

**ANEXO 1**

**DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO**

**CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 03 DE 2013**

**(UPME 03 - 2013)**

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

**Bogotá D. C., mayo de 2014**

## ÍNDICE

1		
2		
3		
4	<b>1. CONSIDERACIONES GENERALES</b> .....	<b>4</b>
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales .....	4
6	1.2 Definiciones .....	5
7	<b>2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</b> .....	<b>5</b>
8	2.1 Descripción de Obras en las Subestación Tuluquí 230 kV .....	6
9	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto .....	7
10	2.2.1 En la Subestación Tuluquí 230 kV .....	7
11	2.2.2 En la línea Betania – Mirolindo 230 kV .....	8
12	<b>3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES</b> .....	<b>9</b>
13	3.1 Parámetros del Sistema .....	9
14	3.2 Nivel de Corto Circuito .....	10
15	3.3 Materiales .....	10
16	3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible .....	10
17	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión .....	11
18	3.6 Infraestructura y Módulo Común .....	11
19	3.7 Pruebas en Fábrica .....	13
20	3.8 Espacios de Reserva .....	13
21	<b>4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 kV</b> .....	<b>14</b>
22	4.1 General .....	14
23	4.2 Ruta de la Línea de Transmisión 230 kV .....	16
24	4.3 Longitud Aproximada de la Línea .....	16
25	4.4 Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas de 230 kV .....	17
26	4.4.1 Aislamiento .....	17
27	4.4.2 Conductores de Fase .....	18
28	4.4.3 Cable(s) de Guarda .....	18
29	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas .....	19
30	4.4.5 Transposiciones de Línea.....	19
31	4.4.6 Estructuras .....	20
32	4.4.7 Localización de Estructuras .....	20
33	4.4.8 Sistema Antivibratorio - Espaciadores - Amortiguadores .....	21
34	4.4.9 Cimentaciones.....	21
35	4.4.10 Señalización Aérea.....	21
36	4.4.11 Obras Complementarias.....	22
37	4.5 Informe Técnico .....	22
38	<b>5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES</b> .....	<b>22</b>
39	5.1 General .....	23
40	5.1.1 Predio de las subestación Tuluquí 230 kV .....	23
41	5.1.2 Conexiones con Equipos Existentes.....	24

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

**ANEXO 1**

**1. CONSIDERACIONES GENERALES**

Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME 07 - 2013.

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

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

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

**1.1 Requisitos Técnicos Esenciales**

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

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

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

## 13 14 **1.2 Definiciones**

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

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

21  
22 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas,  
23 operación y mantenimiento de las obras definidas en el “Plan de Expansión de Referencia  
24 Generación – Transmisión 2013 – 2027”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de  
25 Minas y Energía 18 0423 de marzo 21 de 2012, modificada por la Resolución MME No 9  
26 1159 del 26 de diciembre de 2013, así:

- 27  
28 i. Construcción de la nueva Subestación Tuluní 230 kV con dos (2) bahías de línea y  
29 dos (2) bahías de transformación a 230 kV, a ubicarse en inmediaciones del  
30 Municipio de Chaparral - Tolima, junto a la actual Subestación Tuluní 115 kV.  
31  
32 ii. Construcción de una línea en doble circuito 230 kV con una longitud aproximada de  
33 25 km, desde la nueva Subestación Tuluní 230 kV hasta un punto intercepción de la  
34 línea de transmisión existente Betania – Mirolindo 230 kV para reconfigurarla en las  
35 líneas Betania – Tuluní 230 kV y Tuluní – Mirolindo 230 kV.  
36

37 **NOTA:** Los bancos de transformadores que se conectarán en la Subestación Tuluní 230  
38 kV y sus respectivas bahías en el lado de baja tensión no hacen parte del objeto de la  
39 presente Convocatoria Pública UPME 03-2013, ya que se trata de activos de uso del nivel  
40 de tensión 4. La frontera entre el Transmisor y el OR en la Subestación Tuluní 230 kV  
41 será en los bornes de alta de los transformadores.

**2.1 Descripción de Obras en las Subestación Tuluní 230 kV**

Las obras en la Subestación Tuluní 230 kV, a cargo del Transmisor, consisten en la selección y adquisición del lote, el diseño y la construcción de una nueva Subestación a 230 kV, incluyendo los espacios de reserva para campos futuros. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

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

El diagrama unifilar de la Subestación Tuluní 230 kV se muestra en la Figura 3. Sin embargo, el Transmisor en coordinación con el OR responsable de los transformadores que se conectarán allí, podrán llegar a un acuerdo para efectos de reubicación física de las bahías de la Subestación, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad; en tal caso, el diagrama unifilar de la Subestación objeto de la presente Convocatoria Pública, podrá ser modificado previa revisión y concepto del Interventor y aprobación de la UPME.

