

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 09 DE 2016

(UPME 09 – 2016)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,  
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y  
MANTENIMIENTO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN COPEY – CUESTECITAS 500  
kV y COPEY – FUNDACIÓN 220 kV.**

**Bogotá D. C., diciembre de 2016**

## ÍNDICE

1		
2		
3		
4	<b>1. CONSIDERACIONES GENERALES</b> .....	<b>5</b>
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales .....	5
6	1.2 Definiciones .....	6
7	<b>2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</b> .....	<b>6</b>
8	2.1 Descripción de obras en las subestaciones.....	9
9	2.1.1 Descripción de Obras en la Subestación Cuestecitas 500 kV .....	9
10	2.1.2 Descripción de Obras en la Subestación Copey 500 kV .....	10
11	2.1.3 Descripción de Obras en la Subestación Cuestecitas 220 kV .....	11
12	2.1.4 Descripción de Obras en la Subestación Copey 220 kV .....	12
13	2.1.5 Descripción de Obras en la Subestación Fundación 220 kV .....	12
14	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto .....	13
15	2.2.1 En la Subestación Copey 500 kV.....	14
16	2.2.2 En la Subestación Cuestecitas 220 kV .....	14
17	2.2.3 En la Subestación Copey 220 kV.....	15
18	2.2.4 En la Subestación Fundación 220 kV .....	16
19	<b>3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES</b> .....	<b>16</b>
20	3.1. Parámetros del Sistema.....	16
21	3.2 Nivel de Corto Circuito .....	18
22	3.3 Materiales .....	18
23	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible .....	18
24	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión .....	19
25	3.6 Pruebas en Fábrica.....	19
26	<b>4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 500 kV y 220 kV ...</b>	<b>20</b>
27	4.1 General.....	20
28	4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión .....	21
29	4.3 Longitud Aproximada de las Líneas .....	22
30	4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas.....	23
31	4.4.1 Aislamiento .....	23
32	4.4.2 Conductores de Fase.....	24
33	4.4.3 Cable(s) de Guarda .....	25
34	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas .....	26
35	4.4.5 Transposiciones de Línea .....	27
36	4.4.6 Estructuras.....	27
37	4.4.7 Localización de Estructuras .....	28
38	4.4.8 Sistema Antivibratorio, Amortiguadores y Espaciadores - Amortiguadores .....	28
39	4.4.9 Cimentaciones .....	29
40	4.4.10 Señalización Aérea .....	29
41	4.4.11 Desviadores de vuelo para aves .....	29

1	4.4.12 Obras Complementarias .....	29
2	4.5 Informe Técnico .....	30
3	<b>5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN .....</b>	<b>30</b>
4	5.1 General .....	30
5	5.1.1 Predio de las Subestaciones .....	31
6	5.1.2 Espacios de Reserva .....	34
7	5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes .....	35
8	5.1.4 Servicios Auxiliares .....	36
9	5.1.5 Infraestructura y Módulo Común .....	36
10	5.2 Normas para Fabricación de los Equipos .....	37
11	5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos .....	37
12	5.4 Procedimiento General del Diseño .....	38
13	5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica .....	39
14	5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle .....	40
15	5.4.3 Estudios del Sistema .....	40
16	5.4.4 Distancias de Seguridad .....	42
17	5.5 Equipos de Potencia .....	42
18	5.5.1 Reactor Inductivo .....	42
19	5.5.2 Interruptores .....	43
20	5.5.3 Transformadores de Potencia .....	44
21	5.5.4 Descargadores de Sobretensión .....	45
22	5.5.5 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra .....	46
23	5.5.6 Transformadores de Tensión .....	47
24	5.5.7 Transformadores de Corriente .....	47
25	5.5.7 Equipo GIS o Híbrido .....	48
26	5.5.8 Sistema de Puesta A Tierra .....	49
27	5.5.9 Apantallamiento de la Subestación .....	49
28	5.6 Equipos de Control y Protección .....	50
29	5.6.1 Sistemas de Protección .....	50
30	5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones .....	51
31	5.6.2.1 Características Generales .....	53
32	5.6.4 Controladores de Bahía .....	56
33	5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares .....	56
34	5.6.6 Switches .....	57
35	5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1 .....	58
36	5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2 .....	58
37	5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones .....	60
38	5.7 Obras Civiles .....	60
39	5.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento .....	60
40	<b>ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO .....</b>	<b>61</b>
41	6.1 Pruebas y Puesta en Servicio .....	61

1	6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio .....	62
2	<b>ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN .....</b>	<b>62</b>
3	<b>INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO .....</b>	<b>62</b>
4	<b>INFORMACIÓN ESPECÍFICA.....</b>	<b>63</b>
5	<b>FIGURAS .....</b>	<b>63</b>
6		

**ANEXO 1**

**1. CONSIDERACIONES GENERALES**

Las expresiones que figuren en mayúsculas, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME 09 – 2016.

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. Las citas, numerales o tablas del RETIE que se hacen en este Anexo corresponden a la revisión de agosto de 2013 de este Reglamento, incluidas las modificaciones de octubre 2013 y julio 2014. 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. Los criterios de ingeniería y normas específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo 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 la legislación colombiana y en particular, 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

1 será obligatorio que los trabajos deban contar con un diseño, efectuado por el profesional  
2 o profesionales legalmente competentes para desarrollar esta actividad como se establece  
3 en el Artículo 10 del RETIE de la fecha 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 diseños  
10 según cronograma presentado por el Transmisor y aprobado por la UPME, la última de  
11 estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos requeridos, primará sobre  
12 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 Consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en  
23 servicio, operación y mantenimiento de las obras asociadas al Proyecto de las líneas de  
24 transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV y Copey – Fundación 220 kV, definido en el “Plan  
25 de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2014-2028”, adoptado mediante  
26 Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40029 de enero 9 de 2015, el cual comprende:

- 27 i. Suministro e instalación de la nueva subestación Cuestecitas 500 kV en  
28 configuración interruptor y medio, con una (1) bahía de línea y una (1) bahía de  
29 transformación a 500 kV, a ubicarse junto a la actual Subestación Cuestecitas  
30 220/110 kV en jurisdicción del municipio de Albania departamento de La Guajira.
- 31 ii. Suministro e instalación de un (1) banco de autotransformadores 500/220 kV de 450  
32 MVA (3 x 150 MVA) en la subestación Cuestecitas 500 kV, con una capacidad de  
33 sobrecarga del 30%. Se deberá instalar un autotransformador monofásico de  
34 reserva con conexión para cambio rápido y automático.
- 35 iii. Suministro e instalación de una (1) nueva bahía de transformación a 220 kV para la  
36 conexión del nuevo transformador 500/220 kV – 450 MVA mencionado en el ítem ii  
37 del presente numeral 2, en la subestación Cuestecitas jurisdicción del municipio de  
38 Cuestecita departamento de La Guajira. La configuración de esta bahía será doble

- 1 barra o barra principal y transferencia, dependiendo del punto de conexión utilizado  
2 por el inversionista y en función de la disponibilidad en ambos campos (lado doble  
3 barra o lado barra principal) de 220 kV de dicha subestación.
- 4 iv. Suministro e instalación de la extensión del barraje a 220 kV de la subestación  
5 Cuestecitas, y/o conexiones al mismo, para la instalación de la bahía de  
6 transformación a 220 kV referida en el ítem iii del presente numeral 2, junto con  
7 todos los elementos, equipos obras y adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas,  
8 corte y/o protección, control, medición y demás necesarios, para su correcto  
9 funcionamiento.
- 10 v. Construcción de una (1) línea a 500 kV desde la nueva subestación Cuestecitas 500  
11 kV hasta la Subestación existente Copey 500 kV con una longitud de 215 km  
12 aproximadamente.
- 13 vi. Suministro e instalación de una (1) bahía de línea a 500 kV, en configuración doble  
14 barra con seccionador de transferencia, en la Subestación Copey 500 kV.
- 15 vii. Instalación de reactores inductivos de 84 MVar, en cada extremo de la Línea  
16 Cuestecitas – Copey 500 kV, con sus respectivos equipos de control y maniobra  
17 bajo carga. Cada reactor deberá contar con reactor de neutro.
- 18 viii. Construcción de una (1) línea a 220 kV desde la existente subestación Copey 220  
19 kV hasta la existente Subestación Fundación 220 kV con una longitud de 50 km  
20 aproximadamente.
- 21 ix. Suministro e instalación de una (1) bahía de línea a 220 kV, en configuración Barra  
22 Principal y transferencia (con seccionador de transferencia), en la subestación  
23 Copey 220 kV.
- 24 x. Suministro e instalación de una (1) bahía de línea a 220 kV, en configuración anillo,  
25 en la subestación Fundación 220 kV.
- 26 xi. Los espacios de reserva establecidos en el numeral 5.1.2 Espacios de Reserva del  
27 presente documento.

