

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 02 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2013

(UPME 02 – 2013)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DEL SEGUNDO TRANSFORMADOR 500/220 KV DE 450 MVA EN
LA SUBESTACIÓN COPEY 500/220 KV**

Bogotá D. C., octubre de 2013

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 Copey	5
9	2.2	Puntos de Conexión del Proyecto.....	6
10	3.	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	8
11	3.1	Parámetros del Sistema.....	8
12	3.2	Nivel de Corto Circuito	9
13	3.3	Materiales	9
14	3.4	Efecto Corona y Radiointerferencia	9
15	3.5	Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	9
16	3.6	Infraestructura y Módulo Común.....	10
17	3.7	Pruebas en Fábrica.....	11
18	4.	ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN	11
19	4.1	General.....	11
20	4.1.1	Predios de la Subestación Copey 500/220 kV	12
21	4.1.2	Conexiones con equipos existentes.....	13
22	4.1.3	Servicios Auxiliares	13
23	4.1.4	Infraestructura y Módulo Común.....	13
24	4.2	Normas para fabricación de los equipos.....	13
25	4.3	Condiciones Sísmicas de los equipos	13
26	4.3.1	Procedimiento General del diseño	13
27	4.3.2	Estudios del Sistema.....	16
28	4.3.3	Distancias de seguridad	17
29	4.4	Equipos De Potencia	17
30	4.4.1	Transformadores de Potencia.....	17
31	4.4.2	Interruptores.....	19
32	4.4.3	Descargadores de Sobretensión.....	20
33	4.4.4	Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra	20
34	4.4.5	Transformadores de tensión	21
35	4.4.6	Transformadores de Corriente	21
36	4.5	Equipos de Control y Protección.....	22
37	4.5.1	Sistemas de Protección	22
38	4.5.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestación.....	23
39	4.5.3	Medidores multifuncionales.....	27
40	4.5.4	Controladores de Bahía	27
41	4.5.5	Controlador de los servicios auxiliares.....	28

1	4.5.6	Switches.....	28
2	4.5.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1	29
3	4.5.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	29
4	4.5.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	31
5	4.6	Obras Civiles.....	31
6	4.7	Malla de puesta a tierra y Apantallamiento.....	32
7	5.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO	32
8	5.1.	Pruebas y Puesta en Servicio.....	33
9	5.2.	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio	33
10	6.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....	34
11	7.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	34
12	8.	FIGURAS.....	35
13			

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-02-2013.

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 y la ejecución de las obras. **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.** La adopción de criterios de ingeniería y normas específicas para el Proyecto deberá ser tal que con su aplicación no se incumpla en ningún 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 lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de
2 apertura de esta Convocatoria, Resolución MME 90708 de agosto de 2013, Capítulo II,
3 Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto será obligatorio que se deba contar con
4 un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente competentes para
5 desarrollar esta actividad como se establece en el Artículo 10 del RETIE de la fecha
6 anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.

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

16 17 **1.2 Definiciones**

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

21 22 23 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

24
25
26 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas,
27 operación y mantenimiento de las obras definidas en el “Plan de Expansión de Referencia
28 Generación – Transmisión 2013-2027”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de
29 Minas y Energía 90772 de septiembre 17 de 2013, así:

- 30
31 I. Instalación de un (1) transformador 500/220 kV – 450 MVA en la Subestación
32 Copey, y sus bahías correspondientes.

33 34 **2.1 Descripción de Obras en la Subestación Copey**

35
36 Las obras en las Subestación Copey 500/220 kV, a cargo del Transmisor, consiste en el
37 diseño y construcción de un segundo transformador 500/220 kV de 450 MVA y sus bahías
38 correspondientes.

39
40 Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del
41 nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una

1 solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad
2 técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

3
4 Las bahías de transformación deberán mantener la configuración actual de la Subestación
5 Copey 500/220 kV, la cual es doble barra principal más seccionador de transferencia con
6 interruptor de acople entre barras.

7
8 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de
9 transformación, en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y protecciones
10 con la infraestructura existente en la Subestación Copey 500/220 kV.

