

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

**CONVOCATORIA PÚBLICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL – STR
UPME 07 – 2014**

(UPME STR 07 – 2014)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE DOS TRANSFORMADORES 220/110 kV de 100 MVA EN LA
SUBESTACIÓN RÍO CÓRDOBA 220/110 kV**

DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA STR

Bogotá D. C., Diciembre de 2014

ÍNDICE

1		
2		
3		
4	1. CONSIDERACIONES GENERALES	4
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	4
6	1.2 Definiciones	5
7	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	5
8	2.1 Descripción de Obras en la Subestación Río Córdoba 110 kV.....	6
9	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	6
10	2.2.1 En la Subestación Río Córdoba 220 kV.....	6
11	2.2.2 En la Subestación Río Córdoba 110 kV.....	7
12	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	8
13	3.1 Parámetros del Sistema	8
14	3.2 Nivel de Corto Circuito	8
15	3.3 Materiales	8
16	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible.....	9
17	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	9
18	3.6 Pruebas en Fábrica.....	10
19	4. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES	10
20	4.1 General.....	10
21	4.1.1 Predio de las subestaciones.....	10
22	4.1.2 Conexiones con Equipos Existentes.....	11
23	4.1.3 Servicios Auxiliares.....	11
24	4.1.4 Infraestructura y Módulo Común.....	11
25	4.1.5 Espacios de Reserva.....	12
26	4.2 Normas para Fabricación de los Equipos.....	12
27	4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos	12
28	4.4 Procedimiento General del Diseño	12
29	4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica	14
30	4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle	14
31	4.4.3 Estudios del Sistema	15
32	4.4.4 Distancias de Seguridad.....	16
33	4.5 Equipos de Potencia	16
34	4.5.1 Interruptores 110 kV	17
35	4.5.2 Descargadores de Sobretensión.....	17
36	4.5.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	18
37	4.5.4 Transformadores de Tensión a 110 kV.....	19
38	4.5.5 Transformadores de Corriente a 110 kV.....	19
39	4.5.6 Equipo GIS o Híbrido.....	20
40	4.5.7 Sistema de puesta a tierra.....	21
41	4.5.8 Apantallamiento de la Subestación.....	21

1	4.6	Equipos de Control y Protección	22
2	4.6.1	Sistemas de Protección	22
3	4.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	22
4	4.6.2.1	Características Generales.....	24
5	4.6.3	Medidores multifuncionales	25
6	4.6.4	Controladores de Bahía.....	26
7	4.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	26
8	4.6.6	Suiches.....	27
9	4.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	28
10	4.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2	28
11	4.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	30
12	4.7	Obras Civiles.....	30
13	5.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	31
14	5.1	Pruebas y Puesta en Servicio	31
15	5.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio	31
16	6.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	32
17	7.	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	32
18	8.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	32
19	9.	FIGURAS	33
20			

ANEXO 1

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME STR 07 - 2014.

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 Inversionista seleccionado deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser relacionados, informados y documentados al Interventor. Los criterios de ingeniería y normas específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo caso, con lo establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, 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

1 De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última
2 versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Resolución
3 MME 90708 de agosto de 2013, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el
4 Proyecto será obligatorio que los trabajos deban contar con un diseño, efectuado por el
5 profesional o profesionales legalmente competentes para desarrollar esta actividad como
6 se establece en el Artículo 10 del RETIE de la fecha anotada, en general y el numeral
7 10.2 en particular.

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

17 18 **1.2 Definiciones**

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

22 23 24 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

25
26 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas,
27 operación y mantenimiento de las siguientes obras:

- 28
29 i. Instalación de dos nuevos transformadores 220/110 kV de 100 MVA en la
30 subestación Río Córdoba propiedad de la Empresa de Energía de Bogotá S.A.
31 E.S.P., Transmisor seleccionado resultante de la Convocatoria Pública UPME 06-
32 2014.
33
34 ii. Instalación de dos bahías de transformación a 110 kV.
35
36 iii. Extensión del barraje a 110 kV o conexión a éste para la conexión de las bahías a
37 110 kV de los transformadores 220/110 kV a instalar, junto con los equipos de
38 protección y adecuaciones físicas y eléctricas necesarias.