28 **NOTAS:** Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente  
29 Convocatoria Pública UPME 09-2016:

- 30
- 31 1. Los Diagramas unifilares de Subestaciones a intervenir por motivo de la presente  
32 Convocatoria Pública, hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado,  
33 buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar la  
34 disposición de las bahías en los diagramas unifilares, previa revisión y concepto del

- 1 Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de modificación  
2 presentada involucra o afecta a terceros como otros usuarios o al propietario de la  
3 Subestación, deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.  
4
- 5 2. Corresponde a los involucrados en las Subestaciones objeto de la presente  
6 convocatoria, llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los  
7 equipos en cada subestación (el inversionista seleccionado de la presente  
8 convocatoria, Transelca, ISA y EPSA). En cualquier caso, se debe garantizar una  
9 disposición de alto nivel de confiabilidad.  
10
- 11 3. En configuración interruptor y medio, cuando una bahía, objeto de la presente  
12 Convocatoria Pública, quede en un diámetro incompleto, el cual pueda utilizarse  
13 para una ampliación futura, el Transmisor deberá hacerse cargo del enlace entre el  
14 corte central y el otro barraje, de tal manera que dicho enlace pueda ser removido  
15 fácilmente en caso de instalación de nuevos equipos.  
16
- 17 4. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria  
18 Pública UPME, deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.  
19
- 20 5. Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para  
21 la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo  
22 sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin  
23 limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura  
24 existente. En general, el Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones  
25 necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.  
26
- 27 6. El Inversionista seleccionado deberá optimizar los espacios para la instalación de  
28 las bahías de línea a 500 kV y sus módulo de compensación inductiva maniobrable  
29 bajo carga, garantizando que los espacios de reserva (no utilizados por el presente  
30 Proyecto) en las Subestaciones del STN y/o del STR no se verán afectados o  
31 limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.)  
32 desarrollada en el marco de la presente Convocatoria Pública del STN. Lo anterior  
33 no implica que los espacios ocupados por las bahías construidas en la presente  
34 convocatoria se deban reponer en otro lugar, con excepción de aquellos casos en  
35 que el propietario de la subestación lo hubiese declarado antes del inicio de la  
36 convocatoria.  
37
- 38 7. Para las obras a desarrollar en la subestación Cuestecitas 220 kV, el Inversionista  
39 deberá tener en cuenta los espacios que ocupan el proyecto objeto de la  
40 convocatoria UPME STR 01-2015 a cargo de EPSA S.A. E.S.P. Se debe garantizar  
41 que los espacios de reserva en las subestaciones del STN y/o STR no se verán

1 afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, líneas,  
2 edificaciones, etc.) desarrollada en el marco de la presente convocatoria.  
3

- 4 8. En la página WEB de la presente convocatoria, se encuentra disponible la  
5 información técnica y costos de conexión remitidos por ISA - TRANSELCA, con  
6 radicados UPME 20161110037692, 20161110037822, EPSA con radicado UPME  
7 20161110037722 y por ISA - INTERCOLOMBIA con radicados UPME  
8 20161110048062. Información específica relacionada con estos comunicados  
9 (anexos) pueden ser solicitadas en oficinas de la UPME en los términos señalados  
10 en el numeral 9 del presente Anexo 1, sin detrimento a lo anterior, el Inversionista  
11 podrá consultar a los propietarios de la infraestructura de manera directa. La  
12 información suministrada por la UPME no representa ninguna limitante y deberá ser  
13 evaluada por el Inversionista para lo de su interés, en concordancia con los  
14 numerales 5.5., Independencia del Proponente, y 5.6., Responsabilidad, de los DSI  
15 de la Convocatoria Pública UPME 09-2016.  
16

## 17 **2.1 Descripción de obras en las subestaciones**

### 18 **2.1.1 Descripción de Obras en la Subestación Cuestecitas 500 kV**

19 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote  
20 (según se requiera), el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras  
21 descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos.  
22  
23

24 La nueva Subestación Cuestecitas 500 kV deberá ser construida en configuración  
25 interruptor y medio, y los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la  
26 primera letra del nombre en inglés "Gas Insulated Substations" Subestaciones aisladas en  
27 gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según sea el caso, cumpliendo  
28 con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.  
29  
30

31 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de línea, en  
32 funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con  
33 infraestructura en la nueva subestación Cuestecitas 500 kV y en la subestación Copey 500  
34 kV.  
35

36 El diagrama unifilar de la nueva Subestación Cuestecitas 500 kV se muestra en la Figura  
37 1.  
38

39 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Cuestecitas 500 kV deberán ser  
40 completamente nuevos y de última tecnología.  
41

1 El Inversionista deberá implementar redundancia en los canales de comunicación utilizando  
2 diferentes medios o tecnologías para el envío y la recepción de señales entre los extremos  
3 de la línea de transmisión Cuestecitas – Copey 500 kV. El Inversionista seleccionado  
4 deberá verificar que con los equipos a instalar en las subestaciones, se eviten puntos  
5 comunes de fallas. Lo anterior con el fin de incrementar la fiabilidad de los esquemas de  
6 teleprotección de la línea de transmisión Copey – Cuestecitas 500 kV, ante mantenimientos  
7 o contingencias sobre uno de los sistemas de comunicación.

### 8 9 **2.1.2 Descripción de Obras en la Subestación Copey 500 kV**

10  
11 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote  
12 (en caso de ser necesario), el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de  
13 las obras descritas en el numeral 2.

14  
15 La bahía de línea deberá mantener la configuración de la existente subestación Copey 500  
16 kV, la cual es Doble barra con seccionador de transferencia. Los equipos a instalar podrán  
17 ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated  
18 Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o  
19 interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás  
20 requisitos establecidos en los DSI.

21  
22 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá  
23 hacerse cargo de la extensión del barraje (de ser necesario), para la conexión de la nueva  
24 bahía objeto de la presente Convocatoria, junto con los equipos de protección y  
25 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar  
26 el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual  
27 o superior al barraje existente donde se conecta.

28  
29 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía, en funcionalidad y  
30 en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura en  
31 la subestación Copey 500 kV y en la subestación Cuestecitas 500 kV.

32  
33 El diagrama unifilar de la subestación Copey 500 kV se muestra en la Figura 2.

34  
35 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Copey 500 kV deberán ser  
36 completamente nuevos y de última tecnología.

37  
38 Se debe tener en cuenta que la Subestación Copey será intervenida por la Convocatoria  
39 UPME 05-2014 a cargo de la ISA, por lo que son referencia los respectivos DSI de dicha  
40 convocatoria, al igual que el estado de avance del proyecto.

41

1 El Inversionista deberá implementar redundancia en los canales de comunicación utilizando  
2 diferentes medios o tecnologías para el envío y la recepción de señales entre los extremos  
3 de la línea de transmisión Cuestecitas – Copey 500 kV. El Inversionista seleccionado  
4 deberá verificar que con los equipos a instalar en las subestaciones, se eviten puntos  
5 comunes de fallas. Lo anterior con el fin de incrementar la fiabilidad de los esquemas de  
6 teleprotección de la línea de transmisión Cuestecitas – Copey 500 kV, ante mantenimientos  
7 o contingencias sobre uno de los sistemas de comunicación.

### 9 **2.1.3 Descripción de Obras en la Subestación Cuestecitas 220 kV**

10 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote  
11 (en caso de ser necesario), el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de  
12 las obras descritas en el numeral 2.

13  
14 La configuración de la bahía a instalar será doble barra o barra principal y transferencia,  
15 dependiendo del punto de conexión utilizado por el inversionista y en función de la  
16 disponibilidad en ambos campos (lado doble barra o lado barra principal) de 220 kV de  
17 dicha subestación. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la  
18 primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en  
19 gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la  
20 normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

21  
22 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá  
23 hacerse cargo de la extensión del barraje (de ser necesario), para la conexión de la nueva  
24 bahía objeto de la presente Convocatoria, junto con los equipos de protección y  
25 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar  
26 el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual  
27 o superior al barraje existente donde se conecta.

28  
29 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía, en funcionalidad y  
30 en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura en  
31 la subestación Cuestecitas 500 kV y en la subestación Cuestecitas 220 kV.

32  
33 El diagrama unifilar de la subestación Cuestecitas 220 kV se muestra en la Figura 3.

34  
35 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Cuestecitas 220 kV deberán ser  
36 completamente nuevos y de última tecnología.

37  
38 Se debe tener en cuenta que la Subestación Copey será intervenida por la Convocatoria  
39 UPME STR 01-2015 a cargo de la EPSA, por lo que son referencia los respectivos DSI de  
40 dicha convocatoria, al igual que el estado de avance del proyecto.

1  
2 **2.1.4 Descripción de Obras en la Subestación Copey 220 kV**  
3

4 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote  
5 (en caso de ser necesario), el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de  
6 las obras descritas en el numeral 2.  
7

8 La bahía de línea deberá mantener la configuración de la existente subestación Cuestecitas  
9 220 kV, la cual es barra principal más transferencia. Los equipos a instalar podrán ser  
10 convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated  
11 Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o  
12 interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás  
13 requisitos establecidos en los DSI.  
14

15 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá  
16 hacerse cargo de la extensión del barraje (de ser necesario), para la conexión de la nueva  
17 bahía objeto de la presente Convocatoria, junto con los equipos de protección y  
18 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar  
19 el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual  
20 o superior al barraje existente donde se conecta.  
21

22 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía, en funcionalidad y  
23 en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura en  
24 la subestación Copey 220 kV y en la subestación Fundación 220 kV.  
25

26 El diagrama unifilar de la subestación Copey 220 kV se muestra en la Figura 4.  
27

28 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Copey 220 kV deberán ser  
29 completamente nuevos y de última tecnología.  
30

31 El Inversionista deberá implementar redundancia en los canales de comunicación utilizando  
32 diferentes medios o tecnologías para el envío y la recepción de señales entre los extremos  
33 de la línea de transmisión Copey – Fundación 220 kV. El Inversionista seleccionado deberá  
34 verificar que con los equipos a instalar en las subestaciones, se eviten puntos comunes de  
35 fallas. Lo anterior con el fin de incrementar la fiabilidad de los esquemas de teleprotección  
36 de la línea de transmisión Copey – Fundación 220 kV, ante mantenimientos o contingencias  
37 sobre uno de los sistemas de comunicación.  
38

39 **2.1.5 Descripción de Obras en la Subestación Fundación 220 kV**  
40

1 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote  
2 (en caso de ser necesario), el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de  
3 las obras descritas en el numeral 2.

4  
5 La bahía de línea deberá mantener la configuración de la existente subestación Fundación  
6 220 kV, la cual es anillo. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado  
7 de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones  
8 aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso,  
9 cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos  
10 en los DSI.

11  
12 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá  
13 hacerse cargo de la extensión del barraje (de ser necesario), para la conexión de la nueva  
14 bahía objeto de la presente Convocatoria, junto con los equipos de protección y  
15 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar  
16 el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual  
17 o superior al barraje existente donde se conecta.

18  
19 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía, en funcionalidad y  
20 en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura en  
21 la subestación Copey 220 kV y en la subestación Fundación 220 kV.

22  
23 El diagrama unifilar de la subestación Fundación 220 kV se muestra en la Figura 5.

