

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 07 DE 2013

(UPME 07 - 2013)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN MONTERÍA 230 kV Y LAS LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN ASOCIADAS**

Bogotá D. C., mayo 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 Chinú 500 kV		6
10	2.1.2 Subestación Chinú 230 kV		7
11	2.1.3 Subestación Montería 230 kV		8
12	2.1.4 Subestación Urabá 230 kV		9
13	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto		10
14	2.2.1 En la Subestación Chinú 500 kV		10
15	2.2.2 En la Subestación Montería 230 kV		11
16	2.2.3 En la Subestación Urabá 230 kV		11
17	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES		12
18	3.1 Parámetros del Sistema		12
19	3.2 Nivel de Corto Circuito		13
20	3.3 Materiales		13
21	3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible		14
22	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión		14
23	3.6 Infraestructura y Módulo Común		15
24	3.7 Pruebas en Fábrica		16
25	3.8 Espacios de Reserva		16
26	4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 kV		17
27	4.1 General		18
28	4.2 Ruta de la Línea de Transmisión 230 kV		19
29	4.3 Longitud Aproximada de la Línea		20
30	4.4 Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas de 230 kV		20
31	4.4.1 Aislamiento		20
32	4.4.2 Conductores de Fase		21
33	4.4.3 Cable(s) de Guarda		22
34	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas		23
35	4.4.5 Transposiciones de Línea		23
36	4.4.6 Estructuras		23
37	4.4.7 Localización de Estructuras		24
38	4.4.8 Sistema Antivibratorio - Espaciadores - Amortiguadores		24
39	4.4.9 Cimentaciones		24
40	4.4.10 Señalización Aérea		25
41	4.4.11 Obras Complementarias		25

1	4.5	Informe Técnico	25
2	5.	ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES	26
3	5.1	General	26
4	5.1.1	Predio de las subestaciones	26
5	5.1.2	Conexiones con Equipos Existentes	29
6	5.1.3	Servicios Auxiliares	29
7	5.1.4	5.1.4. Infraestructura y Módulo Común	29
8	5.2	Normas para Fabricación de los Equipos	29
9	5.3	Condiciones Sísmicas de los equipos	29
10	5.3.1	Procedimiento General del Diseño	30
11	5.3.2	Estudios del Sistema	32
12	5.3.3	Distancias de Seguridad	33
13	5.4	Equipos de Potencia	34
14	5.4.1	Interruptores	34
15	5.4.2	Descargadores de Sobretensión	34
16	5.4.3	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra	35
17	5.4.4	Transformadores de Tensión	35
18	5.4.5	Transformadores de Corriente	36
19	5.4.6	Equipo GIS o Híbrido	36
20	5.5	Equipos de Control y Protección	37
21	5.5.1	Sistemas de Protección	37
22	5.5.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones	38
23	5.5.2.1	Características Generales	40
24	5.5.3	Medidores Multifuncionales	42
25	5.5.4	Controladores de Bahía	42
26	5.5.5	Controlador de los Servicios Auxiliares	43
27	5.5.6	Switches	44
28	5.5.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1	44
29	5.5.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2	45
30	5.5.9	Requisitos de Telecomunicaciones	47
31	5.6	Obras Civiles	47
32	5.7	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento	48
33	6.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	49
34	6.1	Pruebas y Puesta en Servicio	49
35	6.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio	49
36	7.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	50
37	8.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	50
38	9.	FIGURAS	51
39			

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 07 - 2013.

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

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

Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el presente Anexo No. 1 de los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los diseños. En los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados, el Transmisor deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser relacionados, informados y documentados al Interventor. La adopción de criterios de ingeniería y normas específicas para el Proyecto deberá ser tal que con su aplicación no se incumpla en ningún caso con lo establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, MME. Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos de conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.

