

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 05 DE 2014

(UPME 05 – 2014)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DEL REFUERZO COSTA CARIBE 500 KV: LÍNEA DE
TRANSMISIÓN CERROMATOSO - CHINÚ - COPEY**

Bogotá D. C., septiembre de 2014

ÍNDICE

1		
2		
3		
4	1. CONSIDERACIONES GENERALES	4
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	4
6	1.2 Definiciones	5
7	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	5
8	2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones	6
9	2.1.1 Subestación Cerromatoso 500 kV	6
10	2.1.2 Subestación Chinú 500 kV	7
11	2.1.3 Subestación Copey 500 kV	8
12	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	9
13	2.2.1 En la Subestación Cerromatoso 500 kV	9
14	2.2.2 En la Subestación Chinú 500 kV	10
15	2.2.3 En la Subestación Copey 500 kV	10
16	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	11
17	3.1 Parámetros del Sistema	11
18	3.2 Nivel de Corto Circuito	12
19	3.3 Materiales	12
20	3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible	13
21	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	13
22	3.6 Pruebas en Fábrica	14
23	4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 500 kV	14
24	4.1 General	14
25	4.2 Ruta de la Línea de Transmisión 500 kV	16
26	4.3 Longitud Aproximada de la Línea	16
27	4.4 Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas de 500 kV	17
28	4.4.1 Aislamiento	17
29	4.4.2 Conductores de Fase	17
30	4.4.3 Cable(s) de Guarda	18
31	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas	19
32	4.4.5 Transposiciones de Línea	19
33	4.4.6 Estructuras	20
34	4.4.7 Localización de Estructuras	20
35	4.4.8 Sistema Antivibratorio - Espaciadores - Amortiguadores	21
36	4.4.9 Cimentaciones	21
37	4.4.10 Señalización Aérea	21
38	4.4.11 Obras Complementarias	22
39	4.5 Informe Técnico	22
40	5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES	22
41	5.1 General	23

1	5.1.1	Predios de las Subestaciones.....	23
2	5.1.1.1	Predio de la Subestación Cerromatoso 500 kV	23
3	5.1.1.2	Predio de la Subestación Chinú 500 kV	24
4	5.1.1.3	Predio de la Subestación Copey 500 kV	25
5	5.1.2	Espacios de Reserva.....	26
6	5.1.3	Conexiones con Equipos Existentes.....	26
7	5.1.4	Servicios Auxiliares.....	26
8	5.1.5	Infraestructura y Módulo Común.....	26
9	5.2	Normas para Fabricación de los Equipos.....	27
10	5.3	Condiciones Sísmicas de los equipos	28
11	5.3.1	Procedimiento General del Diseño	28
12	5.3.2	Estudios del Sistema	30
13	5.3.3	Distancias de Seguridad.....	32
14	5.4	Equipos de Potencia	32
15	5.4.1	Reactor Inductivo.....	32
16	5.4.2	Interruptores	33
17	5.4.3	Descargadores de Sobretensión.....	34
18	5.4.4	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	34
19	5.4.5	Transformadores de Tensión.....	35
20	5.4.6	Transformadores de Corriente.....	35
21	5.4.7	Equipo GIS o Híbrido.....	36
22	5.5	Equipos de Control y Protección en cada Subestación	36
23	5.5.1	Sistemas de Protección.....	36
24	5.5.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestación	37
25	5.5.2.1	Características Generales.....	39
26	5.5.3	Unidad de medición fasorial sincronizada – medidores multifuncionales	41
27	5.5.4	Controladores de Bahía.....	42
28	5.5.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	42
29	5.5.6	Switches	43
30	5.5.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	44
31	5.5.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2	44
32	5.5.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	46
33	5.6	Obras Civiles.....	46
34	5.7	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento	47
35	6.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	48
36	6.1	Pruebas y Puesta en Servicio	48
37	6.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio	49
38	7.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	49
39	8.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	50
40	9.	FIGURAS	50
41			

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 05 - 2014.

Toda mención efectuada en este documento a "Anexo", "Apéndice", "Capítulo", "Formulario", "Formato", "Literal", "Numeral", "Subnumeral" y "Punto" se deberá entender efectuada a anexos, apéndices, capítulos, formularios, literales, numerales, subnumerales y puntos del presente documento, salvo indicación expresa en sentido contrario.

Las expresiones que figuren en mayúsculas y que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento o en los Documentos de Selección del Inversionista, corresponden a normas legales u otras disposiciones jurídicas colombianas.

Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el presente Anexo No. 1 de los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los diseños. 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

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

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

13 14 **1.2 Definiciones**

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

18 19 20 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

21
22 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas,
23 operación y mantenimiento de las obras definidas en el “Plan de Expansión de Referencia
24 Generación – Transmisión 2013 – 2027”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de
25 Minas y Energía 90772 del 17 de septiembre de 2013, subrogada por la Resolución MME
26 No. 91159 del 26 de diciembre de 2013, así:

- 27
28 i. Construcción de una (1) bahía de línea en la existente Subestación Cerromatoso
29 500 kV.
30
31 ii. Construcción de dos (2) bahías de línea en la existente Subestación Chinú 500 kV.
32
33 iii. Construcción de una (1) bahía de línea en la existente Subestación Copey 500 kV.
34
35 iv. Construcción de una línea a 500 kV con una longitud aproximada de 132 km, entre
36 la Subestación Cerromatoso y la Subestación Chinú.
37
38 v. Instalación de reactores inductivos de 60 MVAR, en cada uno de los extremos de la
39 línea Cerromatoso – Chinú 500 kV, con sus respectivos equipos de control y
40 maniobra.
41

- 1 vi. Construcción de una línea a 500 kV con una longitud aproximada de 200 km, entre
2 la Subestación Chinú y la Subestación Copey.
3
4 vii. Instalación de reactores inductivos de 84 MVAR, en cada uno de los extremos de la
5 línea Chinú – Copey 500 kV, con sus respectivos equipos de control y maniobra.
6

7 **NOTAS:**
8

- 9 I. Los diagramas unifilares de las subestaciones objeto de la presente Convocatoria
10 Pública hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, buscando una
11 disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar los diagramas unifilares
12 previa revisión y concepto del Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si
13 la propuesta de modificación presentada afecta a terceros, deberán establecerse
14 acuerdos previos a la solicitud.
15
16 II. Cuando una bahía, objeto de la presente Convocatoria Pública, quede en un
17 diámetro incompleto, el cual pueda utilizarse para una ampliación futura, el
18 Transmisor deberá hacerse cargo del enlace entre el corte central y el otro barraje,
19 de tal manera que dicho enlace pueda ser removido fácilmente en caso de
20 instalación de nuevos equipos.
21

