

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., diciembre de 2013

ÍNDICE

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

1	5.1.2. Conexiones con Equipos Existentes	24
2	5.1.3. Servicios Auxiliares	24
3	5.1.4. Infraestructura y Módulo Común.....	24
4	5.2. Normas para Fabricación de los Equipos	24
5	5.3. Condiciones Sísmicas de los equipos	25
6	5.3.1. Procedimiento General del Diseño.....	25
7	5.3.2. Estudios del Sistema	27
8	5.3.3. Distancias de Seguridad.....	29
9	5.4. Equipos de Potencia	29
10	5.4.1. Interruptores	29
11	5.4.2. Descargadores de Sobretensión	30
12	5.4.3. Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra	30
13	5.4.4. Transformadores de Tensión.....	31
14	5.4.5. Transformadores de Corriente.....	31
15	5.4.6. Equipo GIS.....	32
16	5.5. Equipos de Control y Protección	33
17	5.5.1. Sistemas de Protección.....	33
18	5.5.2. Sistema de Automatización y Control de la Subestación	33
19	5.5.2.1. Características Generales	35
20	5.5.3. Medidores Multifuncionales.....	37
21	5.5.4. Controladores de Bahía.....	38
22	5.5.5. Controlador de los Servicios Auxiliares	39
23	5.5.6. Switches.....	39
24	5.5.7. Interfaz Nivel 2 - Nivel 1	40
25	5.5.8. Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	40
26	5.5.8.1. Controlador de la Subestación.....	40
27	5.5.8.2. Registradores de Fallas	41
28	5.5.8.3. Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación	41
29	5.5.9. Requisitos de Telecomunicaciones	43
30	5.6. Obras Civiles.....	43
31	5.7. Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento.....	43
32	6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	44
33	6.1. Pruebas y Puesta en Servicio.....	44
34	6.2. Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio	45
35	7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....	46
36	8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA	46
37	9. FIGURAS.....	46
38		

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 - 03- 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 y la ejecución de las obras. **En los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados, el Transmisor deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser relacionados, informados y documentados al Interventor.** La adopción de criterios de ingeniería y normas específicas para el Proyecto deberá ser tal que con su aplicación no se incumpla en ningún caso con lo establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, MME. Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos de conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.

1.1 Requisitos Técnicos Esenciales

De acuerdo con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Resolución MME 90708 de agosto de 2013, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto será obligatorio que se deba contar con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente competentes para desarrollar esta actividad como se establece en el Artículo 10 del RETIE de la fecha anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.

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

1.2 Definiciones

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

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

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

- i. Construcción de la nueva Subestación Tuluní 230 kV con sus dos (2) bahías de línea asociadas y dos (2) bahías de transformación a 230 kV, a ubicarse en inmediaciones del Municipio de Chaparral - Tolima, junto a la subestación existente.
- ii. Construcción de una línea en doble circuito 230 kV con una longitud aproximada de 25 km, desde la nueva Subestación Tuluní 230 kV hasta un punto de la línea de

1 transmisión existente Betania - Mirolindo 230 kV, para reconfigurar las líneas Betania
2 - Tuluní 230 kV y Tuluní - Mirolindo 230 kV.

3
4 **NOTA:** los bancos de transformadores que se conectarán en la Subestación Tuluní 230
5 kV y sus respectivas bahías en el lado de baja no hacen parte del objeto de la presente
6 Convocatoria Pública 03-2013, ya que se trata de activos de uso del nivel de tensión 4. La
7 frontera entre el Transmisor y el OR en la Subestación Tuluní 230 kV será en los bornes
8 de alta de los transformadores.

9 10 **2.1 Descripción de Obras en la Subestación Tuluní 230 kV**

11
12 Las obras en la Subestación Tuluní 230 kV, a cargo del Transmisor, consisten en la
13 selección y adquisición del lote, el diseño y la construcción de una nueva subestación a
14 230 kV, incluyendo los espacios de reserva para campos futuros. Los equipos a instalar
15 podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés "Gas
16 Insulated Substations" Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo
17 exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos
18 los demás requisitos establecidos en los DSI.

19
20 La Subestación Tuluní 230 kV deberá ser construida en configuración Interruptor y Medio
21 y deberá incluir cuatro (4) bahías, dos (2) para las dos líneas de 230 kV que irán desde la
22 nueva subestación Tuluní 230 kV, una hacia la subestación Betania, y la otra hacia la
23 subestación Mirolindo, resultado de la reconfiguración de la línea existente a 230 kV
24 Betania - Mirolindo y dos (2) bahías de transformación para la conexión al STN del
25 Operador de Red (OR) – ENERTOLIMA S.A. E.S.P. Los espacios de reserva en 230 kV
26 que se deberán prever son los señalados en el numeral 3.8 del presente Anexo. Si bien el
27 terreno para la instalación de los equipos del OR, debe ser previsto por el Transmisor, las
28 condiciones para acceder al uso del terreno deben ser acordados por las partes en el
29 Contrato de Conexión.