ítem	Equipos Subestación Copey 500 kV	Cantidad
1	Banco autotransformador 500/220 kV de 450 MVA	1
2	Bahía de transformación configuración doble barra principal más seccionador de transferencia con interruptor de acople entre barras.	1
3	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

ítem	Equipos Subestación Copey 220 kV	Cantidad
1	Bahía de transformación configuración doble barra principal más seccionador de transferencia con interruptor de acople entre barras.	1
2	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

12
13
14 Las Figuras 1 y 2 corresponden respectivamente, a los diagramas unifilares de la
15 Subestación Copey a 500 kV y a 220 kV.

16 2.2 Puntos de Conexión del Proyecto

17
18
19 El Inversionista, deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones en cada uno de
20 los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de conexión con el
21 responsable y propietario de los activos relacionados.
22

1
2 Cuando el Transmisor considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
3 existente, deberá recibir aprobación previa del Interventor y acordar estas modificaciones
4 en el contrato de conexión con el responsable y propietario de los activos relacionados.
5 Estas obras estarán a cargo del Transmisor.
6

7 **2.2.1 En la Subestación Copey 500 kV**

8
9 El propietario de la subestación existente Copey 500 kV es ISA S.A. E.S.P.

10
11 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública UPME 02-2013 en
12 la Subestación Copey 500 kV, es el barrage en 500 kV.
13

14 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria
15 Pública UPME 02-2013 e ISA S.A. E.S.P. deberá incluir, como mínimo y según
16 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la
17 instalación de un (1) transformador 500/220 kV – 450 MVA y su bahía correspondiente en
18 500 kV; las condiciones para acceder al espacio para la ubicación de los tableros de
19 control y protecciones de los módulos de 500 kV; el enlace al sistema de control del CND;
20 en el evento en que así se acuerde los servicios de administración y operación de los
21 activos de 500 kV; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC que no están siendo
22 remunerados actualmente. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes,
23 dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que
24 oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor de la presente Convocatoria
25 Pública, al menos en sus condiciones básicas.
26

27 **2.2.2 En la Subestación Copey 220 kV**

28
29 El propietario de la subestación existente Copey 220 kV es TRANSELCA S.A. E.S.P.

30
31 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública UPME 02-2013 en
32 la Subestación Copey 220 kV, es el barrage en 220 kV.
33

34 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria
35 Pública UPME 02-2013 y TRANSELCA S.A. E.S.P. deberá incluir, como mínimo y según
36 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la
37 instalación de una (1) bahía de transformación en 220 kV; las condiciones para acceder al
38 espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos de 220
39 kV; el enlace al sistema de control del CND; en el evento en que así se acuerde los
40 servicios de administración y operación de los activos de 220 kV; y suministro de servicios
41 auxiliares de AC y DC que no están siendo remunerados actualmente. Este contrato de

1 conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a
2 la expedición de la Resolución CREG que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del
3 Transmisor de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas.

3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

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

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

3.1 Parámetros del Sistema

22 Todos los equipos a ser suministrados por el inversionista deberán ser nuevos y cumplir
23 con las siguientes características técnicas del STN, las cuales serán verificadas por la
24 Interventoría para la UPME.

A nivel de 500 kV:

27 Tensión nominal	500 kV
28 Frecuencia asignada	60 Hz
29 Puesta a tierra	Sólida
30 Numero de fases	3
31 Servicios Auxiliares AC	120/208 V; tres fases; cuatro hilos
32 Servicios Auxiliares DC	125 V
33 Tipo de la Subestación	Convencional o GIS o un Híbrido

A nivel de 220 kV:

36 Tensión nominal	220 kV
37 Frecuencia asignada	60 Hz
38 Puesta a tierra	Sólida
39 Numero de fases	3
40 Servicios Auxiliares AC	120/208 V; tres fases; cuatro hilos
41 Servicios Auxiliares DC	125 V

1 Tipo de la Subestación Convencional o GIS o un Híbrido

2

3 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

4

5 La capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la
6 presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA tanto para 500 kV como para 220
7 kV; sin embargo, el Inversionista deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera
8 que se garantice que el nivel de corto asignado será el adecuado para los equipos
9 durante la vida útil de estos. La duración asignada al corto circuito no deberá ser inferior a
10 un segundo (1 seg). Podrá servir como referencia indicativa la información del Plan de
11 Expansión más reciente elaborado por la UPME.

12

13 **3.3 Materiales**

14

15 Todos los materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad,
16 libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser
17 tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para el
18 Proyecto, listados en la tabla No. 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de
19 producto según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista deberá presentar
20 para fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las
21 anteriores consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE
22 antes del inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará
23 sobre el Reglamento actualmente vigente.

