

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL – STR

UPME STR 02 – 2017

(UPME STR 02– 2017)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DEL TERCER TRANSFORMADOR 220/66 kV, CONVERTIBLE A
220/110 kV, DE 150 MVA EN LA SUBESTACIÓN EL BOSQUE**

DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA STR

Bogotá D. C., abril de 2017

ÍNDICE

1		
2		
3		
4	1. CONSIDERACIONES GENERALES	4
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	4
6	1.2 Definiciones	5
7	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	5
8	2.1 Descripción de Obras en la Subestación El Bosque 66 kV (convertible a 110 kV): .	7
9	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	8
10	2.2.1 En subestación El Bosque 220 kV	8
11	2.2.2 En subestación El Bosque 66 kV	9
12	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	9
13	3.1 Parámetros del Sistema	10
14	3.2 Nivel de Corto Circuito	10
15	3.3 Materiales	10
16	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible.....	10
17	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	11
18	3.6 Pruebas en Fábrica	11
19	4. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES	12
20	4.1 General	12
21	4.1.1 Predio de las subestaciones	12
22	4.1.2 Espacios de Reserva	13
23	4.1.3 Conexiones con Equipos Existentes	14
24	4.1.4 Servicios Auxiliares.....	14
25	4.1.5 Infraestructura y Módulo Común.....	14
26	4.2 Normas para Fabricación de los Equipos	15
27	4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos	15
28	4.4 Procedimiento General del Diseño	16
29	4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica	17
30	4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle	20
31	4.4.3 Estudios del Sistema	24
32	4.4.4 Distancias de Seguridad.....	25
33	4.5 Equipos de Potencia	25
34	4.5.1 Interruptores	25
35	4.5.2 Transformador de potencia trifásico 220/66 kV (convertible a 220/110 kV) -	
36	150 MVA.....	26
37	4.5.3 Descargadores de Sobretensión.....	27
38	4.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	28
39	4.5.5 Transformadores de Tensión	28
40	4.5.6 Transformadores de Corriente	29
41	4.5.7 Equipo GIS o Híbrido.....	30
42	4.5.8 Sistema de puesta a tierra	31
43	4.5.9 Apantallamiento de la Subestación.....	31

1	4.6	Equipos de Control y Protección	31
2	4.6.1	Sistemas de Protección	31
3	4.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	33
4	4.6.2.1	Características Generales	34
5	4.6.3	Medidores multifuncionales	36
6	4.6.4	Controladores de Bahía.....	36
7	4.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	37
8	4.6.6	Switches	37
9	4.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	38
10	4.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2	38
11	4.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	40
12	4.7	Obras Civiles.....	40
13	5.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	41
14	5.1	Pruebas y Puesta en Servicio	41
15	5.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio	41
16	6.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	42
17	7.	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	42
18	8.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	42
19	9.	FIGURAS	43
20			
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31			
32			
33			
34			
35			
36			
37			
38			
39			
40			
41			
42			
43			

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 STR de las Convocatoria Pública UPME STR 02 – 2017.

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 STR, 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 STR, los aplicables en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones) y en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los diseños. Las citas, numerales o tablas del RETIE que se hacen en este Anexo corresponden a la revisión de agosto de 2013 de este Reglamento, incluidas las modificaciones de octubre 2013 y julio 2014. En los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados, el Inversionista seleccionado deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser relacionados, informados y documentados al Interventor. Los criterios de ingeniería y normas específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo caso, con lo establecido en los Documentos de Selección del Inversionista STR, en el Código de Redes y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, MME. Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos de conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.

