

**ANEXO 1**

**DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO**

**CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 04 DE 2014**

**(UPME 04 – 2014)**

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,  
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y  
MANTENIMIENTO DEL REFUERZO 500 kV SUROCCIDENTAL: SUBESTACIÓN  
ALFÉREZ 500 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS**

**Bogotá D. C., septiembre de 2014**

## ÍNDICE

1			
2			
3			
4	<b>1.</b>	<b>CONSIDERACIONES GENERALES</b> .....	<b>5</b>
5	1.1	Requisitos Técnicos Esenciales .....	5
6	1.2	Definiciones .....	6
7	<b>2.</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</b> .....	<b>6</b>
8	2.1	Descripción de Obras en las Subestaciones .....	8
9	2.1.1	Subestación Medellín 500 kV, también denominada Subestación Katíos .....	8
10	2.1.2	Subestación La Virginia 500 kV .....	9
11	2.1.3	Subestación Alférez 500 kV .....	10
12	2.1.4	Subestación Alférez 230 kV .....	11
13	2.1.5	Subestación San Marcos 500 kV .....	12
14	2.2	Puntos de Conexión del Proyecto .....	13
15	2.2.1	En la Subestación Medellín (Katíos) 500 kV .....	13
16	2.2.2	En la Subestación La Virginia 500 kV .....	14
17	2.2.3	En la Subestación Alférez 500 kV .....	14
18	2.2.4	En la Subestación Alférez 230 kV .....	15
19	2.2.5	En la Línea Juanchito – Pance 230 kV .....	15
20	2.2.6	En la Subestación San Marcos 500 kV .....	16
21	<b>3.</b>	<b>ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES</b> .....	<b>16</b>
22	3.1	Parámetros del Sistema .....	17
23	3.2	Nivel de Corto Circuito .....	18
24	3.3	Materiales .....	18
25	3.4	Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible .....	18
26	3.5	Licencias, Permisos y Contrato de Conexión .....	19
27	3.6	Pruebas en Fábrica .....	19
28	<b>4.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 500 kV</b> .....	<b>20</b>
29	4.1	General .....	20
30	4.1.1	Líneas 500 kV .....	20
31	4.1.2	Líneas 230 kV .....	21
32	4.2	Ruta de las Líneas de Transmisión .....	23
33	4.3	Longitud Aproximada de la Línea .....	24
34	4.4	Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas de 500 kV y 230 kV .....	24
35	4.4.1	Aislamiento .....	24
36	4.4.2	Conductores de Fase .....	25
37	4.4.3	Cable(s) de Guarda .....	26
38	4.4.4	Puesta a Tierra de las Líneas .....	27
39	4.4.5	Transposiciones de Línea .....	28
40	4.4.6	Estructuras .....	28
41	4.4.7	Localización de Estructuras .....	28

1	4.4.8	Sistema Antivibratorio - Espaciadores - Amortiguadores .....	29
2	4.4.9	Cimentaciones.....	29
3	4.4.10	Señalización Aérea.....	29
4	4.4.11	Obras Complementarias.....	30
5	4.5	Informe Técnico .....	30
6	<b>5.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES .....</b>	<b>31</b>
7	5.1	General .....	31
8	5.1.1	Predios de las Subestaciones.....	31
9	5.1.1.1	Predio de la Subestación Medellín 500 kV también denominada	
10		Subestación Katíos.....	31
11	5.1.1.2	Predio de la Subestación La Virginia 500 kV.....	32
12	5.1.1.3	Predio de la Alférez 500 kV.....	33
13	5.1.1.4	Predio de la Subestación San Marcos 500 kV.....	33
14	5.1.2	Espacios de Reserva.....	34
15	5.1.3	Conexiones con Equipos Existentes.....	35
16	5.1.4	Servicios Auxiliares.....	36
17	5.1.5	Infraestructura y Módulo Común.....	36
18	5.2	Normas para Fabricación de los Equipos.....	37
19	5.3	Condiciones Sísmicas de los equipos .....	37
20	5.3.1	Procedimiento General del Diseño .....	37
21	5.3.2	Estudios del Sistema .....	40
22	5.3.3	Distancias de Seguridad.....	41
23	5.4	Equipos de Potencia .....	41
24	5.4.1	Transformadores de Potencia.....	41
25	5.4.2	Reactor Inductivo.....	43
26	5.4.3	Interruptores .....	44
27	5.4.4	Descargadores de Sobretensión.....	44
28	5.4.5	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	45
29	5.4.6	Transformadores de Tensión.....	45
30	5.4.7	Transformadores de Corriente.....	46
31	5.4.8	Equipo GIS o Híbrido.....	46
32	5.5	Equipos de Control y Protección en cada Subestación .....	47
33	5.5.1	Sistemas de Protección .....	47
34	5.5.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestación .....	48
35	5.5.2.1	Características Generales.....	50
36	5.5.3	Unidad de medición fasorial sincronizada – medidores multifuncionales ....	52
37	5.5.4	Controladores de Bahía.....	52
38	5.5.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	53
39	5.5.6	Switches.....	54
40	5.5.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	55
41	5.5.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2 .....	55

1	5.5.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	57
2	5.6	Obras Civiles.....	57
3	5.7	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento .....	58
4	<b>6.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO .....</b>	<b>59</b>
5	6.1	Pruebas y Puesta en Servicio .....	59
6	6.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio .....	59
7	<b>7.</b>	<b>ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN .....</b>	<b>60</b>
8	<b>8.</b>	<b>INFORMACIÓN ESPECÍFICA .....</b>	<b>60</b>
9	<b>9.</b>	<b>FIGURAS .....</b>	<b>61</b>
10			

**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 04 – 2014.

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

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

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

**1.1 Requisitos Técnicos Esenciales**

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

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

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

## 13 14 **1.2 Definiciones**

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

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

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

- 27  
28 i. Construcción de una (1) bahía de línea en la Subestación Medellín 500 kV,  
29 también denominada Katíos. Esta Subestación se construirá como resultado de la  
30 Convocatoria UPME 03 – 2014.  
31  
32 ii. Construcción de dos (2) bahías de línea en la existente Subestación La Virginia  
33 500 kV.  
34  
35 iii. Construcción de una (1) Línea de 500 kV, desde la Subestación Medellín (Katíos)  
36 hasta la Subestación La Virginia, con una longitud aproximada de 170 km.  
37  
38 iv. Instalación de reactores inductivos de 84 MVAR, en cada extremo de la Línea  
39 Medellín (Katíos) – La Virginia 500 kV, con sus respectivos equipos de control y  
40 maniobra.  
41

- 1 v. Construcción de la nueva Subestación Alférez 500 kV, con dos (2) bahías de línea  
2 y dos (2) bahías de transformación.  
3
- 4 vi. Construcción de una (1) Línea de 500 kV, desde la Subestación La Virginia hasta  
5 la nueva Subestación Alférez, con una longitud aproximada de 200 km.  
6
- 7 vii. Instalación de reactores inductivos de 84 MVAR, en cada extremo de la Línea La  
8 Virginia – Alférez 500 kV, con sus respectivos equipos de control y maniobra.  
9
- 10 viii. Construcción de dos (2) bahías de línea y dos (2) bahías de transformación en la  
11 existente Subestación Alférez 230 kV GIS tipo interior.  
12
- 13 ix. Instalación de dos (2) bancos de autotransformadores 500/230 kV de 450 MVA  
14 (3X150 MVA), cada banco, en la nueva Subestación Alférez 500 kV, con una  
15 capacidad de sobrecarga del 30%.  
16
- 17 x. Construcción de una Línea doble circuito de 230 kV desde la nueva Subestación  
18 Alférez hasta el punto de intercepción de la existente Línea Juanchito – Pance 230  
19 kV, con una longitud aproximada de 2 km.  
20
- 21 xi. Construcción de una (1) bahía de línea en la existente Subestación San Marcos  
22 500 kV.  
23
- 24 xii. Construcción de una (1) Línea de 500 kV, desde la nueva Subestación Alférez  
25 hasta la Subestación San Marcos, con una longitud aproximada de 35 km.  
26
- 27 xiii. Los espacios de reserva establecidos en el numeral 5.1.2 del presente documento.  
28

29 **NOTAS:**

- 30
- 31 I. Los diagramas unifilares de las subestaciones objeto de la presente Convocatoria  
32 Pública hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, buscando una  
33 disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modifica los diagramas unifilares  
34 previa revisión y concepto del Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si  
35 la propuesta de modificación presentada afecta a terceros, deberán establecerse  
36 acuerdos previos a la solicitud.  
37
- 38 II. Cuando una bahía, objeto de la presente Convocatoria Pública, queda en un  
39 diámetro incompleto, el cual pueda utilizarse para una ampliación futura, el  
40 Transmisor deberá hacerse cargo del enlace entre el corte central y el otro barraje,

de tal manera que dicho enlace pueda ser removido fácilmente en caso de instalación de nuevos equipos.