1.1 Requisitos Técnicos Esenciales

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

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

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

1.2 Definiciones

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

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, operación y mantenimiento de las obras definidas en el “Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2012 – 2025”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de Minas y Energía 18 0423 de marzo 21 de 2012, modificada por la Resolución MME No 9 1159 del 26 de diciembre de 2013, así:

- i. Construcción de la nueva Subestación Montería 230 kV con dos (2) bahías de línea y dos (2) bahías de transformación a 230 kV, a ubicarse en jurisdicción de la ciudad de Montería – Córdoba, junto a la actual Subestación Montería 110/34,5/13,8 kV.
- ii. Construcción de la nueva Subestación Chinú 230 kV con una (1) bahía de línea y una (1) bahía de transformación a 230 kV, a ubicarse en inmediaciones del municipio de Chinú - Córdoba, junto a la actual Subestación Chinú 500/110 kV.
- iii. Instalación de un (1) banco de autotransformadores 500/230 kV - 450 MVA (3X150 MVA) en la Subestación Chinú.
- iv. Instalación de una bahía de transformación a 500 kV en la Subestación Chinú 500 kV.

- v. Construcción de una línea en circuito sencillo 230 kV con un longitud aproximada de 71 km, desde la nueva Subestación Montería 230 kV hasta la nueva Subestación Chinú 230 kV.
- vi. Construcción de una línea en circuito sencillo 230 kV con un longitud aproximada de 124 km, desde la nueva Subestación Montería 230 kV hasta la actual Subestación Urabá 230 kV.
- vii. Instalación de una (1) bahía de línea 230 kV en la Subestación Urabá 230 kV.
- viii. La infraestructura de soporte para los tramos aéreos de las dos líneas a 230 kV, deberá quedar dispuesta para recibir un segundo circuito a futuro. Los equipos para ese segundo circuito no serán objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 07-2013.

NOTAS:

- i. Los bancos de transformadores que se conectarán en la Subestación Montería 230 kV y sus respectivas bahías en el lado de baja tensión no hacen parte del objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 07-2013, ya que se trata de activos de uso del nivel de tensión 4. La frontera entre el Transmisor y el OR en la Subestación Montería 230 kV será en los bornes de alta de los transformadores.
- ii. Las adecuaciones necesarias en la Subestación Urabá a nivel de 230 kV, diferentes a la bahía de línea y sus equipos asociados, como el acople de barras, no serán objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 07-2013.

2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones

2.1.1 Subestación Chinú 500 kV

La obra en la Subestación Chinú 500 kV, a cargo del Transmisor, consiste en la instalación de un (1) banco de autotransformadores 500/230 kV de 450 MVA (3X150 MVA), y su correspondiente bahía en el lado de alta tal como se muestra en la Figura 3.

La bahía de transformación, por el lado de alta tensión, tendrá una configuración de interruptor y medio.

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

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN CHINÚ 500 kV	CANTIDAD
1	Bahía de transformación configuración interruptor y medio	1
2	Banco autotransformador 500/230 kV de 450 MVA	1
3	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

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

Se deberá considerar que en la Subestación Chinú se instalarán dos bahías de línea a 500 kV, producto del Refuerzo a la Costa Caribe definido en el Plan de Expansión 2013-2026.

2.1.2 Subestación Chinú 230 kV

Las obras en la Subestación Chinú 230 kV, a cargo del Transmisor, consisten en la selección y adquisición del lote, el diseño y la construcción de una nueva Subestación a 230 kV, incluyendo los espacios de reserva para campos futuros. 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. Se deberá considerar el espacio disponible y las expansiones futuras como el Refuerzo a la Costa Caribe definido en el Plan de Expansión 2013-2026.

La Subestación Chinú 230 kV deberá ser construida en configuración Interruptor y Medio con dos diámetros incompletos y deberá incluir dos (2) bahías, una (1) para la línea de 230 kV que irá hacia la nueva Subestación Montería 230 kV, y una (1) bahía de transformación para la conexión del transformador 500/230 kV objeto de la presente Convocatoria Pública 07 - 2013. Los espacios de reserva en 230 kV que se deberán prever son los señalados en el numeral 3.8 del presente Anexo.

La Subestación Chinú 230 kV estará compuesta por los módulos que se indican a continuación:

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN CHINÚ 230 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración Interruptor y Medio	1
2	Bahía de transformación configuración Interruptor y Medio	1
3	Cortes Centrales configuración de Interruptor y Medio	1
4	Módulo de barraje	1
5	Protección diferencial de barras	1
6	Módulo común	1
7	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada	1

El diagrama unifilar de la Subestación Chinú 230 kV se muestra en la Figura 4.