39 40 **NOTAS:**

- 1 i. Las bahías de transformación a 220 kV para el lado de alta de los transformadores
2 220/110 kV a instalar, estarán a cargo de la Empresa de Energía de Bogotá S.A.
3 E.S.P., Transmisor seleccionado resultante de la Convocatoria Pública UPME 06-
4 2014.
5

6 **2.1 Descripción de Obras en la Subestación Río Córdoba 110 kV**

7

8 Las obras en la Subestación Río Córdoba 110 kV, a cargo del Inversionista seleccionado,
9 consisten en la adquisición del lote, el diseño y la construcción de las obras descritas en
10 el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos. Los equipos a instalar podrán
11 ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated
12 Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o
13 interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás
14 requisitos establecidos en los DSI.
15

16 Las bahías de transformación a 110 kV tendrá la misma configuración de la Subestación
17 existente.
18

19 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de
20 Conexión.
21

22 El diagrama unifilar de la Subestación Río Córdoba a 110 kV se muestra en la Figura 1. El
23 Inversionista seleccionado en coordinación con el OR responsable de los transformadores
24 existentes y el propietario de la Subestación, deberán llegar a los acuerdos necesarios
25 para la ubicación de la infraestructura. De cualquier forma los acuerdos a que lleguen no
26 podrán limitar el acceso y uso de los espacios previstos para futuras expansiones.
27

28 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

29

30 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio para la construcción de la
31 nueva infraestructura, independiente de la modalidad (compra o arrendamiento), deberá
32 tener en cuenta lo definido en el Código de Conexión (Resolución CREG 025 de 1995 y
33 sus modificaciones) y las siguientes consideraciones en cada uno de los puntos de
34 conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de conexión con el responsable
35 y propietario de los activos relacionados.
36

37 **2.2.1 En la Subestación Río Córdoba 220 kV**

38

39 El responsable de la Subestación Río Córdoba 220 kV es la empresa de Energía de
40 Bogotá S.A. E.S.P., Transmisor seleccionado resultado de la Convocatoria Pública UPME
41 06-2014.

1
2 La frontera, en la Subestación Río Córdoba 220 kV, entre el Transmisor y el Inversionista
3 seleccionado para la presente Convocatoria Pública será en los bornes de alta de los
4 transformadores.
5 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las
6 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a
7 instalar, del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de
8 control y protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control
9 del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión
10 deberán estar firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la
11 expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la
12 presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser
13 puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse,
14 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma
15 del contrato de conexión.

16 17 **2.2.2 En la Subestación Río Córdoba 110 kV**

18
19 El responsable de la Subestación Río Córdoba 110 kV es Electricaribe S.A. E.S.P.
20
21 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación
22 Río Córdoba 110 kV es el barraje.

23
24 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá
25 hacerse cargo de la extensión del barraje a 110 kV para la conexión de la bahía a 110 kV
26 del transformador 220/110 kV a instalar, junto con los equipos de protección y
27 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. La infraestructura para ampliar el barraje a
28 110 kV, deberá tener una capacidad de corriente igual o superior al barraje existente.

29
30 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá
31 garantizar la compatibilidad de los sistemas de comunicaciones, control y protecciones de
32 la nueva infraestructura con existente.

33
34 El contrato de conexión deberá incluir lo relacionado con la conexión a la Subestación
35 existente, las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la
36 infraestructura a instalar de ser necesario, del espacio para las previsiones futuras y para
37 la ubicación de los tableros de control y protecciones; las adecuaciones físicas
38 necesarias; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de
39 AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar firmados por las partes, dentro de los
40 cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los
41 Ingresos Anuales Esperados de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus

1 condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No
2 obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida
3 justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de conexión.
4

6 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

8 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las
9 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y
10 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha
11 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del
12 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,
13 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para
14 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.
15

16 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de
17 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.
18

19 **3.1 Parámetros del Sistema**

20
21 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Inversionista seleccionado
22 deberán ser nuevos y de última tecnología, cumplir con las siguientes características
23 técnicas, las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.
24

25 Tensión nominal	110 kV
26 Frecuencia asignada	60 Hz
27 Puesta a tierra	Sólida
28 Numero de fases	3

30 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

31
32 El Inversionista seleccionado deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que
33 se garantice que el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y
34 demás elementos será el adecuado durante la vida útil de estos. La duración asignada al
35 corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de
36 las fallas.
37

38 **3.3 Materiales**

39
40 Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor
41 calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de

1 fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras
2 deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados
3 para el Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de
4 producto según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista seleccionado
5 deberá presentar para fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan
6 verificar las anteriores consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización
7 del RETIE antes del inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha
8 actualización primará sobre el Reglamento actualmente vigente.