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

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN TULUNÍ 230 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración interruptor y medio.	2
2	Bahías de transformación, configuración de interruptor y medio.	2
3	Corte central para la configuración de interruptor y medio.	2

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN TULUNÍ 230 kV	CANTIDAD
4	Módulo de barraje, configuración interruptor y medio.	1
5	Protección diferencial de barras	1
6	Módulo común	1
7	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

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

Para efectos de clasificación en Unidades Constructivas asociadas con la conexión de los transformadores 230/115 kV, tanto el Transmisor como el Operador de Red podrán consultar el oficio CREG S-2009-000213 del 30 de enero de 2009. Será responsabilidad de los involucrados, consultar o validar su vigencia y/o modificaciones.

## 2.2 Puntos de Conexión del Proyecto

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

### 2.2.1 En la Subestación Tuluní 230 kV

El propietario de la Subestación Tuluní a 230 kV será el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública UPME 03 - 2013. Esta Subestación tendrá una configuración de interruptor y medio, la cual estará compuesta por los elementos establecidos en el Numeral 2.1 del presente Anexo.

De acuerdo con lo solicitado por ENERTOLIMA S.A. E.S.P. a la UPME, se prevé la conexión de dos (2) bancos de transformadores 230/115 kV de 90 MVA cada uno, en la Subestación Tuluní 230 kV.

El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública UPME 03 - 2013 y ENERTOLIMA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos

1 y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno,  
2 para la ubicación de los dos (2) bancos de transformación 230/115 kV, del espacio para  
3 las previsiones futuras solicitadas por ENERTOLIMA S.A. E.S.P. y del espacio para la  
4 ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos de 230 kV; enlace al  
5 sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Este contrato  
6 de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes  
7 a la expedición de la Resolución CREG que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del  
8 Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus  
9 condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No  
10 obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida  
11 justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.  
12

13 Por efectos de espacio, el Transmisor podrá explorar la posibilidad de instalar un segundo  
14 piso en la casa de control o su reubicación, caso en el cual deberá realizar los acuerdos  
15 técnicos, operativos y económicos con el OR y con quien corresponda.  
16

### 17 **2.2.2 En la línea Betania – Mirolindo 230 kV**

18 El propietario de la línea de transmisión Betania – Mirolindo 230 kV es Interconexión  
19 Eléctrica S.A. E.S.P. – ISA.  
20

21 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública UPME 03 - 2013  
22 es el punto de seccionamiento del circuito Betania – Mirolindo 230 kV.  
23

24 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones,  
25 control y protecciones de las bahías de la subestación Tuluní 230 kV, con los sistemas de  
26 las bahías de los extremos, específicamente las de Betania y Mirolindo 230 kV.  
27

28 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria  
29 Pública UPME 03 - 2013 e ISA deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda,  
30 todos los aspectos que tengan que ver con cambios o ajustes de cualquier índole que  
31 deban hacerse en las subestaciones de Betania y Mirolindo 230 kV que se generen  
32 producto de la reconfiguración de la línea Betania - Mirolindo 230 kV. Este contrato de  
33 conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a  
34 la expedición de la Resolución CREG que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del  
35 Inversionista de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas,  
36 lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso  
37 de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la  
38 fecha de firma del contrato de conexión.  
39

40

1 Se deberá tener en cuenta que la actual línea Betania – Mirolindo 230 kV, tiene  
2 estructuras para doble circuito, vestido un solo lado, razón por la cual, la presente  
3 Convocatoria Pública UPME 03-2013 no deberá limitar la infraestructura existente  
4 disponible para expansión del segundo circuito.  
5  
6

### 7 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

8  
9 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las  
10 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y  
11 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha  
12 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del  
13 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,  
14 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para  
15 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.  
16

17 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de  
18 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.  
19

#### 20 **3.1 Parámetros del Sistema**

21  
22 Todos los equipos a ser suministrados por el inversionista deberán ser nuevos y cumplir  
23 con las siguientes características técnicas del STN, las cuales serán verificadas por la  
24 Interventoría para la UPME.  
25

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

#### 33 **Línea de transmisión kV:**

34  
35 ***Subestación Tuluní – hasta el punto de intercepción de la línea de transmisión***  
36 ***Betania – Mirolindo 230 kV***  
37

38  
39 Tipo de línea: Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o  
40 estructuras compactas, y/o subterránea; y/o  
41 subterránea.