30
31 El diagrama unifilar de la subestación Tuluní 230 kV se muestra en la Figura 3. Sin
32 embargo, el Transmisor en coordinación con el OR responsable de los transformadores
33 que se conectarán allí, podrán llegar a un acuerdo para efectos de reubicación física de
34 las bahías de la Subestación, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad; en
35 tal caso, el diagrama unifilar de la subestación objeto de la presente Convocatoria Pública,
36 podrá ser modificado previa revisión y concepto del Interventor y aprobación de la UPME.

37
38 La subestación Tuluní 230 kV estará compuesta por los módulos que se indican a
39 continuación:

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

1
 2 NOTA: considerando que el Transmisor se hará cargo de las bahías de transformación del
 3 lado de alta, deberá suministrar hasta 200 metros de conductor por fase para la conexión
 4 entre las bahías y los transformadores del OR, incluyendo estructuras y aisladores
 5 soporte.
 6

7 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

8
 9 El Transmisor, además de adquirir el predio para la construcción de la nueva Subestación
 10 Tuluní 230 KV, deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones en cada uno de los
 11 puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de conexión con el
 12 responsable y propietario de los activos relacionados.
 13

14 **2.2.1 En la Subestación Tuluní 230 kV**

15
 16 El propietario de la Subestación Tuluní 230 kV será el Inversionista resultante de la
 17 Convocatoria Pública UPME 03-2013. Esta Subestación tendrá una configuración de
 18 interruptor y medio, la cual estará compuesta por los elementos establecidos en el
 19 Numeral 2.1 del presente Anexo.
 20

21 De acuerdo con lo solicitado por ENERTOLIMA S.A. E.S.P., se prevé la conexión de dos
 22 (2) transformadores 230/115 kV de 90 MVA cada uno, en la Subestación Tuluní 230 kV.
 23

1 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria
2 Pública UPME 03-2013 y ENERTOLIMA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y
3 según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno
4 para la ubicación de los dos (2) transformadores 230/115 kV, del espacio para las
5 previsiones futuras solicitadas por ENERTOLIMA S.A. E.S.P. y del espacio para la
6 ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos de 230 kV; enlace al
7 sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Este contrato
8 de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes
9 a la expedición de la Resolución CREG que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del
10 Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus
11 condiciones básicas. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la
12 UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de
13 conexión.
14

15 **2.2.2 En la línea Betania - Mirolindo 230 kV**

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

19 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública UPME 03-2013 es
20 el punto de seccionamiento de la línea Betania - Mirolindo 230 kV.
21

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

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

37 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

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

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

12 13 **3.1 Parámetros del Sistema**

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

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

25 26 27 **Línea de transmisión - 230 kV:**

28 29 ***S/E Tuluní - hasta un punto de la línea de transmisión Betania - Mirolindo 230 kV***

30	Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas
31	Circuitos por torre:	Dos (2)
32	Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
33	Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

34 35 36 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

37
38 La capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la
39 presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA; sin embargo, el Inversionista

1 deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que el nivel de
2 corto asignado será el adecuado para los equipos durante la vida útil de estos. La
3 duración asignada al corto circuito no deberá ser inferior a un segundo (1 s). Podrá servir
4 como referencia indicativa la información del Plan de Expansión más reciente elaborado
5 por la UPME.
6

7 **3.3 Materiales**

8
9 Todos los materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad,
10 libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser
11 tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para el
12 Proyecto, listados en la tabla No. 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de
13 producto según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista deberá presentar
14 para fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las
15 anteriores consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE
16 antes del inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará
17 sobre el Reglamento actualmente vigente.
18

19 **3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible**

20
21 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo
22 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en
23 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista deberá presentar al
24 Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o
25 reportes de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.
26

27 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima
28 de: a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen
29 tiempo y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de
30 buen tiempo.
31

32 En cuanto a ruido audible generado por la línea, deberá limitarse a los estándares
33 máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución 0627 de
34 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio
35 de Ambiente y Desarrollo Sostenible, o aquella que la modifique o sustituya.
36

37 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

1 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista.
2 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos
3 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan
4 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del
5 Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar
6 como Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por
7 parte del Interventor.
8

9 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán
10 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos
11 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la
12 regulación vigente deberá ser certificado por el Transmisor. Copia de estos acuerdos
13 deberán entregarse al Interventor.
14

15 **3.6 Infraestructura y Módulo Común**

16
17 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo inicial y futuro del
18 patio de conexiones del nivel 230 kV, junto con los espacios de acceso, vías internas y
19 edificios. Igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías de acceso al predio de la
20 Subestación Tuluní 230 kV y/o adecuaciones que sean necesarias.
21