## 2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones

### 2.1.1 Subestación Medellín 500 kV, también denominada Subestación Katíos

Las obras en la Subestación Medellín (Katíos) 500 kV, a cargo del Transmisor, consisten en el diseño y la construcción de:

- Una (1) bahía para las nueva Línea 500 kV Medellín (Katíos) – La Virginia 500 kV.
- Un módulo de compensación reactiva inductiva de 84 MVAR y una (1) bahía de compensación reactiva de Línea para la nueva Línea 500 kV hacia La Virginia 500 kV.

Las bahías deberán mantener la configuración de la nueva Subestación Medellín (Katíos) 500 kV, objeto de la Convocatoria Pública UPME 03 – 2014, la cual es interruptor y medio. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

La Subestación Medellín (Katíos) 500 kV será ampliada, bajo la presente Convocatoria Pública UPME, con los módulos que se indican a continuación:

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN MEDELLÍN (KATÍOS) 500 kV	CANTIDAD
1.	Bahía de línea, configuración interruptor y medio.	1
2.	Bahía de Compensación Reactiva Línea Maniobrable.	1
3.	Módulo Compensación Reactiva Línea Maniobrable, 84 MVAR, con reactor de neutro.	1
4.	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de línea, en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura en la existente Subestación La Virginia 500 kV.

El diagrama unifilar de la Subestación Medellín (Katíos) 500 kV se muestra en la Figura 3.



1  
 2 El diámetro previsto para las nueva bahía de Línea, se comparte con un módulo de  
 3 transformación. El interruptor del corte central para la configuración de Interruptor y Medio  
 4 es existente.

5  
 6 **2.1.2 Subestación La Virginia 500 kV**

7  
 8 Las obras en la Subestación La Virginia 500 kV, a cargo del Transmisor, consisten en el  
 9 diseño y la construcción de:

- 10  
 11
  - Una (1) bahía para la nueva Línea 500 kV Medellín (Katíos) – La Virginia.
  - 12 • Un (1) módulo de compensación reactiva inductiva de 84 MVAR y una (1) bahía de  
13 compensación reactiva de Línea para la nueva Línea 500 kV hacia Medellín  
14 (Katíos).
  - 15 • Una (1) bahía para la nueva Línea 500 kV La Virginia – Alférez.
  - 16 • Un (1) módulo de compensación reactiva inductiva de 84 MVAR y una (1) bahía de  
17 compensación reactiva Línea para la nueva Línea 500 kV hacia Alférez.

18  
 19 Las bahías deberán mantener la configuración de la existente Subestación La Virginia 500  
 20 kV, la cual es interruptor y medio. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS  
 21 (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations”  
 22 Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior  
 23 según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás  
 24 requisitos establecidos en los DSI.

25  
 26 La existente Subestación La Virginia 500 kV, será ampliada con los módulos que se  
 27 indican a continuación:  
 28

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

1 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de Línea, en  
 2 funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la  
 3 infraestructura en la Subestación Medellín (Katíos) 500 kV y en la nueva Subestación  
 4 Alférez 500 kV.

5  
 6 El diagrama unifilar de la Subestación La Virginia 500 kV se muestra en la Figura 4.  
 7

### 8 **2.1.3 Subestación Alférez 500 kV**

9  
 10 Las obras en la Subestación Alférez 500 kV, a cargo del Transmisor, consisten en la  
 11 selección y adquisición del lote, el diseño y la construcción de una nueva Subestación a  
 12 500 kV, incluyendo los espacios de reserva para campos futuros.  
 13

14 La Subestación Alférez 500 kV deberá ser construida en configuración Interruptor y Medio  
 15 y deberá incluir:

- 16
- 17 • Una (1) bahía para la nueva Línea 500 kV La Virginia – Alférez.
- 18 • Un (1) módulo de compensación reactiva inductiva de 84 MVar y una (1) bahía de  
 19 compensación reactiva de Línea para la nueva Línea 500 kV hacia Alférez.
- 20 • Una (1) bahía para la nueva Línea 500 kV Alferez – San Marcos.
- 21 • Dos (2) bahías 500 kV para dos nuevos bancos de transformación 500/230 kV de  
 22 450 MVA, cada uno.  
 23

24 Los espacios de reserva en 500 kV que se deberán prever, son los señalados en el  
 25 numeral 5.1.2 del presente Anexo.  
 26

27 Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del  
 28 nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una  
 29 solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad  
 30 técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.  
 31

32 En la Subestación Alférez 500 kV se construirán, bajo la presente Convocatoria Pública  
 33 UPME, los módulos que se indican a continuación:  
 34

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN ALFÉREZ 500 kV	CANTIDAD
1.	Bahía de línea, configuración interruptor y medio.	2
2.	Bahía de Compensación Reactiva Línea Maniobrable.	1

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN ALFÉREZ 500 kV	CANTIDAD
<b>3.</b>	Módulo Compensación Reactiva Línea Maniobrable, 84 MVA <sub>r</sub> , con reactor de neutro.	1
<b>4.</b>	Bahía de transformación, configuración interruptor y medio	2
<b>5.</b>	Banco autotransformador 500/230 kV de 450 MVA	2
<b>6.</b>	Autotransformador Monofásico de Reserva, 500/230 kV de 150 MVA	1
<b>7.</b>	Corte central para la configuración de interruptor y medio.	2
<b>8.</b>	Módulo de barraje	1
<b>9.</b>	Protección diferencial de barras	1
<b>10.</b>	Módulo común	1
<b>11.</b>	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de línea, en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura en la Subestación La Virginia 500 kV y en la subestación San Marcos 500 kV.

El diagrama unifilar de la Subestación Alférez 500 kV se muestra en la Figura 5.

#### **2.1.4 Subestación Alférez 230 kV**

Las obras en la Subestación Alférez 230 kV, a cargo del Transmisor, consisten en el diseño y la construcción de:

- Dos (2) bahías 230 kV para dos nuevos bancos de transformación 500/230 kV de 450 MVA, cada uno.
- Una (1) bahía para la nueva Línea 230 kV Juanchito – Alférez, resultado de la reconfiguración de la existente Línea a 230 kV Juanchito – Pance.
- Una (1) bahía para la nueva Línea 230 kV Alférez – Pance, resultado de la reconfiguración de la existente Línea a 230 kV Juanchito – Pance.

Las bahías deberán mantener la configuración de la existente Subestación Alférez 230 kV, la cual es interruptor y medio. Los equipos a instalar deberán ser en tecnología

1 encapsulada GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated  
2 Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) con iguales características a la  
3 existente, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos  
4 establecidos en los DSI.

5  
6 La Subestación Alférez 230 kV será ampliada con los módulos que se indican a  
7 continuación:  
8

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN ALFÉREZ 230 kV	CANTIDAD
1.	Bahía de línea, encapsulada configuración interruptor y medio.	2
2.	Bahía de transformación, encapsulada configuración interruptor y medio.	2
3.	Corte central para la configuración de interruptor y medio	2
4.	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

9  
10 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de línea, en  
11 funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la  
12 infraestructura en la existente en las subestaciones Juanchito 230 kV y Pance 230 kV.

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

### 14 **2.1.5 Subestación San Marcos 500 kV**

15  
16 Las obras en la Subestación San Marcos 500 kV, a cargo del Transmisor, consisten en el  
17 diseño y la construcción de:

- 18 • Una (1) bahía para las nueva Línea 500 kV Alférez – San Marcos 500 kV.