1.1 Requisitos Técnicos Esenciales

De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto será obligatorio que los trabajos deban

1 contar con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente competentes
2 para desarrollar esta actividad como se establece en el Artículo 10 del RETIE de la fecha
3 anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.
4

5 Como requisito general, de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos
6 técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE, con el Código de Redes, con
7 normas técnicas nacionales o internacionales y con resoluciones de la CREG y del
8 Ministerio de Minas y Energía, se establece que, de producirse una revisión o una
9 actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del inicio de los diseños
10 según cronograma presentado por el Inversionista seleccionado y aprobado por la UPME,
11 la última de estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos requeridos,
12 primará sobre cualquier versión anterior de los citados documentos.
13

14 1.2 Definiciones

15
16 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido
17 en el Numeral 1.1 de los Documentos de Selección del Inversionista STR - DSI.
18
19

20 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

21
22 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, instalación,
23 pruebas, puesta en servicio, operación y mantenimiento de las siguientes obras:
24

- 25 i. El tercer transformador de potencia trifásico 220/66 kV (convertible a 220/110 kV),
26 de 150 MVA, en la Subestación El Bosque. Se deberá incluir un transformador de
27 puesta a tierra, ver “Nota d” del presente numeral.
28
- 29 ii. Una (1) bahía de transformación a 66 kV (convertible a 110 kV), en configuración
30 doble barra con equipos GIS, en la subestación El Bosque.
31
- 32 iii. Extensión del barraje (de ser necesario) a 66 kV (convertible a 110 kV) y todos los
33 elementos y adecuaciones tanto físicas como eléctricas necesarias para la
34 conexiones entre el existente barraje a 66 kV, la bahía de transformación a 66 kV
35 (ítem ii), el transformador trifásico de potencia de 150 MVA (ítem i), el transformador
36 de puesta a tierra (ítem i) y la bahía de transformación a 220 kV. Todos estos
37 elementos deben ser convertibles a 110 kV. Ver “Nota a”.
38
- 39 iv. En general, todos los elementos y adecuaciones tanto eléctricas como físicas
40 necesarias para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria durante la
41 construcción, operación y mantenimiento de las obras, garantizando siempre su
42 compatibilidad con la infraestructura existente. Estas acciones incluyen sistemas de

1 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, etc, sin limitarse
2 a estos.
3

4 **NOTAS:** Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de las presentes
5 Convocatorias Públicas UPME STR 02 – 2017 .
6

7 a. La construcción de la bahía de transformación a 220 kV del transformador a que
8 hace referencia el ítem i, estará a cargo del Inversionista seleccionado por la
9 convocatoria UPME 01 de 2017.
10

11 b. El Inversionista seleccionado es quien se conecta a la infraestructura, tanto del STN
12 como del STR.
13

14 c. El inversionista deberá tener en cuenta los espacios que ocupa el proyecto objeto
15 de la convocatoria pública UPME STR 07 – 2015 a cargo de TRELCA S.A. E.S.P.
16

17 d. El transformador de potencia de 150 MVA (ítem i) debe ser capaz de conectarse en
18 su devanado de baja tensión tanto a 66 kV como a 110 kV, por lo cual su grupo de
19 conexión depende del nivel de tensión al cual se opere, así:

20 220/110 kV: YnYn

21 220/66 kV: Ynd11
22

23 Debido a lo anterior, se hace necesario la instalación de un transformador de puesta
24 a tierra que deberá conectarse lo más próximo al devanado de 66 kV del nuevo
25 transformador de potencia (ítem i). Las características técnicas de este
26 transformador de puesta a tierra deben ser establecidas por el Inversionista, con
27 base en sus propios estudios y análisis.
28

29 e. Se deberá tener en cuenta lo señalado por ISA – INTERCOLOMBIA en el radicado
30 UPME 20161110025302: “...Actualmente en el nivel de 220 kV, se cuenta con dos
31 protecciones diferenciales de barra marca SIPROTEC referencia 7SS52. Sin embargo el
32 transformador de potencia objeto de la conexión en el diámetro 1, debe contar con su propia
33 diferencial de transformador”.
34

35 f. El diagrama unifilar de la Subestación El Bosque hace parte del Anexo 1. El
36 Inversionista seleccionado, podrá modificar la disposición de las bahías en el
37 diagrama unifilar previo concepto del Interventor y aprobación por parte de la UPME,
38 garantizando en cualquier caso una disposición de alto nivel de confiabilidad. Si la
39 propuesta de modificación presentada involucra a terceros, como al OR o
40 propietarios de subestaciones existentes u otros, deberán establecerse acuerdos
41 previos a la solicitud.
42