22 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura
23 y módulo común de la Subestación Tuluní 230 kV, es decir las obras civiles y los equipos
24 que sirven a la Subestación y que son utilizados por todas las bahías de la Subestación,
25 inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente Convocatoria Pública. La
26 infraestructura y módulo común de la Subestación, estarán conformadas como mínimo
27 por los siguientes componentes:
28

29 **Infraestructura civil:** compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto
30 vecino si existe; la malla de puesta a tierra de toda la Subestación y los espacios de
31 reserva para ampliaciones futuras; las vías de acceso a la Subestación; las vías internas
32 de acceso a los patios de conexiones; la adecuación del terreno; y el espacio para las
33 bahías futuras junto con su adecuación. En el espacio que ocupará la Subestación, las
34 obras civiles incluyen: drenajes; alcantarillado; barreras de protección y de acceso al
35 predio; todos los cerramientos para seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico y
36 de agua y/o conexión a acueducto / alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior
37 y exterior y cárcamos comunes. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para
38 la ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.
39

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

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

12
13 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación
14 pertinente, en particular el Código de Medida (Anexo de la Resolución CREG 025 de
15 1995, o aquella que la modifique o sustituya).

16
17 NOTA: Para los módulos de alta de los transformadores de conexión al STN, en la
18 Subestación Tuluní 230 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 03-2013, el
19 Adjudicatario deberá prever y dejar disponible al Operador de Red todas las facilidades
20 para que pueda dar cumplimiento a sus responsabilidades, en lo referente a conexiones
21 de potencia, protecciones, comunicaciones y medidas, entre otras posibles.

22 23 **3.7 Pruebas en Fábrica**

24
25 Una vez el Inversionista haya seleccionado el equipo a utilizar deberá entregar al
26 Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en
27 el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y
28 potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no satisfagan las
29 normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del
30 Inversionista.

31
32 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales, estos deberán ser
33 sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo estipulado en la
34 norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de aceptación deberán ser
35 avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

36 37 **3.8 Espacios de Reserva**

1 Los espacios de reserva están clasificados según sean requeridos para las necesidades
2 futuras del STN o STR o SDL. Los espacios de reserva futuros del STN son objeto de la
3 presente Convocatoria por tanto deben ser adecuados y dotados con las obras y equipos
4 constitutivos del módulo común, como se describe en el Numeral 3.6 del presente Anexo
5 1. Los espacios de reserva futuros para el STR y/o del SDL deben ser previstos por el
6 Adjudicatario según el requerimiento del Operador de Red, de acuerdo con lo indicado en
7 el presente Numeral y mostrado en la Figura 3; no obstante, los mismos no son objeto de
8 la presente Convocatoria, el nivel de adecuación de los terrenos, la definición de las
9 áreas, entre otros aspectos, deberán ser acordados con el Operador de Red en el
10 respectivo Contrato de Conexión.

11
12 El Inversionista deberá prever en la Subestación Tuluní 230 kV los espacios físicos
13 necesarios para la construcción de futuras bahías, sean de línea o de transformación, no
14 obstante lo anterior, los equipos para las bahías futuras no son parte del Proyecto.

15 Entre las previsiones se deberá considerar la futura instalación de:

- 16 • Dos (2) diámetros completos para cuatro (4) bahías a 230 kV, sean de línea o
17 transformación. Ver Figura 3.
- 18 • A nivel de STR: El Inversionista podrá llegar a acuerdos con diferentes interesados
19 como Operadores de Red o generadores o grandes consumidores con el fin de
20 prever espacios de reserva para otros futuros desarrollos, sin que ello haga parte
21 del alcance de la presente Convocatoria Pública.
22
23

24
25 El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los equipos
26 en los espacios de reserva previstos para futuras ampliaciones del STN, es decir, deberá
27 dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y deberá realizar las
28 obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se deteriore.
29 Adicionalmente, tanto los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán
30 estar incluidas dentro del mantenimiento que el Inversionista realice a la Subestación,
31 hasta tanto sean ocupados.

32
33 El Transmisor preparará un documento que deberá entregar al Interventor en el cual se
34 indiquen las características de los espacios de reserva establecidos en el presente Anexo,
35 de igual forma el Interventor verificará el cumplimiento de las exigencias para los espacios
36 de reserva.

1 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 kV**

2
3
4 **4.1 General**

5
6 Las Especificaciones de diseño, suministro y construcción de esta línea de conexión
7 serán básicamente las mismas del diseño de la línea Betania - Mirolindo 230 kV excepto
8 en los casos en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño hubiere
9 cambiado y sea ahora más severa o restrictiva. En estos casos, deberán aplicarse las
10 normas vigentes.