- 1 Circuitos por torre: Sin restricción. Será resultado del diseño y las  
2 facilidades físicas. Se podrán compartir estructuras de  
3 soporte con infraestructura existente. Se debe  
4 considerar el alcance descrito en el Numeral 2 del  
5 presente Anexo.  
6 Conductores de fase: Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.  
7 Cables de guarda: Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.  
8

9 La línea de transmisión 230 kV, podrá ser totalmente aérea o parcialmente aérea y  
10 subterránea o subterránea. Las longitudes serán función del diseño y estudios pertinentes  
11 que realice el Inversionista.  
12

### 13 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

14  
15 La capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la  
16 presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA; sin embargo, el Inversionista  
17 deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que el nivel de  
18 corto asignado será el adecuado para los equipos durante la vida útil de estos. La  
19 duración asignada al corto circuito no deberá ser inferior a un segundo (1 s). Podrá servir  
20 como referencia indicativa la información del Plan de Expansión más reciente elaborado  
21 por la UPME o publicaciones realizadas por la UPME sobre estas características del STN.  
22

### 23 **3.3 Materiales**

24  
25 Todos los materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad,  
26 libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser  
27 tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para el  
28 Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto  
29 según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista deberá presentar para  
30 fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores  
31 consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del  
32 inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el  
33 Reglamento actualmente vigente.  
34

### 35 **3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible**

36  
37 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo  
38 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en  
39 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista deberá presentar al  
40 Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o  
41 reportes de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.

1  
2 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima  
3 de: a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen  
4 tiempo y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de  
5 buen tiempo.

6  
7 En cuanto a ruido audible generado por la línea, deberá limitarse a los estándares  
8 máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución 0627 de  
9 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio  
10 de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

### 11 12 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

13  
14 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista.  
15 Se debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en especial los  
16 artículos 52 y 53.

17  
18 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos  
19 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan  
20 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del  
21 Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar como  
22 Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por parte del  
23 Interventor.

24  
25 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán  
26 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos  
27 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la  
28 regulación vigente deberá ser certificado por el Transmisor. Copia de estos acuerdos  
29 deberán entregarse al Interventor.

### 30 31 **3.6 Infraestructura y Módulo Común**

32  
33 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo inicial y futuro del  
34 patio de conexiones del nivel 230 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública UPME  
35 03-2013, en la nueva Subestación Tuluñí 230 kV, junto con los espacios de acceso, vías  
36 internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el  
37 predio actual y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el  
38 ordenamiento territorial en el área. Igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías  
39 de acceso al predio de esta nuevas Subestación y/o adecuaciones que sean necesarias.  
40

1 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura  
2 y módulo común de la Subestación Tuluní 230 kV, es decir las obras civiles y los equipos  
3 que sirven a la Subestación y que son utilizados por todas las bahías de la Subestación,  
4 inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente Convocatoria Pública. La  
5 infraestructura y módulo común de la nueva Subestación, estarán conformadas como  
6 mínimo por los siguientes componentes:  
7

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

19 **Equipos:** Todos los necesarios para la integración de las nueva Subestación y nuevas  
20 bahías a 230 kV con la infraestructura existente. Se incluyen entre otros, los sistemas de  
21 automatización, de gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de  
22 comunicaciones propio de cada Subestación, los materiales de la malla de puesta a tierra  
23 y los equipos para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo el  
24 cableado necesario y las obras civiles asociadas. Se incluyen todos los equipos  
25 necesarios para integrar las nuevas bahías de línea a las subestaciones existentes de los  
26 extremos remotos de las líneas asociadas a la nueva Subestación 230 kV, en conexiones  
27 de potencia, control, medida, protecciones y servicios auxiliares.  
28

29 La Interventoría analizará, e informará a la UPME el resultado de su análisis, todas las  
30 previsiones que faciliten la evolución de la Subestación.  
31

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

36 **NOTA:** Para los módulos de alta de los transformadores de conexión al STN, en la  
37 Subestación Tuluní 230 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 03 - 2013,  
38 el Adjudicatario deberá prever y dejar disponible al Operador de Red todas las facilidades  
39 para que pueda dar cumplimiento a sus responsabilidades, en lo referente a conexiones  
40 de potencia, protecciones, comunicaciones y medidas, entre otras posibles.  
41

