

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 09 - 2015

(UPME 09 - 2015)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA CONEXIÓN DE LA SUBESTACIÓN CARTAGO AL
CIRCUITO SAN MARCOS – VIRGINIA 230 kV**

Bogotá D. C., septiembre de 2015

ÍNDICE

1		
2		
3		
4	1. CONSIDERACIONES GENERALES	5
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	5
6	1.2 Definiciones	6
7	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	6
8	2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones	7
9	2.1.1 Subestación Cartago 230 kV	7
10	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	7
11	2.2.1 En la Subestación Cartago 230 kV	8
12	2.2.2 En la línea San Marcos – Virginia 230 kV	8
13	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	9
14	3.1 Parámetros del Sistema	9
15	3.2 Nivel de Corto Circuito	10
16	3.3 Materiales	10
17	3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible	11
18	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	11
19	3.6 Pruebas en Fábrica	12
20	4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 kV	12
21	4.1 General	12
22	4.1.1 Líneas 230 kV.....	12
23	4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión	14
24	4.3 Longitud Aproximada de la Línea	14
25	4.4 Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas.....	15
26	4.4.1 Aislamiento	15
27	4.4.2 Conductores de Fase	15
28	4.4.3 Cable(s) de Guarda	17
29	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas	18
30	4.4.5 Transposiciones de Línea.....	18
31	4.4.6 Estructuras	19
32	4.4.7 Localización de Estructuras	19
33	4.4.8 Sistema Antivibratorio, Amortiguadores y Espaciadores - Amortiguadores	20
34	4.4.9 Cimentaciones.....	20
35	4.4.10 Señalización Aérea.....	20
36	4.4.11 Desviadores de vuelo para aves.....	21
37	4.4.12 Obras Complementarias	21
38	4.5 Informe Técnico	21
39	5. ESPECIFICACIONES DE LA SUBESTACIÓN	21
40	5.1 General	22
41	5.1.1 Predio de la subestación Cartago 230 kV	22

1	5.1.2	Espacios de Reserva.....	22
2	5.1.3	Conexiones con Equipos Existentes.....	23
3	5.1.4	Servicios Auxiliares.....	23
4	5.1.5	Infraestructura y Módulo Común.....	23
5	5.2	Normas para Fabricación de los Equipos.....	24
6	5.3	Condiciones Sísmicas de los equipos.....	25
7	5.4	Procedimiento General del Diseño.....	25
8	5.4.1	Los documentos de Ingeniería Básica.....	26
9	5.4.1.1	Memorias de cálculo electromecánicas.....	27
10	5.4.1.2	Especificaciones equipos 230 kV.....	27
11	5.4.1.3	Características técnicas de los equipos 230 kV.....	28
12	5.4.1.4	Planos electromecánicos 230 kV.....	28
13	5.4.1.5	Planos de obras civiles.....	29
14	5.4.1.6	Estudios y trabajos de campo.....	29
15	5.4.2	Los documentos de Ingeniería de Detalle.....	29
16	5.4.2.1	Cálculos detallados de obras civiles.....	30
17	5.4.2.2	Planos de obras civiles.....	31
18	5.4.2.3	Diseño detallado electromecánico.....	31
19	5.4.3	Estudios del Sistema.....	33
20	5.4.4	Distancias de Seguridad.....	35
21	5.5	Equipos de Potencia.....	35
22	5.5.1	Interruptores.....	35
23	5.5.2	Descargadores de Sobretensión.....	37
24	5.5.3	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	38
25	5.5.4	Transformadores de Tensión.....	40
26	5.5.5	Transformadores de Corriente.....	41
27	5.5.6	Equipo GIS o Híbrido.....	43
28	5.5.7	Sistema de Puesta A Tierra.....	44
29	5.5.8	Apantallamiento de la Subestación.....	44
30	5.5.9	Pruebas en Sitio para el Sistema de Puesta a Tierra.....	45
31	5.6	Equipos de Control y Protección.....	45
32	5.6.1	Sistemas de Protección.....	45
33	5.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestación.....	46
34	5.6.4	Controladores de Bahía.....	50
35	5.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	51
36	5.6.6	Switches.....	52
37	5.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	53
38	5.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	53
39	5.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	55
40	5.7	Obras Civiles.....	55
41	5.8	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento.....	56

1	6	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	56
2	6.1	Pruebas y Puesta en Servicio	57
3	6.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio	57
4	7	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	58
5	8	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	58
6	9	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	59
7	10	FIGURAS	59
8			

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 09 – 2015.

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. 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

De acuerdo con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Resolución MME 90708 de agosto de 2013, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto será obligatorio que se deba contar con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente competentes para

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

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

13 **1.2 Definiciones**

14

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

19 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

20

21 Consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, operación y
22 mantenimiento de las obras asociadas al Proyecto reconfiguración enlace San Marcos –
23 Virginia 230 kV en San Marcos 230 kV - Cartago y Cartago – Virginia 230 kV, definido en el
24 “Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2014-2028” adoptado
25 mediante Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40029 de enero 9 de 2015, el cual
26 comprende:
27

- 28 i. Suministro, construcción e instalación de dos (2) bahías de línea en la existente
29 Subestación Cartago ubicada al sur del casco urbano del Municipio de Cartago – Valle
30 del Cauca.
31
- 32 ii. Suministro, construcción e instalación de dos (2) circuitos 230 kV con una longitud
33 aproximada de 1 km, desde la existente Subestación Cartago 230 kV hasta interceptar
34 la línea de transmisión existente San Marcos – Virginia 230 kV, para reconfigurarla en
35 la línea San Marcos – Cartago 230 kV y la línea Cartago – Virginia 230 kV.
36
37

38 **NOTAS:**

39

- 40 1. Diagramas unifilares de Subestaciones a intervenir por motivo de la presente
41 Convocatoria Pública hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado,

1 buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar el
 2 diagrama unifilar previa revisión y concepto del Interventor, y aprobación por parte
 3 de la UPME. Si la propuesta de modificación presentada afecta a terceros, deberán
 4 establecerse acuerdos previos a la solicitud.

- 5
 6 2. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra
 7 del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas
 8 SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo
 9 con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en
 10 los DSI, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás
 11 requisitos establecidos en los DSI.

12
 13 **2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones**

14
 15 **2.1.1 Subestación Cartago 230 kV**

16
 17 Las obras en la Subestación Cartago 230 kV, a cargo del Transmisor, consisten en la
 18 selección y adquisición del lote, el diseño y la construcción de dos (2) nuevas bahías de
 19 línea a 230 kV. Las mencionadas obras incluyen, como mínimo, los siguientes equipos:
 20

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN CARTAGO 230 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración Doble Barra más seccionador de By Pass.	2
2	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

21
 22 Las bahías deberán mantener la configuración de la Subestación Cartago 230 kV, la cual
 23 es Barra doble + By Pass. El diagrama unifilar de la Subestación Cartago 230 kV se muestra
 24 en la Figura 1.

25
 26 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de línea, en
 27 funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la
 28 infraestructura existente en la Subestación Cartago 230 kV y en el otro extremo de las
 29 Líneas de Transmisión Asociadas.

30
 31 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

32
 33 El Transmisor, deberá garantizar el terreno necesario para la construcción del Proyecto
 34 descrito en el Numeral 2. Además deberá tener en cuenta lo definido en el Código de
 35 Conexión (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes

1 consideraciones en cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer
2 un contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los activos relacionados.