19  
20  
21 Las bahías deberán mantener la configuración de la nueva Subestación San Marcos 500  
22 kV, la cual es interruptor y medio. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS  
23 (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations”  
24 Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior  
25 según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás  
26 requisitos establecidos en los DSI.  
27  
28

29 La Subestación San Marcos 500 kV será ampliada, bajo la presente Convocatoria Pública  
30 UPME, con los módulos que se indican a continuación:  
31

1

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN SAN MARCOS 500 kV	CANTIDAD
1.	Bahía de línea, configuración interruptor y medio.	1
2.	Corte central para la configuración de interruptor y medio.	1
3.	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

2

3 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de línea, en  
 4 funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la  
 5 infraestructura en la Subestación Alférez 500 kV.

6

7 El diagrama unifilar de la Subestación San Marcos 500 kV se muestra en la Figura 7.

8

## 9 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

10

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

14

### 15 **2.2.1 En la Subestación Medellín (Katíos) 500 kV**

16

17 El propietario de la Subestación Medellín (Katíos) 500 kV será seleccionado mediante la  
 18 Convocatoria Pública UPME 03 – 2014.

19

20 Esta Subestación, en 500 kV, tiene una configuración de interruptor y medio como se  
 21 ilustra en la Figura 3 y se ampliará con los elementos establecidos en el Numeral 2.1 del  
 22 presente Anexo. El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública  
 23 UPME 04 – 2014 en la Subestación Medellín (Katíos) 500 kV, es el barraje 500 kV.

24

25 El contrato de conexión entre los Transmisores resultantes de la presente Convocatoria  
 26 Pública UPME 04 – 2014 y de la Convocatoria Pública UPME 03 – 2014 deberá incluir,  
 27 entre otros aspectos y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para  
 28 acceder al uso del terreno para la realización de las obras e instalación de los equipos de  
 29 la presente Convocatoria Pública UPME, y del espacio para la ubicación de los tableros  
 30 de control y protecciones de los módulos; enlace al sistema de control del CND; y  
 31 suministro de servicios auxiliares de AC y DC, etc. Este contrato de conexión deberá estar  
 32 firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la  
 33 Resolución CREG que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor

1 adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas  
2 (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras y condiciones para acceder  
3 al mismo, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión, duración del  
4 contrato, entre otros), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No  
5 obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida  
6 justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

### 8 **2.2.2 En la Subestación La Virginia 500 kV**

9  
10 El propietario de la Subestación La Virginia 500 kV es ISA S.A. E.S.P.

11  
12 Esta Subestación, en 500 kV, tiene una configuración de interruptor y medio como se  
13 ilustra en la Figura 4 y se ampliará con los elementos establecidos en el Numeral 2.1 del  
14 presente Anexo. El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública  
15 UPME 04 – 2014 en la Subestación La Virginia 500 kV, es el barraje 500 kV.

16  
17 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria  
18 Pública UPME 04 – 2014 e ISA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según  
19 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la  
20 realización de las obras e instalación de los equipos de la presente Convocatoria Pública  
21 UPME, y del espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los  
22 módulos; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC  
23 y DC, etc. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los  
24 cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficializa los  
25 Ingresos Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria  
26 Pública, al menos en sus condiciones básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se  
27 realizarán las obras y condiciones para acceder al mismo, obligaciones de las partes para  
28 la construcción, punto de conexión, duración del contrato, entre otros), lo cual deberá ser  
29 puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse,  
30 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma  
31 del contrato de conexión.

### 32 33 **2.2.3 En la Subestación Alférez 500 kV**

34  
35 El propietario de la Subestación Alférez 500 kV es el Transmisor resultante de la presente  
36 Convocatoria Pública UPME 04 – 2014.

37  
38 Esta Subestación, en 500 kV, tendrá una configuración de interruptor y medio como se  
39 ilustra en la Figura 5 y estará compuesta por los elementos establecidos en el Numeral  
40 2.1 del presente Anexo. El proyecto no requiere puntos de conexión en esta Subestación.

1 No obstante para cualquier conexión futura a esta Subestación, se considerará que el  
2 punto de conexión a la Subestación Alférez 500 kV, es el barraje 500 kV.

#### 3 4 **2.2.4 En la Subestación Alférez 230 kV**

5  
6 El propietario de la existente Subestación Alférez 230 kV es la Empresa de Energía de  
7 Bogotá S.A. E.S.P

8  
9 Esta Subestación, en 230 kV, tiene una configuración de interruptor y medio como se  
10 ilustra en la Figura 6 y se ampliará con los elementos establecidos en el Numeral 2.1 del  
11 presente Anexo. El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública  
12 UPME 04 – 2014 en la Subestación Alférez 230 kV, es el barraje 230 kV.

13  
14 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria  
15 Pública UPME 04 – 2014 y EEB S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según  
16 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la  
17 realización de las obras e instalación de los equipos de la presente Convocatoria Pública  
18 UPME, y del espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los  
19 módulos; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC  
20 y DC, etc. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los  
21 cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficializa los  
22 Ingresos Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria  
23 Pública, al menos en sus condiciones básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se  
24 realizarán las obras y condiciones para acceder al mismo, obligaciones de las partes para  
25 la construcción, punto de conexión, duración del contrato, entre otros), lo cual deberá ser  
26 puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse,  
27 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma  
28 del contrato de conexión.

#### 29 30 **2.2.5 En la Línea Juanchito – Pance 230 kV**

31  
32 El propietario de la Línea de Transmisión Juanchito – Pance 230 kV es EPISA S.A. E.S.P.

33  
34 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública UPME 04 – 2014  
35 es el punto de seccionamiento del circuito Juanchito – Pance 230 kV.

36  
37 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones,  
38 control y protecciones de las nuevas bahías con los existentes en la Subestación Alférez  
39 230 kV, y con los sistemas de las bahías de los extremos de las líneas, específicamente  
40 en las subestaciones Juanchito y Pance 230 kV.

41

1 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria  
2 Pública UPME 04 – 2014 y EPSA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según  
3 corresponda, todos los aspectos que tengan que ver con cambios o ajustes de cualquier  
4 índole que deban hacerse en las subestaciones Juanchito y Pance 230 kV que se  
5 generen producto de la reconfiguración de la Línea Juanchito – Pance 230 kV. Este  
6 contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, antes del inicio de la  
7 construcción de las obras, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser  
8 puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse,  
9 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma  
10 del contrato de conexión.

## 12 **2.2.6 En la Subestación San Marcos 500 kV**

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

16 Esta Subestación, en 500 kV, tiene una configuración de interruptor y medio como se  
17 ilustra en la Figura 7 y se ampliará con los elementos establecidos en el Numeral 2.1 del  
18 presente Anexo. El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública  
19 UPME 04 – 2014 en la Subestación San Marcos 500 kV, es el barraje 500 kV.

21 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria  
22 Pública UPME 04 – 2014 e ISA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según  
23 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la  
24 realización de las obras e instalación de los equipos de la presente Convocatoria Pública  
25 UPME, y del espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los  
26 módulos; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC  
27 y DC, etc. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los  
28 cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficializa los  
29 Ingresos Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria  
30 Pública, al menos en sus condiciones básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se  
31 realizarán las obras y condiciones para acceder al mismo, obligaciones de las partes para  
32 la construcción, punto de conexión, duración del contrato, entre otros), lo cual deberá ser  
33 puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse,  
34 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma  
35 del contrato de conexión.

## 38 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

40 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las  
41 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y



1 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha  
 2 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del  
 3 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,  
 4 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para  
 5 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.  
 6

7 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de  
 8 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.  
 9

### 10 3.1 Parámetros del Sistema

11  
 12 Todos los equipos a ser suministrados por el inversionista deberán ser nuevos y cumplir  
 13 con las siguientes características técnicas del STN, las cuales serán verificadas por la  
 14 Interventoría para la UPME.  
 15

16 Tensión nominal	500 kV y 230 kV
17 Frecuencia asignada	60 Hz
18 Puesta a tierra	Sólida
19 Numero de fases	3
20 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
21 Servicios Auxiliares DC	125V
22 Tipo de las Subestaciones	Convencional o GIS o un híbrido.