- 1 g. El Inversionista seleccionado deberá identificar y especificar todos los elementos
2 necesarios para garantizar el correcto funcionamiento y operación de los equipos a
3 instalar, ya sean de potencia, control, medición, protecciones, etc., tanto en
4 condiciones normales, como en contingencias o fallas.
5
6 h. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria
7 Pública UPME STR, deberán ser nuevos, de la mejor calidad, de última tecnología,
8 fabricados bajo normas internacionales, y contar con sello de fabricación y
9 certificado de producto RETIE según aplique.
10
11 i. Todas las obras, equipos o elementos a construir o instalar deberán estar diseñados
12 para operar tanto a 66 kV como a 110 kV sin ningún problema.
13

14 **2.1 Descripción de Obras en la Subestación El Bosque 66 kV (convertible a 110 kV):**

15
16 El inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la adquisición del lote (en caso de
17 ser necesario), el diseño y la construcción de las obras descritas en el numeral 2. Los
18 equipos a instalar deberán ser GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas
19 Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) tipo interior, cumpliendo con la
20 normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.
21

22 La subestación El Bosque 66 kV es GIS. La bahía de transformación a 66 kV (convertible a
23 110 kV) a instalarse, deberá tener la misma configuración de la Subestación El Bosque la
24 cual es doble barra.
25

26 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P es el Operador de Red y el propietario de la subestación el
27 Bosque 66 kV. TRELCA S.A. E.S.P es propietario de las obras Objeto de la Convocatoria
28 Pública UPME STR 07 – 2015.
29

30 Se deberán acordar las condiciones para acceder al terreno en el Contrato de Conexión
31 con el dueño de la Subestación (ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.) y/o TRELCA S.A.S E.S.P.
32 según el área que seleccione el Inversionista para el desarrollo de la presente Convocatoria.
33 Al respecto, considerar lo señalado en el numeral 4.1.1, Predio de la Subestación, del
34 presente Anexo 1.
35

36 El transformador de potencia trifásico 220/66 kV (convertible a 220/110 kV) de 150 MVA
37 deberá contar con un transformador de puesta a tierra el cual debe conectarse lo más
38 próximo al devanado de 66 kV del nuevo transformador de potencia. Las características
39 técnicas de este transformador de puesta a tierra deben ser establecidas por el
40 Inversionista, con base en sus propios estudios y análisis.
41

42 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá
43 hacerse cargo de la extensión del barraje (de ser necesario) a 66 kV (convertible a 110 kV),

1 para la conexión de la nueva bahía a 66 kV, junto con los equipos de protección y
2 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar
3 el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual
4 o superior al barraje existente donde se conecta.

5
6 También estarán a cargo del Inversionista, todos los elementos necesarios para la
7 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de
8 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y
9 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente. En general, el
10 Inversionista se debe hacer cargo de las adecuaciones necesaria para cumplir con el
11 alcance del proyecto.

12
13 El diagrama unifilar de la subestación El Bosque 66 kV (convertible a 110 kV), se muestra
14 en la Figura 1. El Inversionista seleccionado en coordinación con ELECTRICARIBE y
15 TRELCA S.A. E.S.P, deberán llegar a los acuerdos necesarios para la ubicación de la
16 infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de
17 confiabilidad. De cualquier forma los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y
18 uso de los espacios previstos para futuras expansiones.

20 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

21
22 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la
23 construcción de la nueva infraestructura, independiente de la modalidad (compra o
24 arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código de Conexión
25 (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes consideraciones en
26 cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de
27 conexión con el responsable y/o propietario de los activos relacionados.

29 **2.2.1 En subestación El Bosque 220 kV**

30
31 Se deberá llegar a acuerdos con INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P., responsable de la
32 Subestación El Bosque 220 kV y con el Inversionista seleccionado por la convocatoria
33 UPME 01 – 2017.

34
35 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación
36 El Bosque 220 kV, será en los bornes de salida de la bahía de transformación 220 kV a
37 cargo de la Convocatoria Pública UPME 01 – 2017.