3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible

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

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

3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión

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

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

38 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán
39 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos
40 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la

1 regulación vigente deberá ser certificado por el Inversionista seleccionado. Copia de estos
2 acuerdos deberán entregarse al Interventor.

3 4 **3.6 Pruebas en Fábrica**

5
6 Una vez el Inversionista seleccionado haya seleccionado los equipos a utilizar deberá
7 entregar al Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas
8 aceptadas en el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores
9 de corriente y potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no
10 satisfagan las normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas
11 a costo del Inversionista seleccionado.

12
13 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de líneas y subestación,
14 estos deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo
15 estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de
16 aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

17 18 19 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**

20 Las siguientes son las especificaciones técnicas para las Subestaciones.

21 22 **4.1 General**

23 La información específica referente a subestaciones, remitida por los propietarios de la
24 infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán
25 suministrados por la UPME conforme lo establece el presente Anexo 1.

26 27 28 29 **4.1.1 Predio de las subestaciones**

30 31 **Subestación Rio Córdoba 110 kV**

32 Las obras objeto de la presente Convocatoria Pública se ubicarán sobre el predio, junto a
33 la Subestación Rio Córdoba 110 kV, que determine el Transmisor seleccionado de la
34 Convocatoria Pública UPME 06-2014 y en la Subestación Rio Córdoba 110 kV propiedad
35 de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. El Inversionista seleccionado como resultado de la
36 presente Convocatoria Pública se hará cargo de la extensión del barraje a 110 kV o de la
37 conexión a éste, junto con las obras que ello implique.

38 La existente Subestación Rio Córdoba 110 kV se encuentra localizada en las siguientes
39 coordenadas aproximadamente, información que deberá verificar el Interesado:
40
41

1 Longitud: 74°12'25.69"O.
2 Latitud: 11°01'24.97"N
3

4 El Inversionista seleccionado es el responsable de realizar investigaciones detalladas y
5 consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes
6 Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones
7 para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo
8 de restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden
9 existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido,
10 deberán tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.
11

12 En la selección del predio de la Subestación, el Inversionista seleccionado deberá analizar
13 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán
14 considerar los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por
15 el Inversionista seleccionado. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser
16 puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del
17 proyecto.
18

19 **4.1.2 Conexiones con Equipos Existentes**

20 El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer
21 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de
22 comunicaciones, control y protección con la infraestructura existente.
23
24

25 **4.1.3 Servicios Auxiliares**

26 El Inversionista seleccionado deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC
27 suficientes para la topología de Subestación.
28
29

30 **4.1.4 Infraestructura y Módulo Común**

31 El Inversionista seleccionado deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos
32 del módulo común que sean necesarios, como lo pueden ser accesos, vías internas y
33 edificios según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el predio actual
34 y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial
35 en el área; toma de agua, vías de acceso, espacio para bahías futuras y sus
36 adecuaciones; adecuación del terreno, drenajes, filtros, alcantarillado, barreras de
37 protección, cerramientos, filtros, alumbrado interior y exterior y cárcamos comunes.
38 Igualmente deberá encargarse de la ampliación de la malla de puesta a tierra.
39
40

1 En cuanto a equipos todos los necesarios para la nueva bahía y la integración con la
2 infraestructura existente, incluyendo sistemas de automatización, de gestión de medición,
3 de protecciones, control y el sistema de comunicaciones y los equipos para los servicios
4 auxiliares AC y DC, los equipos de conexión y todo el cableado necesario.

5
6 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación
7 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella
8 que la modifique o sustituya).

9 10 11 **4.1.5 Espacios de Reserva**

12
13 Se debe garantizar que los espacios de reserva en las subestaciones del STN y del STR
14 no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea,
15 edificaciones, etc.) objeto de la presente Convocatoria Pública.

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

18
19 El Inversionista seleccionado deberá suministrar equipos en conformidad con la última
20 edición de las Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International*
21 *Organization for Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute,*
22 *International Telecommunications Union - ITU-T, Comité Internacional Spécial des*
23 *Perturbations Radioélectriques – CISPR.*

24 25 **4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

26
27 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico Clase III de acuerdo con la
28 publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de
29 acuerdo con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of
30 Substations, la de mayores exigencias. El Inversionista seleccionado deberá entregar
31 copias al Interventor de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los
32 suministros son aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

33 34 **4.4 Procedimiento General del Diseño**

35
36 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 37
38 a) Inicialmente, el Inversionista seleccionado preparará las Especificaciones Técnicas del
39 Proyecto, que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

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,
12 almacenamiento y manejo de equipos y materiales; los procedimientos de
13 construcción y montaje; los procedimientos y programaciones horarias durante los
14 cortes de servicio de las instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos
15 del Proyecto; los procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los
16 procedimientos y especificación de pruebas en campo, los procedimientos para
17 efectuar las pruebas funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las
18 pruebas de puesta en servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto
19 y los procedimientos de operación y mantenimiento.