### 3.7 Pruebas en Fábrica

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

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

### 3.8 Espacios de Reserva

Los espacios de reserva están clasificados según sean requeridos para las necesidades futuras del STN o del STR o del SDL. Los espacios de reserva futuros del STN son objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 03 – 2013, por tanto deben ser adecuados y dotados con las obras y equipos constitutivos del módulo común, como se describe en el Numeral 3.6 del presente Anexo 1. Los espacios de reserva futuros para el STR y/o SDL podrán ser previstos por el Adjudicatario según lo acuerde con Operador de Red; no obstante, los mismos no son objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 03 – 2013, el nivel de adecuación de los terrenos, la definición de las áreas, entre otros aspectos, deberán ser acordados con el Operador de Red en el respectivo Contrato de Conexión, si hay lugar a ello.

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

Entre las previsiones se deberá considerar la futura instalación de:

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

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

8  
 9 El Transmisor preparará un documento que deberá entregar al Interventor en el cual se  
 10 indiquen las características de los espacios de reserva establecidos en el presente Anexo,  
 11 de igual forma el Interventor verificará el cumplimiento de las exigencias para los espacios  
 12 de reserva.

13  
 14  
 15 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 kV**

16  
 17 **4.1 General**

18  
 19 Las especificaciones de diseño, suministro y construcción de esta línea de conexión serán  
 20 básicamente las mismas del diseño de la línea Betania – Mirolindo 230 kV, excepto en los  
 21 casos en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño hubiere cambiado  
 22 y sea ahora más severa o restrictiva. En estos casos, deberán aplicarse las normas  
 23 vigentes.

24  
 25 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de  
 26 230 kV que el Inversionista deberá revisar y ajustar una vez haya hecho el análisis  
 27 comparativo de las normas:  
 28

Líneas de 230 Kv				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica		kV	<b>230</b>
2	Frecuencia nominal		Hz	<b>60</b>
3	Número de circuitos por torre	Numeral 3.1	Unidad	
4	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2	Unidad	
5	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	Unidad	-
6	Altura promedio sobre el nivel del mar	Línea Betania – Mirolindo 230 kV	m	<b>Entre 300-1200</b>
7	Distancias de seguridad	Código de Redes o RETIE según aplique		

Líneas de 230 Kv				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
8	Ancho de servidumbre	Código de Redes o RETIE según aplique	m	
9	Máximo campo eléctrico e interferencia	Código de Redes o RETIE según aplique		
10	Contaminación salina	Debe verificar la presencia en el aire de partículas que pueda tener importancia en el diseño del aislamiento	g/cm <sup>2</sup>	
11	Conductores de fase	Numeral 4.4.2		
12	Cables de guarda	Numeral 4.4.3		
13	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique		
14	Estructuras	Código de Redes o RETIE según aplique		
15	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique		
16	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique		
17	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique		
18	Diseño aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique		
19	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
20	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
21	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique		
22	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique		

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7

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

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

## 4.2 Ruta de la Línea de Transmisión 230 kV

La selección de la ruta de la línea de transmisión objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 03 - 2013, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto, a efectos de definir la ruta de la línea a 230 kV, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades ambientales, a las autoridades nacionales, regionales y locales los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, a las autoridades que determinan las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local.

De modo referencial, el mapa cartográfico de la Figura 1 incluida en este Anexo, muestra la sensibilidad ambiental de la franja comprendida entre la nueva Subestación Tuluní 230 kV y un punto aproximado de conexión con la línea de transmisión Betania – Mirolindo 230 kV, sin considerar los Planes de Ordenamiento Territorial que podrían tener algún efecto dentro de la misma, en el cual se han localizado tres (3) alternativas de ruta que se deben considerar a título exclusivamente ilustrativo y sobre lo cual el Inversionista deberá realizar todas las verificaciones sobre sus posibilidades y viabilidad. Así mismo, la Figura 2 muestra el perfil de las tres (3) alternativas de ruta ya mencionadas con el propósito de que se conozca la altura sobre el nivel del mar de estas alternativas estudiadas.

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

En el Documento ***“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SUBESTACIÓN TULUNÍ 230 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 03 DE 2013”*** se suministra información de referencia del área de estudio y sobre las alternativas de ruta de la línea de transmisión analizadas. El objeto de este documento es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados.