11
12 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de
13 230 kV que el Inversionista deberá revisar y ajustar una vez haya hecho el análisis
14 comparativo de las normas:
15

Líneas de 230 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica		kV	230
2	Frecuencia nominal		Hz	60
3	Número de circuitos en las torres		Unidad	2
4	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2	Unidad	1
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	Entre 300 y 1200
7	Altura promedio sobre el nivel del mar (Subestación Tuluní 115 kV)		m	300
8	Distancias de seguridad	Código de Redes o RETIE según aplique		
8	Ancho de servidumbre	Código de Redes o RETIE según aplique	m	
10	Máximo campo eléctrico e interferencia	Código de Redes o RETIE según aplique		
11	Contaminación salina		No se presenta	
12	Conductores de fase	Numeral 4.4.2		
13	Cables de guarda	Numeral 4.4.3		
14	Condiciones de tendido de los	Código de Redes o RETIE		

Líneas de 230 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
	cables	según aplique		
15	Estructuras	Código de Redes o RETIE según aplique		
16	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique		
17	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique		
18	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique		
19	Diseño aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique		
20	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
21	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
22	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique		
23	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique		

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

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

7
 8 **4.2 Ruta de la Línea de Transmisión 230 kV**

9
 10 La selección de la ruta de la línea de transmisión objeto de la presente Convocatoria
 11 Pública UPME 03-2013, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto,
 12 a efectos de definir la ruta de la línea a 230 kV, será el Inversionista el responsable de
 13 realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los
 14 asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se
 15 puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de
 16 influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones
 17 existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

1 Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden
2 nacional, regional o local.

3
4 De modo referencial, el mapa cartográfico de la Figura 1 incluida en este Anexo, muestra
5 la sensibilidad ambiental de la franja comprendida entre la nueva subestación Tuluní 230
6 kV y un punto aproximado de conexión con la línea de transmisión Betania - Mirolindo 230
7 kV sin considerar los Planes de Ordenamiento Territorial que podrían tener algún efecto
8 dentro de la misma, en el cual se han localizado tres (3) alternativas de ruta que se deben
9 considerar a título exclusivamente ilustrativo. Así mismo, la Figura 2 muestra el perfil de
10 las tres (3) alternativas de ruta ya mencionadas con el propósito de que se conozca la
11 altura sobre el nivel del mar típica de estas alternativas estudiadas.

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

15
16 En el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE INFLUENCIA Y ALERTAS TEMPRANAS DEL**
17 **PROYECTO TULUNÍ 230 KV Y SUS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO**
18 **DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 03 DE 2013”** se suministra información de
19 referencia sobre las alternativas de ruta de la línea de transmisión estudiadas y para la
20 localización del predio de la Subestación. El objeto de este documento es identificar de
21 manera preliminar las posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un
22 documento ilustrativo para los diferentes Interesados.

23 24 **4.3 Longitud Aproximada de la Línea**

25
26 La longitud anunciada en este documento es de referencia y está basada en estimativos
27 preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para
28 efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias
29 evaluaciones, análisis y consideraciones.

30 Circuito	31 Tensión	32 Longitud Aproximada
33 Tuluní – Conexión a la		
34 Línea Betania - Mirolindo	230 kV	25 km

35 36 **4.4 Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas de 230 kV**

37
38 Las especificaciones de diseño de las Líneas de Transmisión Asociadas a este Proyecto,
39 deben ser las mismas del diseño de la actual línea de transmisión Betania - Mirolindo 230

1 kV excepto en los casos en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño
2 hubiere cambiado y sea ahora más severa o restrictiva. El Inversionista tendrá que
3 recopilar al detalle todas las características del diseño original de la línea Betania -
4 Mirolindo 230 kV y confrontarlas con la normatividad actual.

5
6 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del
7 Proyecto son las establecidas en este Anexo No. 1, los Documentos de Selección del
8 Inversionista – DSI, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y
9 actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE (Resolución MME 90708
10 de agosto de 2013 y actualizaciones posteriores previas al diseño y construcción de la
11 línea).

12
13 El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor
14 cumplan con las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.

15 16 17 **4.4.1 Aislamiento**

18
19 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones de contaminación de la
20 zona en la que se construirá la línea y la nueva subestación 230 kV, con base en ello,
21 hacer el diseño del aislamiento de la línea y de los equipos de subestación, la
22 coordinación de aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan
23 presentarse en las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la
24 operación, en particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con
25 extremos desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las
26 tensiones en las barras de 230 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110%
27 del valor nominal y que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de
28 recuperación y sus tasas de crecimiento.