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

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

- 31
32 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
33 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
34 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista seleccionado. Para lo anterior
35 se efectuarán reuniones conjuntas con el fin de lograr los acuerdos modificatorios que
36 deberán plasmarse en comunicaciones escritas.
- 37
38 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el
39 Inversionista seleccionado, este último emitirá la nueva versión de las
40 Especificaciones Técnicas del Proyecto.

1 d) Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
2 documento de cumplimiento obligatorio.
3

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

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

14 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista
15 seleccionado y entregada a la Interventoría para revisión.
16

17 **4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

18

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

26 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán entregados por el Inversionista
27 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones
28 y para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría
29 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los
30 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME la respectiva
31 recomendación si es del caso.
32
33

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

35

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

1 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán entregados por el Inversionista
2 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones
3 y para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría
4 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los
5 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME si es del caso.
6

7 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos
8 que preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales.
9 Estos documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará
10 los comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista seleccionado.
11

12 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y
13 en campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán
14 objeto de revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista
15 seleccionado y a la UPME si es del caso.
16

17 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría,
18 la UPME podrá trasladar consultas al Inversionista seleccionado.
19

20 **4.4.3 Estudios del Sistema**

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

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

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

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

- 23
- 24 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 25
- 26 - Origen de los datos de entrada.
- 27
- 28 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio
29 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
- 30
- 31 - Resultados.
- 32
- 33 - Bibliografía.
- 34

35 **4.4.4 Distancias de Seguridad**

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

40 **4.5 Equipos de Potencia**

41

1 **4.5.1 Interruptores 110 kV**

2
3 Los interruptores de potencia deben cumplir las prescripciones de la última edición de las
4 siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a suministrar:

- 5
6 • IEC 62271 - 100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"
7 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear
8 standards".
9 • IEC 60265: " High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages of
10 52 kV an above"
11

12 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el
13 grado de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, el
14 mecanismo de operación será tipo resorte. No se permitirán fuentes centralizadas de aire
15 comprimido o aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control
16 deben ser totalmente independientes.
17

18 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
19 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los
20 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la
21 Interventoría.
22

23 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado
24 debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores
25 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC
26 62271-100 o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos
27 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
28

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

- 32 •

33 **4.5.2 Descargadores de Sobretensión**

34
35 Los descargadores de sobretensión a 110 kV, deben cumplir las prescripciones de la
36 última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de
37 equipo a suministrar
38

- 39 • IEC 60099-4: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for a.c.
40 systems"

- 1 • IEC 61264: "Ceramic pressurized hollow insulators for high-voltage switchgear and
2 controlgear".
3

4 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
5 establecidas en la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Copia de los
6 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
7 Interventoría.
8

9 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado
10 debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores
11 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC
12 60099-4 o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos
13 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
14

15 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias in situ para verificar las
16 condiciones de estado y funcionamiento de los descargadores.
17

18 4.5.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

19
20 Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra a 110 kV, deben cumplir las
21 prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según
22 se aplique al tipo de equipo a suministrar:
23

- 24 • IEC 62271-102: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su
25 equivalente en ANSI.
26 • IEC 60273: "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with
27 nominal voltages greater than 1000 V".
28 • IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear standards".
29

30 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
31 establecidas en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los
32 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
33 Interventoría.
34

35 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado
36 debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores
37 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC
38 62271-102 o su equivalente en ANSI, si el Inversionista seleccionado no dispone de estos
39 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
40

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

4 **4.5.4 Transformadores de Tensión a 110 kV**

6 Los Transformadores de Tensión a 110 kV, deben cumplir las prescripciones de la última
7 edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de
8 equipo a suministrar:

- 10 • Publicación IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial
11 discharges", o su equivalente en ANSI.
- 12 • Publicación IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
- 13 • Publicación IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and
14 capacitor dividers".

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

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

27 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado
28 debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de
29 tensión iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación
30 IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el
31 Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas
32 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 Transformadores de Tensión a 110 kV.