2.1.3 Subestación Montería 230 kV

Las obras en la Subestación Montería 230 kV, a cargo del Transmisor, consisten en la selección y adquisición del lote, el diseño y la construcción de una nueva Subestación a 230 kV, incluyendo los espacios de reserva para campos futuros. 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.

La Subestación Montería 230 kV deberá ser construida en configuración Interruptor y Medio y deberá incluir cuatro (4) bahías, dos (2) para las dos líneas de 230 kV que irán desde la nueva Subestación Montería 230 kV, una hacia la nueva Subestación Chinú 230 kV y la otra hacia la Subestación Urabá 230 kV, y dos (2) bahías de transformación para la conexión al STN del Operador de Red (OR) – ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. Los espacios de reserva en 230 kV que se deberán prever son los señalados en el numeral 3.8 del presente Anexo. El terreno para la instalación de los equipos deberá tener en cuenta el espacio disponible y la instalación de los equipos a cargo del OR, además se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de Conexión.

El diagrama unifilar de la Subestación Montería 230 kV se muestra en la Figura 5. Sin embargo, el Transmisor en coordinación con el OR responsable de los transformadores que se conectarán allí, podrán llegar a un acuerdo para efectos de reubicación física de

las bahías de la Subestación, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad; en tal caso, el diagrama unifilar de la Subestación objeto de la presente Convocatoria Pública, podrá ser modificado previa revisión y concepto del Interventor y aprobación de la UPME.

La Subestación Montería 230 kV estará compuesta por los módulos que se indican a continuación:

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN MONTERÍA 230 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración interruptor y medio.	2
2	Bahías de transformación, configuración de interruptor y medio.	2
3	Corte central para la configuración de interruptor y medio.	2
4	Módulo de barraje , configuración interruptor y medio.	1
5	Protección diferencial de barras	1
6	Módulo común	1
7	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

Considerando que el Transmisor se hará cargo de las bahías de transformación del lado de alta, deberá suministrar hasta 200 metros de conductor por fase para la conexión entre las bahías y los transformadores del OR, incluyendo las estructuras y aisladores soporte.

2.1.4 Subestación Urabá 230 kV

La obra en la Subestación Urabá 230 kV, a cargo del Transmisor, consiste en la instalación de una (1) nueva bahía de línea a 230 kV para el circuito proveniente de la nueva Subestación Montería 230 kV.

Esta bahía deberá tener la configuración de la Subestación Urabá 230 kV, la cual es Barra Principal y de Transferencia (actualmente opera como barra sencilla, aclarando que el cambio de configuración no es objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 07-2013).

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 Urabá 230 kV.

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN URABÁ 230 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración Barra Principal y de Transferencia.	1
2	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

El diagrama unifilar de la Subestación Urabá 230 kV se muestra en la Figura 6.

2.2 Puntos de Conexión del Proyecto

El Transmisor, además de adquirir el predio para la construcción de las nuevas Subestaciones Montería 230 kV y Chinú 230 kV, deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones en cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de conexión con el responsable y propietario de los activos relacionados.

2.2.1 En la Subestación Chinú 500 kV

El propietario de la Subestación Chinú 500 kV es ISA S.A. E.S.P. Esta Subestación, a nivel de 500 kV tiene una configuración de interruptor y medio.

El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública UPME 07 - 2013 en la Subestación Chinú 500 kV, es el barraje 500 kV.

El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública UPME 07 - 2013 e ISA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la instalación de un (1) transformador 500/230 kV – 450 MVA y su bahía correspondiente en 500 kV; las condiciones para acceder al espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos de 500 kV; el enlace al sistema de control del CND; en el evento en que así se acuerde los servicios de administración y operación de los activos de 500 kV; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC que no están siendo remunerados actualmente. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento

del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

2.2.2 En la Subestación Montería 230 kV

El propietario de la Subestación Montería a 230 kV será el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública UPME 07 - 2013. Esta Subestación tendrá una configuración de interruptor y medio, la cual estará compuesta por los elementos establecidos en el Numeral 2.1 del presente Anexo.

De acuerdo con lo solicitado por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. a la UPME, se prevé la conexión de dos (2) bancos de transformadores 230/110 kV de 150 MVA cada uno, en la Subestación Montería 230 kV.