29
30 De acuerdo con la Resolución CREG 098 de 2000 se considera como parámetro de
31 diseño un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea / año ante
32 descargas eléctricas atmosféricas, una (1) falla por cada 100 operaciones de maniobra de
33 la línea y servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.

34 35 **4.4.2 Conductores de Fase**

36
37 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características
38 propias de la ruta y el lugar donde el Proyecto operará, por tanto será responsabilidad del
39 Inversionista su verificación. El Interventor informará a la UPME si el diseño realizado por

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

3
4 El conductor de fase de la línea de conexión de la nueva subestación Tuluní 230 kV a la
5 línea de transmisión Betania -Mirolindo 230 kV deberá ser un conductor de igual o menor
6 resistencia óhmica DC a 20° C y de igual o mayor capacidad de corriente de las que tiene
7 el conductor de fase existente en la línea a reconfigurar. Deberá verificarse que cumpla
8 con las siguientes exigencias técnicas:

- 9
10 • Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 1000
11 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.
12
13 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase de 0,0556 ohmios/km. En el
14 caso de conductores en haz, tal valor corresponderá a la resistencia en paralelo de
15 los cables sub-conductores de cada fase.
16

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

19
20 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia
21 establecidas en la normatividad aplicable.
22

23 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.3 del Artículo 14 del RETIE, los valores
24 máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético
25 son los indicados en la Tabla 14.1 del RETIE, donde el público o una persona en
26 particular pueden estar expuestos durante varias horas.
27

28 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

29
30 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.

31
32 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda
33 (convencionales u OPGW). El o los cables de guarda a instalar deberán soportar el
34 impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea,
35 garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del aislamiento. El
36 incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados deberán
37 soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por ellos.
38

39 A título informativo los cables de guarda actualmente instalados en la línea Betania -
40 Mirolindo corresponden a: Guarda OPGW AGJ PIREWELI 48FO Ø16 1mm (a partir de la

1 torre 117 - 440); Guarda Convencional ALUMOWELD AW 7 NUM8 7/0. En consecuencia,
2 los cables a instalar en la conexión deberán características técnicas iguales o superiores
3 a las de los cables existentes.

4
5 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda,
6 no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

7
8 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor cumpla
9 con las normas técnicas aplicables.

10 11 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

12
13 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del
14 sitio de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con
15 base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que
16 fluye a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra
17 tal que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación IEEE 80 y
18 con lo establecido en el Artículo 15 del RETIE en su última revisión. La medición de las
19 tensiones de paso y contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en
20 servicio de la línea, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del
21 RETIE y específicamente con lo establecido en el numeral 15.5.3.

22 23 **4.4.5 Transposiciones de Línea**

24
25 Por su longitud, la línea de transmisión Betania - Mirolindo 230 kV a partir de la cual se
26 deriva la conexión a la nueva Subestación Tuluní 230 kV, debe tener transposición de
27 fases. El Inversionista deberá investigar los sitios de ubicación de las torres de
28 transposición y, con base en ellos y en los estudios de desbalance de fases que deberá
29 hacer, determinará si, por causa de la conexión, es necesario reconfigurar los sitios de
30 transposición de las fases.

31
32 El Transmisor deberá asegurar que los desbalances en las fases cumplan con la norma
33 técnica aplicable para ello, lo cual deberá soportar y poner en consideración del
34 Interventor para su verificación. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo de todos
35 los costos asociados. En general, la implementación física de la solución hace parte del
36 Proyecto.

37 38 **4.4.6 Estructuras**

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

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

10
11 Las estructuras de soporte de la línea serán de posición vertical (doble terna vertical). En
12 esta línea de conexión se instalarán los dos circuitos sobre las mismas estructuras.

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

26 27 **4.4.7 Localización de Estructuras**

28
29 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de
30 seguridad entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a
31 peatones y las distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos,
32 líneas de transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en
33 metros. La temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la
34 correspondiente a las condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante
35 toda la vida útil del Proyecto según el RETIE, Artículo 13. Si las características de alguno
36 o algunos de obstáculos presentes a lo largo de la ruta obligan a tener distancias de
37 seguridad mayores que las que exige el RETIE, estas distancias mayores deberán
38 respetarse.
39

1 **4.4.8 Sistema Antivibratorio**

2
3 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección
4 anti vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser
5 adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias
6 de 10 Hz a 100 Hz, de tal manera que los esfuerzos de flexión calculados a una distancia
7 de 89 mm desde el último punto de contacto de la grapa de suspensión con el conductor o
8 cable, no excedan de 150 micro m/mm, pico a pico, medidos de acuerdo al método
9 establecido en el documento "Standardization of Conductor Vibration Measurements".
10 Paper 31 TP 65-156. IEEE Trans. Vol. Pas. 85 N°1, 1966.