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

8 9 **2.2.1 En la Subestación Cartago 230 kV**

10 El propietario de la Subestación Cartago 230 kV es EPSA S.A. E.S.P.

11
12
13 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública UPME 09 - 2015 en
14 la Subestación Cartago 230 kV, es el barraje 230 kV.

15
16 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública
17 UPME 09 - 2015 y EPSA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según
18 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la
19 ubicación de las obras descritas en el Numeral 2; el espacio en la casa de control y/o
20 construcciones necesarias para su ampliación y espacio para la ubicación de los tableros
21 de control y protecciones de los módulos de 230 kV; enlace al sistema de control del CND;
22 y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Este contrato de conexión deberá estar
23 firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la
24 Resolución CREG que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor
25 adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas
26 (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras y condiciones para acceder
27 al mismo, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión, duración del
28 contrato, etc) , lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las
29 partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la
30 modificación de la fecha de firma del contrato de conexión

31 32 **2.2.2 En la línea San Marcos – Virginia 230 kV**

33
34 El responsable de la línea de transmisión San Marcos – Virginia 230 kV es la
35 INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.

36
37 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública UPME 09 - 2015 es
38 el punto, o puntos, de seccionamiento del circuito San Marcos – Virginia 230 kV.

39
40 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública
41 UPME y el responsable de la línea deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda,

1 todo lo relacionado con cambios o ajustes de cualquier índole, generados por el presente
2 Proyecto, que deban hacerse en las Subestaciones existentes en los extremos de la línea,
3 garantizando entre otros, la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones, control y
4 protecciones de las bahías de línea. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las
5 partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG
6 que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Inversionista de la presente Convocatoria
7 Pública, al menos en sus condiciones básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se
8 realizarán las obras y condiciones para acceder al mismo, obligaciones de las partes para
9 la construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto
10 en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán
11 solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del
12 contrato de conexión.

13
14 Se deberá tener en cuenta que INTERCOLOMBIA S.A E.S.P., tiene construido un tramo de
15 6 torres desde la línea San Marcos – Virginia 230 kV en dirección a la Subestación Cartago
16 230 kV, el cual podrá ser utilizado por el Inversionista para las obras objeto de la presente
17 Convocatoria. En el evento que el Inversionista decida utilizar dicha infraestructura deberá
18 considerar, entre otros, los costos indicados por INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P, en el
19 numeral 2 de la comunicación con radicado UPME 20151260016552 del 23 de abril de
20 2015.

21 22 23 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

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

32
33 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de
34 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

35 36 **3.1 Parámetros del Sistema**

37
38 Todos los equipos a ser suministrados por el inversionista deberán ser nuevos y cumplir
39 con las siguientes características técnicas del STN, las cuales serán verificadas por la
40 Interventoría para la UPME.

1 **Generales:**

2 Tensión nominal	230 kV
3 Frecuencia asignada	60 Hz
4 Puesta a tierra	Sólida
5 Numero de fases	3

6
 7 **Subestaciones 230 kV:**

8 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
9 Servicios Auxiliares DC	125V
10 Tipo de las Subestaciones	Convencional o GIS o Híbrido

11
 12 **Líneas de transmisión a 230 kV:**

13 Tipo de línea y estructuras:	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o estructuras compactas y/o subterráneas
14 Circuitos por torre:	Uno (1) o dos (2) según diseño. Se podrán compartir estructuras de soporte con infraestructura existente.
15 Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
16 Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

17
 18
 19
 20 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

21
 22 El Transmisor deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que
 23 el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás elementos de
 24 líneas y subestaciones será el adecuado durante la vida útil de estos, no obstante, la
 25 capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la presente
 26 Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA. Para esta determinación podrá servir como
 27 referencia indicativa la información del Plan de Expansión más reciente elaborado por la
 28 UPME o publicaciones realizadas por la UPME sobre estas características del STN. La
 29 duración asignada al corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos
 30 para interrupción de las fallas.
 31

32 **3.3 Materiales**

33
 34 Todos los materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad, de
 35 última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de fabricación, libres de
 36 defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser tales que
 37 se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para el Proyecto, listados
 38 en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto según el numeral 2.3
 39 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista deberá presentar para fines pertinentes al
 40 Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores consideraciones. En el
 41 caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del inicio de los diseños y de

1 la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el Reglamento actualmente
2 vigente.

3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible

3
4
5
6 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo
7 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en
8 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista deberá presentar al
9 Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o reportes
10 de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.

11
12 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima de:
13 a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen tiempo
14 y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen
15 tiempo.

16
17 En cuanto a ruido audible generado por la línea, deberá limitarse a los estándares máximos
18 permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución 0627 de 2006 (Abril
19 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio de Ambiente
20 y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión

21
22
23 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista. Se
24 debe considerar lo establecido en capítulo X de la Ley 143 de 1994, en especial los artículos
25 52 y 53.

26
27
28 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos
29 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan
30 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del
31 Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar como
32 Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por parte del
33 Interventor.

34
35 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán
36 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos
37 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la
38 regulación vigente deberá ser certificado por el Transmisor. Copia de estos acuerdos
39 deberán entregarse al Interventor.

40

1 **3.6 Pruebas en Fábrica**

2
 3 Una vez el Inversionista haya seleccionado los equipos a utilizar deberá entregar al
 4 Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en
 5 el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y
 6 potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no satisfagan las normas
 7 aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del
 8 Inversionista.

9
 10 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de líneas y Subestación,
 11 estos deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo
 12 estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de
 13 aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

14
 15
 16 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 kV**

17
 18
 19 **4.1 General**

20
 21 Las especificaciones de diseño, suministro y construcción de esta línea de conexión serán
 22 básicamente las mismas del diseño de la Línea San Marcos – Virginia 230 kV excepto en
 23 los casos en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño hubiere
 24 cambiado y sea ahora más severa o restrictiva. En estos casos, deberán aplicarse las
 25 normas vigentes.

26
 27 **4.1.1 Líneas 230 kV**

28
 29 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas mínimas para las nuevas
 30 líneas de 230 kV que el Inversionista deberá revisar y ajustar una vez haya hecho el análisis
 31 comparativo de las normas:
 32

LÍNEAS de 230 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica		kV	230
2	Frecuencia nominal		Hz	60
3	Número de circuitos	Numeral 3.1	Unidad	-
4	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2	Unidad	-
5	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	Unidad	-

LÍNEAS de 230 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
6	Altura promedio sobre el nivel del mar (línea San Marcos – Virginia 230 kV)	En función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista	msnm	Entre 900 y 1300
7	Distancias de seguridad	Código de Redes o RETIE según aplique		
8	Ancho de servidumbre	Código de Redes o RETIE según aplique		
9	Máximo campo eléctrico e interferencia	Código de Redes o RETIE según aplique		
10	Contaminación	Debe verificar la presencia en el aire de partículas que pueda tener importancia en el diseño del aislamiento	g/cm ²	
11	Conductores de fase	Numeral 4.4.2		
12	Cables de guarda	Numeral 4.4.3		
13	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique		
14	Estructuras	Numeral 4.4.6		
15	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique		
16	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique		
17	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique		
18	Diseño aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique		
10	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
20	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
21	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique		
22	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique		

1

1 En cualquier caso se deberá dar cumplimiento al Código de Redes (Resolución CREG 025
 2 de 1995 con sus anexos, incluyendo todas sus modificaciones) y al RETIE (Reglamento
 3 Técnico de Instalaciones Eléctricas en su versión vigente).