El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública UPME 07 - 2013 y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de los dos (2) bancos de transformación 230/110 kV, del espacio para las previsiones futuras solicitadas por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y del espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos de 230 kV; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

2.2.3 En la Subestación Urabá 230 kV

El propietario de la Subestación Urabá 230 kV es ISA S.A. E.S.P. Esta Subestación, a nivel de 230 kV opera actualmente como una barra sencilla, pero con el advenimiento de este proyecto se tendrá una configuración Barra Principal y de Transferencia, lo cual no será objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 07 - 2013.

El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública 07 - 2013 en la Subestación Urabá 230 kV, es el barraje 230 kV.

El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública UPME 07 - 2013 e ISA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la

ubicación de la bahía de línea 230 kV; del espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos de 230 kV; el enlace al sistema de control del CND; en el evento en que se acuerde los servicios de administración y operación de los activos de 230 kV; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC que no están siendo remunerados actualmente. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Inversionista de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

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

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

3.1 Parámetros del Sistema

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

Tensión nominal	230 kV
Frecuencia asignada	60 Hz
Puesta a tierra	Sólida
Numero de fases	3
Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
Servicios Auxiliares DC	125V
Tipo de las Subestaciones	Convencional o GIS o un híbrido.

Línea de transmisión Chinú – Montería 230 kV:

- Tipo de línea: Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o estructuras compactas, o parcialmente aérea y subterránea; o en estructuras compartidas.
- Circuitos por torre: –Sin restricción. Será resultado del diseño y las facilidades físicas. Se debe considerar el alcance descrito en el Numeral 2 del presente Anexo.
- Conductores de fase: Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
- Cables de guarda: Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

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

Línea de transmisión Montería - Urabá 230 kV:

- Tipo de línea: Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o estructuras compactas, o parcialmente aérea y subterránea; o en estructuras compartidas.
- Circuitos por torre: Dos (2), uno de los cuales se tenderá posteriormente y no hace parte de la presente Convocatoria UPME 07 - 2013.
- Conductores de fase: Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
- Cables de guarda: Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

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

3.2 Nivel de Corto Circuito

La capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 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.

3.3 Materiales

Todos los materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para el Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto

según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista deberá presentar para fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el Reglamento actualmente vigente.

3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible

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

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

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

3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión

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

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

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

regulación vigente deberá ser certificado por el Transmisor. Copia de estos acuerdos deberán entregarse al Interventor.

3.6 Infraestructura y Módulo Común

El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo inicial y futuro del patio de conexiones del nivel 230 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 07-2013, tanto en la Subestación Montería 230 kV como en la Subestación Chinú 230 kV, junto con los espacios de acceso, vías internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el predio actual y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías de acceso al predio de estas nuevas subestaciones y/o adecuaciones que sean necesarias.

El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y módulo común de las subestaciones Montería 230 kV y Chinú 230 kV, es decir las obras civiles y los equipos que sirven a las subestaciones y que son utilizados por todas las bahías de la Subestación, inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente Convocatoria Pública. La infraestructura y módulo común de las nuevas subestaciones, estarán conformadas como mínimo por los siguientes componentes:

Infraestructura civil: compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino si existe; la malla de puesta a tierra de toda la Subestación y los espacios de reserva para ampliaciones futuras; las vías de acceso a la Subestación; las vías internas de acceso a los patios de conexiones; la adecuación del terreno; y el espacio para las bahías futuras junto con su adecuación. En el espacio que ocupará la Subestación, las obras civiles incluyen: drenajes; alcantarillado; barreras de protección y de acceso al predio; todos los cerramientos para seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto / alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior y exterior y cárcamos comunes. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para la ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.

Equipos: Todos los necesarios para la integración de las nuevas Subestaciones y nuevas bahías a 230 kV con la infraestructura existente. Se incluyen entre otros, los sistemas de automatización, de gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones propio de cada Subestación, los materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado necesario y las obras civiles asociadas. Se incluyen todos los equipos necesarios para integrar tanto la nueva bahía de línea a la Subestación existente Urabá 230 kV como la nueva bahía de transformación a la Subestación existente Chinú 500 kV, en conexiones de potencia, control, medida, protecciones y servicios auxiliares.