4 **4.5.5 Transformadores de Corriente a 110 kV**

39 Los Transformadores de Corriente a 110 kV, deben cumplir las prescripciones de la última
40 edición de las siguientes normas, o su equivalente en ANSI, según se aplique al tipo de
41 equipo a suministrar:

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

5
6 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación
7 en el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
8 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
9 025 de 1995, en su última revisión.

10
11 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas
12 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en
13 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines
14 pertinentes de la Interventoría.

15
16 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado
17 debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de
18 corriente iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación
19 IEC 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no
20 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

21
22 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
23 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia

24 25 **4.5.6 Equipo GIS o Híbrido**

26
27 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado sea GIS (Gas Insulated
28 Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe
29 cumplir la siguiente normatividad:

30
31 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las
32 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como
33 lo indicado en estas especificaciones.

- 34
35 • IEC60071-Insulation Coordination.
36 • IEC62271-203High voltage switchgear and controlgear.
37 • IEC60137-Insulated bushings above 1000V.
38 • IEC60270-Partial discharge measurement.
39 • IEC60376-Specification and acceptance of new SF6.
40 • IEC 60480-Guide for checking SF6.

- 1 • IEC62271-1-Common clauses or HV switchgear and controlgears standards.
- 2 • IEC60815-1/2-Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions.
- 3 • IEC 62271-209-Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears.
- 4 • IEC62271-303-Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears.
- 5 • IEC61639-Direct connection between GIS and power transformer.

6 |
7 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta
8 tensión, pruebas mecánicas y pruebas de gas.

9
10 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
11 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

12 13 **4.5.7 Sistema de puesta a tierra**

14
15 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a
16 la última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating
17 Current Substation Grounding" y a los requerimientos del RETIE.

18
19 La subestación estará provista con una instalación de malla de tierra, diseñada para que
20 en condiciones normales y anormales, no se presente ningún peligro para el personal
21 situado en cualquier lugar, al que tenga acceso.

22
23 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto
24 más cercano y conveniente.

25
26 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al
27 menos 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

28
29 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Inversionista seleccionado hará los
30 ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno.

31 32 **4.5.8 Apantallamiento de la Subestación**

33
34 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para
35 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán
36 aterrizados con cables bajantes de cobre.

37
38 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección
39 contra descargas atmosféricas, incluyendo varillas de puesta a tierra. La instalación
40 deberá cumplir con el RETIE, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2.

4.6 Equipos de Control y Protección

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

4.6.1 Sistemas de Protección

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

El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus modificaciones.

4.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones

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

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>Subestación.</p> <p>El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.</p>	<p>deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.</p>
	<p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.</p> <p>Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	
1	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.</p> <p>Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.</p>
	<p>Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0.</p> <p>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>	
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</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</p>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

1
2 **4.6.2.1 Características Generales**
3

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

5
6 El Inversionista seleccionado garantizará que la arquitectura del Sistema de
7 Automatización permita la ampliación a medida que se expandan las Subestaciones y que
8 sin cambios fundamentales en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad,
9 hardware y software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de
10 intercambiar y compartir recursos de información) con IED's de diversos fabricantes,
11 razón por la cual deberán utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor garantizará
12 igualmente, que el Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las
13 necesidades de protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación.
14 Copia de toda la información relacionada con la arquitectura del Sistema de
15 Automatización y con el Sistema de Control, deberá ser entregada por el Transmisor al
16 Interventor para la verificación de cumplimiento.

17
18 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la
19 correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin
20 limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de
21 parametrización del sistema, etc.

22
23 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la
24 cual se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo,
25 protección y control. Se destacan las siguientes funciones:

- 26
27 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,
28 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
29
30 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
31 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre
32 equipos vía la red.
33 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y
34 Automatización de la Subestación.
35

- 1 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
2 funciones:
3 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
4 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
5 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
6 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación
7 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni
8 detener el sistema.
9 ○ Mantenimiento de cada equipo.
10 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones
11 del sistema.

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

20
21 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
22 Subestación:

- 23 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
24 Subestación.
25
26 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y
27 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización
28 proveniente de un reloj GPS.
29
30 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
31 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
32

33 Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación para
34 el correcto envío de información hacia centros de control externos, Centro Nacional de
35 Despacho CND y recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este
36 aspecto, el Inversionista seleccionado será el único responsable de suministrar y hacer
37 operativos los protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con
38 el CND.
39

40 **4.6.3 Medidores multifuncionales**

41

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

7 8 **4.6.4 Controladores de Bahía**

9
10 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar
11 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los
12 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para
13 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista
14 seleccionado deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

15
16 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y
17 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de
18 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los
19 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con
20 un diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como
21 mínimo:

- 22
- 23 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- 24 • Despliegue de alarmas.
- 25 • Despliegue de eventos.
- 26 • Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 27 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 28 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
- 29 función.
- 30 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

31
32 Deben también tener LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con
33 puertos para la comunicación.