## 4.3 Longitud Aproximada de la Línea

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

<b>Circuito</b>	<b>Tensión</b>	<b>Longitud Aproximada</b>
S/E Tuluní – Conexión a la Línea Betania – Mirolindo	230 kV	25 km

**4.4 Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas de 230 kV**

Las especificaciones de diseño de las Líneas de Transmisión Asociadas a este Proyecto, deben ser las mismas del diseño de la actual línea de transmisión Betania - Mirolindo 230 kV excepto en los casos en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño hubiere cambiado y sea ahora más severa o restrictiva. El Inversionista tendrá que recopilar al detalle todas las características del diseño original de la línea Betania - Mirolindo 230 kV y confrontarlas con la normatividad actual.

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

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

**4.4.1 Aislamiento**

El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones de contaminación de la zona en la que se construirán las líneas y la Subestación, con base en ello, hacer el diseño del aislamiento de las líneas y de los equipos de las subestación, la coordinación de aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las barras de 220 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal y que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas de crecimiento.

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

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

#### 4 4.4.2 Conductores de Fase

5  
6 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características  
7 propias de la ruta y el lugar donde el Proyecto operará, por tanto será responsabilidad del  
8 Inversionista su verificación. El Interventor informará a la UPME si el diseño realizado por  
9 el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores límites  
10 establecidos:

11  
12 El conductor de fase de los circuitos de conexión de la subestación Tuluní 230 kV al  
13 circuito Betania – Mirolindo 230 kV deberá ser un conductor de igual o menor resistencia  
14 óhmica DC a 20° C y de igual o mayor capacidad de corriente de las que tiene el  
15 conductor de fase existente en el circuito a reconfigurar, el cual es ACAR 1000 18/19.  
16 Deberá verificarse que cumpla con las siguientes exigencias técnicas:

- 17
- 18 • Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 1000
- 19 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.
- 20
- 21 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a la actual.
- 22

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

25  
26 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder  
27 el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

28  
29 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia  
30 establecidas en la normatividad aplicable.

31  
32 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.3 del Artículo 14 del RETIE, los valores  
33 máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético  
34 son los indicados en la Tabla 14.1 del RETIE, donde el público o una persona en  
35 particular pueden estar expuestos durante varias horas.

#### 37 4.4.3 Cable(s) de Guarda

38  
39 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.  
40

1 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda  
2 (convencionales u OPGW). El o los cables de guarda a instalar deberán soportar el  
3 impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea,  
4 garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del aislamiento. El  
5 incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados deberán  
6 soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por ellos.

7  
8 A título informativo los cables de guarda actualmente instalados en la línea Betania -  
9 Mirolindo corresponden a:

- 10 • OPGW AGJ PIRELLI 48FO  $\phi$  16 1 mm y (a partir de la torre 117 – 440).
- 11 • ALUMOWELD AW 7 NUM8 7/0 (convencional).

12  
13 En consecuencia, los cables a instalar en la conexión deberán tener características  
14 técnicas iguales o superiores a las de los cables existentes.

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

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

#### 21 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

22  
23 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del  
24 sitio de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con  
25 base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que  
26 fluye a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra  
27 tal que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación IEEE 80 y  
28 con lo establecido en el Artículo 15 del RETIE en su última revisión. La medición de las  
29 tensiones de paso y contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en  
30 servicio de la línea, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del  
31 RETIE y específicamente con lo establecido en el numeral 15.5.3.

#### 32 **4.4.5 Transposiciones de Línea**

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

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  
36  
37  
38  
39  
40  
41

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

#### 4.4.6 Estructuras

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

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

Las estructuras de soporte de la línea serán para doble circuito. En esta línea de conexión se instalarán los dos circuitos sobre las mismas estructuras.

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

#### 4.4.7 Localización de Estructuras

Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a peatones y las distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos,

1 líneas de transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en  
2 metros. La temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la  
3 correspondiente a las condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante  
4 toda la vida útil del Proyecto según el RETIE.

#### 6 **4.4.8 Sistema Antivibratorio - Espaciadores - Amortiguadores**

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

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

#### 22 **4.4.9 Cimentaciones**

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

#### 33 **4.4.10 Señalización Aérea**

35 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil, la Armada  
36 Nacional, Empresas de fumigación agrícola que eventualmente operan en la región, u  
37 otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito de aeronaves de  
38 cualquier índole (particulares, militares, de fumigación aérea, etc) que hagan imperioso  
39 que la línea lleve algún tipo de señales que impidan accidentes por la carencia de ellos.  
40 Resaltamos que Chaparral tiene un aeródromo muy próximo a la subestación Tuluní.