#### 23 Líneas de Transmisión a 500 kV:

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

#### 29 Líneas de Transmisión a 230 kV:

30 Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o estructuras compactas, y/o subterránea.
-------------------	--

- 1 Circuitos por torre: Sin restricción. Será resultado del diseño y las  
2 facilidades físicas. Se podrán compartir estructuras de  
3 soporte con infraestructura existente. Se debe  
4 considerar el alcance descrito en el Numeral 2 del  
5 presente Anexo.  
6 Conductores de fase: Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.  
7 Cables de guarda: Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.  
8  
9 En caso de tramos subterráneos, no se deberá dejar prevista la obra civil para el segundo  
10 circuito.  
11  
12 Las longitudes de las líneas de transmisión de 500 kV y 230 kV, serán función del diseño  
13 y estudios pertinentes que realice el Inversionista.  
14

### 15 3.2 Nivel de Corto Circuito

16  
17 La capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la  
18 presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA para 230 kV y a 63 kA para 500 kV;  
19 sin embargo, el Inversionista deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que  
20 se garantice que el nivel de corto asignado será el adecuado para los equipos durante la  
21 vida útil de estos. La duración asignada al corto circuito no deberá ser inferior a un  
22 segundo (1 s). Podrá servir como referencia indicativa la información del Plan de  
23 Expansión más reciente elaborado por la UPME o publicaciones realizadas por la UPME  
24 sobre estas características del STN.  
25

### 26 3.3 Materiales

27  
28 Todos los materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad,  
29 libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser  
30 tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para el  
31 Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto  
32 según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista deberá presentar para  
33 fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores  
34 consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del  
35 inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el  
36 Reglamento actualmente vigente.  
37

### 38 3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible

39  
40 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo  
41 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en

1 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista deberá presentar al  
2 Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o  
3 reportes de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.

4  
5 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima  
6 de: a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen  
7 tiempo y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de  
8 buen tiempo.

9  
10 En cuanto a ruido audible generado por la línea, deberá limitarse a los estándares  
11 máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución 0627 de  
12 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio  
13 de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

### 14 15 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

16  
17 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista.  
18 Se debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en especial los  
19 artículos 52 y 53.

20  
21 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos  
22 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan  
23 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del  
24 Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar como  
25 Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por parte del  
26 Interventor.

27  
28 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán  
29 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos  
30 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la  
31 regulación vigente deberá ser certificado por el Transmisor. Copia de estos acuerdos  
32 deberán entregarse al Interventor.

### 33 34 **3.6 Pruebas en Fábrica**

35  
36 Una vez el Inversionista haya seleccionado los equipos a utilizar deberá entregar al  
37 Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en  
38 el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y  
39 potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no satisfagan las  
40 normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del  
41 Inversionista.

1  
2 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales, estos deberán ser  
3 sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo estipulado en la  
4 norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de aceptación deberán ser  
5 avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.  
6  
7

8 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 500 kV**

9  
10 **4.1 General**

11  
12 **4.1.1 Líneas 500 kV**

13  
14 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de  
15 500 kV que el Inversionista deberá revisar y ajustar una vez haya hecho el análisis  
16 comparativo de las normas:  
17

Líneas de 500 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1.	Tensión nominal trifásica		kV	<b>500</b>
2.	Frecuencia nominal		Hz	<b>60</b>
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	<b>Entre 600 y 3200</b>
7.	Distancias de seguridad	Código de Redes o RETIE según aplique		
8.	Ancho de servidumbre	Código de Redes o RETIE según aplique		
9.	Máximo campo eléctrico e interferencia	Código de Redes o RETIE según aplique		
10.	Contaminación	Debe verificar la presencia en el aire de partículas que pueda tener importancia en el diseño del aislamiento	g/cm <sup>2</sup>	
11.	Conductores de fase	Numeral 4.4.2		

Líneas de 500 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
12.	Cables de guarda	Numeral 4.4.3		
13.	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique		
14.	Estructuras	Código de Redes o RETIE según aplique		
15.	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique		
16.	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique		
17.	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique		
18.	Diseño aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique		
19.	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
20.	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
21.	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique		
22.	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique		

1  
2 El Código de Redes corresponde a la Resolución CREG 025 de 1995 con sus anexos,  
3 incluyendo todas sus modificaciones.

4  
5 El RETIE corresponde al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas en su versión  
6 vigente.

7  
8 **4.1.2 Líneas 230 kV**

9  
10 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de  
11 230 kV:

Líneas de 230 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1.	Tensión nominal trifásica		kV	230
2.	Frecuencia nominal		Hz	60

Líneas de 230 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
3.	Número de circuitos por torre	Numeral 3.1	Unidad	
4.	Sub-conductores por fase	Numeral 4.4.2	Unidad	
5.	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	Unidad	
6.	Altura sobre el nivel del mar		m	<b>Entre 600 y 3200</b>
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	Debe verificar la presencia en el aire de partículas que pueda tener importancia en el diseño del aislamiento	g/cm <sup>2</sup>	
11.	Conductores de fase	Numeral 4.4.2		
12.	Cables de guarda	Numeral 4.4.3		
13.	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique		
14.	Estructuras	Código de Redes o RETIE según aplique		
15.	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique		
16.	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique		
17.	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique		
18.	Diseño aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique		
19.	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
20.	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		

Líneas de 230 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
21.	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique		
22.	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique		

1  
 2 El Código de Redes corresponde a la Resolución CREG 025 de 1995 con sus anexos,  
 3 incluyendo todas sus modificaciones.

4  
 5 El RETIE corresponde al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas en su versión  
 6 vigente.

7  
 8 **4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión**

9  
 10 La selección de la ruta de la línea de transmisión objeto de la presente Convocatoria  
 11 Pública UPME 04 – 2014, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo  
 12 tanto, a efectos de definir la ruta de la línea a 500 kV y 230 kV, será el Inversionista el  
 13 responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las autoridades  
 14 ambientales, a las autoridades nacionales, regionales y locales los diferentes Planes de  
 15 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, a las autoridades que determinan  
 16 las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en  
 17 general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia,  
 18 deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta  
 19 que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local.

20  
 21 De modo referencial, el mapa cartográfico de la Figura 1, compuesta de 8 partes e  
 22 incluido en este Anexo, muestra la sensibilidad ambiental de la franja comprendida entre  
 23 la subestaciones de Medellín (Katíos), Alférez, San Marcos, sin considerar los Planes de  
 24 Ordenamiento Territorial que podrían tener algún efecto dentro de la misma, en el cual se  
 25 han localizado las alternativas de ruta, para cada línea, que se deben considerar a título  
 26 exclusivamente ilustrativo. Así mismo, la Figura 2 muestra el perfil de las alternativas de  
 27 ruta para cada línea con el propósito de que se conozca la altura típica sobre el nivel del  
 28 mar de estas alternativas estudiadas. Es responsabilidad del Inversionista en asumir en  
 29 su integridad los riesgos inherentes del Proyecto, para ello deberá validar la información,  
 30 realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras.

31  
 32 En el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS**  
 33 **TEMPRANAS PROYECTO REFUERZO 500 kV SUROCCIDENTAL: SUBESTACIÓN**  
 34 **ALFÉREZ 500 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO DE LA**

1 **CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 04 DE 2014**” se suministra información de referencia  
 2 sobre las líneas de transmisión y las subestaciones. El objeto de este documento es  
 3 identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones ambientales,  
 4 constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados, sin pretender  
 5 determinar rutas.  
 6

### 7 **4.3 Longitud Aproximada de la Línea**

8  
 9 La longitud anunciada en este documento es de referencia y está basada en estimativos  
 10 preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para  
 11 efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias  
 12 evaluaciones, análisis y consideraciones.  
 13

14 <b>Circuito</b>	15 <b>Tensión</b>	16 <b>Longitud Aproximada</b>
17 Medellín (Katíos) – La Virginia	18 500 kV	19 170 km
20 La Virginia – Alférez	21 500 kV	22 200 km
23 Alférez – San Marcos	24 500 kV	25 35 km
26 Alférez – Interc. Juanchito – Pance	27 230 kV	28 2 km

### 29 **4.4 Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas de 500 kV y 230 kV**

30 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del  
 31 Proyecto son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de Selección  
 32 del Inversionista – DSI, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y  
 33 actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE (Resolución MME 90708  
 34 de 30 de agosto de 2013, y actualizaciones posteriores previas al diseño y construcción  
 35 de la línea).  
 36

37 Para el caso de la reconfiguración de líneas de transmisión, las especificaciones de  
 38 diseño deben ser las mismas al diseño de la existente Línea de Transmisión, excepto en  
 39 los casos en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño hubiere  
 40 cambiado y sea ahora más severa o restrictiva. El Inversionista tendrá que recopilar al  
 41 detalle todas las características del diseño original de la Línea de Transmisión y  
 confrontarlas con la normatividad actual.