4
 5 NOTA: Información referente a la línea existente San Marcos – Virginia 230 kV, recopilada
 6 por la UPME será suministrada conforme el Numeral 9 del presente Anexo 1.
 7

8 **4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión**

9
 10 La selección de la ruta de la línea de transmisión objeto de la presente Convocatoria Pública
 11 UPME, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto, a efectos de definir
 12 las rutas de las líneas a 230 kV, será el Inversionista el responsable de realizar
 13 investigaciones detalladas y consultas a las autoridades ambientales, a las autoridades
 14 nacionales, regionales y locales los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se
 15 puedan ver afectados, a las autoridades que determinan las restricciones para la
 16 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
 17 restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos
 18 y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias
 19 y/o restricciones de orden nacional, regional o local.
 20

21 En el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS**
 22 **TEMPRANAS PROYECTO CONEXIÓN DE LA SUBESTACIÓN CARTAGO AL CIRCUITO**
 23 **SAN MARCOS – VIRGINIA 230 kV, OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME**
 24 **09 – 2015”** se suministra información de referencia. El objeto de este documento es
 25 identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones ambientales,
 26 constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados, sin pretender
 27 determinar o definir rutas. Es responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad
 28 los riesgos inherentes del Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus
 29 propios estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras.
 30

31 **4.3 Longitud Aproximada de la Línea**

32
 33 La longitud anunciada en este documento es de referencia y está basada en estimativos
 34 preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para efectos
 35 de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones,
 36 análisis y consideraciones.
 37

Circuito	Tensión	Longitud Aproximada
S/E Cartago – Conexión a la Línea San Marcos - Virginia 230 kV	230 kV	1 km?

1 Nota: El km de longitud aproximado es un valor referencia medido desde la SE y un punto
2 existente de la línea.

3 **4.4 Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas**

4
5 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del
6 Proyecto son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de Selección
7 del Inversionista – DSI, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y
8 actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE (Resolución MME 90708
9 de agosto de 2013 y actualizaciones posteriores previas al diseño y construcción de la
10 línea).

11
12 Para el caso de la reconfiguración de líneas de transmisión, las especificaciones de diseño
13 deben ser las mismas del diseño de la existente línea de transmisión, excepto en los casos
14 en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño hubiere cambiado y sea
15 ahora más severa o restrictiva. El Inversionista tendrá que recopilar al detalle todas las
16 características del diseño original de la línea existente y confrontarlas con la normatividad
17 actual.

18
19 El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor
20 cumplan con las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.

21 **4.4.1 Aislamiento**

22
23 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de
24 contaminación en la zona en la que se construirán las líneas, la nueva subestación y/o las
25 obras en las subestaciones existentes y, con base en ello, hacer el diseño del aislamiento
26 de las líneas, los equipos de las subestaciones, y la coordinación de aislamiento, teniendo
27 en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en las líneas por las
28 descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en particular el cierre y
29 apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos desconectados del sistema,
30 considerando que en estado estacionario las tensiones en las barras de 230 kV no deben
31 ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal y que los elementos del
32 sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas de crecimiento.

33
34 De acuerdo con la Resolución CREG 098 de 2000 se considera como parámetro de diseño
35 un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea / año ante descargas
36 eléctricas atmosféricas, una (1) falla por cada 100 operaciones de maniobra de la línea y
37 servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.

38 **4.4.2 Conductores de Fase**

39
40
41

1 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características propias
2 de la ruta y el lugar donde el Proyecto operará, no obstante, será responsabilidad del
3 Inversionista su verificación. El Interventor informará a la UPME si el diseño realizado por
4 el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores límites
5 establecidos.

6
7 El conductor de fase de los circuitos de 230 kV será el mismo conductor instalado en la
8 línea San Marcos - Virginia 230 kV o será un conductor de igual o menor resistencia óhmica
9 DC a 20° C y de igual o mayor capacidad de corriente.

10
11 En el caso de conductores en haz, la resistencia DC a 20°C por conductor de fase
12 corresponderá a la resistencia en paralelo de los cables sub-conductores de cada fase, y
13 las reconfiguraciones deberán tener el mismo número de sub-conductores por haz de la
14 existente línea y la separación entre sub-conductores del haz deberá ser de 457,2 mm.

15
16 El Inversionista deberá garantizar los valores de capacidad de corriente y resistencia tanto
17 en los tramos aéreos como en los subterráneos de implementarlos.

18
19 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder
20 el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

21
22 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia
23 establecidas en la normatividad aplicable.

24
25 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.3 del Artículo 14 del RETIE, los valores
26 máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético
27 son los indicados en la Tabla 14.1 del RETIE, donde el público o una persona en particular
28 pueden estar expuestos durante varias horas.

29
30 De presentarse características en el ambiente que tuviere efecto sobre el aislamiento,
31 deberá tenerse en cuenta para el diseño de aislamiento y si tuviere efecto corrosivo, los
32 conductores, en ese tramo por lo menos, deberán ser de tipo ACAR o AAAC, con hilos de
33 aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima,
34 resistencia óhmica máxima, radio-interferencia y ruido audible especificados o establecidas
35 en la normatividad aplicable. El Inversionista deberá informar a la Interventoría su decisión
36 sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.

37
38 A título informativo, conductor de fase en la existente línea San Marcos – Virginia 230 kV
39 es ACSR Rail 954 kCM (45/7) en haz de 2 sub-conductores por fase.

40

1 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

2
3 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista y
4 aplican solo para cables de guarda de los circuitos que se instalarán en el desarrollo de la
5 presente Convocatoria Pública.

6
7 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda
8 convencionales y/u OPGW. Al menos uno de los cables de guarda deberá ser OPGW, con
9 la única excepción de líneas a reconfigurar que no tengan instalados cables con fibra óptica.

10
11 El o los cables de guarda a instalar deberá soportar el impacto directo de las descargas
12 eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea, garantizando el criterio de
13 comportamiento indicado en el diseño del aislamiento. El incremento de temperatura del
14 cable o cables de guarda a ser instalado deberán soportar las corrientes de corto circuito
15 monofásico de la línea que circulen por ellos.

16
17 De presentarse características en el ambiente con efecto corrosivo, los cables de guarda
18 no deberán contener hilos o núcleos en acero galvanizado y deberá ser del tipo Alumoweld
19 o de otro material resistente a la corrosión, que cumpla con las especificaciones técnicas y
20 los propósitos de un cable de guarda convencional desde el punto de vista de su
21 comportamiento frente a descargas atmosféricas y capacidad para soportar las corrientes
22 de corto circuito.

23
24 De acuerdo con lo informado por INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. los cables de guarda
25 actualmente instalados en la línea –San Marcos – Virginia 230 kV corresponden a los
26 conductores:

27
28 Lado Izquierdo: OPGW AGJ PIRELLI 48FO \varnothing m.16.1 mm
29 Lado Derecho: ACSR (HS) MINORCA 12/7.

30
31 En consecuencia, los cables a instalar en la conexión deberán tener características técnicas
32 iguales o superiores a las de los cables existentes.