22 **2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones**
23

24 **2.1.1 Subestación Cerromatoso 500 kV**
25

26 Las obras en la Subestación Cerromatoso 500 kV, a cargo del Transmisor, consisten en el
27 diseño y la construcción de:
28

- 29 • Una (1) bahía para el nuevo circuito Cerromatoso – Chinú 500 kV
30 • Un módulo de compensación reactiva inductiva y una (1) bahía de compensación
31 reactiva de Línea para la nueva Línea 500 kV hacia Chinú.
32

33 Las bahías deberán mantener la configuración de la existente Subestación Cerromatoso
34 500 kV, la cual es interruptor y medio. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o
35 GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations”
36 Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior
37 según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás
38 requisitos establecidos en los DSI.
39

40 La Subestación Cerromatoso 500 kV será ampliada con los módulos que se indican a
41 continuación:

1

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN CERROMATOSO 500 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración interruptor y medio.	1
2	Corte central para la configuración de interruptor y medio.	1
3	Módulo Compensación Reactiva Inductiva de Línea, Maniobrabable, 60 MVAR, con reactor de neutro.	1
4	Bahía de Compensación Reactiva Línea Maniobrabable.	1
5	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de Línea, en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura existente en la Subestación Cerromatoso 500 kV y en la Subestación Chinú 500 kV.

El diagrama unifilar de la Subestación Cerromatoso 500 kV se muestra en la Figura 3.

2.1.2 Subestación Chinú 500 kV

Las obras en la Subestación Chinú 500 kV, a cargo del Transmisor, consisten en el diseño y la construcción de:

- Una (1) bahía para el nuevo circuito Cerromatoso – Chinú 500 kV
- Un módulo de compensación reactiva inductiva de 60 MVAR y una (1) bahía de compensación reactiva de Línea. Para la nueva Línea 500 kV Cerromatoso – Chinú.
- Una (1) bahía para el nuevo circuito Chinú – Copey 500 kV
- Un módulo de compensación reactiva inductiva de 84 MVAR y una (1) bahía de compensación reactiva de Línea. Para la nueva Línea 500 kV Chinú – Copey.

Las bahías deberán mantener la configuración de la existente Subestación Chinú 500 kV, la cual es interruptor y medio. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

1 La Subestación Chinú 500 kV será ampliada con los módulos que se indican a
 2 continuación:
 3

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN CHINÚ 500 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración interruptor y medio.	2
2	Corte central para la configuración de interruptor y medio.	1
3	Módulo Compensación Reactiva Línea Maniobrable, 60 MVAR, con reactor de neutro.	1
4	Módulo Compensación Reactiva Línea Maniobrable, 84 MVAR, con reactor de neutro.	1
5	Bahía de Compensación Reactiva Línea Maniobrable.	2
6	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

4
 5 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de línea, en
 6 funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la
 7 infraestructura existente en la Subestación Chinú 500 kV, en la Subestación Cerromatoso
 8 500 kV y en la Subestación Copey 500 kV.

9
 10 El diagrama unifilar de la Subestación Chinú 500 kV se muestra en la Figura 4.

11 2.1.3 Subestación Copey 500 kV

12
 13
 14 Las obras en la Subestación Copey 500 kV, a cargo del Transmisor, consisten en el
 15 diseño y la construcción de:

- 16 • Una bahía para el nuevo circuito Chinú – Copey 500 kV.
- 17 • Un módulo de compensación reactiva inductiva de 84 MVAR y una (1) bahía de
 18 compensación reactiva de Línea. Para la nueva Línea 500 kV Chinú – Copey
 19

20
 21 La bahía deberá mantener la configuración de la Subestación Copey 500 kV, la cual es
 22 Doble Barra con Seccionador de Transferencia e Interruptor de Acople. Los equipos a
 23 instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés
 24 “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida,
 25 de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable
 26 y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.
 27

1 La Subestación Copey 500 kV será ampliada con los módulos que se indican a
 2 continuación:
 3

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN COPEY 500 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración Doble Barra con Seccionador de Transferencia e Interruptor de Acople.	1
2	Módulo Compensación Reactiva Línea Maniobrable, 84 MVar, con reactor de neutro.	1
3	Bahía de Compensación Reactiva Línea Maniobrable.	1
4	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

4
 5 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de línea, en
 6 funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la
 7 infraestructura existente en la Subestación Copey 500 kV y en la Subestación Chinú 500
 8 kV.

9
 10 El diagrama unifilar de la Subestación Copey 500 kV se muestra en la Figura 5.

11 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

12
 13 El Transmisor deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones en cada uno de los
 14 puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de conexión con el
 15 responsable y propietario de los activos relacionados.

16 **2.2.1 En la Subestación Cerromatoso 500 kV**

17
 18 El propietario de la Subestación Cerromatoso 500 kV es ISA S.A. E.S.P.

19
 20 Esta Subestación, en 500 kV, tiene una configuración de interruptor y medio como se
 21 ilustra en la Figura 3., y será ampliará con los elementos establecidos en el Numeral 2.1
 22 del presente Anexo. El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria
 23 Pública UPME 05 – 2014 en la Subestación Cerromatoso 500 kV, es el barraje 500 kV.

24
 25 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria
 26 Pública UPME 05 – 2014 e ISA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según
 27 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la
 28 realización de las obras e instalación de los equipos de la presente Convocatoria Pública
 29 UPME, y del espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los
 30
 31

1 módulos; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC
2 y DC, etc. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los
3 cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficializa los
4 Ingresos Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria
5 Pública, al menos en sus condiciones básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se
6 realizarán las obras y condiciones para acceder al mismo, obligaciones de las partes para
7 la construcción, punto de conexión, duración del contrato, entre otros), lo cual deberá ser
8 puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse,
9 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma
10 del contrato de conexión.

12 **2.2.2 En la Subestación Chinú 500 kV**

14 El propietario de la Subestación Chinú 500 kV es ISA S.A. E.S.P.

16 Esta Subestación, en 500 kV, tiene una configuración de interruptor y medio como se
17 ilustra en la Figura 4., y será ampliada con los elementos establecidos en el Numeral 2.1
18 del presente Anexo. El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria
19 Pública UPME 05 – 2014 en la Subestación Chinú 500 kV, es el barraje 500 kV.