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



1 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de  
2 contaminación de la zona en la que se construirán las líneas, las nuevas subestaciones  
3 y/o las ampliaciones de las subestaciones existentes, con base en ello, hacer el diseño  
4 del aislamiento de las líneas y de los equipos de las subestaciones, y la coordinación de  
5 aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en  
6 las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en  
7 particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos  
8 desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las  
9 barras de 500 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 105% del valor nominal y  
10 en las barras de 230 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor  
11 nominal y que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de recuperación y  
12 sus tasas de crecimiento.

13

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

18

#### 19 **4.4.2 Conductores de Fase**

20

21 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características  
22 propias de la ruta y el lugar donde el Proyecto operará, por tanto será responsabilidad del  
23 Inversionista su verificación. El Interventor informará a la UPME si el diseño realizado por  
24 el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores límites  
25 establecidos.

26

27 El conductor de fase de los circuitos de 500 kV deberá tener conductores en haz de tres o  
28 cuatro sub-conductores según decisión del Inversionista que deberá ser soportada ante el  
29 Interventor. La separación entre sub-conductores del haz deberá ser de 457,2 mm y  
30 deberá verificarse que cumpla con las siguientes exigencias técnicas:

31

32 • Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 2400  
33 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.

34

35 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0,0230  
36 ohmios/km. En el caso de conductores en haz, tal valor corresponderá a la  
37 resistencia en paralelo de los cables sub-conductores de cada fase.

38

39 El conductor de fase de los circuitos de 230 kV deberá cumplir con las siguientes  
40 exigencias técnicas:

41

- 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 igual o inferior a 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.

El conductor de fase de los circuitos resultantes de una reconfiguración, deberán tener un conductor de igual o menor resistencia óhmica DC a 20° C y de igual o mayor capacidad de corriente de las que tiene el conductor de fase existente en el circuito a reconfigurar. No obstante lo anterior, también se deberá cumplir con la exigencia técnica para el conductor de fase de los circuitos de 230 kV.

El conductor de la Línea Juanchito – Pance es AASC 1200.

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

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.

De presentarse características en el ambiente que tuviere efecto sobre el aislamiento, deberá tenerse en cuenta para el diseño de aislamiento y si tuviere efecto corrosivo, los conductores, en ese tramo por lo menos, deberán ser de tipo 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 o establecidas en la normatividad aplicable. El Inversionista deberá informar a la Interventoría su decisión sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.

#### 4.4.3 Cable(s) de Guarda

El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.

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

12  
13 A título informativo los cables de guarda actualmente instalados en la Línea a reconfigurar  
14 es el conductor ACSR Minorca. En consecuencia, los cables a instalar en la  
15 reconfiguración deberán características técnicas iguales o superiores a las de los cables  
16 existentes.

17  
18 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda,  
19 no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

20  
21 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor cumpla  
22 con las normas técnicas aplicables.

23  
24 En el evento de que el Inversionista decida usar alguna o todas las Líneas objeto de la  
25 presente Convocatoria pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por fibra  
26 óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas  
27 del cable de guarda e informar de ellos al Interventor.

#### 28 29 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

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

41

1 **4.4.5 Transposiciones de Línea**

2  
3 El Inversionista deberá analizar la necesidad de implementar transposiciones de línea  
4 para mantener los niveles de desbalance exigidos por la normatividad aplicable para ello,  
5 considerando incluso la posibilidad de implementar ajustes o modificaciones sobre la  
6 infraestructura actual o reubicaciones necesarias para el cumplimiento de tal propósito.  
7

8 El Transmisor deberá calcular los desbalances en las fases y asegurar que cumplan con  
9 la norma técnica aplicable para ello, lo cual deberá soportar y poner en consideración del  
10 Interventor. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo de todos los costos  
11 asociados. En general, la implementación física de la solución hace parte del presente  
12 Proyecto.  
13

14 **4.4.6 Estructuras**

15  
16 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar considerando la  
17 combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de sobretensiones  
18 debidas a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las  
19 sobretensiones de frecuencia industrial.  
20

21 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto-soportadas, solo en  
22 condiciones especiales de diseño podrán utilizar ayudas, y en general, no deberán  
23 requerir para su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El  
24 Inversionista podrá hacer uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que  
25 estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de recursos.  
26

27 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las  
28 hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para  
29 cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la  
30 metodología establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for*  
31 *Electrical Transmission Line Structural Loading - Practice 74*". La definición del vano peso  
32 máximo y del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será establecido a partir de los  
33 resultados del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo  
34 lo establecido por el ASCE en la última revisión del documento "*Design of Latticed Steel*  
35 *Transmission Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas  
36 evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo que los que  
37 se obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE. Si ello  
38 resultara así, primarán estas últimas.  
39

40 **4.4.7 Localización de Estructuras**

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

#### 8 9 **4.4.8 Sistema Antivibratorio - Espaciadores - Amortiguadores**

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

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

#### 22 23 24 25 **4.4.9 Cimentaciones**

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

#### 34 35 36 **4.4.10 Señalización Aérea**

37 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil, las Empresas  
38 Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, la Armada Nacional, u  
39 otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito de aeronaves de  
40 cualquier índole (particulares, militares, de fumigación aérea, etc) que hagan imperioso  
41

1 que la línea lleve algún tipo de señales que impidan eventuales accidentes originados por  
2 la carencia de ellos.

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

#### 8 **4.4.11 Obras Complementarias**

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

#### 16 **4.5 Informe Técnico**

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

- 23 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098  
24 de 2000.
- 25  
26 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de  
27 2000.
- 28  
29 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo  
30 con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 31  
32 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de  
33 2000.
- 34  
35 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la  
36 Resolución CREG 098 de 2000.
- 37  
38 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG  
39 098 de 2000.
- 40  
41

**5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**

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

**5.1 General**

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

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

DESCRIPCIÓN	MEDELLÍN (KATÍOS) 500 kV	LA VIRGINIA 500 kV	ALFÉREZ 500 kV	ALFÉREZ 230 kV	SAN CARLOS 500 kV
<b>Configuración</b>	Interruptor y Medio	Interruptor y Medio	Interruptor y Medio	Interruptor y Medio	Interruptor y Medio
<b>Subestación nueva</b>	SI	NO	SI	NO	NO
<b>Propietario de la subestación</b>	Convocatoria Pública 03-2014	ISA S.A. E.S.P.	Convocatoria Pública 03-2014	ISA S.A. E.S.P.	ISA S.A. E.S.P.

**5.1.1 Predios de las Subestaciones**

**5.1.1.1 Predio de la Subestación Medellín 500 kV también denominada Subestación Katíos**

La Subestación Medellín (Katíos) 500 kV, estará ubicada en el lote que determine el Inversionista seleccionado mediante la Convocatoria Pública UPME 03 – 2014.

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.

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

4  
5 En el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS**  
6 **TEMPRANAS PROYECTO REFUERZO 500 kV SUROCCIDENTAL: SUBESTACIÓN**  
7 **ALFÉREZ 500 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO DE LA**  
8 **CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 04 DE 2014”** se suministra información de referencia  
9 sobre las líneas de transmisión y las subestaciones. El objeto de este documento es  
10 identificar de manera preliminar las posibilidades las posibilidades y restricciones  
11 ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados,  
12 sin pretender determinar rutas.