33
34 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda,
35 no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

36
37 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor cumpla
38 con las normas técnicas aplicables.

39
40 En el evento de que el Inversionista decida usar alguna o todas las Líneas objeto de la
41 presente Convocatoria pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por fibra

1 óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas del
2 cable de guarda e informar de ellos al Interventor.

4 4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas

6 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del
7 sitio de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas,
8 considerando además el comportamiento del aislamiento ante descargas atmosféricas.

10 Con base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que
11 fluye a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra tal
12 que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación IEEE 80 y con
13 lo establecido en el Artículo 15 del RETIE en su última revisión. La medición de las
14 tensiones de paso y contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en
15 servicio de la línea, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del RETIE
16 y específicamente con lo establecido en el numeral 15.5.3., o el numeral aplicable si la
17 norma ha sido objeto de actualización.

19 El Transmisor debe determinar en su diseño, los materiales que utilizará en la ejecución de
20 las puestas a tierra de las estructuras de la línea teniendo en cuenta la vida útil, la frecuencia
21 de las inspecciones y mantenimientos, la posibilidad del robo de los elementos de cobre,
22 así como la corrosividad de los suelos del sitio de cada torre. No obstante, en cualquier
23 caso deberá cumplirse con lo estipulado en el RETIE, en particular con el numeral 15.3
24 “MATERIALES DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA” o el numeral aplicable si la
25 norma ha sido objeto de actualización.

27 Los conectores a utilizar deberán contar con certificado de producto donde debe ser claro
28 si son adecuados para enterramiento directo.

4.4.5 Transposiciones de Línea

32 El Inversionista deberá analizar la necesidad de implementar transposiciones de línea para
33 mantener los niveles de desbalance exigidos por la normatividad aplicable para ello,
34 considerando incluso la posibilidad de implementar ajustes o modificaciones sobre la
35 infraestructura actual o reubicaciones necesarias para el cumplimiento de tal propósito.

37 El Transmisor deberá calcular los desbalances en las fases y asegurar que cumplan con la
38 norma técnica aplicable para ello, *IEC 1000-3-6 o equivalente*, lo cual deberá soportar y
39 poner en consideración del Interventor. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo de
40 todos los costos asociados. En general, la implementación física de la solución hace parte
41 del presente Proyecto.

1
2 Las transposiciones se podrán localizar a un sexto (1/6), a tres sextos (3/6) y a cinco sextos
3 (5/6) de la longitud total de la línea correspondiente.

4 5 **4.4.6 Estructuras**

6
7 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar considerando la
8 combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de sobretensiones debidas
9 a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las sobretensiones de
10 frecuencia industrial.

11
12 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto-soportadas. Solo en ocasiones
13 excepcionales se podrán considerar estructuras para situaciones especiales, que requieran
14 apoyos externos, tales situaciones especiales y las condiciones de diseño deberán
15 garantizar la estabilidad de la línea y deben ser justificadas al Interventor, no obstante su
16 uso estará condicionado al concepto del Interventor y pronunciamiento por parte de la
17 UPME. En cualquier caso, las estructuras no deberán requerir para su montaje el uso de
18 grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Inversionista podrá hacer uso de estos
19 recursos para su montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser montadas sin
20 el concurso de este tipo de recursos.

21
22 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las
23 hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para
24 cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la metodología
25 establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for Electrical*
26 *Transmission Line Structural Loading - Practice 74*". La definición del vano peso máximo y
27 del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será establecido a partir de los resultados
28 del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo lo
29 establecido por el ASCE en la última revisión de la norma ASCE STANDARD 10 "*Design of*
30 *Latticed Steel Transmission Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de
31 cargas evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo que los
32 que se obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE. Si ello
33 resultara así, primarán estas últimas.

34 35 **4.4.7 Localización de Estructuras**

36
37 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad
38 entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a peatones y las
39 distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos, líneas de
40 transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en metros. La
41 temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la correspondiente a las

1 condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante toda la vida útil del
2 Proyecto según el RETIE.

4 4.4.8 Sistema Antivibratorio, Amortiguadores y Espaciadores - Amortiguadores

6 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección anti-
7 vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los espaciadores - amortiguadores
8 deben ser adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de
9 frecuencias de 10 Hz a 100 Hz, tal como lo establece el Código de Redes (Resolución
10 CREG 025 de 1995 y sus modificaciones). El Inversionista determinará los sitios de
11 colocación, a lo largo de cada vano, de los espaciadores - amortiguadores de tal manera
12 que la amortiguación de las fases sea efectiva. Copia del estudio de amortiguamiento será
13 entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.

15 En los cables de guarda y conductores sencillos los amortiguadores serán del tipo
16 "stockbridege" y su colocación medida desde la boca de la grapa y entre amortiguadores
17 será la que determine el estudio de amortiguamiento que haga el Inversionista, copia del
18 cual le será entregada al Interventor.

20 4.4.9 Cimentaciones

22 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo
23 de las cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG
24 098 de 2000, numeral 2.7., o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de las
25 obras. Los diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión deben
26 hacerse considerando los resultados de los estudios de suelos que mandatoriamente debe
27 adelantar el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas a nivel de cimentación
28 más críticas que se calculen a partir de las cargas mostradas en los árboles de cargas de
29 diseño de cada tipo de estructura.

31 4.4.10 Señalización Aérea

33 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil, las Empresas
34 Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, con la Armada Nacional,
35 u otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito de aeronaves
36 particulares o militares que hagan imperioso que la línea lleve algún tipo de señales que
37 impidan accidentes por la carencia de ellos.

39 Se mencionan en su orden: la pintura de las estructuras según norma de Aerocivil; balizas
40 de señalización aérea ubicadas en el cable de guarda en vanos específicos y/o faros
41 centelleantes en torres en casos más severos.

1
2 **4.4.11 Desviadores de vuelo para aves**

3
4 Es responsabilidad del Inversionista identificar la necesidad de instalar desviadores de
5 vuelo para aves.
6

7 **4.4.12 Obras Complementarias**

8
9 El Interventor informará a la UPME acerca del cumplimiento de requisitos técnicos del
10 diseño y construcción de todas las obras civiles que garanticen la estabilidad de los sitios
11 de torre, protegiendo taludes, encauzando aguas, etc., tales como muros de contención,
12 tablestacados o trinchos, cunetas, filtros, obras de mitigación, control de efectos
13 ambientales y demás obras que se requieran.
14

15 **4.5 Informe Técnico**

16
17 De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o como
18 se establezca en resoluciones posteriores a esta, el Interventor verificará que el Transmisor
19 suministre los siguientes documentos técnicos durante las respectivas etapas de
20 construcción de las líneas de transmisión del Proyecto:
21

- 22 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de
23 2000.
- 24 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de
25 2000.
- 26 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo
27 con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 28 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
29
- 30 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la
31 Resolución CREG 098 de 2000.
32
- 33 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098
34 de 2000.
35
- 36 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098
37 de 2000.
38

39
40 **5. ESPECIFICACIONES DE LA SUBESTACIÓN**
41

1 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

2

3 **5.1 General**

4

5 La siguiente tabla presenta las características de la Subestación y la infraestructura que
 6 hace parte del proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública:

7

DESCRIPCIÓN	CARTAGO230 kV
Configuración	Barra Doble + By Pass
Subestación nueva	NO
Propietario de la subestación.	Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. - EPSA
Número de bahías de línea a instalar	2

8

9 NOTA: Información referente a la Subestación existente Cartago 230 kV, recopilada por la
 10 UPME será suministrada conforme el Numeral 9 del presente Anexo 1.