38
39 Los contratos de conexión, que suscriba el Inversionista resultante de la presente
40 Convocatoria Pública, deberán incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo
41 relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la
42 infraestructura a instalar, del espacio para la ubicación de los tableros de control y
43 protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y

1 suministro de servicios auxiliares de AC y DC. El contrato de conexión deberá estar firmado
2 por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución
3 CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la presente Convocatoria Pública,
4 al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del
5 Interventor. No obstante las partes, en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con
6 la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de conexión.

7 8 **2.2.2 En subestación El Bosque 66 kV**

9
10
11 El punto de conexión para la Convocatoria Pública UPME STR 02– 2017 en la subestación
12 El Bosque 66 kV (Convertible a 110 kV), es el barraje, ya sea del lado de ELECTRICARIBE
13 S.A. E.S.P. o de TRELCA S.A.S. E.S.P., según diseños y cumplimiento de la normatividad
14 técnica asociada. De cualquier manera, se deberá mantener informado a ELECTRICARIBE
15 S.A. E.S.P.

16
17 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P es el Operador de Red del área y propietario de la subestación
18 el Bosque 66 kV. TRELCA S.A.S. E.S.P es propietario de las obras Objeto de la
19 Convocatoria Pública UPME STR 07-2015.

20
21 Los contratos de conexión, deberán incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo
22 relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la
23 infraestructura a instalar, del espacio para las provisiones futuras y para la ubicación de los
24 tableros de control y protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema
25 de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de
26 conexión deberán estar firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes
27 a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de
28 la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser
29 puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes, en caso de requerirse,
30 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma
31 del contrato de conexión.

32 33 34 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

35
36 El Interventor o Interventores informarán de manera independiente a la UPME, el
37 cumplimiento de las especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso
38 de normas y procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento,
39 hasta la fecha de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin
40 detrimento del cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio
41 cumplimiento, asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se
42 mantengan, para lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.

3.1 Parámetros del Sistema

Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Inversionista seleccionado deberán ser nuevos y de última tecnología (salvo las excepciones indicadas en el presente anexo), y cumplir con las siguientes características técnicas, las cuales serán verificadas por la Interventoría o Interventorías para la UPME.

Tensión nominal	220/66 kV (convertible a 220/110 kV)
Frecuencia asignada	60 Hz
Puesta a tierra	Sólida
Numero de fases	3
Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
Servicios Auxiliares DC	125V

3.2 Nivel de Corto Circuito

El Inversionista seleccionado deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás elementos será el adecuado durante la vida útil de estos. La duración asignada al corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas y los indicados en las normas IEC aplicables.

3.3 Materiales

Todos los equipos y materiales incorporados a la Convocatoria deben ser nuevos y de la mejor calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de fabricación, libres de defectos e imperfecciones, salvo excepciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para la Convocatoria, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista o Inversionistas seleccionados deberán presentar para fines pertinentes al Interventor o Interventores correspondientes los documentos que le permitan verificar las anteriores consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el Reglamento actualmente vigente.

3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible

Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista o Inversionistas seleccionados deberán presentar al Interventor o Interventores correspondientes para los

1 fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o reportes de pruebas en
2 donde se avalen las anteriores consideraciones.

3
4 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los
5 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución
6 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy
7 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

8 9 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

10
11 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista
12 seleccionado. Se debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en
13 especial los artículos 52 y 53.

14
15 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos
16 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan
17 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales de las
18 Convocatoria. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar
19 como Hito en el cronograma de la Convocatoria lo cual será objeto de verificación por parte
20 del Interventor o Interventores correspondiente.

21
22 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán
23 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos
24 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la
25 regulación vigente deberá ser certificado por el Inversionista seleccionado correspondiente.
26 Copia de estos acuerdos deberán entregarse al Interventor correspondiente.

27 28 **3.6 Pruebas en Fábrica**

29
30 Una vez el Inversionista seleccionado correspondiente haya seleccionado los equipos a
31 utilizar deberá entregar al Interventor correspondiente, copia de los reportes de las pruebas
32 que satisfagan las normas aceptadas en el Código de Conexión, para interruptores,
33 seccionadores, transformadores de corriente y potencial, entre otros. En caso de que los
34 reportes de las pruebas no satisfagan las normas aceptadas, el Interventor correspondiente
35 podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del Inversionista seleccionado
36 correspondiente.