24  
25 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Fundación 220 kV deberán ser  
26 completamente nuevos y de última tecnología.

27  
28 El Inversionista deberá implementar redundancia en los canales de comunicación utilizando  
29 diferentes medios o tecnologías para el envío y la recepción de señales entre los extremos  
30 de la línea de transmisión Copey – Fundación 220 kV. El Inversionista seleccionado deberá  
31 verificar que con los equipos a instalar en las subestaciones, se eviten puntos comunes de  
32 fallas. Lo anterior con el fin de incrementar la fiabilidad de los esquemas de teleprotección  
33 de la línea de transmisión Copey – Fundación 220 kV, ante mantenimientos o contingencias  
34 sobre uno de los sistemas de comunicación.

## 35 36 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

37  
38 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la  
39 construcción de las obras objeto de la presente convocatoria, independiente de la  
40 modalidad (compra o arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código  
41 de Conexión (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes

1 consideraciones en cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer  
2 un contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los activos relacionados.  
3

4 Cuando el Transmisor considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura  
5 existente (independientemente del nivel tensión), deberá informar al Interventor y acordar  
6 estas modificaciones en el contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los  
7 activos relacionados. Estas modificaciones estarán a cargo del Transmisor.  
8

### 9 **2.2.1 En la Subestación Copey 500 kV**

10 El agente responsable de la existente subestación Copey 500 kV es INTERCOLOMBIA S.A.  
11 E.S.P.  
12

13 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación  
14 Copey, es el barraje a 500 kV.  
15  
16

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

33 Se deberá considerar lo dispuesto en los DSI de la convocatoria UPME 05-2014.  
34

### 35 **2.2.2 En la Subestación Cuestecitas 220 kV**

36 Los agentes responsables de la existente subestación Cuestecitas 220 kV son  
37 TRANSELCA S.A. E.S.P., INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. y EPSA E.S.P.  
38  
39

40 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación  
41 Cuestecitas, es el barraje a 220 kV.

1  
2 Los contratos de conexión según corresponda deberán incluir, lo relacionado con las  
3 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,  
4 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y  
5 protecciones de los módulos, el enlace al sistema de control del CND, suministro de  
6 servicios auxiliares de AC y DC; y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar  
7 firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la  
8 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor  
9 adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas  
10 (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y  
11 condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información  
12 requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión,  
13 duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No  
14 obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida  
15 justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

16  
17 Se deberá considerar lo dispuesto en los DSI de la convocatoria UPME STR 01-2015.

### 18 19 **2.2.3 En la Subestación Copey 220 kV**

20  
21 Los agentes responsables de la existente subestación Copey 220 kV son TRANSELCA S.A.  
22 E.S.P. e INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.

23  
24 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación  
25 Copey, es el barraje a 220 kV.

26  
27 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública  
28 y TRANSELCA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo  
29 relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la  
30 infraestructura a instalar, el espacio para la ubicación de los tableros de control y  
31 protecciones de los módulos, el enlace al sistema de control del CND, suministro de  
32 servicios auxiliares de AC y DC; y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar  
33 firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la  
34 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor  
35 adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas  
36 (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y  
37 condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información  
38 requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión,  
39 duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No  
40 obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida  
41 justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

1  
2 **2.2.4 En la Subestación Fundación 220 kV**

3  
4 El agente responsable de la existente subestación Fundación 220 kV es TRANSELCA S.A.  
5 E.S.P.

6  
7 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación  
8 Fundación, es el barraje a 220 kV.

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

25  
26  
27 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

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

36  
37 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de  
38 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

39  
40 **3.1. Parámetros del Sistema**

1 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Transmisor deberán ser  
 2 nuevos y de última tecnología, cumplir con las siguientes características técnicas del STN,  
 3 las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.

4  
 5 **Generales:**

6 Tensión nominal	500 kV
7 Frecuencia asignada	60 Hz
8 Puesta a tierra	Sólida
9 Numero de fases	3

10  
 11 **Subestaciones 500 kV:**

12 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
13 Servicios Auxiliares DC	125V
14 Tipo de la Subestación	Convencional o GIS o un híbrido.

15  
 16 **Línea de transmisión 500 y 220 kV:**

17 Tipo de línea y estructuras:	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o estructuras compactas y/o subterráneas.
18 Estructuras de soporte:	Para doble circuito.
19 Circuitos por torre o canalización:	En todo el recorrido se deberá instalar un (1) solo circuito, el segundo se tenderá posteriormente y no hace parte de la presente Convocatoria.
20 Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
21 Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

22  
 23  
 24  
 25  
 26  
 27 La longitud de las líneas de transmisión de 500 kV y 220 kV, serán función del diseño y  
 28 estudios pertinentes que realice el Inversionista.

29  
 30 La infraestructura de soporte para los tramos aéreos, deberá quedar dispuesta para recibir  
 31 un segundo circuito a futuro, cuyas características se considerarán iguales al circuito objeto  
 32 de la presente Convocatoria. Es decir, que las estructuras deberán disponer de los  
 33 respectivos brazos y demás elementos que permitan la instalación futura de aisladores,  
 34 conductores de fase, y cable de guarda (de ser necesario a futuro), para un segundo  
 35 circuito.

36  
 37 La presente Convocatoria no incluye el suministro y montaje de los aisladores, conductores  
 38 de fase, y cable de guarda (de ser necesario a futuro), del segundo circuito. Tampoco  
 39 incluye su administración, operación y mantenimiento.

40

1 Se aclara que la definición del número de cables de guarda necesarios para la estructura  
2 doble circuito a construir es definido por la presente Convocatoria, razón por la cual se debe  
3 realizar el diseño para la estructura doble circuito considerando que el futuro segundo  
4 circuito es de iguales características al circuito objeto de la presente Convocatoria. Sin  
5 embargo, será el Inversionista quien defina el número de cables de guarda que instalará,  
6 pues en cualquier caso deberá garantizar la protección del circuito objeto de la presente  
7 Convocatoria y el cumplimiento de las normas técnicas aplicables.

8  
9 El diseño de las estructuras deberá realizarse de tal manera que se permita la instalación  
10 del segundo circuito, con el primer circuito energizado.

11  
12 En caso de tramos subterráneos, se deberá dejar prevista la obra civil (ductos y demás  
13 elementos) para el segundo circuito y se deberá hacer cargo de respectivo mantenimiento  
14 de esta obra civil. En cualquier caso, se deberá garantizar su uso.

### 15 16 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

17  
18 El Transmisor deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que  
19 el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás elementos de  
20 líneas y subestaciones será el adecuado durante la vida útil de estos, no obstante, la  
21 capacidad de corto circuito asignada a los equipos y elementos asociados que se instalarán  
22 objeto de la presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA para 220 kV y de 63 KA  
23 para 500 kV. La duración asignada al corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos  
24 máximos provistos para interrupción de las fallas. Copia del estudio deberá ser entregada  
25 al Interventor para su conocimiento y análisis.

### 26 27 **3.3 Materiales**

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

### 39 40 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**

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

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

11  
12 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los  
13 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución  
14 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy  
15 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

### 16 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

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

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

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

### 35 **3.6 Pruebas en Fábrica**

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

1 aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del  
 2 Inversionista.

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

8  
 9 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 500 kV y 220 kV**

10  
 11 **4.1 General**

12  
 13 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas mínimas para la nueva línea  
 14 de 500 kV que el Inversionista deberá revisar y ajustar una vez haya hecho el análisis  
 15 comparativo de las normas:  
 16

Línea de 500 kV y 220 kV				
Íte m	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica	Numeral 3.1	kV	500 y 220
2	Frecuencia nominal	Numeral 3.1	Hz	60
3	Tipo de línea	Numeral 3.1	-	-
4	Longitud aproximada	Numeral 4.3	km	-
5	Altura (estimada) sobre el nivel del mar	Numeral 4.3	msnm	Entre 46 y 306
6	Número de circuitos por torre o canalización	Numeral 3.1	-	-
7	Conductores de fase	Numeral 4.4.2	-	-
8	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2	-	-
9	Cables de guarda	Numeral 4.4.3	-	-
10	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	-	-
11	Distancias de seguridad	Según Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
12	Ancho de servidumbre	Según Código de Redes o RETIE según aplique	-	-

Línea de 500 kV y 220 kV				
Íte m	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
13	Máximo campo eléctrico e interferencia	Según Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
14	Contaminación	Debe verificar la presencia en el aire de partículas que pueda tener importancia en el diseño del aislamiento	g/cm <sup>2</sup>	-
15	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
16	Estructuras	Numeral 4.4.6	-	-
17	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
18	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
19	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
20	Diseño aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
21	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
22	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
23	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
24	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-

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

5  
6 **4.2. Ruta de las Líneas de Transmisión**

7  
8 La selección de la ruta de la línea de transmisión objeto de la presente Convocatoria Pública  
9 UPME, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto, a efectos de definir  
10 dicha ruta, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y

1 consultas a las autoridades ambientales, a las autoridades nacionales, regionales y locales  
2 los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial, a las autoridades que determinan las  
3 restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general,  
4 con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá  
5 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que pueden  
6 existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local.

7  
8 Específicamente para los tramos subterráneos, si se requirieran, durante la selección de la  
9 ruta, deberán identificarse todas las instalaciones subterráneas existentes así como raíces  
10 de árboles, discontinuidades estratigráficas etc., que puedan incidir en ubicación de los  
11 cables o ductos requeridos. Para la determinación de los elementos enterrados se podrá  
12 ejecutar, sin limitarse a ello, un rastreo electromagnético del subsuelo mediante equipo  
13 especial para este propósito tal como el Radar de Penetración Terrestre (Ground Penetration  
14 Radar –GPR). En estos tramos deberá tenerse en cuenta la posibilidad de ubicación de las  
15 cajas para empalme o cambio de dirección. También será responsabilidad del Inversionista  
16 consultar a las autoridades y/o entidades correspondientes, encargadas de otra  
17 infraestructura que pueda estar relacionada.