11

12 **5.1.1 Predio de la subestación Cartago 230 kV**

13

14 La subestación existente Cartago 230 kV se encuentra localizada en las siguientes
 15 coordenadas aproximadamente, información que deberá verificar el Interesado:

16

17 Latitud: 4° 43' 45.59" N
 18 Longitud: 75° 54' 34.44" O

19

20 De acuerdo a lo informado por el propietario de la SE CARTAGO, EPSA E.S.P, el terreno
 21 de la SE es propiedad del municipio de Cartago.

22

23 **5.1.2 Espacios de Reserva**

24

25 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva para futuras
 26 ampliaciones.

27

28 Se debe garantizar que los espacios de reserva existentes en la Subestación Cartago,
 29 diferentes a los que se utilizarán para la presente Convocatoria Pública, no se verán
 30 afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones,
 31 etc.) objeto de la presente Convocatoria Pública.

1
2
3 **5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes**
4

5 El Inversionista deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente
6 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y
7 protección de las nuevas bahías de la Subestación Cartago 230 kV, con la infraestructura
8 existente Cartago 230 kV como en las Subestaciones San Marcos y Virginia a 230 kV que
9 son los extremos de la línea a reconfigurar.

10
11 Cuando el Inversionista considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
12 existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el
13 responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en
14 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor.

15
16 **5.1.4 Servicios Auxiliares**
17

18 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para el
19 Proyecto objeto de la presente Convocatoria. Los siguientes son los niveles de tensión a
20 utilizar en los servicios auxiliares a instalar:

21
22 Servicios auxiliares AC 120/208V, tres fases, cuatro hilos.
23 Servicios Auxiliares DC 125V
24

25 **5.1.5 Infraestructura y Módulo Común**
26

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

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

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

1 infraestructura y módulo común, estarán conformados como mínimo por los siguientes
2 componentes:

3
4 **Infraestructura civil:** Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino
5 si existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la subestación y/o adecuación de
6 las existentes; las vías internas de acceso a los patios de conexiones y/o adecuación de las
7 existentes; la adecuación del terreno; y en general, todas aquellas obras civiles necesarias
8 (incluyendo, entre otros, construcción, modificaciones y/o ampliaciones a alcantarillado,
9 filtros y drenajes, pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto/alcantarillados vecinos,
10 alumbrado interior y exterior, cárcamos comunes, etc.) para las obras descritas en el
11 Numeral 2 del presente Anexo 1.

12
13 **Equipos:** Todos los necesarios para las obras descritas en el Numeral 2 del presente Anexo
14 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de gestión de medición, de
15 protecciones, control y el sistema de comunicaciones, los materiales de la malla de puesta
16 a tierra y los equipos para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo
17 el cableado necesario y las obras civiles asociadas.

18
19 La Interventoría analizará todas las previsiones que faciliten la evolución de las obras
20 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1, e informará a la UPME el resultado de su
21 análisis.

22
23 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación
24 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que
25 la modifique o sustituya).

26
27 Para la instalación de las bahías de línea en la subestación Cartago 230 kV se deberá tener
28 en cuenta que se utilizará un terreno disponible en subestación existente. Será
29 responsabilidad del Inversionista enterarse de las facilidades y de los requerimientos para
30 los servicios auxiliares, obras civiles y ampliación de la malla de puesta a tierra. Igualmente
31 deberá respetar las disposiciones actuales de equipos y mantener los arreglos y
32 configuraciones existentes, en principio deberá suministrar todos los equipos y elementos
33 requeridos para la operación óptima y segura de la ampliación a realizar.

34 35 36 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

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

1 Radioeléctriques – CISPR. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a
2 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos
3 eminentemente técnicos y de calidad.

4 5 **5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

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

13 14 **5.4 Procedimiento General del Diseño**

15
16 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

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

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

40

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

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

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

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

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

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

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

33
34 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista y
35 entregada a la Interventoría para revisión.

36 37 **5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

38
39 Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el
40 dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de equipos;
41 especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la

1 implantación física de las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del
2 Proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las
3 memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.

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

12
13 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería Básica:

14 15 **5.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

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

31 32 **5.4.1.2 Especificaciones equipos 230 kV**

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

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

10 **5.4.1.3 Características técnicas de los equipos 230 kV**

- 11
- 12 • Características técnicas, equipos 230 kV.
- 13 - Interruptores 230 kV
- 14 - Seccionadores 230 kV.
- 15 - Transformadores de corriente 230 kV.
- 16 - Transformadores de tensión 230 kV.
- 17 - Descargadores de sobretensión 230 kV.
- 18 - Aisladores y cadenas de aisladores 230 kV.
- 19 • Dimensiones de equipos.
- 20 • Características técnicas, cables de fuerza y control.
- 21 • Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones
- 22 • Características técnicas, sistema de automatización y control.
- 23 • Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- 24 • Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares ac/dc.
- 25 • Características técnicas, cables desnudo para interconexión de equipos y
- 26 barrajes.
- 27

28 **5.4.1.4 Planos electromecánicos 230 kV**

- 29
- 30 • Diagrama unifilar de la subestación
- 31 • Diagrama unifilar con características de equipos
- 32 • Diagrama unifilar de protecciones.
- 33 • Diagrama unifilar de medidas.
- 34 • Diagrama unifilar servicios auxiliares ac
- 35 • Diagrama unifilar servicios auxiliares dc.
- 36 • Arquitectura sistema de control de la subestación.
- 37 • Planimetría del sistema de apantallamiento
- 38 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 39 • Planos en planta de ubicación de equipos 230 kV.

- 1 • Planos vista en cortes de equipos 230 kV.
- 2 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 3 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 4 • Planimetría del sistema de apantallamiento.
- 5 • Planos de ruta de bandejas portacables, cárcamos y tuberías.
- 6 • Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.

5.4.1.5 Planos de obras civiles

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

5.4.1.6 Estudios y trabajos de campo

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

5.4.2 Los documentos de Ingeniería de Detalle

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

1
2 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle (y toda la información necesaria, aunque
3 ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo establecido en
4 las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de
5 instalaciones) serán objeto de revisión por parte de la Interventoría, quien formulará los
6 comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si es del caso.

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

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

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

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

22 23 **5.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles**

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

- Memoria de cálculo sistema de acueducto.

5.4.2.2 Planos de obras civiles

- Planos para construcción de bases para equipos
- Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras soporte para equipos y pórticos a 230 kV.
- Planos para construcción de cimentaciones para equipos y transformador de potencia.
- Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
- Planos para construcción de acabados exteriores
- Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
- Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de tableros, equipos y canales interiores.
- Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- Planos para construcción de vías

5.4.2.3 Diseño detallado electromecánico

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

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

a. Sistema de Puesta a Tierra:

- Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos y estructuras.
- Lista de materiales referenciados sobre planos.
- Plano de conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.
- Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.
- Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el RETIE.