24

25 **3.4 Efecto Corona y Radiointerferencia**

26

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

32

33 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

34

35 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista.
36 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos
37 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan
38 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del
39 Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar

1 **como Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por**
2 **parte del Interventor.**

3
4 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán
5 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos
6 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la
7 regulación vigente deberá ser certificado por el Transmisor. Copia de estos acuerdos
8 deberán entregarse al Interventor.

9
10 **3.6 Infraestructura y Módulo Común**

11
12 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo de las conexiones de
13 500 kV y 220 kV objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 02-2013, junto con los
14 espacios de acceso, vías internas y edificios según se requiera. Igualmente estarán a
15 cargo del Inversionista las vías de acceso al predio de la Subestación Copey 500/220 kV
16 y/o las adecuaciones necesarias.

17
18 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura
19 y módulo común de los nuevos módulos de 500 kV y 220 kV, es decir las obras civiles y
20 los equipos que sirven para la conexión del nuevo transformador 500/220 kV. La
21 infraestructura y módulo común, estarán conformadas como mínimo por los siguientes
22 componentes:

23
24 **Infraestructura civil:** Toda la necesaria para para integrar los nuevos módulos de 500 kV
25 y 220 kV objeto de la presente Convocatoria Pública 02-2013 a la actual Subestación
26 Copey 500/220 kV, entre otros: pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino si
27 existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la subestación y/o adecuaciones
28 de las existentes; las vías internas de acceso a los patios de conexiones y/o
29 adecuaciones de las existentes; la adecuación del terreno. Para el espacio que ocuparán
30 los nuevos módulos, incluye según se requiera modificaciones y/o ampliaciones a:
31 alcantarillado; filtros y drenajes; pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto /
32 alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior y exterior y cárcamos comunes.

33
34 **Equipos:** Todos los necesarios para integrar los nuevos módulos de 500 kV y 220 kV
35 objeto de la presente Convocatoria Pública 02-2013 a la actual Subestación Copey
36 500/220 kV, entre otros: el sistema de automatización, de gestión de medición,
37 protecciones, control y sistema de comunicaciones; materiales de malla a tierra y los
38 equipos para los servicios auxiliares AC y DC, equipos de conexión a 500 kV y 220 kV,
39 todo esto cableado y con las obras civiles asociadas.

40

1 NOTA: Está a cargo del inversionista ampliar el barraje de 500 kV con el objeto que en un
2 futuro inmediato se pueda instalar una bahía de línea a 500 kV para la interconexión con
3 la Subestación Chinú 500 kV.

4
5 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación
6 pertinente en particular el Código de Medida (Anexo de la Resolución CREG 025 de
7 1995).

8
9 **3.7 Pruebas en Fábrica**

10
11 Una vez el Inversionista haya seleccionado el equipo a utilizar deberá entregar al
12 Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en
13 el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y
14 potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no satisfagan las
15 normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del
16 Inversionista.

17
18 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales, estos deberán ser
19 sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo estipulado en la
20 norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de aceptación deberán ser
21 avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

22
23
24 **4. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN**

25
26 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

27
28 **4.1 General**

29
30 La siguiente tabla presenta las obras de 500 kV y 220 kV que son parte del Proyecto:

DESCRIPCIÓN	Subestación Copey 220 kV	Subestación Copey 500 kV
Configuración	Doble barra principal más seccionador de transferencia con interruptor de acople entre barra	Doble barra principal más seccionador de transferencia con interruptor de acople entre barra
Subestación nueva	NO	NO

DESCRIPCIÓN	Subestación Copey 220 kV	Subestación Copey 500 kV
Propietario de la subestación	TRANSELCA S.A. E.S.P.	ISA S.A. E.S.P.
Número de bahías a instalar	1	1
Transformación 500/220 kV de 450 MVA		1

En el documento **“ANÁLISIS ÁREA DE INFLUENCIA Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SEGUNDO TRANSFORMADOR 500/220 kV DE 450 MVA EN LA SUBESTACIÓN COPEY 500/220 kV OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 02 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2013”** se suministra información de referencia de tipo ambiental. El objeto de este documento es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados.