11
12 **4.4.9 Cimentaciones**

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

22
23 **4.4.10 Señalización Aérea**

24
25 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil y con las
26 Empresas de fumigación agrícola que eventualmente operan en la región si existen
27 aeródromos (Chaparral tiene un aeródromo muy próximo a la subestación Tuluní) o zonas
28 de tránsito de aeronaves o zonas de fumigación aérea que hagan imperioso que la línea
29 lleve algún tipo de señales que impidan, en ausencia de ellas, eventuales accidentes
30 originados por la carencia de ellos. Se mencionan en su orden: la pintura de las
31 estructuras según norma de Aerocivil; balizas de señalización ubicadas en el cable de
32 guarda en vanos específicos y/o faros centelleantes en casos más severos.

33
34 **4.4.11 Obras Complementarias**

35
36 El Interventor informará a la UPME acerca del cumplimiento de requisitos técnicos del
37 diseño y construcción de todas las obras civiles que garanticen la estabilidad de los sitios
38 de torre, protegiendo taludes, encauzando aguas, etc., tales como muros de contención,
39 tablestacados o trinchos, cunetas, filtros, obras de mitigación, control de efectos
40 ambientales y demás obras que se requieran.

1
2 **4.5 Informe Técnico**
3

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

- 9 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098
10 de 2000.
11
12 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de
13 2000.
14
15 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo
16 con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
17
18 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de
19 2000.
20
21 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la
22 Resolución CREG 098 de 2000.
23
24 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG
25 098 de 2000.
26
27

28 **5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**
29

30 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.
31

32
33 **5.1. General**
34

35 La siguiente tabla presenta las bahías de 230 kV que son parte del proyecto:
36
37
38
39
40

1

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

2

3

4

5

5.1.1. Predio de la Subestación Tuluní 230 kV

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

18

19 En la selección del predio de la subestación, el Inversionista deberá analizar todos los
 20 posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán considerar los
 21 riesgos de inundación ante eventuales desbordamientos de los ríos aledaños, condición
 22 que deberá ser investigada en detalle por el Inversionista. Se debe elaborar un
 23 documento soporte de la selección del predio, el cual deberá ser puesto a consideración
 24 del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

25

26 La subestación Tuluní 115 kV existente está localizada en las siguientes coordenadas
 27 aproximadamente:

28

29 Longitud: 75° 28' 36.80" O

30 Latitud: 3° 43' 20 .66" N

31

1 En el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE INFLUENCIA Y ALERTAS TEMPRANAS DEL**
2 **PROYECTO TULUNÍ 230 KV Y SUS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO**
3 **DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 03 DE 2013”** se suministra información de
4 referencia sobre las alternativas de ruta de la línea de transmisión estudiadas y para la
5 localización del predio de la Subestación. El objeto de este documento es identificar de
6 manera preliminar las posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un
7 documento ilustrativo para los diferentes Interesados.

8
9 **NOTA:** Información de planos y terrenos aledaños referente a la actual Subestación
10 Tuluní 115 kV, recopilada por la UPME, será suministrada conforme el Numeral 8 del
11 presente Anexo 1.

12 13 **5.1.2. Conexiones con Equipos Existentes**

14
15 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente
16 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y
17 protección de las bahías de la nueva Subestación Tuluní 230 kV con la infraestructura
18 existente en las subestaciones Betania y Mirolando a 230 kV.

19
20 Cuando el Transmisor considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
21 existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el
22 responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en
23 consideración del interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor.

24 25 **5.1.3. Servicios Auxiliares**

26
27 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la
28 topología de cada una de las Subestaciones objeto del Proyecto.

29 30 **5.1.4. Infraestructura y Módulo Común**

31
32 Como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos
33 constitutivos del módulo común como se describe en el numeral 3.6 de este Anexo No. 1.

34 35 **5.2. Normas para Fabricación de los Equipos**

36
37 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las
38 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*
39 *Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute, International*
40 *Telecomunicaciones Unión - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations*

1 Radioeléctricos – CISPR. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a
2 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos
3 eminentemente técnicos y de calidad.

5.3. Condiciones Sísmicas de los equipos

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

5.3.1. Procedimiento General del Diseño

16 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

38 **Los documentos de Ingeniería Básica**, son aquellos que definen los parámetros
39 básicos del Proyecto; dan a conocer el dimensionamiento del mismo; determinan las
40 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 previsiones 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

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

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

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

40

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

5.3.3. Distancias de Seguridad

12 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los
13 lineamientos establecidos en los Artículos 13 y 23 del RETIE en su última revisión y/o
14 actualización.
15
16

5.4. Equipos de Potencia

5.4.1. Interruptores

17
18
19
20
21
22 El Inversionista suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita
23 analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la
24 publicación IEC 62271-100, "*High voltage alternating current circuit breakers*" o ANSI.
25

26 Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener
27 mando monopolar, ser aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos.
28

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

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

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

1 los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su
2 equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer
3 las respectivas pruebas a su costa.