- 1 • Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el RETIE.
2
3 **b. Equipos principales:**
4
5 • Equipos de patio: disposición general de la planta y cortes del patio de conexiones,
6 incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.
7 • Peso de cada uno de los equipos y localización del centro de masa con relación al
8 nivel rasante del patio.
9 • Características geométricas de equipos y peso de los soportes de equipos,
10 sistemas de anclaje.
11 • Diseño de las cimentaciones de los equipos de patio.
12 • Dimensiones requeridas para canales de cables de potencia y cables de control.
13 Diseño civil de los canales de cables.
14 • Diseño geométrico y sistemas de fijación de las bandejas portacables y de ductos
15 para cables entre los equipos y las bandejas.
16 • Localización, geometría y sistemas de anclaje de los gabinetes de conexión.
17
18 **c. Equipos de patio 230 kV:**
19
20 • Para equipos de corte, transformadores de medida, descargadores de
21 sobretensión.
22 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc, hasta borneras
23 de interconexión.
24 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.
25 - Placas de características técnicas.
26 - Información técnica complementaria y catálogos.
27 - Manuales detallados para montaje de los equipos.
28 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.
29 - Protocolo de pruebas en fábrica.
30 - Procedimiento para pruebas en sitio.
31
32 **d. Para tableros:**
33
34 • Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de c.a. y c.c.
35 • Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de
36 control, señalización y protección.
37 • Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc.,
38 que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y catálogos
39 respectivos con indicación clara del equipo suministrado.
40 • Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.

- 1 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.
- 2 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida,
- 3 telecontrol y teleprotección, incluyendo.
- 4 - Diagramas de principio y unifilares
- 5 - Diagramas de circuito
- 6 - Diagramas de localización exterior e interior.
- 7 - Tablas de cableado interno y externo.
- 8 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.
- 9 - Diagramas de principio
- 10 - El contratista debe entregar como mínimo, los siguientes diagramas de
- 11 principio:
- 12 ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
- 13 ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.
- 14 ▪ Diagramas de medición de energía.
- 15 ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.
- 16 ▪ Diagramas de comunicaciones.
- 17 • Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la subestación.
- 18 • Listado de cables y borneras.
- 19 • Planos de interfase con equipos existentes.
- 20 • Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,
- 21 señalización y alarmas.
- 22
- 23 **e. Reportes de pruebas:**
- 24
- 25 • Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última
- 26 prueba, el transmisor deberá suministrar a la interventoría dos (2) copias que
- 27 contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de fábrica
- 28 por cada uno de los aparatos y equipos suministrados.
- 29 • Las instrucciones deberán estar en idioma español.
- 30

31 **5.4.3 Estudios del Sistema**

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

- 37
- 38
- 39 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
- 40 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos
- 41 y de resistividad.

- 1
- 2 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 3
- 4 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
- 5 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 6
- 7 - Estudios de coordinación de protecciones.
- 8
- 9 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y
- 10 distancias eléctricas.
- 11
- 12 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo
- 13 y a corto circuito.
- 14
- 15 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores
- 16 aislados.
- 17
- 18 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 19
- 20 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 21
- 22 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 23
- 24 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 25
- 26 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con
- 27 el Estudio de Impacto Ambiental (EIA)
- 28
- 29 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores
- 30 de fallas.
- 31
- 32 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar
- 33 como mínimo los siguientes aspectos:
- 34
- 35 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 36
- 37 - Origen de los datos de entrada.
- 38
- 39 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio
- 40 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
- 41

1 - Resultados.

2 - Bibliografía.

5.4.4 Distancias de Seguridad

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

5.5 Equipos de Potencia

5.5.1 Interruptores

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

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

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

Los interruptores de potencia a 230 kV a suministrar deberán cumplir como mínimo con las siguientes características técnicas:

Ítem	Interruptores de Potencia	Característica Garantizada
1	Norma de fabricación	IEC 62271-100, o ANSI equivalente
2	Tensión nominal de operación	230 kV
3	Tensión máxima de operación	245 kV
4	Corriente nominal de operación	1600 A
5	Corriente de corto-circuito, 1seg.	40 kA
6	Nivel básico de Aislamiento	1050 kV
7	Mecanismo de operación	A resorte
8	Tipo de operación y accionamiento	Monopolar y tripolar
9	Medio de extinción del arco	SF6

Ítem	Interruptores de Potencia	Característica Garantizada
10	Secuencia de maniobras de recierre asignada	O-0,3s-CO-3min-CO
11	Número de bobinas de apertura por mecanismo	2
12	Número de bobinas de cierre por mecanismo	1
13	Línea de fuga mínima, fase- tierra	25 mm/kV

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

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

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

Pruebas en Sitio: Como mínimo se deben efectuar las siguientes pruebas en sitio para los Interruptores de Potencia a 230 kV:

- Inspección visual.
- Inspección y verificación de mecanismos de operación, apertura y cierre manual.
- Verificar distancias eléctricas
- Verificación presión de gas.
- Pruebas del gas, alarma y disparo por baja presión de gas.
- Pruebas de Aislamiento.
- Factor de Potencia.
- Verificación de mando local y a distancia, apertura y cierre.
- Prueba de resistencia de contactos.
- Prueba de simultaneidad de polos al cierre a la apertura.
- Verificación de los enclavamientos.
- Verificación de indicación y señalización local y remota.

- 1 • Verificación de la secuencia nominal de operación.
- 2 • Verificación de ajustes y operación de los relés auxiliares, contactores, bobinas,
- 3 suiches y válvulas de presión, suiches auxiliares y selectores, botones pulsadores,
- 4 luces, calentadores, resistencia de aislamiento del equipo eléctrico.
- 5 • Verificación de hermeticidad.
- 6 • Prueba de operación mecanismo de accionamiento.
- 7 • Comprobar ciclo de operación sin carga del resorte.
- 8 • Tiempo de Operación durante una operación automática de recierre.
- 9 • Consumo y Resistencia de Bobinas de Cierre y Apertura
- 10 • Corriente de operación del motor.
- 11 • Verificación de disparos por protecciones.
- 12 • Verificar la puesta a tierra.
- 13 • Verificación de placa de características.

14 Verificar ausencia de fugas de SF6

15

16 **5.5.2 Descargadores de Sobretensión**

17

18

19 Los descargadores de sobretensión a 230 kV, deben cumplir las prescripciones de la última
 20 edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a
 21 suministrar

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

27
 28 Los descargadores de sobretensiones a 230 kV a suministrar deberán cumplir como mínimo con
 29 las siguientes características técnicas:

Ítem	Descargadores de Sobretensión	Característica Garantizada
1	Norma de fabricación	IEC 60099-4 o ANSI equivalente
2	Tensión nominal de operación	230 kV
3	Tensión máxima de operación	245 kV
4	Tensión asignada (Ur)	192/196/198 kV
5	Corriente de descarga soportada	20 kA
6	Corriente de corto-circuito, 1seg.	40 kA
7	Nivel básico de Aislamiento	1050 kV
8	Capacidad mínima de disipación de energía asignada para dos impulsos de larga duración, 3000microsegundos	≥8 kJ/kV

Ítem	Descargadores de Sobretensión	Característica Garantizada
9	Línea de fuga mínima, fase- tierra	25 mm/kV

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

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

Pruebas en Sitio: Como mínimo se deben efectuar las siguientes pruebas en sitio para los descargadores de sobretensión a 230 kV:

- Inspección visual.
- Verificación anclaje y conexiones.
- Verificar distancias eléctricas.
- Pruebas de aislamiento.
- Contador de descarga, verificación de operación.
- Verificar la puesta a tierra.
- Verificación de la placa de características.
- Verificar la corriente de fuga.