37
38 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de la subestación, estos
39 deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo
40 estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de
41 aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

4. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES

Las siguientes son las especificaciones técnicas para la subestación El Bosque 66 kV.

4.1 General

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

4.1.1 Predio de las subestaciones

Subestación El Bosque 66 kV:

La existente subestación El Bosque 66 kV, propiedad de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., se encuentra localizada en el barrio El Prado de la ciudad de Cartagena, departamento de Bolívar las siguientes coordenadas aproximadamente, información que deberá verificar el Interesado:

Latitud: 10° 24.582` Norte
Longitud: 75° 31.273` Oeste

De acuerdo con la información suministrada por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., “Para realizar la expansión no se tiene espacio disponible. Hay que hacer actuaciones sobre las instalaciones existentes para tener espacio disponible para ejecutar el proyecto en el lote actual de la subestación”. Adicionalmente manifiesta “ELECTRICARIBE no pone a disposición de la convocatoria el espacio actualmente ocupado por las torres metálicas de las líneas a 66 kV”. También deberá considerarse que “la fecha de finalización de las obras para liberar espacio en la caseta antigua es febrero de 2018. Los costos que tendrá que asumir el Inversor son las demoliciones y el traslado en la misma instalación de unos cuartos y baño para las brigadas de mantenimiento”.

También se deberá tener en cuenta la información técnica suministrada por TRELCA S.A.S E.S.P. mediante oficio con radicado UPME 20171110006902 la cual indica “Para la convocatoria STR – Tercer Transformador El Bosque 220/66 kV (convertible a 110 kV) TRELCA dispone para la venta de un lote contiguo a la subestación, con un área de alrededor de 556 m2...”.

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

1 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberán considerar las facilidades
2 para los accesos, equipos y obras.

3
4 En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado
5 correspondiente deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se
6 debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del
7 Interventor correspondiente y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

8
9 Los involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los
10 equipos en la subestaciones. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de
11 alto nivel de confiabilidad.

12
13 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar el Documento **ANÁLISIS ÁREA DE**
14 **ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO INSTALACIÓN DEL**
15 **TERCER TRANSFORMADOR 220/66 kV EN LA SUBESTACIÓN EL BOSQUE,**
16 **CONVERTIBLE A 220/110 kV Y BAHÍA ASOCIADA EN 66 KV CONVERTIBLE A 110 KV**
17 **OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME STR 02 – 2017”,** el cual suministra
18 información de referencia. El objeto de este documento es identificar de manera preliminar
19 las posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo
20 para los diferentes Interesados, sin pretender determinar o definir condiciones para la
21 ejecución del proyecto. Es responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad los
22 riesgos inherentes del Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus propios
23 estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras. En general, los
24 Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios, investigaciones, exámenes,
25 inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

26 27 28 **4.1.2 Espacios de Reserva**

29
30 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya
31 existentes en las subestaciones para futuras ampliaciones y no contempla adecuaciones
32 sobre terrenos adicionales a los necesarios para llevar a cabo las obras contempladas en
33 esta convocatoria. No obstante, se debe garantizar que los espacios de reserva en las
34 subestaciones no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura
35 (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco de la presente Convocatoria
36 Pública. Esto no implica que los espacios ocupados por las bahías construidas en la
37 presente convocatoria se deban reponer en otro lugar, con excepción de aquellos casos en
38 que el propietario de la subestación lo hubiese declarado antes del inicio de la convocatoria.
39 En caso de utilizar un predio diferente al de ELECTRICARIBE, el inversionista, a su
40 voluntad, podrá dejar espacios de reserva para la ampliación de la subestación previendo
41 futuros desarrollos.

4.1.3 Conexiones con Equipos Existentes

El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y protección de la bahía en 66 kV (convertible a 110 kV), con la infraestructura existente que pueda verse afectada por el desarrollo del Proyecto.