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

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

NOTA: Para los módulos de alta de los transformadores de conexión al STN, en la Subestación Montería 230 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 07 - 2013, el Adjudicatario deberá prever y dejar disponible al Operador de Red todas las facilidades para que pueda dar cumplimiento a sus responsabilidades, en lo referente a conexiones de potencia, protecciones, comunicaciones y medidas, entre otras posibles.

3.7 Pruebas en Fábrica

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

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

3.8 Espacios de Reserva

Los espacios de reserva están clasificados según sean requeridos para las necesidades futuras del STN o del STR o del SDL. Los espacios de reserva futuros del STN son objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 07 – 2013, por tanto deben ser adecuados y dotados con las obras y equipos constitutivos del módulo común, como se describe en el Numeral 3.6 del presente Anexo 1. Los espacios de reserva futuros para el STR y/o SDL podrán ser previstos por el Adjudicatario según lo acuerde con Operador de Red; no obstante, los mismos no son objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 07 – 2013, el nivel de adecuación de los terrenos, la definición de las áreas, entre otros aspectos, deberán ser acordados con el Operador de Red en el respectivo Contrato de Conexión, si hay lugar a ello.

El Inversionista deberá prever tanto en la Subestación Montería 230 kV como en la Subestación Chinú 230 kV los espacios físicos necesarios para la construcción de futuras bahías, sean de línea o de transformación, no obstante lo anterior, los equipos para las bahías futuras no son parte del Proyecto.

Entre las previsiones, en cada una de las nuevas subestaciones, se deberá considerar la futura instalación de:

- En la Subestación Chinú: Un (1) diámetro completo para dos (2) bahías a 230 kV y dos (2) bahías asociadas a los diámetros incompletos, sean de línea o de transformación.
- En la Subestación Montería: Dos (2) diámetros completos para cuatro (4) bahías a 230 kV, sean de línea o de transformación.
- A nivel de STR: El Inversionista podrá llegar a acuerdos con diferentes interesados como Operadores de Red o generadores o grandes consumidores con el fin de prever espacios de reserva para otros futuros desarrollos, sin que ello haga parte del alcance de la presente Convocatoria Pública.

El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los equipos en los espacios de reserva previstos para futuras ampliaciones del STN, es decir, deberá dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y deberá realizar las obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se deteriore. Adicionalmente, tanto los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán estar incluidas dentro del mantenimiento que el Inversionista realice a la Subestación, hasta tanto sean ocupados.

Para las bahías objeto de la presente Convocatoria Pública que queden en diámetros incompletos y puedan utilizarse para ampliaciones futuras, el Transmisor deberá hacerse cargo del enlace con el otro barraje, de tal manera que dicho enlace pueda ser removido fácilmente en caso de instalación de nuevos equipos.

El Transmisor preparará un documento que deberá entregar al Interventor en el cual se indiquen las características de los espacios de reserva establecidos en el presente Anexo, de igual forma el Interventor verificará el cumplimiento de las exigencias para los espacios de reserva.

4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 kV

4.1 General

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

Líneas de 230 Kv				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica		kV	230
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 60-170
7	Distancias de seguridad	Código de Redes o RETIE según aplique		
8	Ancho de servidumbre	Código de Redes o RETIE según aplique	m	
9	Máximo campo eléctrico e interferencia	Código de Redes o RETIE según aplique		
10	Contaminación salina	Línea con áreas relativamente próximas al mar cuyo nivel de contaminación debe ser investigado por Inversionista	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		

Líneas de 230 Kv				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
		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		

El Código de Redes corresponde a la Resolución CREG 025 de 1995 con sus anexos, incluyendo todas sus modificaciones.

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

4.2 Ruta de la Línea de Transmisión 230 kV

La selección de la ruta de la línea de transmisión objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 07 - 2013, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto, a efectos de definir la ruta de la línea a 230 kV, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades ambientales, a las autoridades nacionales, regionales y locales los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, a las autoridades que determinan las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local.