21 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria
22 Pública UPME 05 – 2014 e ISA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según
23 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la
24 realización de las obras e instalación de los equipos de la presente Convocatoria Pública
25 UPME, y del espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los
26 módulos; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC
27 y DC, etc. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los
28 cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficializa los
29 Ingresos Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria
30 Pública, al menos en sus condiciones básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se
31 realizarán las obras y condiciones para acceder al mismo, obligaciones de las partes para
32 la construcción, punto de conexión, duración del contrato, entre otros), lo cual deberá ser
33 puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse,
34 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma
35 del contrato de conexión.

37 **2.2.3 En la Subestación Copey 500 kV**

39 El propietario de la Subestación Copey 500 kV es ISA S.A. E.S.P.

1 Esta Subestación, en 500 kV, tiene una configuración de doble barra con seccionador de
2 transferencia e interruptor de acople como se ilustra en la Figura 5., y será ampliada con
3 los elementos establecidos en el Numeral 2.1 del presente Anexo. El punto de conexión
4 del Proyecto de la presente Convocatoria Pública UPME 05 – 2014 en la Subestación
5 Copey 500 kV, es el barraje 500 kV.
6

7 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria
8 Pública UPME 05 – 2014 e ISA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según
9 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la
10 realización de las obras e instalación de los equipos de la presente Convocatoria Pública
11 UPME, y del espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los
12 módulos; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC
13 y DC, etc. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los
14 cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficializa los
15 Ingresos Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria
16 Pública, al menos en sus condiciones básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se
17 realizarán las obras y condiciones para acceder al mismo, obligaciones de las partes para
18 la construcción, punto de conexión, duración del contrato, entre otros), lo cual deberá ser
19 puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse,
20 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma
21 del contrato de conexión.
22

23 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

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

37 **3.1 Parámetros del Sistema**

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.
41

1		
2	Tensión nominal	500 kV
3	Frecuencia asignada	60 Hz
4	Puesta a tierra	Sólida
5	Numero de fases	3
6	Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
7	Servicios Auxiliares DC	125V
8	Tipo de las Subestaciones	Convencional o GIS o un híbrido.

9

10 **Líneas de Transmisión a 500 kV:**

11		
12	Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o estructuras compactas, y/o subterránea.
13		
14	Estructuras de soporte:	Para doble circuito.
15	Circuitos por torre:	Se permiten dos (2) circuitos hasta una distancia máxima de 1 km a la entrada/salida de cada Subestación. En el recorrido restante se deberá instalar un (1) solo circuito, el segundo se tenderá posteriormente y no hace parte de la presente Convocatoria.
16		
17		
18		
19		
20		
21	Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
22	Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

23

24 En caso de tramos subterráneos, no se deberá dejar prevista la obra civil para el segundo circuito.

25

26

27 Las longitudes serán función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista.

28

29 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

30

31 La capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la presente Convocatoria no deberá ser inferior a 63 kA; sin embargo, el Inversionista deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que el nivel de corto asignado será el adecuado para los equipos durante la vida útil de estos. La duración asignada al corto circuito no deberá ser inferior a un segundo (1 s). Podrá servir como referencia indicativa la información del Plan de Expansión más reciente elaborado por la UPME o publicaciones realizadas por la UPME sobre estas características del STN.

32

33

34

35

36

37

38

39 **3.3 Materiales**

40

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

10 **3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible**

11
12
13 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo
14 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en
15 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista deberá presentar al
16 Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o
17 reportes de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.

18
19 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima
20 de: a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen
21 tiempo y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de
22 buen tiempo.

23
24 En cuanto a ruido audible generado por la línea, deberá limitarse a los estándares
25 máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución 0627 de
26 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio
27 de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

28 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

29
30
31 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista.
32 Se debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en especial los
33 artículos 52 y 53.

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

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

7 3.6 Pruebas en Fábrica

8
 9 Una vez el Inversionista haya seleccionado los equipos a utilizar deberá entregar al
 10 Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en
 11 el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y
 12 potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no satisfagan las
 13 normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del
 14 Inversionista.
 15

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

22 4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 500 kV

24 4.1 General

25
 26 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de
 27 500 kV que el Inversionista deberá revisar y ajustar una vez haya hecho el análisis
 28 comparativo de las normas:
 29

Líneas de 500 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica		kV	500
2	Frecuencia nominal		Hz	60
3	Número de circuitos por torre	Numeral 3.1	Unidad	
4	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2	Unidad	
5	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	Unidad	
6	Altura promedio sobre el nivel del mar		m	Entre 15 y 400
7	Distancias de seguridad	Código de Redes o		

Líneas de 500 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
		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	Código de Redes o RETIE según aplique		
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		
19	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
- 2 El Código de Redes corresponde a la Resolución CREG 025 de 1995 con sus anexos,
- 3 incluyendo todas sus modificaciones.
- 4

1 El RETIE corresponde al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas en su versión
2 vigente.

3

4 **4.2 Ruta de la Línea de Transmisión 500 kV**

5

6 La selección de la ruta de la línea de transmisión objeto de la presente Convocatoria
7 Pública UPME 05 – 2014, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo
8 tanto, a efectos de definir la ruta de la línea a 500 kV, será el Inversionista el responsable
9 de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades ambientales, a las
10 autoridades nacionales, regionales y locales los diferentes Planes de Ordenamiento
11 Territorial que se puedan ver afectados, a las autoridades que determinan las
12 restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general,
13 con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá
14 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que
15 pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local.

16

17 De modo referencial, el mapa cartográfico de la Figura 1, compuesta de 7 partes e
18 incluido en este Anexo, muestra la sensibilidad ambiental de la franja comprendida entre
19 la subestaciones 500 kV de Cerromatoso, Chinú y Copey, sin considerar los Planes de
20 Ordenamiento Territorial que podrían tener algún efecto dentro de la misma, en el cual se
21 han localizado una (1) alternativa de ruta, para cada línea, que se deben considerar a
22 título exclusivamente ilustrativo. Así mismo, la Figura 2 muestra el perfil de la alternativa
23 de ruta para cada línea con el propósito de que se conozca la altura sobre el nivel del mar
24 de estas alternativas estudiadas. Es responsabilidad del Inversionista en asumir en su
25 integridad los riesgos inherentes del Proyecto, para ello deberá validar la información,
26 realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras.