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

4.1.4 Servicios Auxiliares

El Inversionista seleccionado deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la topología de las Subestaciones, cumpliendo con lo señalado en el numeral 3.1 del presente Anexo 1.

4.1.5 Infraestructura y Módulo Común

El Inversionista seleccionado deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos del módulo común como se describe a continuación:

El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo del Proyecto, objeto de la presente Convocatoria Pública, junto con los espacios de acceso, vías internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el predio actual y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías de acceso y/o adecuaciones que sean necesarias.

El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y módulo común en la subestación y/o adecuaciones que sean necesarias, es decir las obras civiles y los equipos que sirven a la subestación y que son utilizados por todas las bahías de la subestación, inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente Convocatoria Pública. La infraestructura y módulo común de cada subestación, estarán conformados como mínimo por los siguientes componentes:

- Infraestructura civil: Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino si existe; la malla de puesta a tierra de la ampliación de la subestación; las vías de acceso a la subestación; las vías internas de acceso a los patios de conexiones y/o adecuación de las existentes; la adecuación del terreno; y en general, todas aquellas obras civiles necesarias (incluyendo, entre otros, construcción, modificaciones y/o ampliaciones a alcantarillado, filtros y drenajes,

1 pozo séptico y de agua y/o conexión a acueductos/alcantarillados vecinos,
2 alumbrado interior y exterior, cárcamos comunes etc), y en general, todas aquellas
3 obras civiles necesarias para todas las obras descritas en el Numeral 2 del presente
4 Anexo 1. En caso de utilizar un predio diferente al de ELECTRICARIBE, el
5 inversionista a su voluntad, podrá proveer los puntos de conexión para la ampliación
6 de la malla de puesta a tierra previendo futuras ampliaciones.
7

- 8 • Equipos: Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2 del
9 presente Anexo 1. Se incluyen entre otros, los sistemas de automatización, de
10 gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones propio
11 de cada subestación, los materiales de la malla de puesta a tierra, apantallamiento
12 y los equipos para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo
13 el cableado necesario y las obras civiles asociadas. Se incluyen todos los equipos
14 necesarios para integrar la nueva bahía con las subestación existente, en
15 conexiones de potencia, control, medida, protecciones y servicios auxiliares.
16

17 Para llevar a cabo las obras contempladas para la instalación del tercer transformador en
18 la subestación El Bosque, se deberá tener en cuenta que se podrá utilizar un terreno
19 disponible en la subestación existente. Será responsabilidad del Inversionista enterarse de
20 las facilidades y de los requerimientos que se requieren para los servicios auxiliares, obras
21 civiles y ampliación de la malla de puesta a tierra y apantallamiento. Igualmente deberá
22 respetar las disposiciones actuales de equipos y mantener los arreglos y configuraciones
23 existentes. Se deberá suministrar todos los equipos y elementos requeridos para la
24 operación óptima y segura de la ampliación a realizar.
25

26 La Interventoría analizará todas las previsiones que faciliten la evolución de las obras
27 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1, e informará a la UPME el resultado de su
28 análisis.
29

30 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación
31 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que
32 la modifique o sustituya).
33

34 **4.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

35

36 El Inversionista seleccionado deberá suministrar equipos en conformidad con la última
37 edición de las Normas *International Electrotechnical Commission* – IEC, *International*
38 *Organization for Standardization* – ISO, ANSI – American National Standards Institute,
39 *International Telecommunications Union* - ITU-T, Comité Internacional Spécial des
40 Perturbations Radioélectriques – CISPR.
41

42 **4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

43

1 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico Clase III de acuerdo con la
2 publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de acuerdo
3 con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of Substations, la
4 de mayores exigencias. El Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Interventor
5 de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son aptos para
6 soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

7 8 **4.4 Procedimiento General del Diseño**

9
10 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 11
12 a) Inicialmente, el Inversionista seleccionado preparará las Especificaciones Técnicas del
13 Proyecto correspondiente, que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

29 30 **4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

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

38
39 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán entregados por el Inversionista
40 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y
41 para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría
42 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los

1 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME la respectiva
2 recomendación si es del caso.