De modo referencial, el mapa cartográfico de la Figura 1 incluida en cinco partes en este Anexo, muestra la sensibilidad ambiental de la franja comprendida entre las subestaciones 230 kV Chinú, Montería y Urabá, sin considerar los Planes de Ordenamiento Territorial que podrían tener algún efecto dentro de la misma, en el cual se han localizado tres (3) alternativas de ruta que se deben considerar a título exclusivamente ilustrativo y sobre lo cual el Inversionista deberá realizar todas las verificaciones sobre sus posibilidades y viabilidad. Así mismo, la Figura 2 muestra el perfil

de las tres (3) alternativas de ruta ya mencionadas con el propósito de que se conozca la altura sobre el nivel del mar de estas alternativas estudiadas.

Es responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad los riesgos inherentes al desarrollo del Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras.

En el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SUBESTACIÓN MONTERÍA 230 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 07 DE 2013”** se suministra información de referencia sobre las alternativas de ruta de la línea de transmisión estudiadas. El objeto de este documento es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados.

4.3 Longitud Aproximada de la Línea

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

Circuito	Tensión	Longitud Aproximada
Chinú - Montería	230 kV	71 km
Montería - Urabá	230 kV	124 km

4.4 Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas de 230 kV

Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del Proyecto son las establecidas en este 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 de contaminación de la zona en la que se construirán las líneas y las subestaciones, con base en ello, hacer el diseño del aislamiento de las líneas y de los equipos de las subestaciones, 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 220 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% 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 el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores límites establecidos:

El conductor para la línea de 230 kV Chinú – Montería – Urabá deberá tener:

- Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 1000 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.
- Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase de 0,0556 ohmios/km. En el caso de conductores en haz, tal valor corresponderá a la resistencia en paralelo de los cables sub-conductores de cada fase.
- Por el ambiente salino presente en la zona, los conductores deberán ser de los tipos ACAR o AAAC, con hilos de aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima, resistencia óhmica máxima, radio-interferencia y ruido audible especificados.

El Inversionista deberá garantizar los anteriores valores de capacidad de corriente y resistencia tanto en los tramos aéreos como en los subterráneos.

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

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

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

4.4.3 Cable(s) de Guarda

El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.

Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda (convencionales u OPGW). Por el ambiente salino presente en la zona, los cables de guarda no deberán contener hilos o núcleos en acero galvanizado. El o los cables de guarda a instalar deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por ellos.

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

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

En el evento de que el Inversionista decida usar la nueva línea que interconecta las Subestaciones Chinú – Montería – Urabá 230 kV para la transmisión de comunicaciones por fibra óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas del cable de guarda e informar de ellos al Interventor.

En caso de instalar un cable de guarda convencional, éste deberá ser del tipo Alumoweld o de otro material resistente a la corrosión salina que cumpla con las especificaciones técnicas y los propósitos de un cable de guarda convencional desde el punto de vista de su comportamiento frente a descargas atmosféricas.

4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas

El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del sitio de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que fluye a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra tal que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación IEEE 80 y con lo establecido en el Artículo 15 del RETIE en su última revisión. La medición de las tensiones de paso y contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en servicio de la línea, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del RETIE y específicamente con lo establecido en el numeral 15.5.3.

4.4.5 Transposiciones de Línea

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

4.4.6 Estructuras

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

Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto-soportadas y no deberán requerir para su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Inversionista podrá hacer uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de recursos.

Las estructuras de soporte de la línea serán para doble circuito de disposición vertical (doble terna vertical). Se tenderá uno solo de los circuitos en esta Convocatoria.

El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la metodología establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for Electrical Transmission Line Structural Loading - Practice 74*". La definición del vano peso máximo y del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será establecido a partir de los

resultados del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo lo establecido por el ASCE en la última revisión del documento "*Design of Latticed Steel Transmission Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo que los que se obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE. Si ello resultara así, primarán estas últimas.

4.4.7 Localización de Estructuras

Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a peatones y las distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos, líneas de transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en metros. La temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la correspondiente a las condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante toda la vida útil del Proyecto según el RETIE.

4.4.8 Sistema Antivibratorio - Espaciadores - Amortiguadores

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

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

4.4.9 Cimentaciones

Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo de las cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 098 de 2000, numeral 2.7., o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras. Los diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión deben hacerse considerando los resultados de los estudios de suelos que mandatoriamente debe adelantar el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas

a nivel de cimentación más críticas que se calculen a partir de las cargas mostradas en los árboles de cargas de diseño de cada tipo de estructura.