4.1.1 Predios de la Subestación Copey 500/220 kV

La subestación Copey 500/220 kV, está localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente:

Latitud: 10° 9' 31.32" N
Longitud: 73° 56' 30.92" O

Se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se debe contemplar una nueva caseta para la instalación de los tableros de protección.
- En la zona verde destinada para el Proyecto, no existe malla de puesta a tierra.
- El servicio de agua para aseo es en carrotanques y para consumo en botellones.
- El servicio de alcantarillado es con pozo séptico.
- Camino carretable de la vía principal (Ruta del Sol) a la entrada de la Subestación aprox. 3 km.
- Al interior la Subestación se encuentra el Ejército Nacional quien custodia el sector.

NOTA: Información específica referente a la Subestación Copey 500/220 kV, remitida por ISA y TRANSELCA respectivamente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME (Ver Numeral 8 del presente Anexo 1).

1
2 **4.1.2 Conexiones con equipos existentes**
3

4 El Inversionista deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente
5 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y
6 protección de las bahías de transformación en la Subestación Copey a nivel de 500 kV y
7 220 kV con la infraestructura existente en esta subestación.
8

9 **4.1.3 Servicios Auxiliares**

10
11 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la
12 ampliación de la Subestación objeto del Proyecto.
13

14 **4.1.4 Infraestructura y Módulo Común**

15
16 Como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos
17 constitutivos del módulo común como se describe en el numeral 3.6 de este Anexo No. 1.
18
19

20 **4.2 Normas para fabricación de los equipos**

21
22 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las
23 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*
24 *Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute, International*
25 *Telecomunicaciones Unión - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations*
26 *Radioélectriques – CISPR*. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a
27 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos
28 eminentemente técnicos y de calidad.
29

30 **4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

31
32 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la
33 publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de
34 acuerdo con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of
35 Substations, la de mayores exigencias. El Transmisor deberá entregar copias al
36 Interventor de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son
37 aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.
38

39 **4.4 Procedimiento General del diseño**

40
41 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 1
2 a) Inicialmente, el Inversionista preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto,
3 que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.
4

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

28
29 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la
30 Interventoría a efecto de cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME.
31 Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o
32 justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al
33 Inversionista y a la UPME si es del caso.

34
35 **Los documentos de Ingeniería de Detalle**, son los necesarios para efectuar la
36 construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir y especificar cantidades y
37 características de material a granel o accesorio e incluye todas las memorias de cálculos
38 que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se fundamentará en las
39 especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de Ingeniería Básica.

40

1 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la
2 Interventoría, quien formulará los comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si
3 es del caso.

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

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

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

17 18 **4.4.1 Estudios del Sistema**

19
20 Bajo esta actividad, el Inversionista deberá presentar al Interventor para los fines
21 pertinentes a la Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros
22 útiles para el diseño básico y detallado de las obras asociadas al Proyecto; entre todos los
23 posibles, se destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos
24 y/o memorias de cálculo:

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

- 1 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 2 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 3 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo
- 4 con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA)
- 5 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores
- 6 de fallas.

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

- 10
- 11 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 12 - Origen de los datos de entrada.
- 13 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio
- 14 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC o IEEE.
- 15 - Resultados.
- 16 - Bibliografía.

17

18 **4.4.2 Distancias de seguridad**

19

20 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los
21 lineamientos establecidos en los Artículos 13 y 29 del RETIE en su última revisión y/o
22 actualización.

23

24 **4.5 Equipos De Potencia**

25

26 **4.5.1 Transformadores de Potencia**

27

28 El Transmisor suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita
29 analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la
30 publicación IEC 60076, "Power Transformers".

31

32 Los transformadores o autotransformadores deberán estar compuestos por tres (3)
33 unidades monofásicas de 150 MVA cada una, para un total de capacidad de
34 transformación de 3x150 MVA de servicio continuo de relación 500/220/34,5 kV. La
35 capacidad total de 450 MVA, significa la potencia nominal que puede desarrollar bajo la
36 máxima etapa de enfriamiento y a las condiciones de altura sobre el nivel del mar y
37 temperatura ambiente en donde estará la subestación.

38

1 Se requiere que los transformadores tengan devanado terciario, con una capacidad
2 mínima de un tercio de la capacidad de cada uno de los otros dos devanados. El
3 devanado terciario dará las facilidades necesarias para alimentación de servicios
4 auxiliares de la subestación, como respaldo en caso de requerirse, para lo cual deben
5 suministrarse e instalarse todos los equipos necesarios para hacer uso de servicios
6 auxiliares utilizando esta fuente.