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

#### 4.4.11 Obras Complementarias

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

#### 4.5 Informe Técnico

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

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

#### 5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES

41 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

1  
 2 **5.1 General**

3  
 4 La siguiente tabla presenta las bahías de 230 kV que son parte del proyecto:  
 5

DESCRIPCIÓN		TULUNÍ 230 kV
Configuración	Interruptor y medio	
Subestación nueva	SI	
Propietario de la Subestación	Inversionista Adjudicatario Convocatoria Pública 03 - 2013	
Número de bahías a instalar	4	

6  
 7 **5.1.1 Predio de la subestación Tuluní 230 kV**  
 8

9 Será el que seleccione el Transmisor al inicio de los trabajos, junto a la Subestación  
 10 existente Tuluní 115 kV propiedad de ENERTOLIMA S.A. E.S.P., la cual está ubicada en  
 11 el municipio de Chaparral en el departamento del Tolima, considerando las facilidades  
 12 para los accesos de las líneas de transmisión objeto del Proyecto y el acceso de las  
 13 líneas del STR. Por lo tanto, será el Inversionista el responsable de realizar  
 14 investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos  
 15 ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver  
 16 afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del  
 17 Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. Se  
 18 deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional,  
 19 regional o local. En este sentido, deberán tramitar los permisos y licencias a que hubiere  
 20 lugar.  
 21

22 La Subestación Tuluní 115 kV existente, está localizada en las siguientes coordenadas  
 23 aproximadamente:  
 24

25 Longitud: 75° 28' 36.80" O  
 26 Latitud: 3° 43' 20. 66" N  
 27

28 En la selección del predio de la Subestación, el Inversionista deberá analizar todos los  
 29 posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán considerar los  
 30 riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el  
 31 Inversionista. Se debe elaborar un documento soporte de la selección del predio, el cual

1 deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las  
2 memorias del proyecto.

3  
4 En el documento “**ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS**  
5 **TEMPRANAS PROYECTO SUBESTACIÓN TULUNÍ 230 kV Y LAS LÍNEAS DE**  
6 **TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 03**  
7 **DE 2013**” se suministra información de referencia sobre las alternativas de ruta de la línea  
8 de transmisión y para la localización del predio de la Subestación. Su objeto es identificar  
9 de manera preliminar las posibilidades y restricciones, constituyéndose en una referencia  
10 ilustrativa para los diferentes Interesados.

11  
12 NOTA: Información de planos y terrenos aledaños referente a la Subestación existente  
13 Tuluní 115 kV, recopilada por la UPME será suministrada conforme el Numeral 8 del  
14 presente Anexo 1.

#### 15 16 **5.1.2 Conexiones con Equipos Existentes**

17  
18 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente  
19 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y  
20 protección de las bahías de la nueva Subestación Tuluní 230 kV con la infraestructura  
21 existente en las subestaciones Betania 230 kV y Mirolindo 230 kV.

22  
23 Cuando el Transmisor considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura  
24 existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el  
25 responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en  
26 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor.

#### 27 28 **5.1.3 Servicios Auxiliares**

29  
30 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la  
31 topología de cada una de las Subestaciones objeto del Proyecto.

#### 32 33 **5.1.4 Infraestructura y Módulo Común**

34  
35 Como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos  
36 constitutivos del módulo común como se describe en el numeral 3.6 de este Anexo No. 1.

#### 37 38 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

39  
40 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las  
41 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*

1 *Standardization* – ISO, ANSI – American National Standards Institute, *International*  
2 *Telecomunicaciones Unión* - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations  
3 Radioélectriques – CISPR. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a  
4 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos  
5 eminentemente técnicos y de calidad.  
6

### 7 **5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

8

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

#### 16 **5.3.1 Procedimiento General del Diseño**

17

18 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:  
19

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

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

1  
2 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de  
3 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para  
4 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.  
5

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

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

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

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

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

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

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

39 **Los documentos de Ingeniería Básica**, son aquellos que definen los parámetros  
40 básicos del Proyecto; dan a conocer el dimensionamiento del mismo; determinan las  
41 características para la adquisición de equipos; especifican la filosofía de comunicaciones,

1 control, medición y protección; establecen la implantación física de las obras; especifican  
2 las provisiones para el desarrollo futuro del Proyecto; establecen las reglas para efectuar  
3 la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de cálculos que soportan las decisiones de  
4 Ingeniería Básica.

5  
6 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la  
7 Interventoría a efecto de cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME.  
8 Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o  
9 justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al  
10 Inversionista y a la UPME si es del caso.