27

28 En el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS**
29 **TEMPRANAS PROYECTO REFUERZO COSTA CARIBE 500 kV: LÍNEA DE**
30 **TRANSMISIÓN CERROMATOSO - CHINÚ - COPEY OBJETO DE LA CONVOCATORIA**
31 **PÚBLICA UPME 05 DE 2014”** se suministra información de referencia sobre las líneas de
32 transmisión y las subestaciones. El objeto de este documento es identificar de manera
33 preliminar las posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento
34 ilustrativo para los diferentes Interesados, sin pretender determinar rutas.

35

36 **4.3 Longitud Aproximada de la Línea**

37

38 La longitud anunciada en este documento es de referencia y está basada en estimativos
39 preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para
40 efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias
41 evaluaciones, análisis y consideraciones.

Circuito	Tensión	Longitud Aproximada
Cerromatoso – Chinú	500 kV	132 km
Chinú – Copey	500 kV	200 km

4.4 Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas de 500 kV

Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del Proyecto son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de Selección del Inversionista – DSI, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE (Resolución MME 90708 de 30 de agosto de 2013, y actualizaciones posteriores previas al diseño y construcción de la línea).

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

4.4.1 Aislamiento

El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de contaminación de la zona en la que se construirán las líneas y las ampliaciones de las subestaciones 500 kV, con base en ello, hacer el diseño del aislamiento de las líneas y de los equipos de las subestaciones, y la coordinación de aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las barras de 500 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 105% del valor nominal y que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas de crecimiento.

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

4.4.2 Conductores de Fase

Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características propias de la ruta y el lugar donde el Proyecto operará, por tanto será responsabilidad del Inversionista su verificación. El Interventor informará a la UPME si el diseño realizado por

1 el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores límites
2 establecidos:

3
4 El conductor de fase de los circuitos deberá tener conductores en haz de tres o cuatro
5 sub-conductores según decisión del Inversionista que deberá ser soportada ante el
6 Interventor. La separación entre sub-conductores del haz deberá ser de 457,2 mm y
7 deberá verificarse que cumpla con las siguientes exigencias técnicas:

- 8
9 • Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 2400
10 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.
- 11
12 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0,0230
13 ohmios/km. En el caso de conductores en haz, tal valor corresponderá a la
14 resistencia en paralelo de los cables sub-conductores de cada fase.

15
16 El Inversionista deberá garantizar los anteriores valores de capacidad de corriente y
17 resistencia tanto 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
28 particular 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
35 establecidas en la normatividad aplicable. El Inversionista deberá informar a la
36 Interventoría su decisión sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.

37 38 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

39
40 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.

1 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda OPGW. De
2 presentarse características en el ambiente con efecto corrosivo, los cables de guarda no
3 deberán contener hilos o núcleos en acero galvanizado y deberá ser del tipo Alumoweld o
4 de otro material resistente a la corrosión, que cumpla con las especificaciones técnicas y
5 los propósitos de un cable de guarda convencional desde el punto de vista de su
6 comportamiento frente a descargas atmosféricas. El o los cables de guarda a instalar
7 deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan
8 incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del
9 aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados
10 deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por
11 ellos.

12
13 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda,
14 no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

15
16 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor cumpla
17 con las normas técnicas aplicables.

18
19 En el evento de que el Inversionista decida usar alguna o todas las Líneas objeto de la
20 presente Convocatoria pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por fibra
21 óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas
22 del cable de guarda e informar de ellos al Interventor.

23 24 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

25
26 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del
27 sitio de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con
28 base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que
29 fluye a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra
30 tal que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación IEEE 80 y
31 con lo establecido en el Artículo 15 del RETIE en su última revisión. La medición de las
32 tensiones de paso y contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en
33 servicio de la línea, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del
34 RETIE y específicamente con lo establecido en el numeral 15.5.3., o el numeral aplicable
35 si la norma ha sido objeto de actualización.

36 37 **4.4.5 Transposiciones de Línea**

38
39 El Inversionista deberá analizar la necesidad de implementar transposiciones de línea
40 para mantener los niveles de desbalance exigidos por la normatividad aplicable para ello,

1 considerando incluso la posibilidad de implementar ajustes o modificaciones sobre la
2 infraestructura actual o reubicaciones necesarias para el cumplimiento de tal propósito.

3
4 El Transmisor deberá calcular los desbalances en las fases y asegurar que cumplan con
5 la norma técnica aplicable para ello, lo cual deberá soportar y poner en consideración del
6 Interventor. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo de todos los costos
7 asociados. En general, la implementación física de la solución hace parte del presente
8 Proyecto.

9 10 **4.4.6 Estructuras**

11
12 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar considerando la
13 combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de sobretensiones
14 debidas a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las
15 sobretensiones de frecuencia industrial.

16
17 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto-soportadas, solo en
18 condiciones especiales de diseño podrán utilizar ayudas, y en general, no deberán
19 requerir para su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El
20 Inversionista podrá hacer uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que
21 estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de recursos.

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

35 36 **4.4.7 Localización de Estructuras**

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

1 metros. La temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la
2 correspondiente a las condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante
3 toda la vida útil del Proyecto según el RETIE.

4 **4.4.8 Sistema Antivibratorio - Espaciadores - Amortiguadores**

5
6
7 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección
8 anti-vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los espaciadores -
9 amortiguadores deben ser adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica
10 en un rango de frecuencias de 10 Hz a 100 Hz, tal como lo establece el Código de Redes
11 (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones). El Inversionista determinará los
12 sitios de colocación, a lo largo de cada vano, de los espaciadores - amortiguadores de tal
13 manera que la amortiguación de las fases sea efectiva. Copia del estudio de
14 amortiguamiento será entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.

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

20 **4.4.9 Cimentaciones**

21
22
23 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de
24 cálculo de las cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución
25 CREG 098 de 2000, numeral 2.7., o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de
26 las obras. Los diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión
27 deben hacerse considerando los resultados de los estudios de suelos que
28 mandatoriamente debe adelantar el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas
29 a nivel de cimentación más críticas que se calculen a partir de las cargas mostradas en
30 los árboles de cargas de diseño de cada tipo de estructura.

31 **4.4.10 Señalización Aérea**

32
33
34 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil, las Empresas
35 Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, la Armada Nacional, u
36 otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito de aeronaves de
37 cualquier índole (particulares, militares, de fumigación aérea, etc) que hagan imperioso
38 que la línea lleve algún tipo de señales que impidan eventuales accidentes originados por
39 la carencia de ellos.