8 El suministro debe incluir una unidad monofásica 1x150 MVA para reposición, localizada
9 adecuadamente para efectuar en el menor tiempo posible la conexión cuando se requiera,
10 conjugada la localización con el adecuado arreglo de los barrajes, de tal forma que para
11 hacer uso de esta unidad de repuesto no se hagan complejas las conexiones y
12 desconexiones de las bajantes de 500 kV y 220 kV.

14 El grupo de conexión de la transformación será Ynynd.

16 Cada uno de los transformadores o autotransformadores monofásicos, considerando los
17 devanados de 500 kV y 220 kV, de acuerdo a los protocolos de fábrica respectivos,
18 deberán tener las siguientes pérdidas: En el cobre a corriente nominal, 75 grados
19 centígrados, con relación de transformación y frecuencia nominales e incluyendo la
20 potencia del sistema de servicios auxiliares para refrigeración (prueba de corto circuito) y
21 en el hierro a tensión de 1.1 p.u. y frecuencia nominal en el lado de 500 kV (prueba de
22 circuito abierto o de vacío) igual a las siguientes.

Capacidad (MVA)	Pérdida (kW) menores o iguales a	
	En el hierro	En el cobre
150	90	222

24 **Pruebas de rutina:** los transformadores de potencia deben ser sometidos a las pruebas
25 de rutina establecidos en las publicaciones IEC 60076. Copia de los respectivos
26 protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes a la Interventoría.

29 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar la
30 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores iguales o similares a
31 los incluidos en el suministro en todo de acuerdo con las publicaciones IEC 60076, si el
32 Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su
33 costa.

35 Los transformadores monofásicos objeto de esta Convocatoria Pública deben ser aptos
36 para operar en paralelo con el banco de transformadores monofásicos existentes.

- 1 Los transformadores monofásicos existentes tienen los siguientes datos de placa:
2
3 Fabricante: Siemens-Brasil
4 Año de Fabricación: 2006
5 Frecuencia: 60 Hz
6 Alta Tensión: 500000/ $\sqrt{3}$ V
7 Baja tensión: 220.000 / $\sqrt{3}$ V
8 Terciario: 34500 V
9 Capacidad de alta tensión: 90 MVA (ONAN); 120 MVA (ONAF1); 150 MVA (ONAF2)
10 Capacidad de baja tensión: 90 MVA (ONAN), 120MVA (ONAF1); 150 MVA (ONAF2)
11 Capacidad del terciario: 30 MVA (ONAN); 40 MVA (ONAF1); 50 MVA (ONAF2)
12 Impedancia: A: 500 kV
13 M: 220 kV
14 B: 34.5 kV
15 Base: 150 MVA
16 Z A/M: 11,45 %
17 Z A/B: 42,58 %
18 Z M/B: 29,62 %
19 Normas: IEC60076
20

21 Los transformadores existentes están dotados de cambiadores de derivaciones, para
22 operación manual y automática bajo carga, con un total de 23 posiciones (posición 1 a 10,
23 más 11a, 11b, 11c, más posiciones 12 a 21) de 1.25 % cada uno, con la posición 1 para la
24 máxima relación, la posición 13 para la relación nominal y la posición 21 para la mínima
25 relación.
26

27 4.5.2 Interruptores

28
29 El Inversionista suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita
30 analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la
31 publicación IEC 62271-100, "*High voltage alternating current circuit breakers*" o ANSI.
32

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

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

1
2 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
3 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o similares a
4 los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su
5 equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer
6 las respectivas pruebas a su costa.

7 8 **4.5.3 Descargadores de Sobretensión**

9
10 Los descargadores de sobretensión deben cumplir con IEC 60099-4, “*surge arrester*” o su
11 equivalente en ANSI. Los descargadores deben ser de óxido de zinc (ZnO) sin
12 explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión. Los descargadores se
13 conectarán fase a tierra.

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

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

25 26 **4.5.4 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra**

27
28 El Inversionista deberá suministrar seccionadores que cumplan con la publicación IEC
29 62271-102, “*Alternating current disconnectors and earthing switches*” o su equivalente en
30 ANSI. Los seccionadores deben ser de accionamiento manual y motorizado, tripolar. Los
31 seccionadores de puesta a tierra deben ser aptos para maniobrar las corrientes inducidas
32 por los otros circuitos.