18  
19 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los Documentos **“ANÁLISIS ÁREA DE**  
20 **ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO LÍNEA DE**  
21 **TRANSMISIÓN COPEY – FUNDACIÓN 220 kV, OBJETO DE LA CONVOCATORIA**  
22 **PÚBLICA UPME-09-2016 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2014”** y **“ANÁLISIS ÁREA DE**  
23 **ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SUBESTACIÓN**  
24 **CUESTECITAS 500 kV Y LÍNEA DE TRANSMISIÓN COPEY – CUESTECITAS 500 kV,**  
25 **OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME-09-2016 DEL PLAN DE**  
26 **EXPANSIÓN 2014”**, los cuales suministran información de referencia. El objeto de estos  
27 documentos es identificar de manera preliminar las posibilidades y condicionantes físicos,  
28 ambientales y sociales, constituyéndose en documentos ilustrativos para los diferentes  
29 Interesados, sin pretender determinar o definir rutas. Es responsabilidad del Inversionista  
30 en asumir en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución del Proyecto, para ello  
31 deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades  
32 competentes, entre otras.

33  
34 En general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios,  
35 investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

### 36 37 38 **4.3 Longitud Aproximada de las Líneas**

39  
40 La longitud anunciada en este documento es de referencia y está basada en estimativos  
41 preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para efectos

1 de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones,  
 2 análisis y consideraciones.

<b>Circuito</b>	<b>Tensión</b>	<b>Longitud Aproximada</b>
Cuestecitas – Copey 500 kV	500 kV	215 km
Copey – Fundación 220 kV	220 kV	50km

4  
 5 A manera de información, la altura sobre el nivel del mar (asociada a estimativos  
 6 preliminares) está comprendida entre los 93 m y 211 m para la línea Cuestecitas – Copey  
 7 500 kV y entre 46 y 306 m para la línea Copey – Fundación 220 kV. Sin embargo, tanto la  
 8 longitud real como la altura sobre el nivel del mar real, serán función del trazado, diseño y  
 9 estudios pertinentes que realiza el Inversionista seleccionado.

10  
 11 **4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas**

12  
 13 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del  
 14 Proyecto son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de Selección  
 15 del Inversionista – DSI, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y  
 16 actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE (Resolución MME 90708  
 17 de 30 de agosto de 2013, y actualizaciones, correcciones y/o modificaciones posteriores  
 18 previas al diseño y construcción de la línea).

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

22  
 23 **4.4.1 Aislamiento**

24  
 25 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de  
 26 contaminación de la zona en la que se construirán las líneas, la nueva subestación y/o las  
 27 obras en las subestaciones existentes y, con base en ello, hacer el diseño del aislamiento  
 28 de las líneas, los equipos de las subestaciones, y la coordinación de aislamiento, teniendo  
 29 en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en las líneas por las  
 30 descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en particular el cierre y  
 31 apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos desconectados del sistema,  
 32 considerando que en estado estacionario las tensiones en las barras de 500 kV no deben  
 33 ser inferiores al 90% ni superiores al 105% del valor nominal y que los elementos del  
 34 sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas de crecimiento.

35  
 36 De acuerdo con la Resolución CREG 098 de 2000 se considera como parámetro de diseño  
 37 un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea / año ante descargas

1 eléctricas atmosféricas, una (1) falla por cada 100 operaciones de maniobra de la línea y  
2 servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.

3  
4 Para el caso de tramos de líneas aéreas-subterráneas en todos los sitios de transición  
5 deberán preverse los descargadores de sobretensión que protejan el cable ante la  
6 ocurrencia de sobretensiones por descargas atmosféricas, fallas, desconexiones o  
7 maniobras. El aislamiento de los cables deberá garantizar la operación de continua de la  
8 línea ante sobretensiones de frecuencia de 60 Hz.

#### 9 10 **4.4.2 Conductores de Fase**

11  
12 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características propias  
13 de la ruta y el lugar donde el Proyecto operará, por tanto será responsabilidad del  
14 Inversionista su verificación. El Interventor verificará e informará a la UPME si el diseño  
15 realizado por el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores  
16 límites establecidos.

- 17  
18 • El conductor de fase de los circuitos de 500 kV deberá tener conductores en haz de  
19 tres o cuatro sub-conductores según decisión del Inversionista que deberá ser  
20 soportada ante el Interventor. La separación entre sub-conductores del haz deberá  
21 ser de 457,2 mm y deberá cumplir con las siguientes exigencias técnicas:  
22  
23 ○ Capacidad normal de operación del circuito no inferior a 2400 Amperios a  
24 temperatura ambiente máxima promedio.  
25 ○ Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0,0230  
26 ohmios/km. En el caso de conductores en haz, tal valor corresponderá a la  
27 resistencia en paralelo de los cables sub-conductores de cada fase.  
28 ○ Solo en caso de superar 215 km de longitud, se deberá ajustar la resistencia en  
29 ohmios/km para mantener una resistencia total calculada con base en 0,0230  
30 ohmios/km y 215 km. Lo anterior deberá ser sometido a revisión de la  
31 interventoría y de la UPME.  
32  
33 • El conductor de fase del circuito de 220 kV deberá tener conductores sencillos o en  
34 haz de 2 sub-conductores según decisión del Inversionista que deberá ser  
35 soportada ante el Interventor. La separación entre sub-conductores del haz deberá  
36 ser de 457,2 mm y deberá cumplir con las siguientes exigencias técnicas:  
37  
38 ○ Capacidad normal de operación del circuito no inferior a 1000 Amperios a  
39 temperatura ambiente máxima promedio.

- 1           ○ Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0,0518  
2           ohmios/km. En el caso de conductores en haz, tal valor corresponderá a la  
3           resistencia en paralelo de los cables sub-conductores de cada fase.  
4

5           En caso de conductores en haz o múltiples por fase, la resistencia DC a 20°C por conductor  
6           de fase corresponderá a la resistencia en paralelo de los sub-conductores de cada fase y  
7           la capacidad de corriente corresponderá a la capacidad en paralelo de los sub-conductores  
8           de cada fase. Lo anterior utilizando las normas o cálculos aplicables y según las  
9           características de la línea (p. eje, aérea o subterránea).

10  
11           El Inversionista deberá garantizar los valores de capacidad de corriente y resistencia, tanto  
12           en los tramos aéreos como en los subterráneos según sea el caso.  
13

14           En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder  
15           el 50% de su correspondiente tensión de rotura.  
16

17           El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia  
18           establecidas en la normatividad aplicable.  
19

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

25           De presentarse características en el ambiente para esta nueva líneas, que tuvieren efecto  
26           corrosivo, los conductores aéreos deberán ser de tipo AAC, ACAR o AAAC, con hilos de  
27           aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima,  
28           resistencia óhmica máxima y ruido audible especificados o establecidas en la normatividad  
29           aplicable. Para líneas subterráneas el conductor podrá ser en cobre o aluminio con  
30           aislamiento XLPE y con capacidad adecuada para resistir las corrientes de corto circuito  
31           previsibles para la Línea durante el tiempo de operación de los interruptores. En caso de  
32           que el Inversionista requiera cables de fibra óptica estas podrán ser incorporadas al cable  
33           o incluidas en la canalización. El Inversionista deberá informar a la Interventoría su decisión  
34           sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.  
35

#### 36           **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

37  
38           El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista y  
39           aplican solo para cables de guarda de los circuitos que se instalarán en el desarrollo de la  
40           presente Convocatoria Pública.  
41

1 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda  
2 (convencionales u OPGW). Al menos uno de los cables de guarda deberá ser OPGW.  
3

4 De presentarse características en el ambiente con efecto corrosivo, los cables de guarda  
5 no deberán contener hilos en acero galvanizado y deberán ser del tipo Alumoclad o de otro  
6 material resistente a la corrosión, que cumpla con las especificaciones técnicas y los  
7 propósitos de un cable de guarda convencional u OPGW desde el punto de vista de su  
8 comportamiento frente a descargas atmosféricas. El o los cables de guarda a instalar  
9 deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan  
10 incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del  
11 aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados  
12 deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por  
13 ellos.  
14

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

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

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

#### 26 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

27  
28 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del  
29 sitio de cada una de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las  
30 personas, considerando además el comportamiento del aislamiento ante descargas  
31 atmosféricas.  
32

33 Con 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 tal  
35 que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación IEEE 80 y con  
36 lo establecido en el RETIE en su última revisión. La medición de las tensiones de paso y  
37 contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en servicio de la línea, deberán  
38 hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del RETIE y específicamente con lo  
39 establecido en el numeral 15.5.3., o el numeral aplicable si la norma ha sido objeto de  
40 actualización.  
41

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

8  
9 Los conectores a utilizar deberán contar con certificado de producto donde debe ser claro  
10 si son adecuados para enterramiento directo.

11  
12 Para los cables asilados subterráneos se deberá instalar un sistema de puesta a tierra de  
13 las pantallas metálicas que garanticen el adecuado funcionamiento de los cables y los  
14 voltajes de paso en la superficie de los terrenos aledaños.

#### 15 16 4.4.5 Transposiciones de Línea

17  
18 El Inversionista deberá analizar la necesidad de implementar transposiciones de línea para  
19 garantizar los niveles máximos de desbalance exigidos por la normatividad aplicable para  
20 ello, considerando incluso la posibilidad de implementar ajustes o modificaciones sobre la  
21 infraestructura actual o reubicaciones necesarias para el cumplimiento de tal propósito.

22  
23 El Transmisor deberá calcular los desbalances en las fases y asegurar que cumplan con la  
24 norma técnica aplicable para ello, *IEC 1000-3-6 o equivalente*, lo cual deberá soportar y  
25 poner en consideración del Interventor. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo de  
26 todos los costos asociados. En general, la implementación física de la solución hace parte  
27 del presente Proyecto.

28  
29 En caso de requerirse, las transposiciones se podrán localizar a un sexto (1/6), a tres sextos  
30 (3/6) y a cinco sextos (5/6) de la longitud total de la línea correspondiente.