40

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

4.4.11 Obras Complementarias

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

4.5 Informe Técnico

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

- 18 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098
19 de 2000.
- 20 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de
21 2000.
- 22 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo
23 con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 24 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de
25 2000.
- 26 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la
27 Resolución CREG 098 de 2000.
- 28 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG
29 098 de 2000.

5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES

1 Las siguientes son las especificaciones técnicas para las ampliaciones de las
 2 subestaciones.

3

4 **5.1 General**

5

6 La información específica referente a las subestaciones, remitida por los propietarios de la
 7 infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán
 8 suministrados por la UPME conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

9

10 La siguiente tabla presenta las características de las subestaciones que hace parte del
 11 proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública:

12

DESCRIPCIÓN	CERROMATOSO 500 kV	CHINÚ 500 kV	COPEY 500 kV
Configuración	Interruptor y Medio	Interruptor y Medio	Doble barra con seccionador de transferencia e interruptor de acople
Subestación nueva	NO	NO	NO
Propietario de la subestación	ISA ESP	ISA ESP	ISA ESP

13

14 **5.1.1 Predios de las Subestaciones**

15

16 **5.1.1.1 Predio de la Subestación Cerromatoso 500 kV**

17

18 La Subestación Cerromatoso 500 kV, está ubicada a 15 km del municipio de Montelíbano
 19 en el departamento de Córdoba, por la vía a la mina de Cerromatoso y localizada en las
 20 siguientes coordenadas aproximadamente:

21

22 Latitud: 7° 56' 21.25." N
 23 Longitud: 75° 29' 53.93" O

24

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

32

1 El Inversionista deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta, y
2 en cualquier caso, se deberán considerar los riesgos de inundación, condición que deberá
3 ser investigada en detalle por el Inversionista.

4
5 En el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS**
6 **TEMPRANAS PROYECTO REFUERZO COSTA CARIBE 500 kV: LÍNEA DE**
7 **TRANSMISIÓN CERROMATOSO - CHINÚ - COPEY OBJETO DE LA CONVOCATORIA**
8 **PÚBLICA UPME 05 DE 2014”** se suministra información de referencia sobre las líneas de
9 transmisión y las subestaciones. El objeto de este documento es identificar de manera
10 preliminar las posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento
11 ilustrativo para los diferentes Interesados, sin pretender determinar rutas.

12 13 **5.1.1.2 Predio de la Subestación Chinú 500 kV**

14
15 La Subestación Chinú 500 kV, está ubicada a 3 km del municipio de Chinú en el
16 departamento de Córdoba , por la vía a San Andrés de Sotavento y localizada en las
17 siguientes coordenadas aproximadamente:

18 Latitud: 9° 7' 3.79" N
19 Longitud: 75° 25' 33.25" O

20
21
22 El Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las
23 Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de
24 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la
25 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
26 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden
27 existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido,
28 deberán tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

29
30 El Inversionista deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta, y
31 en cualquier caso, se deberán considerar los riesgos de inundación, condición que deberá
32 ser investigada en detalle por el Inversionista.

33
34 En el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS**
35 **TEMPRANAS PROYECTO REFUERZO COSTA CARIBE 500 kV: LÍNEA DE**
36 **TRANSMISIÓN CERROMATOSO - CHINÚ - COPEY OBJETO DE LA CONVOCATORIA**
37 **PÚBLICA UPME 05 DE 2014”** se suministra información de referencia sobre las líneas de
38 transmisión y las subestaciones. El objeto de este documento es identificar de manera
39 preliminar las posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento
40 ilustrativo para los diferentes Interesados, sin pretender determinar rutas.

41

1 **5.1.1.3 Predio de la Subestación Copey 500 kV**

2
3 La Subestación Copey 500 kV, está ubicada en inmediaciones del municipio de El Copey,
4 departamento del Cesar y localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente:

5
6 Latitud: 10° 9' 31.32" N
7 Longitud: 73° 56' 30.92" O
8

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

17 El Inversionista deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta, y
18 en cualquier caso, se deberán considerar los riesgos de inundación, condición que deberá
19 ser investigada en detalle por el Inversionista.
20

21 En el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS**
22 **TEMPRANAS PROYECTO REFUERZO COSTA CARIBE 500 kV: LÍNEA DE**
23 **TRANSMISIÓN CERROMATOSO - CHINÚ - COPEY OBJETO DE LA CONVOCATORIA**
24 **PÚBLICA UPME 05 DE 2014”** se suministra información de referencia sobre las líneas de
25 transmisión y las subestaciones. El objeto de este documento es identificar de manera
26 preliminar las posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento
27 ilustrativo para los diferentes Interesados, sin pretender determinar rutas.
28

29 Se deben tener en cuenta las siguientes particularidades:

- 30
- 31 • Se debe contemplar una nueva caseta para la instalación de los tableros de
 - 32 protección.
 - 33 • En la zona verde destinada para el Proyecto, no existe malla de puesta a tierra.
 - 34 • El servicio de agua para aseo es en carro tanques y para consumo en botellones.
 - 35 • El servicio de alcantarillado es con pozo séptico.
 - 36 • Camino carreteable de la vía principal (Ruta del Sol) a la entrada de la
 - 37 Subestación aprox. 3 km.
 - 38 • En el interior la Subestación se encuentra el Ejército Nacional quien custodia el
 - 39 sector.
40

1 **5.1.2 Espacios de Reserva**

2
3 Para las bahías objeto de la presente Convocatoria Pública que queden en diámetros
4 incompletos y puedan utilizarse para ampliaciones futuras, el Transmisor deberá hacerse
5 cargo del enlace con el otro barraje, de tal manera que dicho enlace pueda ser removido
6 fácilmente en caso de instalación de nuevos equipos. No obstante, la presente
7 convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya existentes
8 en las subestaciones para futuras ampliaciones.

9
10 Se debe garantizar que los espacios de reserva en las subestaciones no se verán
11 afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones,
12 etc.) objeto de la presente Convocatoria Pública.

13
14 **5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes**

15
16 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente
17 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y
18 protección de las nuevas bahías, con la actual infraestructura existente en cada una de
19 las subestaciones intervenidas por el Proyecto.

20
21 Los relés de las bahías nuevas deben ser de tecnología tal que se acoplen a los relés de
22 las bahías existentes, el principio de operación debe ser coordinado con el de la
23 infraestructura existente.