4.4.10 Señalización Aérea

El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil y, en el caso particular de esta Convocatoria, con la Armada Nacional, si existen aeródromos o zonas de tránsito de aeronaves particulares o militares que hagan imperioso que la línea lleve algún tipo de señales que impidan accidentes por la carencia de ellos. Se mencionan en su orden: la pintura de las estructuras según norma de Aerocivil; balizas de señalización aérea ubicadas en el cable de guarda en vanos específicos y/o faros centelleantes en torres en casos más severos.

4.4.11 Obras Complementarias

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

4.5 Informe Técnico

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

- Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.

- Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.

5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES

Las siguientes son las especificaciones técnicas para las Subestaciones.

5.1 General

La siguiente tabla presenta las bahías de 500 kV y 230 kV que son parte del proyecto:

DESCRIPCIÓN	CHINÚ 500 kV	CHINÚ 230 kV	MONTERÍA 230 kV	URABÁ 230 kV
Configuración	Interruptor y medio	Interruptor y medio	Interruptor y medio	Barra Principal y Transferencia
Subestación nueva	NO	SI	SI	NO
Propietario de la Subestación	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. - ISA	Inversionista Adjudicatario Convocatoria Pública 07 - 2013	Inversionista Adjudicatario Convocatoria Pública 07 - 2013	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. - ISA
Número de bahías a instalar	1	2	4	1

5.1.1 Predio de las subestaciones

Subestación Montería 230 kV

Será el que seleccione el Transmisor al inicio de los trabajos, junto a la Subestación existente Montería 110 kV propiedad de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., la cual está ubicada en jurisdicción del municipio de Montería en el departamento de Córdoba, considerando las facilidades para los accesos de las líneas de transmisión objeto del Proyecto y el acceso de las líneas del STR. Por lo tanto, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades

relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

La Subestación Montería 110 kV existente, está localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente:

Longitud: 75° 52' 51.15" O
Latitud: 8° 45' 49. 58" N

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

En el documento **“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SUBESTACIÓN MONTERÍA 230 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 07 DE 2013”** se suministra información de referencia sobre las alternativas de ruta de la línea de transmisión y para la localización del predio de la Subestación. Su objeto es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones, constituyéndose en una referencia ilustrativa para los diferentes Interesados.

NOTA: Información de planos y terrenos aledaños referente a la Subestación existente Montería 110 kV, recopilada por la UPME será suministrada conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

Subestación Chinú 230 kV

Será el que seleccione el Transmisor al inicio de los trabajos, junto a la Subestación existente Chinú 500/110 kV propiedad de ISA S.A. E.S.P., considerando las facilidades para el acceso de la línea de transmisión objeto del Proyecto. Por lo tanto, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de

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

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

La Subestación Chinú existente 500/110 kV está localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente:

Longitud: 75° 25' 33. 25" O

Latitud: 9° 7' 3.79" N

En el documento ***“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SUBESTACIÓN MONTERÍA 230 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 07 DE 2013”*** se suministra información de referencia sobre las alternativas de ruta de la línea de transmisión y para la localización del predio de la Subestación. Su objeto es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones, constituyéndose en una referencia ilustrativa para los diferentes Interesados.

NOTA: Información de planos y terrenos aledaños referente a la Subestación existente Chinú 500 kV, recopilada por la UPME será suministrada conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

Subestación Urabá 230 kV

La Subestación existente Urabá 230 kV es propiedad de ISA S.A. E.S.P., la cual está ubicada en el municipio de Urabá en el Departamento de Antioquia, en las siguientes coordenadas aproximadamente:

Longitud: 76° 39' 16.15" O

Latitud: 8° 3' 91.69" N

Esta Subestación dispone de área de reserva para construir la bahía de línea requerida para este Proyecto.

NOTA: Información referente a la Subestación existente Urabá 230 kV, recopilada por la UPME será suministrada conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

5.1.2 Conexiones con Equipos Existentes

El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y protección de las bahías de las subestaciones Chinú 500 kV y Urabá 230 kV con la infraestructura existente en cada una de estas subestaciones.