31  
32 El Transmisor se obliga a realizar el estudio correspondiente **antes del inicio de**  
33 **construcción de las obras** y, a más tardar en ese momento, ponerlo a consideración de  
34 la Interventoría, terceros involucrados, el CND y si es del caso al CNO. Este documento  
35 hará parte de las memorias del proyecto.

#### 36 37 4.4.6 Estructuras

38  
39 El diseño de las estructuras deberá realizarse de tal manera que se permita la instalación  
40 del segundo circuito (a futuro), con el primer circuito energizado.

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

5  
6 Las estructuras de apoyo para las líneas aéreas y las de transición aéreo-subterráneo  
7 deberán ser auto-soportadas. En cualquier caso, las estructuras no deberán requerir para  
8 su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Inversionista podrá hacer  
9 uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser  
10 montadas sin el concurso de este tipo de recursos.

11  
12 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las  
13 hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para  
14 cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la metodología  
15 establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for Electrical*  
16 *Transmission Line Structural Loading - Practice 74*". La definición del vano peso máximo y  
17 del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será establecida a partir de los resultados  
18 del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo lo  
19 establecido por el ASCE en la última revisión de la norma ASCE STANDARD 10 "*Design of*  
20 *Latticed Steel Transmission Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de  
21 cargas evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo que los  
22 que se obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE. Si ello  
23 resultara así, primarán estas últimas.

#### 24 **4.4.7 Localización de Estructuras**

25  
26  
27 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad  
28 entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a peatones y las  
29 distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos, líneas de  
30 transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en metros. La  
31 temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la correspondiente a las  
32 condiciones de máxima temperatura del conductor durante toda la vida útil del Proyecto,  
33 estas condiciones deben ser definidas por el Inversionista.

#### 34 **4.4.8 Sistema Antivibratorio, Amortiguadores y Espaciadores -** 35 **Amortiguadores**

36  
37  
38 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección anti-  
39 vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los espaciadores - amortiguadores  
40 deben ser adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de  
41 frecuencias de 10 Hz a 100 Hz, tal como lo establece el Código de Redes (Resolución

1 CREG 025 de 1995 y sus modificaciones). El Inversionista determinará los sitios de  
2 colocación, a lo largo de cada vano, de los espaciadores - amortiguadores de tal manera  
3 que la amortiguación de las fases sea efectiva. Copia del estudio de amortiguamiento será  
4 entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.

5  
6 En los cables de guarda los amortiguadores serán del tipo "stockbridge" y su colocación  
7 medida desde la boca de la grapa y entre amortiguadores será la que determine el estudio  
8 de amortiguamiento que haga el Inversionista, copia del cual le será entregada al  
9 Interventor.

#### 10 **4.4.9 Cimentaciones**

11  
12  
13 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo  
14 de las cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG  
15 098 de 2000, numeral 2.7, o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras.  
16 Los diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión deben hacerse  
17 considerando los resultados de los estudios de suelos que mandatoriamente debe adelantar  
18 el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas a nivel de cimentación más críticas  
19 que se calculen a partir de las cargas mostradas en los árboles de cargas de diseño de  
20 cada tipo de estructura.

#### 21 **4.4.10 Señalización Aérea**

22  
23  
24 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil, las Empresas  
25 Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, la Armada Nacional, u  
26 otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito de aeronaves de  
27 cualquier índole (particulares, militares, de fumigación aérea, etc) que hagan imperioso que  
28 la línea lleve algún tipo de señales que impidan eventuales accidentes originados por la  
29 carencia de ellos.

30  
31 Se mencionan en su orden: la pintura de las estructuras según norma de Aerocivil; balizas  
32 de señalización aérea ubicadas en el cable de guarda en vanos específicos y/o faros  
33 centelleantes en torres en casos más severos.

#### 34 **4.4.11 Desviadores de vuelo para aves**

35  
36  
37 Es responsabilidad del Inversionista identificar la necesidad de instalar desviadores de  
38 vuelo para aves.

#### 39 **4.4.12 Obras Complementarias**

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

#### 6 7 **4.5 Informe Técnico**

8  
9 De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o como  
10 se establezca en resoluciones posteriores a esta, el Interventor verificará que el Transmisor  
11 suministre los siguientes documentos técnicos durante las respectivas etapas de  
12 construcción de las líneas de transmisión del Proyecto:

- 13
- 14 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de  
15 2000.
- 16
- 17 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de  
18 2000.
- 19
- 20 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo  
21 con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 22
- 23 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 24
- 25 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la  
26 Resolución CREG 098 de 2000.
- 27
- 28 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098  
29 de 2000.
- 30

### 31 32 **5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN**

33 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

#### 34 35 36 **5.1 General**

37  
38 [La información específica, remitida por los propietarios de la infraestructura existente, como  
39 costos de conexión, datos técnicos, planos, etc, serán suministrados por la UPME conforme  
40 el Numeral 0 del presente Anexo 1.

1 La siguiente tabla presenta las características de la Subestación que hacen parte del  
 2 proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública:  
 3

Ítem	Descripción	Cuestecitas 500 kV	Cuestecitas 220 kV	Copey 500 kV	Copey 220 kV	Fundación 200 kV
1	Subestación nueva	Si	No	No	No	No
2	Configuración	Interruptor y medio	Doble barra o barra principal y transferencia	Doble barra con seccionador de transferencia	Barra Principal más transferencia	Anillo
3	Tipo de subestación existente	-	Convencional o GIS	Convencional	Convencional	Convencional
4	Agente Responsable de la Subestación	Adjudicatario Convocatoria Pública UPME 09-2016	ISA S.A. E.S.P., TRANSELCA S.A. E.S.P., EPSA E.S.P	ISA S.A. E.S.P.	ISA S.A. E.S.P., TRANSELCA S.A. E.S.P.	TRANSELCA S.A. E.S.P.

### 5.1.1 Predio de las Subestaciones

#### Subestación Cuestecitas 500/220 kV

El predio para la expansión de las obras objeto de la presente Convocatoria será el que adquiera el Inversionista Adjudicatario. Sin embargo su ubicación está limitada a un radio de 500 m medidos a partir de las coordenadas de localización de la existente Cuestecitas 220 kV, la cual está ubicada en inmediaciones del municipio de Cuestecitas departamento de La Guajira, en las siguientes coordenadas aproximadas (información que deberá verificar el Interesado):

Latitud: 11°11'2.20" N.  
 Longitud: 72°36'34.60" O.

En la selección del predio se debe considerar las facilidades para los accesos de las líneas de transmisión y transformador objeto del Proyecto.

El Inversionista es 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

1 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán  
2 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

3  
4 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el inversionista deberá analizar todos los  
5 posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, deberán considerar los  
6 posibles riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el  
7 inversionista.

8  
9 **ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO**  
10 **LÍNEA DE TRANSMISIÓN COPEY – FUNDACIÓN 220 kV, OBJETO DE LA**  
11 **CONVOCATORIA PÚBLICA UPME-09-2016 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2014” y**  
12 **“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO**  
13 **SUBESTACIÓN CUESTECITAS 500 kV Y LÍNEA DE TRANSMISIÓN COPEY –**  
14 **CUESTECITAS 500 kV, OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME-09-2016**  
15 **DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2014”**, los cuales suministran información de referencia. El  
16 objeto de estos documentos es identificar de manera preliminar las posibilidades y  
17 condicionantes físicos, ambientales y sociales, constituyéndose en documentos ilustrativos  
18 para los diferentes Interesados, sin pretender determinar o definir rutas. Es responsabilidad  
19 del Inversionista en asumir en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución del  
20 Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas  
21 ante las Autoridades competentes, entre otras. En general, los Proponentes basarán sus  
22 Propuestas en sus propios estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas,  
23 entrevistas y otros.

### 24 25 26 27 **Subestación Copey 500/220 kV**

28  
29 El predio para la expansión de las obras objeto de la presente Convocatoria será el que  
30 adquiera el Inversionista Adjudicatario. Sin embargo su ubicación está limitada a un radio  
31 de 500 m medidos a partir de las coordenadas de localización de la existente Subestación  
32 Copey , la cual está localizada en jurisdicción del Municipio Copey, Departamento de Cesar,  
33 en las siguientes coordenadas aproximadas (información que deberá verificar el  
34 Interesado):

35  
36 Latitud: 10°9'33.40" N.  
37 Longitud: 73°56'32.20" O.

38  
39 El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las  
40 Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de  
41 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la

1 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de  
2 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir  
3 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán  
4 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

5  
6 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el Inversionista deberá analizar todos  
7 los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, se deberán considerar  
8 los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el  
9 Inversionista. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a  
10 consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

11  
12 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar el Documento “**ANÁLISIS ÁREA DE**  
13 **ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SUBESTACIÓN**  
14 **CUESTECITAS 500 kV Y LÍNEA DE TRANSMISIÓN COPEY – CUESTECITAS 500 kV,**  
15 **OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME-09-2016 DEL PLAN DE**  
16 **EXPANSIÓN 2014”**, el cual suministra información de referencia. El objeto de este  
17 documento es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones ambientales,  
18 constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados, sin pretender  
19 determinar o definir rutas. Es responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad  
20 los riesgos inherentes del Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus  
21 propios estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras. En general, los  
22 Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios, investigaciones, exámenes,  
23 inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

### 24 **Subestación Fundación 220 kV**

25  
26  
27 La existente subestación Fundación 220 kV se encuentra localizada en inmediaciones del  
28 Municipio Fundación, Departamento de Magdalena, en las siguientes coordenadas  
29 aproximadas (información que deberá verificar el Interesado):

30  
31 Latitud: 10°30'25.30" N.  
32 Longitud: 74°10'30.77" O.  
33

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

1 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el Inversionista deberá analizar todos  
2 los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, se deberán considerar  
3 los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el  
4 Inversionista. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a  
5 consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.  
6