24
25 Cuando el Inversionista considere la necesidad de hacer modificaciones a la
26 infraestructura existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión
27 con el responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en
28 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor.

29
30 **5.1.4 Servicios Auxiliares**

31
32 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la
33 topología de cada una de las Subestaciones objeto del Proyecto.

34
35 **5.1.5 Infraestructura y Módulo Común**

36
37 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo del patio de
38 conexiones del nivel 500 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 05 –
39 2014, junto con los espacios de acceso, vías internas y edificios, según se requiera,
40 considerando la disponibilidad de espacio en los predio y las eventuales restricciones o
41 condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el área. Igualmente estarán

1 a cargo del Inversionista las vías de acceso a los predios de las subestaciones
2 Cerromatoso 500 kV, Chinú 500 kV y Copey 500 kV y/o adecuaciones que sean
3 necesarias.

4
5 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura
6 y módulo común que se requieran en las subestaciones de Cerromatoso 500 kV, Chinú
7 500 kV y Copey 500 kV, es decir, las obras civiles y los equipos que sirven a las
8 subestaciones y que son utilizados por todas las bahías, inclusive aquellas futuras que no
9 son objeto de la presente Convocatoria Pública. La infraestructura y módulo común de
10 cada Subestación, estarán conformadas como mínimo por los siguientes componentes:

11
12 **Infraestructura civil:** Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto
13 vecino si existe; la malla de puesta a tierra de toda la Subestación y los espacios de
14 reserva para ampliaciones futuras; las vías de acceso a la Subestación y/o adecuación de
15 las existentes; las vías internas de acceso a los patios de conexiones; la adecuación del
16 terreno; el espacio para las bahías futuras junto con su adecuación y en general, todas
17 aquellas obras civiles necesarias en la Subestación. En el espacio que ocupará la
18 Subestación, las obras civiles incluyen: alcantarillado; barreras de protección y de acceso
19 al predio; todos los cerramientos para seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico
20 y de agua y/o conexión a acueducto/alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior
21 y exterior y cárcamos comunes. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para
22 la ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.

23
24 **Equipos:** incluye, entre otros, los sistemas de automatización, de gestión de medición, de
25 protecciones, control y el sistema de comunicaciones propio de cada Subestación a 500
26 kV, los materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares
27 AC y DC, los equipos de conexión a 500 kV, todo el cableado necesario y las obras civiles
28 asociadas. Se incluyen todos los equipos necesarios para integrar las nuevas bahías, a
29 las subestaciones existentes, en conexiones de potencia, control, medida, protecciones y
30 servicios auxiliares.

31
32 La Interventoría analizará, e informará a la UPME el resultado de su análisis, todas las
33 previsiones que faciliten la evolución de las subestaciones.

34
35 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación
36 pertinente, en particular el Código de Medida (Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995
37 o aquella que la modifique o sustituya).

38 39 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

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

8 9 **5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

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

17 18 **5.3.1 Procedimiento General del Diseño**

19
20 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 21
22 a) Inicialmente, el Inversionista preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto,
23 que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

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

1 pruebas de puesta en servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto
2 y los procedimientos de operación y mantenimiento.
3

4 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de
5 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para
6 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.
7

8 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben
9 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará
10 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada
11 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que
12 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las
13 Especificaciones Técnicas del Proyecto.
14

15 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
16 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
17 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista. Para lo anterior se efectuarán
18 reuniones conjuntas entre ambas partes con el fin de lograr los acuerdos
19 modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.
20

21 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el
22 Inversionista, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del
23 Proyecto.
24

25 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
26 documento de cumplimiento obligatorio.
27

28 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
29 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
30 pruebas.
31

32 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos
33 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;
34 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la
35 pruebas en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la
36 operación y mantenimiento.
37

38 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista y
39 entregada a la Interventoría para revisión.
40

1 **Los documentos de Ingeniería Básica**, son aquellos que definen los parámetros
2 básicos del Proyecto; dan a conocer el dimensionamiento del mismo; determinan las
3 características para la adquisición de equipos; especifican la filosofía de comunicaciones,
4 control, medición y protección; establecen la implantación física de las obras; especifican
5 las previsiones para el desarrollo futuro del Proyecto; establecen las reglas para efectuar
6 la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de cálculos que soportan las decisiones de
7 Ingeniería Básica.

8
9 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la
10 Interventoría a efecto de cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME.
11 Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o
12 justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al
13 Inversionista y a la UPME si es del caso.

14
15 **Los documentos de Ingeniería de Detalle**, son los necesarios para efectuar la
16 construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir y especificar cantidades y
17 características de material a granel o accesorio e incluye todas las memorias de cálculos
18 que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se fundamentará en las
19 especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de Ingeniería Básica.

20
21 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la
22 Interventoría, quien formulará los comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si
23 es del caso.

24
25 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos
26 que preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales.
27 Estos documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará
28 los comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista.

29
30 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y
31 en campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán
32 objeto de revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista
33 y a la UPME si es del caso.

34
35 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría,
36 la UPME podrá trasladar consultas al Inversionista.

37 38 **5.3.2 Estudios del Sistema**

39
40 Bajo esta actividad, el Inversionista deberá presentar al Interventor para los fines
41 pertinentes a la Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros

1 útiles para el diseño básico y detallado de la Subestación y de las Líneas; entre todos los
2 posibles, se destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos
3 y/o memorias de cálculo:

- 4
- 5 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
6 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos,
7 sísmicos y de resistividad.
 - 8
 - 9 - Cálculo de flechas y tensiones.
 - 10
 - 11 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
12 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
 - 13
 - 14 - Estudios de coordinación de protecciones.
 - 15
 - 16 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y
17 distancias eléctricas.
 - 18
 - 19 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo
20 y a corto circuito.
 - 21
 - 22 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores
23 aislados.
 - 24
 - 25 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
 - 26
 - 27 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
 - 28
 - 29 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
 - 30
 - 31 - Informe de interfaces con equipos existentes.
 - 32
 - 33 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo
34 con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
 - 35
 - 36 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores
37 de fallas.
 - 38

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

41

- 1 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 2
- 3 - Origen de los datos de entrada.
- 4
- 5 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
- 6
- 7
- 8 - Resultados.
- 9
- 10 - Bibliografía.
- 11

5.3.3 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.