5.5.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

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

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

Los Seccionadores y Seccionadores de puesta a tierra a 230 kV a suministrar deberán cumplir como mínimo con las siguientes características técnicas:

Ítem	Seccionadores y seccionadores de Puesta a Tierra	Característica Garantizada
1	Norma de fabricación	IEC 62271- 102 IEC 61129, o ANSI equivalente.
2	Tensión nominal de operación	230 kV
3	Tensión máxima de operación	245 kV
4	Corriente de corto-circuito, 1seg.	40 kA
5	Corriente nominal de operación	1600 A
6	Nivel básico de Aislamiento	1050 kV
7	Línea de fuga mínima, fase- tierra	25 mm/kV

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

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

Pruebas en Sitio: Como mínimo se deben efectuar las siguientes pruebas en sitio para los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra a 230 kV:

- Inspección visual.
- Verificación de Alineación – anclaje y conexiones.
- Verificar distancias eléctricas.
- Pruebas de Aislamiento.
- Verificación de cierre total y apertura total.
- Prueba de resistencia de contactos.
- Verificación ajuste de contactos en posición cerrada.
- Verificación apertura y cierre local y remoto
- Tiempo de Operación del Seccionador (Apertura y Cierre).
- Corriente del motor para apertura y cierre.

- Operación cuchilla de puesta a tierra.
- Verificar la puesta a tierra.
- Verificación de las placas de características

5.5.4 Transformadores de Tensión

Los Transformadores de Tensión a 230 kV, deben cumplir las prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a suministrar:

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

Los Transformadores de tensión a 230 kV a suministrar deberán cumplir como mínimo con las siguientes características técnicas:

Ítem	Transformadores de Tensión	Característica Garantizada
1	Norma de fabricación	IEC 60044-2, IEC-60044-5 IEC 60358, o ANSI equivalente, IEC-61869-1/3/5
2	Tensión nominal de operación	230 kV
3	Tensión máxima de operación	245 kV
4	Corriente de corto-circuito, 1seg.	40 kA
5	Nivel básico de Aislamiento	1050 kV
6	Relación de transformación asignada	230/√3 KV : 115/√3 V
7	Clase de precisión para medida	0,2S
8	Clase de precisión para protección	3P
9	Cargabilidad	Según diseño
10	Línea de fuga mínima, fase- tierra	25 mm/kV

Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar cargas externas adicionales. La precisión deberá ser según IEC o su equivalente en ANSI,

1 y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
2 025 de 1995, en su última revisión.

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

8
9 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una
10 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión iguales o
11 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la IEC 61869-1 publicación IEC
12 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el
13 Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su
14 costa.

15
16 **Pruebas en Sitio:** Como mínimo se deben efectuar las siguientes pruebas en sitio para los
17 Transformadores de Tensión a 230 kV:

- 18 • Inspección visual.
- 19 • Verificación, anclaje y conexiones.
- 20 • Verificar distancias eléctricas
- 21 • Pruebas de aislamiento.
- 22 • Factor de potencia.
- 23 • Relación de transformación, polaridad y relación de fase.
- 24 • Verificación resistencia de devanados
- 25 • Verificar cargabilidad de núcleos secundarios.
- 26 • Verificar conexiones en alta y baja tensión.
- 27 • Hermeticidad y nivel de aceite si lo tiene.
- 28 • Verificación del número de núcleos.
- 29 • Verificar continuidad de los circuitos secundarios.
- 30 • Verificar la puesta a tierra.
- 31 • Verificación de la placa de características.

32 33 **5.5.5 Transformadores de Corriente**

34
35
36 Los Transformadores de Corriente a 230 kV, deben cumplir las prescripciones de la última
37 edición de las siguientes normas, o su equivalente en ANSI, según se aplique al tipo de
38 equipo a suministrar:

- 39 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
40 equivalente en ANSI.

- 1 • IEC 60044-1: "Current Transformers".
- 2 • IEC-61869-1/2: "Current Transformers".

3
4
5
6

Los Transformadores de corriente a 230 kV a suministrar deberán cumplir como mínimo con las siguientes características técnicas:

Ítem	Transformadores de Corriente	Característica Garantizada
1	Norma de fabricación	IEC 60044-1, o ANSI equivalente, IEC-61869-1/2.
2	Tensión nominal de operación	220 kV
3	Tensión máxima de operación	245 kV
4	Corriente de corto-circuito, 1seg.	40 kA
5	Nivel básico de Aislamiento	1050 kV
6	Relación de transformación asignada	800-1600/1
7	Clase de precisión para medida	0,2S
8	Clase de precisión para protección	5P20
9	Cargabilidad	Según diseño
10	Línea de fuga mínima, fase- tierra	25 mm/kV

7
8

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

13
14
15
16
17
18

Pruebas de rutina: los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la publicación IEC 61869-1 e IEC 61869-2, IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

19
20
21
22
23
24

Pruebas tipo: en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la IEC 61869-1 e IEC 61869-2, publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

25
26
27
28

Pruebas en Sitio: Como mínimo se deben efectuar las siguientes pruebas en sitio para los Transformadores de Corriente a 230 kV:

- Inspección visual.

- 1 • Verificación de anclaje y conexiones.
- 2 • Verificar distancias eléctricas
- 3 • Pruebas de Aislamiento.
- 4 • Factor de Potencia.
- 5 • Verificación de la relación de transformación y polaridad.
- 6 • Verificación Resistencia de devanados
- 7 • Cargabilidad de núcleos secundarios.
- 8 • Curvas de saturación.
- 9 • Verificación de conexiones en alta y baja tensión.
- 10 • Inspección de hermeticidad y nivel de aceite si lo tiene.
- 11 • Verificación de continuidad de los circuitos secundarios.
- 12 • Verificación del número de núcleos.
- 13 • Verificación de polaridad.
- 14 • Inyección de corriente primaria.
- 15 • Verificar la puesta a tierra.
- 16 • Verificación de la placa de características

17
18

19 **5.5.6 Equipo GIS o Híbrido**

20

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

- 24 • Instrument transformer – IEC 6189
- 25 • Insulation Coordination – IEC 60071
- 26 • High voltage switchgear and controlgear – IEC 62271203
- 27 • Insulated bushings above 1000V – IEC 60137
- 28 • Partial discharge measurement – IEC 60270
- 29 • Specification and acceptance of new SF6 - IEC 60376
- 30 • Guide for checking SF6 - IEC 60480
- 31 • Common clauses or HV switchgear and controlgears standards – IEC 62271-1
- 32 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC 60815-1/2
- 33 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- 34 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC 62271-303

- Direct connection between GIS and power transformer – IEC 61639

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

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

5.5.7 Sistema de Puesta A Tierra

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

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

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

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

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

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

5.5.8 Apantallamiento de la Subestación

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

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

5.5.9 Pruebas en Sitio para el Sistema de Puesta a Tierra.

- Inspección calibre del cable de puesta a tierra.
- Inspección de los electrodos de puesta a tierra, características técnicas.
- Verificar la calidad de las pegas con soldadura exotérmica.
- Inspección profundidad de enterramiento, según diseño.
- Verificar el número de colas y la longitud de las mismas.
- Verificación cajas de pruebas.
- Medida de la resistencia de puesta a tierra.
- Verificación, conexiones de los equipos y estructuras a la malla de puesta a tierra.
- Medición de las tensiones de paso y contacto en los sitios acordados con la Interventoría, mediante la inyección de corriente por electrodo remoto.