7 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar el Documento “**ANÁLISIS ÁREA DE**  
8 **ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO LÍNEA DE**  
9 **TRANSMISIÓN COPEY – FUNDACIÓN 220 kV, OBJETO DE LA CONVOCATORIA**  
10 **PÚBLICA UPME-09-2016 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2014”** , el cual suministra  
11 información de referencia. El objeto de este documento es identificar de manera preliminar  
12 las posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo  
13 para los diferentes Interesados, sin pretender determinar o definir rutas. Es responsabilidad  
14 del Inversionista en asumir en su integridad los riesgos inherentes del Proyecto, para ello  
15 deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades  
16 competentes, entre otras. En general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus  
17 propios estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.  
18

### 19 **5.1.2 Espacios de Reserva**

20  
21 Los espacios de reserva futuros del STN son objeto de la presente Convocatoria Pública  
22 UPME 09 – 2016 y por tanto deben ser adecuados y dotados con las obras y equipos  
23 constitutivos del módulo común, como se describe en el numeral 5.1.5 del presente Anexo  
24 1; sin embargo, los equipos eléctricos no son parte de la presente Convocatoria.  
25

- 26 • En la Subestación Cuestecitas 500 kV se deberán incluir espacios de reserva para:  
27
  - 28 ○ La futura instalación de siete (7) bahías de línea a 500 kV. Por lo tanto, deberá  
29 dejarse espacio suficiente para la instalación de reactores inductivos de línea  
30 con sus equipos de maniobra, para cada línea futura.
  - 31 ○ La futura instalación de tres (3) bahías de transformación a 500 kV.
  - 32 ○ La instalación de tres (3) nuevos bancos de transformación 500/220 kV.
- 33
- 34 • En la Subestación Cuestecitas 220 kV se deberán incluir espacios de reserva para:  
35
  - 36 ○ La futura instalación de tres (3) bahías de transformación a 220 kV.
- 37
- 38 • En la Subestación Copey 500 kV se deberán incluir espacios de reserva para:  
39

- 1           ○ La futura instalación de una (1) bahía de línea a 500 kV. Por lo tanto, deberá
- 2           dejar espacio suficiente para la instalación de reactores inductivos de línea
- 3           con sus equipos de maniobra, para la línea futura.
- 4           ○ La futura instalación de una (1) bahía de transformación a 500 kV.
- 5           ○ La instalación de un (1) nuevo banco de transformación 500/220 kV.
- 6
- 7           • En la Subestación Copey 220 kV se deberán incluir espacios de reserva para:
- 8
- 9           ○ La futura instalación de una (1) bahía de transformación a 220 kV.

10  
11 Se aclara que los equipos para las bahías futuras no son parte del proyecto objeto de la  
12 presente Convocatoria Pública.

13  
14 El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los equipos en  
15 los espacios de reserva previstos en el presente Numeral para futuras ampliaciones del  
16 STN, es decir, deberá dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y  
17 deberá realizar las obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se  
18 deteriore. Adicionalmente, tanto los espacios de reserva como las obras básicas asociadas,  
19 deberán estar incluidas dentro del mantenimiento que el Inversionista realice a Subestación,  
20 hasta tanto sean ocupados.

21  
22 El Transmisor preparará un documento en el cual se indiquen las características de los  
23 espacios de reserva establecidos en el presente Anexo y planos con la disposición de los  
24 espacios propuesta para la ubicación futura de las bahías de reserva. Esto deberá ser  
25 entregado al Interventor quien verificará el cumplimiento de las exigencias para los espacios  
26 de reserva.

27  
28 Se debe garantizar que los espacios de reserva (no utilizados por el presente Proyecto) en  
29 las Subestaciones del STN y/o del STR no se verán afectados o limitados para su  
30 utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco  
31 de la presente Convocatoria Pública.

32  
33 Para las bahías objeto de la presente Convocatoria Pública que queden en diámetros  
34 incompletos y puedan utilizarse para ampliaciones futuras, también estará a cargo de la  
35 presente convocatoria el enlace con el otro barraje, de tal manera que dicho enlace pueda  
36 ser removido fácilmente en caso de instalación de nuevos equipos.

### 37 38 **5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes**

39  
40 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente  
41 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y

1 protección de las nuevas bahías 500 kV y 220 kV, con la infraestructura existente que pueda  
2 verse afectada por el desarrollo del Proyecto.

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

#### 8 9 **5.1.4 Servicios Auxiliares**

10 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para el  
11 Proyecto objeto de la presente Convocatoria. Las tensiones a utilizar en los servicios  
12 auxiliares son las señaladas en el numeral 3.1.

#### 13 14 15 **5.1.5 Infraestructura y Módulo Común**

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

18  
19 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo de las conexiones a  
20 500 kV y 220 kV objeto de la presente Convocatoria Pública, junto con los espacios de  
21 acceso, vías internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de  
22 espacio en el predio actual y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca  
23 el ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista, y según  
24 se requiera, las vías de acceso a predios de Subestaciones y/o adecuaciones que sean  
25 necesarias.

26  
27 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y  
28 módulo común que requiera el Proyecto objeto de la presente Convocatoria, es decir las  
29 obras civiles y los equipos que sirven a las obras descritas en el Numeral 2 del Anexo 1. La  
30 infraestructura y módulo común, estarán conformados como mínimo por los siguientes  
31 componentes:

- 32  
33
- 34 • **Infraestructura civil:** Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de  
35 acueducto vecino si existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la  
36 subestación y/o adecuación de las existentes; las vías internas de acceso a los  
37 patios de conexiones y/o adecuación de las existentes; la adecuación del terreno; y  
38 en general, todas aquellas obras civiles necesarias (incluyendo, entre otros,  
39 construcción, modificaciones y/o ampliaciones a alcantarillado, filtros y drenajes,  
40 pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto/alcantarillados vecinos, alumbrado  
41 interior y exterior, cárcamos comunes, etc.) para las obras descritas en el Numeral

1 2 del presente Anexo 1. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para la  
2 ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.  
3

- 4 • **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2  
5 del presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de  
6 gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones, los  
7 materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares  
8 AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado necesario y las obras civiles  
9 asociadas.

10  
11 Para la ampliación de las subestaciones Copey 220 kV, Cuestecitas 220 kV y Fundación  
12 220 kV, se podrá utilizar terreno disponible en las subestaciones existentes previo acuerdo  
13 entre las partes involucradas o terreno aledaño. Será responsabilidad del Inversionista  
14 investigar las facilidades y de los requerimientos que se requieren para los servicios  
15 auxiliares, obras civiles y ampliación de la malla de puesta a tierra. Igualmente deberá  
16 respetar las disposiciones actuales de equipos y mantener los arreglos y configuraciones  
17 existentes, en principio deberá suministrar todos los equipos y elementos requeridos para  
18 la operación óptima y segura de la ampliación a realizar.  
19

20 La Interventoría analizará todas las previsiones que faciliten la evolución de las obras  
21 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1, e informará a la UPME el resultado de su  
22 análisis.  
23

24 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación  
25 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que  
26 la modifique o sustituya).  
27

## 28 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

29

30 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las  
31 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*  
32 *Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute, International*  
33 *Telecomunicaciones Unión - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations*  
34 *Radioélectriques – CISPR*. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a  
35 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos  
36 eminentemente técnicos y de calidad.  
37

## 38 **5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

39

40 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la  
41 publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de acuerdo

1 con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of Substations, la  
2 de mayores exigencias. El Transmisor deberá entregar copias al Interventor de las  
3 memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son aptos para soportar  
4 las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

#### 5 6 **5.4 Procedimiento General del Diseño**

7  
8 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 9  
10 a) Inicialmente, el Transmisor preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto, que  
11 gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

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

32  
33 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de  
34 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para  
35 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

36  
37 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben  
38 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará  
39 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada  
40 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que

1        antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las  
2        Especificaciones Técnicas del Proyecto.

3  
4        **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien  
5        hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las  
6        aclaraciones y justificaciones por parte del Transmisor. Para lo anterior se efectuarán  
7        reuniones conjuntas entre el Transmisor y el Interventor con el fin de lograr los acuerdos  
8        modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

9  
10       **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Transmisor,  
11       este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.

12  
13       **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el  
14       documento de cumplimiento obligatorio.

15  
16       En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto  
17       representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de  
18       pruebas.

19  
20       Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos  
21       de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;  
22       documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas  
23       en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y  
24       mantenimiento.

25  
26       La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Transmisor y  
27       entregada a la Interventoría para revisión.

#### 28 29        **5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

30  
31       Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el  
32       dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de equipos;  
33       especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la  
34       implantación física de las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del  
35       Proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las  
36       memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.

37  
38       Todos los documentos de Ingeniería Básica (y toda la información necesaria, aunque ella  
39       no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo establecido en las  
40       Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de  
41       instalaciones) serán entregados por el Transmisor al Interventor para su revisión,

1 verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada  
2 uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que  
3 estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Transmisor y a la UPME si es  
4 del caso.

#### 5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle

5  
6  
7  
8 Son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir  
9 y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye todas  
10 las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se  
11 fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de  
12 Ingeniería Básica.

13  
14 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle (y toda la información necesaria, aunque  
15 ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo establecido en  
16 las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de  
17 instalaciones) serán entregados por el Transmisor al Interventor para su revisión,  
18 verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada  
19 uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que  
20 estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Transmisor y a la UPME si es  
21 del caso.

22  
23 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos que  
24 preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos  
25 documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará los  
26 comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Transmisor.

27  
28 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en  
29 campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán objeto de  
30 revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Transmisor y a la UPME  
31 si es del caso.

32  
33 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la  
34 UPME podrá trasladar consultas al Transmisor.

#### 5.4.3 Estudios del Sistema

35  
36  
37  
38 Bajo esta actividad, el Transmisor deberá presentar al Interventor para los fines pertinentes  
39 a la Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros útiles para el  
40 diseño básico y detallado de la Subestación y de las Líneas; entre todos los posibles, se

1 destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias  
2 de cálculo:

3  
4 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y  
5 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos  
6 y de resistividad.

7  
8 - Cálculo de flechas y tensiones.

9  
10 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar  
11 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.

12  
13 - Estudios de ajuste y coordinación de protecciones.

14  
15 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y  
16 distancias eléctricas.

17  
18 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo  
19 y a corto circuito.