5.4 Equipos de Potencia

5.4.1 Reactor Inductivo

El Proyecto incluye la instalación de los módulos de compensación reactiva de línea y sus correspondientes bahías de conexión a las líneas de 500 kV y demás equipo necesario como puesta a tierra de los reactores mediante un reactor de neutro, equipos de medida, control, protección, comunicaciones y equipos auxiliares, que posean características adecuadas para el correcto funcionamiento. Se deben realizar la totalidad de las obras civiles correspondientes para el adecuado montaje de los reactores inductivos de compensación.

Especificaciones del Reactor:

TIPO DE OPERACIÓN:	Exterior
NORMAS DE FABRICACIÓN:	ANSI - IEC
FRECUENCIA:	60 Hz
NÚMERO DE FASES:	3

Los valores de las compensaciones reactivas están basados en los estimativos preliminares de las longitudes de línea.

<i>Circuito</i>	<i>Long. Aprox.</i>	<i>Comp. Estimada (por extremo de línea)</i>
Cerromatoso – Chinú	132 km	60 MVAr

1 Chinú – Copey 200 km 84 MVAR

2

3 Las capacidades de las compensaciones reactivas inductivas podrán ser ajustadas por el
4 Transmisor, solo en función de la variación de la longitud respecto a la longitud de
5 referencia del presente Anexo 1.

6

7 Los reactores deberán estar provistos de transformadores de corriente tipo buje en las
8 cantidades y con las características específicas para la protección propia del equipo y
9 para la operación, control y protección del reactor.

10

11 **Pruebas de rutina:** Los reactores deberán ser sometido a las pruebas de rutina
12 establecidos en las publicaciones IEC o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de
13 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

14

15 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
16 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en todo de
17 acuerdo con las publicaciones IEC o ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos
18 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

19

20 **5.4.2 Interruptores**

21

22 El Inversionista suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita
23 analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la
24 publicación IEC 62271-100, “*High voltage alternating current circuit breakers*” o ANSI.

25

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

28

29 Todos los interruptores de subestaciones en configuración interruptor y medio, deberán
30 contar con transformadores de corriente en ambos extremos del interruptor.

31

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

36

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

41

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

7 **5.4.3 Descargadores de Sobretensión**

8
9 Los descargadores de sobretensión deben cumplir con IEC 60099-4, “*surge arrester*” o su
10 equivalente en ANSI. Los descargadores deben ser de óxido de zinc (ZnO) sin
11 explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión. Los descargadores se
12 conectarán fase a tierra.
13

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

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

25 **5.4.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

26
27 El Inversionista deberá suministrar seccionadores que cumplan con la publicación IEC
28 62271-102, “*Alternating current disconnectors and earthing switches*” o su equivalente en
29 ANSI. Los seccionadores deben ser de accionamiento manual y motorizado, tripolar. Los
30 seccionadores de puesta a tierra deben ser aptos para maniobrar las corrientes inducidas
31 por los otros circuitos.
32

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

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

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

3 4 **5.4.5 Transformadores de Tensión**

5
6 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 61869-1, IEC 60358, IEC 61869-5
7 o su equivalente en ANSI.

8
9 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre
10 fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar
11 cargas externas adicionales. La precisión, deberá ser según normas IEC o su equivalente
12 en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la
13 Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión o actualizaciones.

14
15 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de
16 rutina establecidos en la publicación IEC 61869-1, IEC 60358 cláusula 7.1. o su
17 equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser
18 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

19
20 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
21 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión
22 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC
23 61869-1, e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el Inversionista no
24 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

25 26 **5.4.6 Transformadores de Corriente**

27
28 Los transformadores de corriente deben cumplir con las normas IEC 61869-1 e IEC
29 61869-2 o su equivalente en ANSI.

30
31 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación
32 en el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
33 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
34 025 de 1995, en su última revisión.

35
36 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas
37 de rutina establecidos en la publicación IEC 61869-1 e IEC 61869-2 o su equivalente en
38 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines
39 pertinentes de la Interventoría.

40

1 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
2 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente
3 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC
4 61869-1 e IEC 61869-2, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos
5 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
6

7 **5.4.7 Equipo GIS o Híbrido**

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

- 12 • Instrument transformer – IEC 61869-1
- 13 • Insulation Coordination – IEC60071
- 14 • High voltage switchgear and controlgear - IEC 62271-4
- 15 • Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- 16 • Partial discharge measurement – IEC60270
- 17 • Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- 18 • Guide for checking SF6 - IEC 60480
- 19 • Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- 20 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- 21 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- 22 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- 23 • Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639

24
25 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta
26 tensión, pruebas mecánicas y pruebas de gas.
27

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

31 **5.5 Equipos de Control y Protección en cada Subestación**

32 **5.5.1 Sistemas de Protección**

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

8
 9 El esquema de protección de las líneas nuevas deberá consistir en dos protecciones
 10 principales de línea con principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos
 11 protecciones de distancia, éstas deben tener distintos principios de medición. El esquema
 12 completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y recepción del disparo directo
 13 transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo, protección
 14 de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de
 15 línea debe dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre.

16
 17 El Inversionista deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible en
 18 la UPME. El Interventor conceptuará para la UPME el cumplimiento de requisitos de las
 19 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, incluyendo sus modificaciones o
 20 actualizaciones.

21
 22 Las bahías de línea deberán acoplarse al esquema de protección diferencial de barras
 23 existente en la Subestación.

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

33
 34 **5.5.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestación**

35
 36 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
 37 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado

Nivel	Descripción	Modos de Operación
		y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.
	Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
	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.	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.
2	El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes. Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1. Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.	
1	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	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. Para subestaciones de tipo

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

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10

5.5.2.1 Características Generales

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

El Transmisor garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización permita la ampliación a medida que se expandan las Subestaciones y que sin cambios fundamentales en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware y software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de intercambiar y compartir recursos de información) con IEDs de diversos fabricantes, razón por la cual

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

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

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

- 16
- 17 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,
18 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
- 19
- 20 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
 - 21 ➤ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre
 - 22 equipos vía la red.
 - 23 ➤ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y
 - 24 Automatización de la Subestación.
- 25
- 26 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
27 funciones:
 - 28 ➤ Gestión de las bases de datos del sistema.
 - 29 ➤ Permitir la integración de elementos futuros.
 - 30 ➤ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
 - 31 ➤ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación
 - 32 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni
 - 33 detener el sistema.
 - 34 ➤ Mantenimiento de cada equipo.
 - 35 ➤ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones
 - 36 del sistema.
- 37

38 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o
39 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la
40 Subestación y el CND o el centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de
41 control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista es responsable por utilizar los

1 protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos de
2 implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son
3 responsabilidad del Inversionista.