5.6 Equipos de Control y Protección

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

5.6.1 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 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 esquema de protección de líneas deberá consistir en dos protecciones principales de línea con principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos protecciones de distancia, éstas deben tener distintos principios de medición. El esquema completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y recepción del disparo directo transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo, protección de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de línea debe dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre.

Las bahías deberán estar acopladas al esquema de protección diferencial de barras de la Subestación.

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

9
 10 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
 11 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1.

12
 13 **5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestación**

14
 15 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
 16 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	<p>Corresponde a los sistemas remotos de información.</p> <hr/> <p>Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3.</p> <p>Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.</p>	<p>Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.</p> <p>La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.</p>
2	<p>Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.</p> <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</p>	<p>Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.</p>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.</p> <p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.</p> <p>Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	
1	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p> <p>Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.</p> <p>Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.</p>
0	<p>Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la subestación (13,2 kV, 208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como</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>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	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 **5.6.2.1 Características Generales**
 3

4 Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con las norma IEC.
 5

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

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

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

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

- 1
2 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
3 funciones:
4 ➤ Gestión de las bases de datos del sistema.
5 ➤ Permitir la integración de elementos futuros.
6 ➤ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
7 ➤ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación
8 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni
9 detener el sistema.
10 ➤ Mantenimiento de cada equipo.
11 ➤ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones
12 del sistema.
13

14 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de subestación y/o
15 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación
16 y el CND o el centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de control,
17 visualización o de mantenimiento). El Inversionista es responsable por utilizar los protocolos
18 de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos de implementación y
19 coordinación de información a intercambiar con el CND son responsabilidad del
20 Inversionista.
21

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

- 24 - Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
25 Subestación.
26
27 - Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y
28 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente
29 de un reloj GPS.
30
31 - Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
32 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
33

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

40 **5.6.3 Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales**

41

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

9
10 Deberá existir un tablero independiente para concentrar la información sincrofaseal, en
11 donde el operador nacional instalará un concentrador de datos fasoriales -PDC- y otros
12 dispositivos asociados. El tablero suministrado por el inversionista deberá estar provisto de
13 servicios de energía con las mismas características de los tableros de control de la
14 Subestación. El inversionista deberá permitir al operador nacional las labores de gestión y
15 mantenimiento de los equipos instalados en este tablero.

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

25
26 Las unidades de medición fasorial sincronizada deben cumplir con el estándar más reciente
27 IEEE C37.118 o aquel que lo reemplace en el momento de su adquisición. Estos equipos
28 deberán contar con la capacidad de ser actualizados cuando la norma IEEE de medición
29 fasorial sea revisada.

30
31 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de
32 medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente,
33 potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor
34 de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir
35 con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su
36 última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

37 38 **5.6.4 Controladores de Bahía**

39
40 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar
41 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los

1 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para
2 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista deberá
3 presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

4
5 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y
6 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de
7 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los
8 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con un
9 diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- 10 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- 11
- 12 - Despliegue de alarmas.
- 13
- 14 - Despliegue de eventos.
- 15
- 16 - Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 17
- 18 - Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 19
- 20 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
21 función.
- 22
- 23 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 24

25
26 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos
27 para la comunicación.

28
29 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria
30 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

31 32 **5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

33
34 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.
35 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y
36 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.

37
38 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM
39 y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y estar
40 sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de servicios

1 auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes
2 funcionalidades como mínimo:

- 3
4 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
5
6 - Despliegue de alarmas.
7
8 - Despliegue de eventos.
9
10 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
11
12 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
13 función.
14
15 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

16
17 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos
18 para la comunicación.

19 20 **5.6.6 Switches**

21
22 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para
23 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:

- 24
25 - Deberán cumplir con IEEE 1613 *standard - "error free" networking device*.
26
27 - Deberán cumplir con IEC 61850-3 *standard for networks in substations*.
28
29 - Deberá incluir las siguientes características de red:
30
31 • IEEE 802.1d, *message prioritization y rapid spanning tree* en MAC Bridges
32 • IEEE 802.1q VLAN
33
34 - Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
35
36 - Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
37 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
38
39 - En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más
40 exigente.
41

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

4 5 **5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

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

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

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

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

22 23 **5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

24 25 **5.6.8.1 Controlador de la Subestación**

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

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

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

3 4 **5.6.8.2 Registradores de Fallas**

5
6 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la
7 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de
8 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de
9 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo
10 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
11 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.

12 13 **5.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

14
15 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través de
16 una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo SCADA.
17 Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para mostrar la
18 información del proceso.

19
20 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos
21 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la
22 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

- 23
24 - Adquisición de datos y asignación de comandos.
25
26 - Auto-verificación y auto-diagnóstico.
27
28 - Comunicación con el CND.
29
30 - Comunicación con la red de área local.
31
32 - Facilidades de mantenimiento.
33
34 - Facilidades para entrenamiento.
35
36 - Función de bloqueo.
37
38 - Función de supervisión.
39
40 - Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
41

- 1 - Guía de operación.
- 2
- 3 - Manejo de alarmas.
- 4
- 5 - Manejo de curvas de tendencias.
- 6
- 7 - Manejo de mensajes y consignas de operación.
- 8
- 9 - Marcación de eventos y alarmas.
- 10
- 11 - Operación de los equipos.
- 12
- 13 - Programación, parametrización y actualización.
- 14
- 15 - Reportes de operación.
- 16
- 17 - Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 18
- 19
- 20 - Secuencia de eventos.
- 21
- 22 - Secuencias automáticas.
- 23
- 24 - Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- 25
- 26 - Supervisión de la red de área local.
- 27

5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones

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

5.7 Obras Civiles

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

- Diseño y construcción de todas las obras civiles incluyendo, entre otras, la construcción o mejora de las vías de acceso y la construcción o ampliación del edificio de control.

- Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental, deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del Transmisor.
- Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10.

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

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

5.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

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

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

6 ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

6.1 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, en particular el 646 de 2013.

Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales, de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas” diseñados por el Inversionista 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 y cumpliendo con el código de redes y los requerimientos del CND, vigentes:

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

Pruebas de energización: El Inversionista 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.

6.2 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.

- 1
- 2 - Diagrama Unifilar.
- 3
- 4 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del
- 5 Proyecto.
- 6
- 7 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- 8
- 9 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- 10
- 11 - Cronograma de pruebas.
- 12
- 13 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con
- 14 información definitiva.
- 15
- 16 - Protocolo de energización.
- 17
- 18 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- 19
- 20 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
- 21 punto de conexión.
- 22
- 23 - Carta de declaración en operación comercial.
- 24
- 25 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
- 26 actualizados por el CND.
- 27

28

29 **7 ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

30

31 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
32 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

33

34 **8 INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**

35

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

39
40

1 **9 INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

2
3 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 09 - 2015, recopilada por
4 la UPME como costos de conexión, datos técnicos, planos, etc, serán suministrados por la
5 UPME en formato digital en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes
6 DSI o a solicitud de los Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o
7 el Representante Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha
8 información deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles
9 requeridos será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.

10
11
12 **10 FIGURAS**

13
14
15 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:

16
17 Figura 1 Diagrama Unifilar Subestación Cartago 230 kV.
18