5.4.2. Descargadores de Sobretensión

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

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

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

5.4.3. Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

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

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

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

1
2 **5.4.4.Transformadores de Tensión**
3

4 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 60186, “*voltage transformers*”, IEC
5 60358, “*Coupling capacitor and capacitor dividers*”, IEC 60044-4, “*Instrument*
6 *transformers, Measurement of partial discharges*” o su equivalente en ANSI.
7

8 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre
9 fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar
10 cargas externas adicionales. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en
11 ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución
12 CREG 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de Medida y sus
13 anexos.
14

15 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de
16 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o
17 su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser
18 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.
19

20 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
21 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión
22 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC
23 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el
24 Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su
25 costa.
26

27 **5.4.5.Transformadores de Corriente**
28

29 Los transformadores de corriente deben cumplir con IEC 60044, “*Instrument*
30 *transformers*”, Parte 1, “*Current transformers*”, Parte 4, “*Measurement of partial*
31 *discharges*”, Parte 6, “*Requirements for protective current transformers for transient*
32 *performance*”, o su equivalente en ANSI.
33

34 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación
35 en el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
36 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
37 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de Medida y sus anexos.
38

39 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas
40 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en

1 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines
2 pertinentes de la Interventoría.

3
4 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
5 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente
6 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC
7 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos
8 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

9 10 **5.4.6. Equipo GIS**

11
12 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista sea GIS (Gas Insulated Substation),
13 además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe cumplirse la siguiente
14 normatividad:

- 15 • Instrument transformer – IEC6189
- 16 • Insulation Coordination – IEC60071
- 17 • High voltage switchgear and controlgear - IEC62271-203
- 18 • Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- 19 • Partial discharge measurement – IEC60270
- 20 • Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- 21 • Guide for checking SF6 - IEC 60480
- 22 • Common clauses of HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- 23 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- 24 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- 25 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- 26 • Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639

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

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

5.5. Equipos de Control y Protección

5.5.1. Sistemas de Protección

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

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

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

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

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

5.5.2. Sistema de Automatización y Control de la Subestación

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

1
2

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.
	Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
2	Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.	Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.
	El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes. Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1. Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.	
1	Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y	Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>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>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 cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.</p>	
<p>0</p>	<p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p>

1
2
3

5.5.2.1. Características Generales

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

2
3 El Transmisor garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización permita la
4 ampliación a medida que se expandan las Subestaciones y que sin cambios
5 fundamentales en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware y
6 software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de intercambiar y
7 compartir recursos de información) con IEDs de diversos fabricantes, razón por la cual
8 deberán utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor garantizará igualmente, que el
9 Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de
10 protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la
11 información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el
12 Sistema de Control, deberá ser entregada por el Transmisor al Interventor para la
13 verificación de cumplimiento.

14
15 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la
16 correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin
17 limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de
18 parametrización del sistema, etc.

19
20 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la
21 cual se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo,
22 protección y control. Se destacan las siguientes funciones:

- 23
- 24 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,
25 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
 - 26
 - 27 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
28
 - 29 ➤ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre
30 equipos vía la red.
 - 31 ➤ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y
32 Automatización de la Subestación.
 - 33
 - 34 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
35 funciones:
36
 - 37 ➤ Gestión de las bases de datos del sistema.
 - 38 ➤ Permitir la integración de elementos futuros.
 - 39 ➤ Implementación de herramientas de seguridad y administración.

- Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni detener el sistema.
- Mantenimiento de cada equipo.
- Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones del sistema.

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

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

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

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

5.5.3. Medidores Multifuncionales

Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben

1 cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995,
2 en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.
3

4 **5.5.4. Controladores de Bahía**

5
6 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar
7 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los
8 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para
9 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista deberá
10 presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.
11

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

- 19 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- 20
- 21 - Despliegue de alarmas.
- 22
- 23 - Despliegue de eventos.
- 24
- 25 - Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 26
- 27 - Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 28
- 29 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
30 función.
- 31
- 32 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 33

34 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con
35 puertos para la comunicación.
36

37 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria
38 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.
39

5.5.5. Controlador de los Servicios Auxiliares

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

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

- Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- Despliegue de alarmas.
- Despliegue de eventos.
- Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
- Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
- Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

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

5.5.6. Switches

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

- Deberán cumplir con IEEE 1613 *standard* - "error free" *networking device*.
- Deberán cumplir con IEC 61850-3 *standard for networks in substations*.
- Deberá incluir las siguientes características de red:

- 1 • IEEE 802.1d, *message prioritization y rapid spanning tree* en MAC Bridges
- 2 • IEEE 802.1q VLAN
- 3
- 4 - Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 5
- 6 - Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
- 7 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- 8
- 9 - En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la
- 10 más exigente.
- 11

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

15 **5.5.7. Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

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

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

23
24 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás
25 accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos
26 distribuidos en la Subestación.