20  
21 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores  
22 aislados.

23  
24 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.

25  
26 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas

27  
28 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.

29  
30 - Informe de interfaces con equipos existentes.

31  
32 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con  
33 el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

34  
35 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores  
36 de fallas.

37  
38 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar  
39 como mínimo los siguientes aspectos:

40  
41 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.

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

#### 10 **5.4.4 Distancias de Seguridad**

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

### 13 **5.5 Equipos de Potencia**

#### 14 **5.5.1 Reactor Inductivo**

15 El Proyecto incluye la instalación de los módulos de compensación reactiva de línea y sus  
16 correspondientes bahías de conexión a las líneas de 500 kV y demás equipo necesarios  
17 como puesta a tierra de los reactores mediante un reactor de neutro, equipos de medida,  
18 control, protección, comunicaciones y equipos auxiliares, que posean características  
19 adecuadas de funcionamiento. Cada módulo de compensación será un banco de reactores  
20 monofásico y deberá tener, como mínimo, una unidad de reserva por módulo de  
21 compensación. Se deberán realizar la totalidad de las obras civiles correspondientes para  
22 el adecuado montaje de los reactores inductivos de compensación. Las maniobras de las  
23 bahías de compensación reactiva de línea, objeto de la presente Convocatoria Pública, se  
24 realizarán bajo carga y se requiere el uso de interruptores con mando sincronizado.

25 Especificaciones del Reactor:

26 TIPO DE OPERACIÓN:	Exterior
27 NORMAS DE FABRICACIÓN:	ANSI – IEC
28 FRECUENCIA:	60 Hz
29 NÚMERO DE FASES	3

30 Los valores de las compensaciones reactivas están basados en los estimativos preliminares  
31 de las longitudes de línea:

Circuito	Long. Aprox.	Compensación Estimada (en cada extremo de línea)
Copey – Cuestecitas 500 kV	215 km	84 MVA <sub>r</sub>

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35

Las capacidades de las compensaciones reactivas inductivas deberán ser ajustadas por el Transmisor, en función de la geometría de los conductores, la disposición de la línea y/o la variación de la longitud respecto a la longitud de referencia del presente Anexo 1, soportado en un estudio que deberá ser sometido a aprobación de la UPME previo concepto del Interventor.

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

Los equipos de control y maniobra de las bahías de compensación de línea deberán permitir la operación bajo carga.

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

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

**5.5.2 Interruptores**

Los interruptores de potencia a 500 kV, deben cumplir las prescripciones de la última edición de las siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a suministrar:

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

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

3  
4 Todos los interruptores de subestaciones nuevas, en configuración interruptor y medio,  
5 deberán contar con transformadores de corriente en ambos extremos del interruptor, de  
6 acuerdo con la recomendación IEEE Std C37.234-2009 “IEEE Guide for Protective Relay  
7 Applications to Power System Buses”.

8  
9 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado  
10 de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, el mecanismo  
11 de operación será tipo resorte. No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido  
12 o aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser  
13 totalmente independientes.

14  
15 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
16 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
17 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la  
18 Interventoría.

19  
20 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una  
21 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o similares a los  
22 incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en  
23 ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas  
24 pruebas a su costa.

### 25 **5.5.3 Transformadores de Potencia**

26  
27 El Transmisor suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita  
28 analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la  
29 publicación IEC 60076, “Power Transformers”.

30  
31 El banco de autotransformadores 500/220 kV deberá tener una capacidad de 450 MVA y  
32 deberán estar compuestos por tres (3) unidades monofásicas de 150 MVA cada uno. La  
33 capacidad total de 450 MVA, significa la potencia nominal que puede desarrollar bajo la  
34 máxima etapa de enfriamiento y a las condiciones de altura sobre el nivel del mar y  
35 temperatura ambiente en donde estará la subestación.

36  
37 Los bancos de autotransformadores deben tener una capacidad de sobrecarga del 30%  
38 durante 30 minutos.

39  
40

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

6  
7 El suministro debe incluir una unidad monofásica 1 x 150 MVA para reposición, incluidas  
8 las conexiones para un cambio rápido y automático.

9  
10 El grupo de conexión de la transformación será **Ynynd.**

11  
12 El banco de autotransformadores deberán estar dotados de cambiadores de derivaciones,  
13 para operación manual y automática bajo carga, con un total de 21 pasos de 1.25% cada  
14 uno, con la posición 1 para la máxima relación, la posición 13 para la relación nominal y la  
15 posición 21 para la mínima relación.

16  
17 El banco de autotransformadores deberán tener una impedancia entre los devanados 500  
18 y 220 kV, medida con el cambiador en la posición nominal, igual **a 11.47%**, sobre la base  
19 de la potencia nominal máxima y tensiones nominales.

20  
21 Se deberá garantizar que los niveles de pérdidas, para los siguientes niveles de carga  
22 permanente: 100%, 75%, y 50%. Los valores garantizados deberán cumplir con lo  
23 establecido en la norma IEC 60070 o su equivalente ANSI/IEEE.

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

28  
29 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe  
30 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en  
31 todo de acuerdo con las publicaciones IEC 60076. Si el Transmisor Regional no dispone de  
32 estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

33  
34 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias in situ para verificar las  
35 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores.

### 36 37 38 **5.5.2 Descargadores de Sobretensión** 39

1 Los descargadores de sobretensión a 500 kV, deben cumplir las prescripciones de la última  
2 edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a  
3 suministrar

- 4
- 5 • IEC 60099-4: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for  
6 a.c. systems"
- 7 • IEC 61264: "Ceramic pressurized hollow insulators for high-voltage switchgear and  
8 controlgear".
- 9

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

14

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

#### 20

#### 21 5.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

#### 22

23 Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra a 500 kV, deben cumplir las  
24 prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según  
25 se aplique al tipo de equipo a suministrar:

- 26
- 27 • IEC 62271-102: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su  
28 equivalente en ANSI.
- 29 • IEC 60273: "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with  
30 nominal voltages greater than 1000 V".
- 31 • IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear  
32 standards".
- 33

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

38

39 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una  
40 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o similares a los

1 incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en  
2 ANSI, si el Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas  
3 pruebas a su costa.

#### 5.5.5 Transformadores de Tensión

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

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

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

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

31 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una  
32 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión iguales o  
33 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60186, sección  
34 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone  
35 de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

#### 5.5.6 Transformadores de Corriente

1 Los Transformadores de Corriente deben cumplir las prescripciones de la última edición de  
2 las siguientes normas, o su equivalente en ANSI, según se aplique al tipo de equipo a  
3 suministrar:

- 4 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su  
5 equivalente en ANSI.
- 6 • IEC 60044-1: "Current Transformers".
- 7 • IEC-61869-1/2: "Current Transformers".

8  
9 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en  
10 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y  
11 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG  
12 025 de 1995, en su última revisión.

13  
14 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas  
15 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en  
16 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines  
17 pertinentes de la Interventoría.

18  
19 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una  
20 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente iguales o  
21 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60044-1 e IEC  
22 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos documentos  
23 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

### 24 25 **5.5.7 Equipo GIS o Híbrido**

26  
27 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista sea GIS (Gas Insulated Substations)  
28 o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe cumplirse la  
29 siguiente normatividad:

30  
31 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las  
32 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como  
33 lo indicado en estas especificaciones.

- 34
- 35 • Instrument transformer – IEC6189
- 36 • Insulation Coordination – IEC60071
- 37 • High voltage switchgear and controlgear - IEC62271
- 38 • Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- 39 • Partial discharge measurement – IEC60270
- 40 • Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376

- 1 • Guide for checking SF6 - IEC 60480
- 2 • Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- 3 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- 4 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- 5 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- 6 • Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639

7  
8 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,  
9 pruebas mecánicas y pruebas de gas.

10  
11 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de  
12 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

#### 13 **5.5.8 Sistema de Puesta A Tierra**

14  
15  
16 Deberá diseñarse para que en condiciones normales y anormales, no se presente ningún  
17 peligro para el personal situado en cualquier lugar, al que tenga acceso.

18  
19 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la  
20 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current  
21 Substation Grounding" y a los requerimiento del RETIE.

22  
23 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto  
24 más cercano y conveniente.

25  
26 Todo el equipo eléctrico y partes metálicas expuestas, estarán conectadas a la malla de  
27 tierra.

28  
29 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos  
30 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

31  
32 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Transmisor hará los ensayos de  
33 resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y las tensiones  
34 de paso y contacto, según requerimiento del RETIE.

#### 35 **5.5.9 Apantallamiento de la Subestación**

36  
37  
38 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para  
39 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán  
40 aterrizados con cables bajantes de cobre.

1  
2 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección  
3 contra descargas atmosféricas, incluyendo varillas de puesta a tierra. La instalación deberá  
4 cumplir con el RETIE, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2.  
5  
6

## 7 **5.6 Equipos de Control y Protección**

8  
9 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de  
10 control y protección:  
11

### 12 **5.6.1 Sistemas de Protección**

13  
14 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la  
15 publicación IEC 60255 “*Electrical relays*”, en la IEC 60870 “*Telecontrol equipments and*  
16 *systems*” y en el caso de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el  
17 formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*), recomendación IEEE  
18 C37.111 o en su defecto, el Inversionista deberá proveer el software que haga la  
19 transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con las  
20 respectivas normas equivalentes ANSI.  
21

22 El esquema de protección de líneas deberá ser implementado con dos protecciones  
23 principales para líneas de transmisión con principio de operación y medición diferente,  
24 adicionalmente deben tener algoritmos de operación diferentes entre sí. El esquema  
25 completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y recepción del disparo directo  
26 transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo, protección  
27 de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de  
28 línea debe dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre. Para el caso de  
29 Fibra Óptica dedicada como medio de comunicación para la PPL1 y Fibra Óptica dedicada  
30 como medio de comunicación para la PPL2, se entiende como medio de comunicación para  
31 la PPL1, un cable diferente al del medio de comunicación para la PPL2. Para el caso de  
32 Fibra Óptica dedicada como medio de comunicación para el relé o función de protección  
33 distancia ANSI 21/21N, el esquema de comunicación se debe implementar con equipos  
34 digitales de teleprotección conectados directamente a la fibra óptica. Para el caso de Fibra  
35 Óptica multiplexada se entiende como medio de comunicación para la PPL2, un enlace  
36 (trayectoria) independiente del medio de comunicación para la PPL1. Para el caso de Fibra  
37 Óptica multiplexada, el canal de comunicación no deberá de exceder una asimetría de canal  
38 de 5 ms y retardo máximo de 16 ms. Si el medio de comunicación para la protección  
39 diferencial de línea ANSI 87L es multiplexado, éste deberá de ser único y dedicado.  
40

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

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

12  
13 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las  
14 protecciones según lo solicitado en este Anexo 1 y en la Resolución CREG 025 de 1995,  
15 anexo CC4 y sus modificaciones.