#### 13 14 **5.1.1.2 Predio de la Subestación La Virginia 500 kV**

15  
16 La Subestación La Virginia 500 kV, está localizada en las siguientes coordenadas  
17 aproximadamente:

18 Latitud: 4°51'08.69" N  
19 Longitud: 75°51'07.63" O

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

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

33  
34 En el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS**  
35 **TEMPRANAS PROYECTO REFUERZO 500 kV SUROCCIDENTAL: SUBESTACIÓN**  
36 **ALFÉREZ 500 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO DE LA**  
37 **CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 04 DE 2014”** se suministra información de referencia  
38 sobre las líneas de transmisión y las subestaciones. El objeto de este documento es  
39 identificar de manera preliminar las posibilidades las posibilidades y restricciones  
40 ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados,  
41 sin pretender determinar rutas.



1  
2  
3 **5.1.1.3 Predio de la Alférez 500 kV**  
4

5 Será el que seleccione el Inversionista seleccionado, mediante la presente Convocatoria  
6 Pública, al inicio de los trabajos, considerando las facilidades para los accesos de las  
7 líneas de transmisión y demás activos objeto del Proyecto, junto al predio de la actual  
8 Subestación Alférez 230 kV. Se debe tener en cuenta que la Convocatoria Pública UPME  
9 01-2010 consideró espacios de reserva para 230 kV.

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

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

22  
23 En el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS**  
24 **TEMPRANAS PROYECTO REFUERZO 500 kV SUROCCIDENTAL: SUBESTACIÓN**  
25 **ALFÉREZ 500 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO DE LA**  
26 **CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 04 DE 2014”** se suministra información de referencia  
27 sobre las líneas de transmisión y las subestaciones. El objeto de este documento es  
28 identificar de manera preliminar las posibilidades las posibilidades y restricciones  
29 ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados,  
30 sin pretender determinar rutas.

31  
32  
33 **5.1.1.4 Predio de la Subestación San Marcos 500 kV**  
34

35 La Subestación San Marcos 500 kV, está localizada en las siguientes coordenadas  
36 aproximadamente:

37  
38 Latitud: 3°36'20.99" N  
39 Longitud: 76°29'15.28" O  
40

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

8  
9 El Inversionista deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta, y  
10 en cualquier caso, se deberán considerar los riesgos de inundación, condición que deberá  
11 ser investigada en detalle por el Inversionista.

12  
13 En el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS**  
14 **TEMPRANAS PROYECTO REFUERZO 500 kV SUROCCIDENTAL: SUBESTACIÓN**  
15 **ALFÉREZ 500 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO DE LA**  
16 **CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 04 DE 2014”** se suministra información de referencia  
17 sobre las líneas de transmisión y las subestaciones. El objeto de este documento es  
18 identificar de manera preliminar las posibilidades las posibilidades y restricciones  
19 ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados,  
20 sin pretender determinar rutas.

### 21 **5.1.2 Espacios de Reserva**

22  
23 Los espacios de reserva están clasificados según sean requeridos para las necesidades  
24 futuras del STN o del STR o del SDL. Los espacios de reserva futuros del STN son objeto  
25 de la presente Convocatoria Pública UPME 04 – 2014, por tanto deben ser adecuados y  
26 dotados con las obras y equipos constitutivos del módulo común, como se describe en el  
27 Numeral 5.1.5 del presente Anexo 1.

28  
29 Entre las previsiones en la Subestación Alférez 500 kV se deberá considerar la futura  
30 instalación de:

- 31  
32
- 33 • Dos (2) diámetros completos para la futura instalación de (4) bahías, sean de línea  
34 o de transformación.
  - 35 • Reactores inductivos de línea con sus equipos de maniobra, para cada línea  
36 futura.
- 37

38 Los espacios de reserva futuros para el STR y/o SDL, no definidos en el presente Anexo  
39 1, podrán ser provistos por el Adjudicatario según lo acuerde con el tercero interesado; no  
40 obstante, estos espacios de reserva futuros no son objeto de la presente Convocatoria  
41 Pública UPME 04 – 2014, por ello, el nivel de adecuación de los terrenos, la definición de

1 las áreas, entre otros aspectos, deberán ser acordados con el tercero en el respectivo  
2 Contrato de Conexión, si hay lugar a ello.

3  
4 Se aclara que los equipos para las bahías futuras no son parte del Proyecto.

5  
6 Para las bahías objeto de la presente Convocatoria Pública que queden en diámetros  
7 incompletos y puedan utilizarse para ampliaciones futuras, el Transmisor deberá hacerse  
8 cargo del enlace con el otro barraje, de tal manera que dicho enlace pueda ser removido  
9 fácilmente en caso de instalación de nuevos equipos.

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

14  
15 El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los equipos  
16 en los espacios de reserva previstos para futuras ampliaciones del STN, es decir, deberá  
17 dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y deberá realizar las  
18 obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se deteriore.  
19 Adicionalmente, tanto los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán  
20 estar incluidas dentro del mantenimiento que el Inversionista realice a la Subestación,  
21 hasta tanto sean ocupados.

22  
23 El Transmisor preparará un documento en el cual se indiquen las características de los  
24 espacios de reserva establecidos en el presente Anexo y planos con la disposición de los  
25 espacios propuesta para la ubicación futura de las bahías de reserva, y los módulos de  
26 transformación y compensación de línea (incluida la bahía de compensación de línea).  
27 Esto deberá ser entregado al Interventor quien verificará el cumplimiento de las  
28 exigencias para los espacios de reserva.

### 29 30 **5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes**

31  
32 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente  
33 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y  
34 protección de las nuevas bahías, con la infraestructura existente en cada una de las  
35 subestaciones intervenidas por el Proyecto.

36  
37 Los relés de las bahías nuevas deben ser de tecnología tal que se acoplen a los relés de  
38 las bahías existentes, el principio de operación debe ser coordinado con el de la  
39 infraestructura existente.

40

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

#### 5.1.4 Servicios Auxiliares

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

#### 5.1.5 Infraestructura y Módulo Común

8 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo, actual y futuro, del  
9 patio de conexiones a 500 kV y 230 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública UPME  
10 04 – 2014, junto con los espacios de acceso, vías internas y edificios, según se requiera,  
11 considerando la disponibilidad de espacio en los predio y las eventuales restricciones o  
12 condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el área. Igualmente estarán  
13 a cargo del Inversionista las vías de acceso a los predios de las subestaciones Medellín  
14 (Katíos) 500 kV, Alférez 500 kV y 230 kV, y San Marcos 500 kV y/o adecuaciones que  
15 sean necesarias.

16 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura  
17 y módulo común que se requieran en las subestaciones Medellín (Katíos) 500 kV, Alferez  
18 500 kV y 230 kV, y San Marcos 500 kV, es decir, las obras civiles y los equipos que sirven  
19 a las subestaciones y que son utilizados por todas las bahías, inclusive aquellas futuras  
20 que no son objeto de la presente Convocatoria Pública. La infraestructura y módulo  
21 común de cada Subestación, estarán conformadas como mínimo por los siguientes  
22 componentes:

23 **Infraestructura civil:** Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto  
24 vecino si existe; la malla de puesta a tierra de toda la Subestación y los espacios de  
25 reserva para ampliaciones futuras; las vías de acceso a la Subestación y/o adecuación de  
26 las existentes; las vías internas de acceso a los patios de conexiones; la adecuación del  
27 terreno; el espacio para las bahías futuras junto con su adecuación y en general, todas  
28 aquellas obras civiles necesarias en la Subestación. En el espacio que ocupará la  
29 Subestación, las obras civiles incluyen: alcantarillado; barreras de protección y de acceso  
30 al predio; todos los cerramientos para seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico  
31 y de agua y/o conexión a acueducto/alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior  
32 y exterior y cárcamos comunes. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para  
33 la ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.

1 **Equipos:** Incluye, entre otros, los sistemas de automatización, de gestión de medición, de  
2 protecciones, control y el sistema de comunicaciones propio de cada Subestación a 500  
3 kV y 230 kV, los materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios  
4 auxiliares AC y DC, los equipos de conexión a 500 kV y 230 kV, todo el cableado  
5 necesario y las obras civiles asociadas. Se incluyen todos los equipos necesarios para  
6 integrar las nuevas bahías, a las subestaciones existentes, en conexiones de potencia,  
7 control, medida, protecciones y servicios auxiliares.

8  
9 La Interventoría analizará, e informará a la UPME el resultado de su análisis, todas las  
10 previsiones que faciliten la evolución de las subestaciones.