27
28 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores
29 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con
30 autodiagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

31 **5.5.8. Equipos y Sistemas de Nivel 2**

32 **5.5.8.1. Controlador de la Subestación**

33
34 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del
35 sitio de instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y
36

1 control de la Subestación proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la
2 procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la
3 entrega al Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con la programación realizada
4 en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de
5 ella. La información requerida para realizar la supervisión remota, se enviará por enlaces
6 de comunicaciones.

7
8 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés
9 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la
10 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para
11 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores
12 de fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos,
13 accesorios, programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de
14 gestión de protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

15 16 **5.5.8.2. Registradores de Fallas**

17
18 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la
19 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de
20 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de
21 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo
22 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
23 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.

24 25 **5.5.8.3. Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

26
27 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través
28 de una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo
29 SCADA. Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para
30 mostrar la información del proceso.

31
32 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos
33 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la
34 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

- 35
36 - Adquisición de datos y asignación de comandos.
37
38 - Auto-verificación y auto-diagnóstico.
39
40 - Comunicación con el CND.

- 1
- 2 - Comunicación con la red de área local.
- 3
- 4 - Facilidades de mantenimiento.
- 5
- 6 - Facilidades para entrenamiento.
- 7
- 8 - Función de bloqueo.
- 9
- 10 - Función de supervisión.
- 11
- 12 - Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- 13
- 14 - Guía de operación.
- 15
- 16 - Manejo de alarmas.
- 17
- 18 - Manejo de curvas de tendencias.
- 19
- 20 - Manejo de mensajes y consignas de operación.
- 21
- 22 - Marcación de eventos y alarmas.
- 23
- 24 - Operación de los equipos.
- 25
- 26 - Programación, parametrización y actualización.
- 27
- 28 - Reportes de operación.
- 29
- 30 - Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la
- 31 Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 32
- 33 - Secuencia de eventos.
- 34
- 35 - Secuencias automáticas.
- 36
- 37 - Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- 38
- 39 - Supervisión de la red de área local.
- 40

1 **5.5.9. Requisitos de Telecomunicaciones**

2
3 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de
4 1995, en su última revisión.

5
6 **5.6. Obras Civiles**

7
8 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles de la Subestación
9 Tuluní 230 kV con el siguiente alcance:

- 10
11 • Diseño y construcción de todas las obras civiles de la Subestación Tuluní 230 kV,
12 las vías de acceso al predio y el edificio de control.
13
14 • Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en la Subestación
15 Tuluní 230 kV deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de
16 Manejo ambiental (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del
17 Inversionista.
18
19 • Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos
20 establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo
21 Resistente NSR-10.
22

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

- 29
30 - Memorias de cálculo que soporten los diseños.
31
32 - Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,
33 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
34
35 - Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse
36 la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones hechas en
37 campo verificadas por el Interventor.
38

39 **5.7. Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento**

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

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

14 **6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO**

15 16 17 **6.1. Pruebas y Puesta en Servicio**

18
19 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo
20 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio
21 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad
22 CREG vigente y los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND.
23

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

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

- 35 - Direccionalidad de las protecciones de línea.
- 36
- 37 - Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas
38 asociadas.
39
40

1 - Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el
2 correcto funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones,
3 gestión de protecciones.

4
5 - Pruebas de conexión punto a punto con el CND.
6

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

10 6.2. Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio

11 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:
12

13 - Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
14

15 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
16

17 - Diagrama Unifilar.
18

19 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del
20 Proyecto.
21

22 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
23

24 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.
25

26 - Cronograma de pruebas.
27

28 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías
29 con información definitiva.
30

31 - Protocolo de energización.
32

33 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
34

35 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
36 punto de conexión.
37

38 - Carta de declaración en operación comercial.
39
40

- 1
2 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
3 actualizados por el CND.
4
5

6 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

7
8

9 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
10 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.
11

12 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

13
14
15

16 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 03-2013, como costos
17 de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital
18 en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los
19 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante
20 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información
21 deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos
22 será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.
23
24

25 **9. FIGURAS**

26

27 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:
28

29 **Figura 1.** Mapa cartográfico con identificación de áreas de sensibilidad ambiental - Mapa
30 referencial e ilustrativo únicamente.
31

32 **Figura 2.** Perfiles referenciales de alternativas de ruta referenciales. Plano referencial e
33 ilustrativo únicamente.
34

35 **Figura 3.** Diagrama Unifilar Subestación Tuluní 230 kV.
36
37