4
5 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
6 Subestación:

7 - Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
8 Subestación.

9
10 - Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y
11 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización
12 proveniente de un reloj GPS.

13
14 - Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
15 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).

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

22 **5.5.3 Unidad de medición fasorial sincronizada – medidores multifuncionales**

23
24 Las unidades de medición fasorial sincronizada deben tomar sus señales de los
25 transformadores de medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como:
26 tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia.
27 Deben contar con emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles
28 superiores. Deben cumplir como mínimo con todos los requisitos técnicos exigidos por la
29 Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al
30 Código de Medida y sus anexos.

31
32
33 Las unidades de medición fasorial sincronizada deben cumplir con el estándar IEEE
34 C37.118 del 2011.

35
36 Se deberán suministrar las mediciones fasoriales sincronizadas – MFS al CND, las cuales
37 deberán contar con un canal de dedicación exclusivo. Se debe contar con conector
38 estándar de comunicación Ethernet RJ-45, sistema de sincronización satelital (GPS)
39 interno o externo o sistema de sincronización vía IRIG-B y debe facilitar la conexión a la
40 antena.

5.5.4 Controladores de Bahía

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

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

- Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- Despliegue de alarmas.
- Despliegue de eventos.
- Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
- Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

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

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

5.5.5 Controlador de los Servicios Auxiliares

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

1
2 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz
3 IHM y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y
4 estar sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de
5 servicios auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes
6 funcionalidades como mínimo:

- 7
8 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
9
10 - Despliegue de alarmas.
11
12 - Despliegue de eventos.
13
14 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
15
16 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
17 función.
18
19 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

20
21 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con
22 puertos para la comunicación.
23

24 **5.5.6 Switches**

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

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

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

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

8 9 **5.5.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

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

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

18
19 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás
20 accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos
21 distribuidos en la Subestación.

22
23 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores
24 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con
25 autodiagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

26 27 **5.5.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

28 29 **5.5.8.1 Controlador de la Subestación**

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

39
40 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés
41 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la

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

7 **5.5.8.2 Registradores de Fallas**

8
9 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la
10 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de
11 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de
12 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo
13 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
14 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.
15

16 **5.5.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

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

23 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos
24 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la
25 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:
26

- 27 - Adquisición de datos y asignación de comandos.
- 28
- 29 - Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- 30
- 31 - Comunicación con el CND.
- 32
- 33 - Comunicación con la red de área local.
- 34
- 35 - Facilidades de mantenimiento.
- 36
- 37 - Facilidades para entrenamiento.
- 38
- 39 - Función de bloqueo.
- 40
- 41 - Función de supervisión.

- 1
- 2 - Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- 3
- 4 - Guía de operación.
- 5
- 6 - Manejo de alarmas.
- 7
- 8 - Manejo de curvas de tendencias.
- 9
- 10 - Manejo de mensajes y consignas de operación.
- 11
- 12 - Marcación de eventos y alarmas.
- 13
- 14 - Operación de los equipos.
- 15
- 16 - Programación, parametrización y actualización.
- 17
- 18 - Reportes de operación.
- 19
- 20 - Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la
- 21 Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 22
- 23 - Secuencia de eventos.
- 24
- 25 - Secuencias automáticas.
- 26
- 27 - Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- 28
- 29 - Supervisión de la red de área local.
- 30

31 **5.5.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

32
33 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de
34 1995, en su última revisión.

35 **5.6 Obras Civiles**

36
37
38 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles asociadas a las
39 subestaciones intervenidas por el Proyecto con el siguiente alcance:

40

- 1 • Diseño y construcción de todas las obras civiles para las nuevas bahías en las
2 subestaciones existentes y/o nuevas incluyendo, entre otras, la construcción o
3 mejora de las vías de acceso y la construcción o ampliación del edificio de control,
4 de requerirse.
5
- 6 • Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en las subestaciones
7 deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental
8 (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del Inversionista.
9
- 10 • Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos
11 establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo
12 Resistente NSR-10.
13

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

- 20 - Memorias de cálculo que soporten los diseños.
21
- 22 - Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,
23 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
24
- 25 - Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse
26 la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones hechas en
27 campo verificadas por el Interventor.
28
29

30 **5.7 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento**

31
32 En los edificios a cargo del Inversionista o en las adecuaciones al existente se deberá
33 diseñar, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la instalación de
34 puntas tipo Franklin, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la
35 construcción de la red de puesta a tierra de apantallamiento electromagnético tales como
36 bajantes, platinas de cobre, varillas de puesta a tierra y redes de tierra.
37

38 Los diseños son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a tierra, del
39 proyecto debe ser en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocido, sin estañar,
40 trenzado en capas concéntricas deberá ser diseñada siguiendo los lineamientos de la

1 norma ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad del personal, limitando las
2 tensiones de toque y paso a valores tolerables.

3 4 5 **6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO**

6 7 **6.1 Pruebas y Puesta en Servicio**

8
9 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo
10 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio
11 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad
12 CREG vigente y los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND.

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

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

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

36
37 **Pruebas de energización:** El Inversionista será responsable por la ejecución de las
38 pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser
39 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.
40

1 **6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

2
3 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:

- 4
5 - Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
6
7 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
8
9 - Diagrama Unifilar.
10
11 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del
12 Proyecto.
13
14 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
15
16 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.
17
18 - Cronograma de pruebas.
19
20 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías
21 con información definitiva.
22
23 - Protocolo de energización.
24
25 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
26
27 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
28 punto de conexión.
29
30 - Carta de declaración en operación comercial.
31
32 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
33 actualizados por el CND.
34
35

36 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

37
38 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
39 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.
40
41

1 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

2
3 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 05 – 2014, como costos
4 de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital
5 en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los
6 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante
7 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información
8 deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos
9 será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.

10
11
12 **9. FIGURAS**

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

15
16 **Figura 1.** Mapa cartográfico con identificación de áreas de sensibilidad ambiental - Mapa
17 referencial e ilustrativo únicamente.

18
19 **Figura 2.** Perfiles referenciales de alternativas de ruta referenciales. Plano referencial e
20 ilustrativo únicamente.

21
22 **Figura 3.** Diagrama. Unifilar Subestación Cerromatoso 500 kV.

23
24 **Figura 4.** Diagrama. Unifilar Subestación Chinú 500 kV.

25
26 **Figura 5.** Diagrama. Unifilar Subestación Copey 500 kV.

27