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

38
39 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
40 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o similares
41 a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su

1 equivalente en ANSI, si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las
2 respectivas pruebas a su costa.

4 4.5.5 Transformadores de tensión

5
6 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 60186, “*voltage transformers*”, IEC
7 60358, “*Coupling capacitor and capacitor dividers*”, IEC 60044-4, “*Instrument*
8 *transformers, Measurement of partial discharges*” o su equivalente en ANSI.

9
10 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre
11 fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar
12 cargas externas adicionales. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en
13 ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución
14 CREG 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de Medida y sus
15 anexos.

16
17 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de
18 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o
19 su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser
20 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

21
22 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
23 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión
24 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC
25 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el
26 Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su
27 costa.

29 4.5.6 Transformadores de Corriente

30
31 Los transformadores de corriente deben cumplir con IEC 60044, “*Instrument*
32 *transformers*”, Parte 1, “*Current transformers*”, Parte 4, “*Measurement of partial*
33 *discharges*”, Parte 6, “*Requirements for protective current transformers for transient*
34 *performance*”, o su equivalente en ANSI.

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

39
40 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas
41 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en

1 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines
2 pertinentes de la Interventoría.
3

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

10 **4.5.7 Equipo GIS o Híbrido**

11
12 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista sea GIS (Gas Insulated Substation),
13 además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe cumplirse la siguiente
14 normatividad:

- 15 • Instrument transformer – IEC6189
- 16 • Insulation Coordination – IEC60071
- 17 • High voltage switchgear and control gear - IEC62271-203
- 18 • Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- 19 • Partial discharge measurement – IEC60270
- 20 • Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- 21 • Guide for checking SF6- IEC 60480
- 22 • Common clauses or HV switchgear and control gears standards- IEC62271-1
- 23 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions- IEC60815-1/2
- 24 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- 25 • Use and handling SF6 in HV switchgears and control gears – IEC62271-303
- 26 • Direct connection between GIS and power transformer- IEC61639

27
28 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en Pruebas de Alta
29 Tensión, pruebas mecánicas y pruebas de gas. Se deben suministrar los certificados de
30 pruebas tipo: Pruebas de alta tensión, prueba de temperatura, prueba de gas y prueba
31 sísmica.
32

34 **4.6 Equipos de Control y Protección**

36 **4.6.1 Sistemas de Protección**

37
38 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la
39 publicación IEC 60255 “*Electrical relays*”, en la IEC 60870 “*Telecontrol equipments and*
40 *systems*” y en el caso de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar

1 el formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*), recomendación
 2 IEEE C37.111 o en su defecto, el Inversionista deberá proveer el software que haga la
 3 transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con
 4 las respectivas normas equivalentes ANSI.

5
 6
 7 El Inversionista deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible en
 8 la UPME. El Interventor conceptuará para la UPME el cumplimiento de requisitos de las
 9 protecciones según CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1.

10
 11 Las nuevas bahías de transformación en 500 kV y 220 kV deben acoplarse al esquema de
 12 protección diferencial existente de barras, en la Subestación Copey.

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

22
 23 **4.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestación**

24
 25 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
 26 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 telecomandado 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	Corresponde al mando desde las

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.</p> <p>El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.</p>	<p>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>
	<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>1</p>	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.</p>
	<p>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</p>	

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.	
0	Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, etc.), por los servicios auxiliares de la subestación (208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes. Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22

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

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

- 1
2 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la
3 cual se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo,
4 protección y control. Se destacan las siguientes funciones:
5
- 6 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,
7 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
8
 - 9 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
10 ➤ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre
11 equipos vía la red.
12 ➤ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y
13 Automatización de la Subestación.
14
 - 15 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
16 funciones:
17 ➤ Gestión de las bases de datos del sistema.
18 ➤ Permitir la integración de elementos futuros.
19 ➤ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
20 ➤ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación
21 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni
22 detener el sistema.
23 ➤ Mantenimiento de cada equipo.
24 ➤ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones
25 del sistema.
26
- 27 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de subestación y/o
28 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la
29 Subestación y el CND o el centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de
30 control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista es responsable por utilizar los
31 protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos de
32 implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son
33 responsabilidad del Inversionista.
34
- 35 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
36 subestación:

- 1 - Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la Subestación.
- 2
- 3 - Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente de un reloj GPS.
- 4
- 5
- 6 - Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
- 7
- 8

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

15 **4.6.3 Medidores multifuncionales**

17 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir con 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.