11  
12 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación  
13 pertinente, en particular el Código de Medida (Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995  
14 o aquella que la modifique o sustituya).

## 15 16 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

17  
18 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las  
19 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*  
20 *Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute, International*  
21 *Telecommunications Union - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations*  
22 *Radioélectriques – CISPR.* El uso de normas diferentes deberá ser sometido a  
23 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos  
24 eminentemente técnicos y de calidad.

## 25 26 **5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

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

### 34 35 **5.3.1 Procedimiento General del Diseño**

36  
37 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

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

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

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

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

31  
32 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien  
33 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las  
34 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista. Para lo anterior se efectuarán  
35 reuniones conjuntas entre ambas partes con el fin de lograr los acuerdos  
36 modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

37  
38 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el  
39 Inversionista, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del  
40 Proyecto.

41

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

3  
4 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto  
5 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de  
6 pruebas.

7  
8 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos  
9 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;  
10 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la  
11 pruebas en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la  
12 operación y mantenimiento.

13  
14 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista y  
15 entregada a la Interventoría para revisión.

16  
17 **Los documentos de Ingeniería Básica**, son aquellos que definen los parámetros  
18 básicos del Proyecto; dan a conocer el dimensionamiento del mismo; determinan las  
19 características para la adquisición de equipos; especifican la filosofía de comunicaciones,  
20 control, medición y protección; establecen la implantación física de las obras; especifican  
21 las previsiones para el desarrollo futuro del Proyecto; establecen las reglas para efectuar  
22 la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de cálculos que soportan las decisiones de  
23 Ingeniería Básica.

24  
25 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la  
26 Interventoría a efecto de cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME.  
27 Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o  
28 justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al  
29 Inversionista y a la UPME si es del caso.

30  
31 **Los documentos de Ingeniería de Detalle**, son los necesarios para efectuar la  
32 construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir y especificar cantidades y  
33 características de material a granel o accesorio e incluye todas las memorias de cálculos  
34 que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se fundamentará en las  
35 especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de Ingeniería Básica.

36  
37 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la  
38 Interventoría, quien formulará los comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si  
39 es del caso.

40

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

5  
6 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y  
7 en campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán  
8 objeto de revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista  
9 y a la UPME si es del caso.

10  
11 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría,  
12 la UPME podrá trasladar consultas al Inversionista.

### 13 14 **5.3.2 Estudios del Sistema**

15  
16 Bajo esta actividad, el Inversionista deberá presentar al Interventor para los fines  
17 pertinentes a la Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros  
18 útiles para el diseño básico y detallado de la Subestación y de las Líneas; entre todos los  
19 posibles, se destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos  
20 y/o memorias de cálculo:

- 21 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y  
22 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos,  
23 sísmicos y de resistividad.
- 24 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 25  
26 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar  
27 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 28  
29 - Estudios de coordinación de protecciones.
- 30  
31 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y  
32 distancias eléctricas.
- 33  
34 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo  
35 y a corto circuito.
- 36  
37 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores  
38 aislados.
- 39  
40  
41



- 1 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 2
- 3 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 4
- 5 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 6
- 7 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 8
- 9 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- 10
- 11
- 12 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores de fallas.
- 13
- 14

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

- 17
- 18 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 19
- 20 - Origen de los datos de entrada.
- 21
- 22 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio  
23 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
- 24
- 25 - Resultados.
- 26
- 27 - Bibliografía.
- 28

### 29 **5.3.3 Distancias de Seguridad**

30

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

33

## 34 **5.4 Equipos de Potencia**

### 35 **5.4.1 Transformadores de Potencia**

36

37

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

41

1 Los transformadores o autotransformadores deberán estar compuestos por tres (3)  
 2 unidades monofásicas de 150 MVA cada una, para un total de capacidad de  
 3 transformación de 3x150 MVA de servicio continuo de relación 500/230/34.5 kV. La  
 4 capacidad total de 450 MVA, significa la potencia nominal que puede desarrollar bajo la  
 5 máxima etapa de enfriamiento y a las condiciones de altura sobre el nivel del mar y  
 6 temperatura ambiente en donde estará la subestación. Estos transformadores deben  
 7 tener una capacidad de sobrecarga del 20% durante 30 minutos.

8  
 9 Se requiere que los transformadores tengan devanado terciario, con una capacidad  
 10 mínima de un tercio de la capacidad de cada uno de los otros dos devanados. El  
 11 devanado terciario dará las facilidades necesarias para alimentación de servicios  
 12 auxiliares de la Subestación, para lo cual deben suministrarse e instalarse todos los  
 13 equipos necesarios para hacer uso de servicios auxiliares utilizando esta fuente.

14  
 15 El suministro debe incluir una unidad monofásica 1 x 150 MVA para reposición, incluidas  
 16 las conexiones para un cambio rápido.

17  
 18 El grupo de conexión de la transformación será Ynynd.

19  
 20 Los transformadores deberán estar dotados de cambiadores de derivaciones, para  
 21 operación manual y automática bajo carga, con un total de 21 pasos de 1.25% cada uno,  
 22 con la posición 1 para la máxima relación, la posición 13 para la relación nominal y la  
 23 posición 21 para la mínima relación.

24  
 25 Los transformadores o los autotransformadores deberán tener una impedancia entre los  
 26 devanados 500 y 230 kV, medida con el cambiador en la posición nominal, no inferior a  
 27 11% y no superior a 12.5%, sobre la base de la potencia nominal máxima y tensiones  
 28 nominales.

29  
 30 Cada uno de los transformadores o autotransformadores monofásicos, considerando los  
 31 devanados de 500 y 230 kV, de acuerdo a los protocolos de fábrica respectivos, deberán  
 32 tener pérdidas en el cobre a corriente nominal, 75 grados centígrados, con relación de  
 33 transformación y frecuencia nominales e incluyendo la potencia del sistema de  
 34 refrigeración (prueba de corto circuito) y en el hierro a tensión de 1.1 p.u. en el lado de  
 35 500 kV (prueba de circuito abierto o de vacío) iguales a las siguientes:

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

37

1 **Pruebas de rutina:** los transformadores de Potencia deben ser sometidos a las pruebas  
 2 de rutina establecidos en las publicaciones IEC 60076. Copia de los respectivos  
 3 protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría  
 4

5 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar  
 6 unacopia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en todo de  
 7 acuerdo con las publicaciones IEC 60076. Si el Transmisor no dispone de estos  
 8 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.  
 9

10 **5.4.2 Reactor Inductivo**

11  
 12 El Proyecto incluye la instalación de los módulos de compensación reactiva de línea y sus  
 13 correspondientes bahías de conexión a las líneas de 500 kV y demás equipo necesario  
 14 como puesta a tierra de los reactores mediante un reactor de neutro, equipos de medida,  
 15 control, protección, comunicaciones y equipos auxiliares, que posean características  
 16 adecuadas para el correcto funcionamiento. Se deben realizar la totalidad de las obras  
 17 civiles correspondientes para el adecuado montaje de los reactores inductivos de  
 18 compensación.  
 19

20 Especificaciones del Reactor:

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

25  
 26 Los valores de las compensaciones reactivas están basados en los estimativos  
 27 preliminares de las longitudes de línea.  
 28

29 <b>Circuito</b>	30 <b>Long. Aprox.</b>	31 <b>Comp. Estimada (por extremo de línea)</b>
32 Medellín (Katíos) – La Virginia	170 km	84 MVar
33 La Virginia – Alférez	200 km	84 MVar

34  
 35 Las capacidades de las compensaciones reactivas inductivas podrán ser ajustadas por el  
 36 Transmisor, solo en función de la variación de la longitud respecto a la longitud de  
 37 referencia del presente Anexo 1.  
 38

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

1  
2 **Pruebas de rutina:** Los reactores deberán ser sometido a las pruebas de rutina  
3 establecidos en las publicaciones IEC o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de  
4 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

5  
6 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una  
7 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en todo de  
8 acuerdo con las publicaciones IEC o ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos  
9 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

### 10 11 **5.4.3 Interruptores**

12  
13 El Inversionista suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita  
14 analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la  
15 publicación IEC 62271-100, “*High voltage alternating current circuit breakers*” o ANSI.