11  
12 **Los documentos de Ingeniería de Detalle**, son los necesarios para efectuar la  
13 construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir y especificar cantidades y  
14 características de material a granel o accesorio e incluye todas las memorias de cálculos  
15 que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se fundamentará en las  
16 especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de Ingeniería Básica.

17  
18 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la  
19 Interventoría, quien formulará los comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si  
20 es del caso.

21  
22 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos  
23 que preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales.  
24 Estos documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará  
25 los comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista.

26  
27 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y  
28 en campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán  
29 objeto de revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista  
30 y a la UPME si es del caso.

31  
32 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría,  
33 la UPME podrá trasladar consultas al Inversionista.

### 34 35 **5.3.2 Estudios del Sistema**

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

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

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

### 9 **5.3.3 Distancias de Seguridad**

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

## 14 **5.4 Equipos de Potencia**

### 16 **5.4.1 Interruptores**

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

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

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

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

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

1 **5.4.2 Descargadores de Sobretensión**

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

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

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

18  
19 **5.4.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

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

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

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

37  
38 **5.4.4 Transformadores de Tensión**

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

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

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

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

#### 18 19 **5.4.5 Transformadores de Corriente**

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

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

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

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

#### 39 40 **5.4.6 Equipo GIS o Híbrido**

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

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

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

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

## 22 23 **5.5 Equipos de Control y Protección**

### 24 25 **5.5.1 Sistemas de Protección**

26  
27 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la  
28 publicación IEC 60255 “*Electrical relays*”, en la IEC 60870 “*Telecontrol equipments and*  
29 *systems*” y en el caso de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar  
30 el formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*), recomendación  
31 IEEE C37.111 o en su defecto, el Inversionista deberá proveer el software que haga la  
32 transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con  
33 las respectivas normas equivalentes ANSI.

34

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

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

13  
 14 El esquema de protección de barras, en la nueva Subestación Tuluní 230 kV deberá  
 15 consistir de un sistema de protección diferencial de barras, porcentual o moderada.

16  
 17 Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de  
 18 tecnología numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben  
 19 incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los  
 20 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la  
 21 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de  
 22 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con  
 23 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de  
 24 búsqueda de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

25  
 26 **5.5.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

27  
 28 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y  
 29 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

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

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

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

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

### 5.5.2.1 Características Generales

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

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

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

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

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

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

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

- 1 - Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la Subestación.
- 2
- 3
- 4 - Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente de un reloj GPS.
- 5
- 6
- 7
- 8 - Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
- 9

10  
11 Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación para el correcto envío de información hacia centros de control externos, Centro Nacional de Despacho CND y recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este aspecto, el Inversionista será el único responsable de suministrar y hacer operativos los protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con el CND.

### 17 **5.5.3 Medidores Multifuncionales**

18  
19 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

### 26 **5.5.4 Controladores de Bahía**

27  
28 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen. Las bahías de transformación deberán contar con relés de mando sincronizado.

34  
35 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con un diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- 1 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- 2
- 3 - Despliegue de alarmas.
- 4
- 5 - Despliegue de eventos.
- 6
- 7 - Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 8
- 9 - Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 10
- 11 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
- 12 función.
- 13
- 14 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 15

16 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con

17 puertos para la comunicación.

18

19 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria

20 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

21

### 22 **5.5.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

23

24 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.

25 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y

26 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.

27

28 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz

29 IHM y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y

30 estar sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de

31 servicios auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes

32 funcionalidades como mínimo:

33

- 34 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- 35
- 36 - Despliegue de alarmas.
- 37
- 38 - Despliegue de eventos.
- 39
- 40 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
- 41

- 1 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de  
2 función.  
3  
4 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.  
5  
6 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con  
7 puertos para la comunicación.  
8

### 9 **5.5.6 Switches**

10 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para  
11 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes  
12 requisitos:  
13

- 14  
15 - Deberán cumplir con IEEE 1613 *standard* - "error free" *networking device*.  
16  
17 - Deberán cumplir con IEC 61850-3 *standard for networks in substations*.  
18  
19 - Deberá incluir las siguientes características de red:  
20 • IEEE 802.1d, *message prioritization* y *rapid spanning tree* en MAC Bridges  
21 • IEEE 802.1q VLAN  
22  
23 - Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.  
24  
25 - Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba  
26 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.  
27  
28 - En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la  
29 más exigente.  
30

31 Los switches suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para  
32 conectar todos los equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de  
33 protección y medida.  
34

### 35 **5.5.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

36 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:  
37

38 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe  
39 conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez  
40 mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores,  
41

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

3  
4 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás  
5 accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos  
6 distribuidos en la Subestación.