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

5.1.3 Servicios Auxiliares

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

5.1.4 Infraestructura y Módulo Común

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

5.2 Normas para Fabricación de los Equipos

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

5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos

Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de acuerdo con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of Substations, la de mayores exigencias. El Transmisor deberá entregar copias al

Interventor de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

5.3.1 Procedimiento General del Diseño

Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5.3.2 Estudios del Sistema

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

- Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos y de resistividad.
- Cálculo de flechas y tensiones.
- Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- Estudios de coordinación de protecciones.

- Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y distancias eléctricas.
- Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo y a corto circuito.
- Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores aislados.
- Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- Informe de interfaces con equipos existentes.
- Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores de fallas.

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

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

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 Interruptores

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

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

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

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

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

5.4.2 Descargadores de Sobretensión

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

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

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

5.4.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

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

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

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

5.4.4 Transformadores de Tensión

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

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

Pruebas de rutina: los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o

su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

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

5.4.5 Transformadores de Corriente

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

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

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

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

5.4.6 Equipo GIS o Híbrido

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

- Instrument transformer – IEC6189
- Insulation Coordination – IEC60071

- High voltage switchgear and controlgear - IEC62271-203
- Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- Partial discharge measurement – IEC60270
- Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- Guide for checking SF6 - IEC 60480
- Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639

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

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

5.5 Equipos de Control y Protección

5.5.1 Sistemas de Protección

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

El esquema de protección de las líneas nuevas deberá consistir en dos protecciones principales de línea con principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos protecciones de distancia, éstas deben tener distintos principios de medición. El esquema completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y recepción del disparo directo transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo, protección

de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de línea debe dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre.

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

El esquema de protección de barras, en las nuevas subestaciones Montería 230 kV y Chinú 230 kV deberá consistir de un sistema de protección diferencial de barras, porcentual o moderada.

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

5.5.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.
	Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3.	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.
	Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	
2	Corresponde al procesamiento del sistema de	Corresponde al mando desde las estaciones de operación

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación. 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.	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.
	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 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. 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	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 convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.

Nivel	Descripción	Modos de Operación
0	con el Sistema de Automatización. 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.

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

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

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

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

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

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

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

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

5.5.3 Medidores Multifuncionales

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

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.

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

- Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- Despliegue de alarmas.
- Despliegue de eventos.
- Despliegue de medidas de tensión y de corriente.

- Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la comunicación.

5.5.6 Switches

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

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

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

5.5.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

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

La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores,

con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista.

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

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

5.5.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2

5.5.8.1 Controlador de la Subestación

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

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

5.5.8.2 Registradores de Fallas

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

5.5.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación

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

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

- Adquisición de datos y asignación de comandos.
- Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- Comunicación con el CND.
- Comunicación con la red de área local.
- Facilidades de mantenimiento.
- Facilidades para entrenamiento.
- Función de bloqueo.
- Función de supervisión.
- Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- Guía de operación.
- Manejo de alarmas.
- Manejo de curvas de tendencias.
- Manejo de mensajes y consignas de operación.
- Marcación de eventos y alarmas.
- Operación de los equipos.

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

5.5.9 Requisitos de Telecomunicaciones

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

5.6 Obras Civiles

Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles de las subestaciones con el siguiente alcance:

Subestaciones Montería 230 kV y Chinú 230 kV

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

Subestaciones Chinú 500 kV y Urabá 230 kV

- Diseño y construcción de todas las obras civiles para instalar las nuevas bahías y construcción o ampliación de los edificios de control.
- Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en la Subestación, deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del Inversionista.
- Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10.

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

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

5.7 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

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

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

6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

6.1 Pruebas y Puesta en Servicio

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

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

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

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

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

6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio

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

- Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
- Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- Diagrama Unifilar.
- Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del Proyecto.
- Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- Cronograma de pruebas.
- Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con información definitiva.
- Protocolo de energización.
- Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del punto de conexión.
- Carta de declaración en operación comercial.
- Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y actualizados por el CND.

7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

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

8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA

Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 07 - 2013, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital

en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.

9. FIGURAS

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

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

Figura 2 - Perfiles referenciales de alternativas de ruta referenciales. Plano referencial e ilustrativo únicamente.

Figura 3 - Unifilar Subestación Chinú 500 kV.

Figura 4 - Unifilar Subestación Chinú 230 kV.

Figura 5 - Unifilar Subestación Montería 230 kV.

Figura 6 - Unifilar Subestación Urabá 230 kV.