16  
17 Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener  
18 mando monopolar, ser aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos.

19  
20 Todos los interruptores de subestaciones en configuración interruptor y medio, deberán  
21 contar con transformadores de corriente en ambos extremos del interruptor.

22  
23 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el  
24 grado de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, No se  
25 permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido o aceite para ninguno de los  
26 interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser totalmente independientes.

27  
28 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
29 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
30 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la  
31 Interventoría.

32  
33 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
34 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o similares a  
35 los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su  
36 equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer  
37 las respectivas pruebas a su costa.

### 38 39 **5.4.4 Descargadores de Sobretensión**

40

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

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

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

#### 16 17 **5.4.5 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

18  
19 El Inversionista deberá suministrar seccionadores que cumplan con la publicación IEC  
20 62271-102, “*Alternating current disconnectors and earthing switches*” o su equivalente en  
21 ANSI. Los seccionadores deben ser de accionamiento manual y motorizado, tripolar. Los  
22 seccionadores de puesta a tierra deben ser aptos para maniobrar las corrientes inducidas  
23 por los otros circuitos.

24  
25 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
26 establecidas en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
27 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la  
28 Interventoría.

29  
30 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
31 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o similares  
32 a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su  
33 equivalente en ANSI, si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las  
34 respectivas pruebas a su costa.

#### 35 36 **5.4.6 Transformadores de Tensión**

37  
38 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 61869-1, IEC 60358, IEC 61869-5  
39 o su equivalente en ANSI.

40

1 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre  
2 fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar  
3 cargas externas adicionales. La precisión, deberá ser según normas IEC o su equivalente  
4 en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la  
5 Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión o actualizaciones.  
6

7 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de  
8 rutina establecidos en la publicación IEC 61869-1, IEC 60358 cláusula 7.1. o su  
9 equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser  
10 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.  
11

12 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
13 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión  
14 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC  
15 61869-1, e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el Inversionista no  
16 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.  
17

#### 18 **5.4.7 Transformadores de Corriente**

19  
20 Los transformadores de corriente deben cumplir con las normas IEC 61869-1 e IEC  
21 61869-2 o su equivalente en ANSI.  
22

23 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación  
24 en el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y  
25 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG  
26 025 de 1995, en su última revisión.  
27

28 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas  
29 de rutina establecidos en la publicación IEC 61869-1 e IEC 61869-2 o su equivalente en  
30 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines  
31 pertinentes de la Interventoría.  
32

33 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
34 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente  
35 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC  
36 61869-1 e IEC 61869-2, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos  
37 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.  
38

#### 39 **5.4.8 Equipo GIS o Híbrido**

40

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

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

16  
17 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta  
18 tensión, pruebas mecánicas y pruebas de gas.

19  
20 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de  
21 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

22

## 23 **5.5 Equipos de Control y Protección en cada Subestación**

24

### 25 **5.5.1 Sistemas de Protección**

26

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

34

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

8  
 9 El Inversionista deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible en  
 10 la UPME. El Interventor conceptuará para la UPME el cumplimiento de requisitos de las  
 11 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, incluyendo sus modificaciones o  
 12 actualizaciones.

13  
 14 Las bahías de línea deberán acoplarse al esquema de protección diferencial de barras  
 15 existente en la Subestación. Para nuevas subestaciones deberá consistir de un sistema  
 16 de protección diferencial de barras, porcentual o moderada.

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

26  
 27 **5.5.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestación**

28  
 29 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y  
 30 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	<p>Corresponde a los sistemas remotos de información.</p> <hr/> <p>Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3.</p> <p>Proporciona la comunicación entre el</p>	<p>Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.</p> <hr/> <p>La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de</p>



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

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

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17

### 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.

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

5  
6 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la  
7 cual se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo,  
8 protección y control. Se destacan las siguientes funciones:

- 9
- 10 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,  
11 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.  
12
  - 13 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:  
14 ➤ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre  
15 equipos vía la red.  
16 ➤ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y  
17 Automatización de la Subestación.  
18
  - 19 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes  
20 funciones:  
21 ➤ Gestión de las bases de datos del sistema.  
22 ➤ Permitir la integración de elementos futuros.  
23 ➤ Implementación de herramientas de seguridad y administración.  
24 ➤ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación  
25 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni  
26 detener el sistema.  
27 ➤ Mantenimiento de cada equipo.  
28 ➤ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones  
29 del sistema.  
30

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

38  
39 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de  
40 Subestación:

- 1 - Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la Subestación.
- 2
- 3
- 4 - 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.
- 5
- 6
- 7
- 8 - Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
- 9

10  
11 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.

### 17 **5.5.3 Unidad de medición fasorial sincronizada – medidores multifuncionales**

18  
19 Las unidades de medición fasorial sincronizada 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.

26  
27 Las unidades de medición fasorial sincronizada deben cumplir con el estándar IEEE C37.118 del 2011.

29  
30 Se deberán suministrar las mediciones fasoriales sincronizadas – MFS al CND, las cuales deberán contar con un canal de dedicación exclusivo. Se debe contar con conector estándar de comunicación Ethernet RJ-45, sistema de sincronización satelital (GPS) interno o externo o sistema de sincronización vía IRIG-B y debe facilitar la conexión a la antena.

### 36 **5.5.4 Controladores de Bahía**

37  
38 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

1 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista deberá  
2 presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

3  
4 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y  
5 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de  
6 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los  
7 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con  
8 un diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como  
9 mínimo:

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

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

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

### 31 32 **5.5.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

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

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

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

- 3
- 4 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- 5
- 6 - Despliegue de alarmas.
- 7
- 8 - Despliegue de eventos.
- 9
- 10 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
- 11
- 12 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de  
13 función.
- 14
- 15 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 16

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

### 19 **5.5.6 Switches**

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

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

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

#### 5.5.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

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

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

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

19 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores  
20 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con  
21 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

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

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

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

### 3 4 **5.5.8.2 Registradores de Fallas**

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

### 12 13 **5.5.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

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

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

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



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

### 28 **5.5.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

29  
30 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de  
31 1995, en su última revisión.

### 32 **5.6 Obras Civiles**

33  
34  
35 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles asociadas a las  
36 subestaciones intervenidas por el Proyecto con el siguiente alcance:

- 37
- 38 • Diseño y construcción de todas las obras civiles para las nuevas bahías en las
- 39 subestaciones existentes y/o nuevas incluyendo, entre otras, la construcción o
- 40 mejora de las vías de acceso y la construcción o ampliación del edificio de control,
- 41 de requerirse.

- Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en las subestaciones 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, del proyecto debe ser en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocado, sin estañar, trenzado en capas concéntricas deberá ser diseñada siguiendo los lineamientos de la norma ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad del personal, limitando las tensiones de toque y paso a valores tolerables.

## 6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

### 6.1 Pruebas y Puesta en Servicio

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

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.

- 1
- 2 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- 3
- 4 - Diagrama Unifilar.
- 5
- 6 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del
- 7 Proyecto.
- 8
- 9 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- 10
- 11 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- 12
- 13 - Cronograma de pruebas.
- 14
- 15 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías
- 16 con información definitiva.
- 17
- 18 - Protocolo de energización.
- 19
- 20 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- 21
- 22 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
- 23 punto de conexión.
- 24
- 25 - Carta de declaración en operación comercial.
- 26
- 27 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
- 28 actualizados por el CND.
- 29
- 30

## 31 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

32  
33 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG  
34 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

## 37 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

38  
39 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 04 – 2014, como costos  
40 de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital  
41 en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los

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

5

6

7

## 9. FIGURAS

8

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

10

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

13

14 **Figura 2.** Perfiles referenciales de alternativas de ruta referenciales. Plano referencial e  
15 ilustrativo únicamente.

16 **Figura 3.** Diagrama. Unifilar Subestación Medellín (Katíos) 500 kV.

17 **Figura 4.** Diagrama. Unifilar Subestación La Virginia 500 kV.

18 **Figura 5.** Diagrama. Unifilar Subestación Alférez 500 kV.

19 **Figura 6.** Diagrama. Unifilar Subestación Alférez 230 kV.

20 **Figura 7.** Diagrama. Unifilar Subestación San Marcos 500 kV.