34
35 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria
36 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

37 38 **4.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

1 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.
2 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y
3 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.
4

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

- 10
- 11 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
 - 12 • Despliegue de alarmas.
 - 13 • Despliegue de eventos.
 - 14 • Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
 - 15 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
16 función.
 - 17 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 18

19 Deben también tener LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con
20 puertos para la comunicación.
21

22 **4.6.6 Suiches**

23

24 Los suiches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para
25 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes
26 requisitos:
27

- 28 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
- 29
- 30 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- 31
- 32 • Deberá incluir las siguientes características de red:
 - 33 ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
 - 34 ○ IEEE 802.1q VLAN
- 35
- 36 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 37
- 38 • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
39 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
40

- 1 • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la
2 más exigente.
3

4 Los switches suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para
5 conectar todos los equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de
6 protección y medida.
7

8 **4.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

9

10 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:
11

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

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

23 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IED's, registradores
24 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con auto-
25 diagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.
26

27 **4.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

28

29 **4.6.8.1 Controlador de la Subestación**

30

31 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del
32 sitio de instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y
33 control de la Subestación proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la
34 procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la
35 entrega al Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con la programación realizada
36 en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de
37 ella. La información requerida para realizar la supervisión remota, se enviará por enlaces
38 de comunicaciones.
39

40 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés
41 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la

1 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para
2 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores
3 de fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos,
4 accesorios, programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de
5 gestión de protecciones y registradores de fallas para la Subestación.
6

7 **4.6.8.2 Registradores de Fallas**

8
9 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la
10 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de
11 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de
12 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo
13 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
14 establecido en el Código de Redes CREG025 de 1995, en su última revisión.
15

16 **4.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

17
18 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través
19 de una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo
20 SCADA. Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para
21 mostrar la información del proceso.
22

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

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

- 1 • Programación, parametrización y actualización.
- 2 • Reportes de operación.
- 3 • Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la
- 4 Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 5 • Secuencia de eventos.
- 6 • Secuencias automáticas.
- 7 • Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- 8 • Supervisión de la red de área local.

9

10 **4.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

11

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

13 1995, en su última revisión.

14

15 **4.7 Obras Civiles**

16

17 Estará a cargo del Inversionista seleccionado la construcción de las obras civiles

18 necesarias en la subestación, cumpliendo con el PMA del Proyecto o la Subestación.

19 Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las

20 Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10

21

22 El Interventor verificará e informará a la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los

23 aspectos regulatorios, el RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para

24 construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en

25 planos de construcción previamente aprobados. El Interventor verificará e informará a la

26 UPME y hará el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El

27 Inversionista seleccionado deberá presentarle al Interventoría siguiente información:

28

29

30

31

32

33

34

35

36

37

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

2
3 **5.1 Pruebas y Puesta en Servicio**

4
5 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo
6 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio
7 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad
8 CREG vigente, los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND y los acuerdos del
9 Consejo Nacional de Operación C.N.O, en particular el 646 de 2013.

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

19
20 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista seleccionado debe efectuar las
21 siguientes pruebas como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de
22 redes y los requerimientos del CND, vigentes:

- 23
- 24 • Direccionalidad de las protecciones de línea.
 - 25
 - 26 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas
27 asociadas.
 - 28
 - 29 • Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el
30 correcto funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones,
31 gestión de protecciones.
 - 32
 - 33 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.
- 34

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

38
39 **5.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

40
41 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:

- 1
 - 2
 - 3
 - 4
 - 5
 - 6
 - 7
 - 8
 - 9
 - 10
 - 11
 - 12
 - 13
 - 14
 - 15
 - 16
 - 17
 - 18
 - 19
 - 20
- Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
 - Diagrama Unifilar.
 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del Proyecto.
 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.
 - Cronograma de pruebas.
 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con información definitiva.
 - Protocolo de energización.
 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del punto de conexión.
 - Carta de declaración en operación comercial.
 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y actualizados por el CND.

6. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

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

7. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO

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

8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA

Información específica referente a la presente Convocatoria Pública, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante

1 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información
2 deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos
3 será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.
4

5

6

7 **9. FIGURAS**

8

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

10

11 Figura 1 - Unifilar Subestación Río Córdoba 110 kV.
12
13

14

15

16