comunicación con la red de área local.
  - 37 • Facilidades de mantenimiento.
  - 38 • Facilidades para entrenamiento.
  - 39 • Función de bloqueo.
  - 40 • Función de supervisión.
  - Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.

- 1 • Guía de operación.
- 2 • Manejo de alarmas.
- 3 • Manejo de curvas de tendencias.
- 4 • Manejo de mensajes y consignas de operación.
- 5 • Marcación de eventos y alarmas.
- 6 • Operación de los equipos.
- 7 • Programación, parametrización y actualización.
- 8 • Reportes de operación.
- 9 • Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la
- 10 Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 11 • Secuencia de eventos.
- 12 • Secuencias automáticas.
- 13 • Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- 14 • Supervisión de la red de área local.

#### 16 **4.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

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

#### 21 **4.7 Obras Civiles**

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

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

35 El Interventor conceptuará para la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los  
36 aspectos regulatorios, el RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para  
37 construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en planos  
38 de construcción previamente aprobados. El Interventor informará a la UPME y hará el  
39 seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El Transmisor deberá  
40 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.

#### 4.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

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

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

### 5. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

#### 5.1 Pruebas y Puesta en Servicio

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

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

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

- 4
- 5 • Direccionalidad de las protecciones de línea.
  - 6 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas  
7 asociadas.
  - 8 • Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto  
9 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de  
10 protecciones.
  - 11 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.
- 12

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

## 16 5.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio

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

- 18
- 19 • Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
  - 20 • Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
  - 21 • Diagrama Unifilar.
  - 22 • Estudio de ajuste y coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia  
23 del Proyecto. El área de influencia definida para el estudio de ajuste y coordinación de  
24 protecciones, de este proyecto, deberá ser acordada con el CND.
  - 25 • Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
  - 26 • Cronograma de desconexiones y consignaciones.
  - 27 • Cronograma de pruebas.
  - 28 • Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con  
29 información definitiva.
  - 30 • Protocolo de energización.
  - 31 • Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
  - 32 • Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del  
33 punto de conexión.
  - 34 • Carta de declaración en operación comercial.
  - 35 • Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y  
36 actualizados por el CND.
- 37  
38  
39  
40

1 **6. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

2  
3 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG  
4 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

5  
6  
7 **7. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**

8  
9 Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor debe entregar al Interventor  
10 un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo requiere el  
11 Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la UPME.

12  
13  
14 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

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

23  
24  
25 **9. FIGURA**

26  
27 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:

28  
29 Figura 1 - Diagrama Unifilar Subestación Sogamoso 500 kV.

30  
31 Figura 2 - Diagrama Unifilar Subestación Sogamoso 230 kV.

32