**5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

16  
17  
18 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y  
19 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

20  
21

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<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>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>	<p>tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.</p>
<b>1</b>	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p> <p>Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.</p> <p>Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.</p>
<b>0</b>	<p>Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de</p>	<p>Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de</p>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	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.	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       **5.6.2.1 Características Generales**  
3

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

5  
6       El Transmisor garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización permita la  
7       ampliación a medida que se expandan las Subestaciones y que sin cambios fundamentales  
8       en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware y software; también  
9       garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de intercambiar y compartir recursos de  
10      información) con IEDs de diversos fabricantes, razón por la cual deberán utilizarse  
11      protocolos abiertos. El Transmisor garantizará igualmente, que el Sistema de Control  
12      ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de protecciones, automatismos,  
13      control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la información relacionada con la  
14      arquitectura del Sistema de Automatización y con el Sistema de Control, deberá ser  
15      entregada por el Transmisor al Interventor para la verificación de cumplimiento.

16  
17      Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la  
18      correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin  
19      limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de parametrización  
20      del sistema, etc.

21  
22      La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual  
23      se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección  
24      y control. Se destacan las siguientes funciones:

- 25  
26
  - Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de  
27

- 1 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
  - 2 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos
  - 3 entre equipos vía la red.
  - 4 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y
  - 5 Automatización de la Subestación.
- 6 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
- 7 funciones:
  - 8 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
  - 9 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
  - 10 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
  - 11 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la
  - 12 explotación normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema
  - 13 sin perturbar ni detener el sistema.
  - 14 ○ Mantenimiento de cada equipo.
  - 15 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las
  - 16 protecciones del sistema.

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

25  
26 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de  
27 Subestación:

- 28
- 29 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
- 30 Subestación.
- 31 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control,
- 32 protecciones y registro de fallas de la Subestación a través de una señal de
- 33 sincronización proveniente de un reloj GPS.
- 34 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
- 35 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
- 36

37 Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación para el  
38 correcto envío de información hacia centros de control externos, Centro Nacional de  
39 Despacho CND y recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este

1 aspecto, el Inversionista será el único responsable de suministrar y hacer operativos los  
2 protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con el CND.  
3

### 4 **5.6.3. Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales**

5  
6 Se debe instalar unidades de medición fasorial -PMU- para cada bahía de línea objeto de  
7 la presente Convocatoria, garantizando un PMU por corte, incluyendo el corte central.  
8 Adicionalmente, se deben poseer entradas de corriente independiente por corte instalado  
9 mediante la presente convocatoria.

10  
11 Estos equipos tomarán las señales de tensión y corriente de los núcleos de medida  
12 (circuitos de instrumentación). La unidad de medición fasorial podrá ser implementada en  
13 un equipo multifuncional, siempre y cuando este no comparta funciones de protección o  
14 circuitos de protección. La implementación podrá realizarse con equipos que integren  
15 sincronización, digitalización y procesamiento en un mismo dispositivo, o con unidades  
16 procesadoras centralizadas y periféricos distribuidos. En el caso de que la subestación no  
17 cuente con casetas en el patio, las PMUs deberán instalarse en los tableros de las  
18 correspondientes bahías.

19  
20 Deberá existir un tablero independiente para concentrar la información sincrofásorial, en  
21 donde el operador nacional instalará un concentrador de datos fasoriales -PDC- y otros  
22 dispositivos asociados. El tablero suministrado por el inversionista deberá estar provisto de  
23 servicios de energía con las mismas características de los tableros de control de la  
24 Subestación. El inversionista deberá permitir al operador nacional las labores de gestión y  
25 mantenimiento de los equipos instalados en este tablero.

26  
27 La comunicación entre las PMU y el PDC será provistas y mantenidas por el inversionista,  
28 a través de una red de comunicación redundante local y deberá permitir el intercambio de  
29 información con la red del sistema de control a través de los mecanismos de seguridad  
30 apropiados. Esta red deberá ser independiente de la red de gestión de protecciones, pues  
31 sobre la primera el operador nacional deberá poder tener acceso remoto para gestionar las  
32 PMU. La comunicación desde la Subestación (o desde el PDC) hacia el sistema que  
33 disponga el operador nacional, será responsabilidad de este último, según lo establecido  
34 en la resolución CREG 080 de 1999.

35  
36 Las unidades de medición fasorial sincronizada deben cumplir con el estándar más reciente  
37 IEEE C37.118 o aquel que lo reemplace en el momento de su adquisición. Estos equipos  
38 deberán contar con la capacidad de ser actualizados cuando la norma IEEE de medición  
39 fasorial sea revisada.  
40

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

#### 7 8 **5.6.4 Controladores de Bahía**

9  
10 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar  
11 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los  
12 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para  
13 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista deberá  
14 presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

15  
16 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y  
17 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de  
18 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los  
19 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con un  
20 diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- 21
- 22 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del
  - 23 proceso.
  - 24 • Despliegue de alarmas.
  - 25 • Despliegue de eventos.
  - 26 • Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
  - 27 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
  - 28 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
  - 29 función.
  - 30 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

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

33  
34 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria  
35 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

#### 36 37 **5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

38

1 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.  
2 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y  
3 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.  
4

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

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

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

### 22 **5.6.6 Switches**

23

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

- 27 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
- 28 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- 29 • Deberá incluir las siguientes características de red:
  - 30 ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
  - 31 ○ IEEE 802.1q VLAN
- 32 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 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 • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la  
36 más exigente.  
37

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

1  
2 **5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**  
3

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

5  
6 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe  
7 conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez  
8 mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores,  
9 con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y  
10 demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista.

11  
12 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás  
13 accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos  
14 distribuidos en la Subestación.

15  
16 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores  
17 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con autodiagnóstico  
18 en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

19  
20 **5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

21  
22 **5.6.8.1 Controlador de la Subestación**  
23

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

32  
33 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés  
34 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la  
35 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para  
36 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores de  
37 fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos, accesorios,  
38 programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de gestión de  
39 protecciones y registradores de fallas para la Subestación.  
40

### 5.6.8.2 Registradores de Fallas

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

### 5.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación

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

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

- Adquisición de datos y asignación de comandos.
- Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- Comunicación con el CND.
- Comunicación con la red de área local.
- Facilidades de mantenimiento.
- Facilidades para entrenamiento.
- Función de bloqueo.
- Función de supervisión.
- Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- Guía de operación.
- Manejo de alarmas.
- Manejo de curvas de tendencias.
- Manejo de mensajes y consignas de operación.
- Marcación de eventos y alarmas.
- Operación de los equipos.
- Programación, parametrización y actualización.
- Reportes de operación.
- Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- Secuencia de eventos.

- Secuencias automáticas.
- Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- Supervisión de la red de área local.

### 5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones

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

### 5.7 Obras Civiles

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

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

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

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

### 5.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

1 En los edificios a cargo del Inversionista o en las adecuaciones a lo existente, se deberá  
2 diseñar, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la instalación de puntas  
3 tipo Franklin, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la construcción de  
4 la red de puesta a tierra de apantallamiento electromagnético tales como bajantes, platinas  
5 de cobre, varillas de puesta a tierra y redes de tierra.  
6

7 Los diseños son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a tierra del proyecto  
8 debe ser en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocido, sin estañar, trenzado  
9 en capas concéntricas deberá ser diseñada siguiendo los lineamientos de la norma  
10 ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad del personal, limitando las tensiones  
11 de toque y paso a valores tolerables.  
12  
13

## 14 **ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO**

### 15 **6.1 Pruebas y Puesta en Servicio**

16 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo  
17 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio  
18 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG  
19 vigente, los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND y los acuerdos del Consejo  
20 Nacional de Operación C.N.O, en particular el 646 de 2013.  
21  
22

23 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,  
24 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”  
25 diseñados por el Transmisor de tal forma que la Interventoría, pueda verificar el  
26 cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por  
27 ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta  
28 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen con  
29 la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.  
30  
31

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

- 35 • Direccionalidad de las protecciones de línea.
- 36 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas  
37 asociadas.
- 38 • Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto  
39 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de  
40 protecciones.

- 1 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.  
2

3 **Pruebas de energización:** El Transmisor será responsable por la ejecución de las pruebas  
4 de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser verificados para  
5 los fines pertinentes por la Interventoría.  
6

## 7 **6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

8

9 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:  
10

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

## 31 **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.  
35  
36

## 37 **INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**

38

1 Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor debe entregar al Interventor  
2 un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo requiere el  
3 Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la UPME.

## 6 **INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

8 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 07 - 2016, recopilada por  
9 la UPME, como costos de conexión, datos técnicos y planos, etc, serán suministrados por  
10 la UPME en formato digital en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes  
11 DSI o a solicitud de los Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o  
12 el Representante Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha  
13 información deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles  
14 requeridos será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.

## 17 **FIGURAS**

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

21 Figura 1 - Diagrama Unifilar Subestación Cuestecitas 500 kV.

23 Figura 2 - Diagrama Unifilar Subestación Copey 500 kV.

25 Figura 3 - Diagrama Unifilar Subestación Cuestecitas 220 kV.

27 Figura 4 - Diagrama Unifilar Subestación Copey 220 kV.

29 Figura 5 - Diagrama Unifilar Subestación Fundación 220 kV.