7  
8 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores  
9 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con  
10 autodiagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

## 11 12 **5.5.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

### 13 14 **5.5.8.1 Controlador de la Subestación**

15  
16 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del  
17 sitio de instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y  
18 control de la Subestación proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la  
19 procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la  
20 entrega al Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con la programación realizada  
21 en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de  
22 ella. La información requerida para realizar la supervisión remota, se enviará por enlaces  
23 de comunicaciones.

24  
25 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés  
26 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la  
27 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para  
28 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores  
29 de fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos,  
30 accesorios, programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de  
31 gestión de protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

### 32 33 **5.5.8.2 Registradores de Fallas**

34  
35 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la  
36 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de  
37 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de  
38 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo  
39 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo  
40 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.

41

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

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

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

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

- 1 - Programación, parametrización y actualización.
- 2
- 3 - Reportes de operación.
- 4
- 5 - Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la
- 6 Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 7
- 8 - Secuencia de eventos.
- 9
- 10 - Secuencias automáticas.
- 11
- 12 - Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- 13
- 14 - Supervisión de la red de área local.
- 15

#### 16 **5.5.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

17  
18 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de  
19 1995, en su última revisión.

#### 20 **5.6 Obras Civiles**

21  
22  
23 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles de las Subestación  
24 Tuluní 230 kV con el siguiente alcance:

- 25
- 26 • Diseño y construcción de todas las obras civiles, las vías de acceso al predio y el
- 27 edificio de control.
- 28
- 29 • Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en la Subestación,
- 30 deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental
- 31 (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del Inversionista.
- 32
- 33 • Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos
- 34 establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo
- 35 Resistente NSR-10.
- 36

37 El Interventor conceptuará para la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los  
38 aspectos regulatorios, el RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para  
39 construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en  
40 planos de construcción previamente aprobados. El Interventor informará a la UPME y hará

1 el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El Inversionista  
2 deberá presentarle al Interventor la siguiente información:

- 3
- 4 - Memorias de cálculo que soporten los diseños.
  - 5
  - 6 - Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,  
7 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
  - 8
  - 9 - Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse  
10 la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones hechas en  
11 campo verificadas por el Interventor.
- 12

### 13 **5.7 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento**

14

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

20

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

## 26

## 27

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

### 29

### 30 **6.1 Pruebas y Puesta en Servicio**

31

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

36

37 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,  
38 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”  
39 diseñados por el Inversionista de tal forma que la Interventoría, pueda verificar el  
40 cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por  
41 ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta

1 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen  
2 con la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.  
3

4 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista debe efectuar las siguientes pruebas  
5 como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los  
6 requerimientos del CND, vigentes:  
7

- 8 - Direccionalidad de las protecciones de línea.
- 9
- 10 - Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas  
11 asociadas.
- 12
- 13 - Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el  
14 correcto funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones,  
15 gestión de protecciones.
- 16
- 17 - Pruebas de conexión punto a punto con el CND.
- 18

19 **Pruebas de energización:** El Inversionista será responsable por la ejecución de las  
20 pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser  
21 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.  
22

## 23 6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio

24 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:  
25

- 26 - Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
- 27
- 28 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- 29
- 30 - Diagrama Unifilar.
- 31
- 32 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del  
33 Proyecto.
- 34
- 35 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- 36
- 37 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- 38
- 39 - Cronograma de pruebas.
- 40
- 41

- 1 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con información definitiva.
- 2
- 3
- 4 - Protocolo de energización.
- 5
- 6 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- 7
- 8 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del punto de conexión.
- 9
- 10
- 11 - Carta de declaración en operación comercial.
- 12
- 13 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y actualizados por el CND.
- 14
- 15
- 16

## 17 7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

18  
19 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG 20  
20 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

## 21 22 23 8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA

24 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 03 - 2013, como costos  
25 de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital  
26 en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los  
27 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante  
28 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información  
29 deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos  
30 será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.  
31  
32  
33

## 34 9. FIGURAS

35  
36 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:

37  
38 Figura 1- Mapa cartográfico con identificación de áreas de sensibilidad ambiental - Mapa  
39 referencial e ilustrativo únicamente.  
40

- 1 Figura 2 - Perfiles referenciales de alternativas de ruta referenciales. Plano referencial e
- 2 ilustrativo únicamente.
- 3
- 4 Figura 3 - Unifilar Subestación Tuluní 230 kV.
- 5
- 6 Figura 4 - Fotografía aérea Subestación Tuluní 115 kV y alrededores.
- 7
- 8