24 **4.6.4 Controladores de Bahía**

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

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

- 39 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- 40 - Despliegue de alarmas.
- 41 - Despliegue de eventos.

- 1 - Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
2 - Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
3 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
4 función.
5 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

6
7 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con
8 puertos para la comunicación.

9
10 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria
11 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

12 13 **4.6.5 Controlador de los servicios auxiliares**

14
15 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.
16 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y
17 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.

18
19 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz
20 IHM y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y
21 estar sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de
22 servicios auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes
23 funcionalidades como mínimo:

- 24
25 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
26 - Despliegue de alarmas.
27 - Despliegue de eventos.
28 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
29 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
30 función.
31 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

32
33 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con
34 puertos para la comunicación.

35 36 **4.6.6 Switches**

37
38 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para
39 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes
40 requisitos:

41

- 1 - Deberán cumplir con IEEE 1613 *standard* - "error free" *networking device*.
- 2 - Deberán cumplir con IEC 61850-3 *standard for networks in substations*.
- 3 - Deberá incluir las siguientes características de red:
 - 4 • IEEE 802.1d, *message prioritization* y *rapid spanning tree* en *MAC Bridges*
 - 5 • IEEE 802.1q VLAN
- 6 - Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 7 - Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
- 8 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- 9
- 10 - En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la
- 11 más exigente.
- 12

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

17 4.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

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

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

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

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

35 4.6.7 Equipos y Sistemas de Nivel 2

37 Controlador de las nuevas bahías

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

9
10 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés
11 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la
12 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para
13 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores
14 de fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos,
15 accesorios, programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de
16 gestión de protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

17 18 **Registradores de fallas**

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

26 27 **Interfaz hombre - máquina IHM de las nuevas bahías**

28
29 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través
30 de una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo
31 SCADA. Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para
32 mostrar la información del proceso.

33
34 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos
35 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la
36 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

- 37
38 - Adquisición de datos y asignación de comandos.
39 - Autoverificación y autodiagnóstico.
40 - Comunicación con el CND.

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

21

22 **4.6.8 Requisitos de Telecomunicaciones**

23

24 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de
25 1995, en su última revisión.

26

27 **4.7 Obras Civiles**

28

29 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles asociadas a la
30 instalación de un (1) transformador 500/220 kV – 450 MVA en la Subestación Copey con
31 sus correspondientes bahías, incluyendo accesos y áreas para mantenimiento.

1
2 Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental asociadas al objeto de la
3 presente Convocatoria UPME 02-2013 en la Subestación Copey deben cumplir con los
4 requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental (PMA) del Proyecto, el cual
5 también está a cargo del Inversionista.
6

7 Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las
8 Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10.
9

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

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

24 **4.8 Malla de puesta a tierra y Apantallamiento**

25
26 En los edificios a cargo del Inversionista o en las adecuaciones al existente se deberá
27 diseñar, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la instalación de
28 puntas tipo Franklin, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la
29 construcción de la red de puesta a tierra de apantallamiento electromagnético tales como
30 bajantes, platinas de cobre, varillas de puesta a tierra y redes de tierra.
31

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

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

39
40
41

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 y los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND.

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

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

- Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de protecciones.
- Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

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

5.2. Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio

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

- Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
- Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- Diagrama Unifilar.
- Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del Proyecto.

- 1
- 2 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- 3
- 4 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- 5
- 6 - Cronograma de pruebas.
- 7
- 8 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías
- 9 con información definitiva.
- 10
- 11 - Protocolo de energización.
- 12
- 13 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- 14
- 15 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
- 16 punto de conexión.
- 17
- 18 - Carta de declaración en operación comercial.
- 19
- 20 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
- 21 actualizados por el CND.
- 22

23

24 **6. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

25

26

27 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG

28 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

29

30

31 **7. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

32

33

34 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 02-2013, como costos

35 de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital

36 en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los

37 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante

38 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información

39 deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos

40 será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.

41

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10

8. FIGURAS

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

Figura 1. Diagrama Unifilar Subestación Copey 500 kV.

Figura 2. Diagrama Unifilar Subestación Copey 220 kV.