3

4 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica:

5

6 **4.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

7

- 8 • Criterios básicos de diseño electromecánico
- 9 • Memoria de cálculo de resistividad del terreno
- 10 • Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables
- 11 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares ac.
- 12 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares dc.
- 13 • Memoria de cálculo de distancias eléctricas
- 14 • Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
- 15 • Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
- 16 • Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
- 17 • Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- 18 • Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- 19 • Memoria selección de conductores aéreos y barrajes.
- 20 • Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- 21 • Análisis de identificación de riesgos.

22

23 **4.4.1.2 Especificaciones equipos**

24

- 25 • Especificación técnica equipos de patio.
- 26 • Especificaciones técnicas sistema de puesta a tierra.
- 27 • Especificaciones técnicas sistema de apantallamiento.
- 28 • Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.
- 29 • Especificación técnica gabinetes de control y protección.
- 30 • Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicaciones.
- 31 • Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de
- 32 equipos.
- 33 • Especificación funcional del sistema de control.
- 34 • Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la subestación.
- 35 • Especificación técnica de los servicios auxiliares ac / dc.
- 36 • Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- 37 • Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de
- 38 equipos, pruebas funcionales y puesta en servicio.

39

40 **4.4.1.3 Características técnicas de los equipos 66 kV (convertible a 110 kV)**

41

- 42 • Características técnicas, equipos.

- 1 - Interruptores
- 2 - Seccionadores.
- 3 - Transformadores de corriente.
- 4 - Transformadores de tensión.
- 5 - Descargadores de sobretensión.
- 6 - Aisladores y cadenas de aisladores.
- 7 • Dimensiones de equipos.
- 8 • Características técnicas, cables de fuerza y control.
- 9 • Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones
- 10 • Características técnicas, sistema de automatización y control.
- 11 • Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- 12 • Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares ac/dc.
- 13 • Características técnicas, cables desnudo para interconexión de equipos y
- 14 barrajes.

16 4.4.1.4 Planos electromecánicos

- 17
- 18 • Diagrama unifilar de la subestación
- 19 • Diagrama unifilar con características de equipos
- 20 • Diagrama unifilar de protecciones.
- 21 • Diagrama unifilar de medidas.
- 22 • Diagrama unifilar servicios auxiliares ac
- 23 • Diagrama unifilar servicios auxiliares dc.
- 24 • Arquitectura sistema de control de la subestación.
- 25 • Planimetría del sistema de apantallamiento
- 26 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 27 • Planos en planta de ubicación de equipos 110 kV.
- 28 • Planos vista en cortes de equipos 110 kV.
- 29 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 30 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 31 • Planimetría del sistema de apantallamiento.
- 32 • Planos de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.
- 33 • Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.

35 4.4.1.5 Planos de obras civiles

- 36
- 37 • Plano localización de la subestación.
- 38 • Plano disposición de bases de equipos.
- 39 • Planos cimentación del transformador de potencia.
- 40 • Plano cimentación de equipos y pórticos.
- 41 • Plano base cimentación del transformador de potencia.

- 1 • Plano de drenajes de la subestación.
- 2 • Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- 3 • Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- 4 • Planos casa de control.
- 5 • Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- 6 • Plano cerramiento de la subestación.
- 7 • Plano obras de adecuación.

4.4.1.6 Estudios y trabajos de campo

- 11 • Levantamiento topográfico del lote seleccionado.
- 12 • Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área del lote seleccionado.
- 13 • Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el
- 14 transporte de equipos y materiales.
- 15 • Presentar informes de progreso y programas de trabajos mensuales.
- 16 • Análisis diseños típicos y definición parámetros.
- 17 • Análisis de resultados de suelos y diseños obras civiles.
- 18 • Elaboración informe de diseños y memorias de cálculo.

4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle

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

28 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán entregados por el Inversionista
29 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y
30 para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría
31 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los
32 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME si es del caso.

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

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

1
2 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la
3 UPME podrá trasladar consultas al Inversionista seleccionado.
4

5 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería de Detalle:
6

7 **4.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles**

8

- 9 • Criterios básicos de diseño de obras civiles.
 - 10 • Dimensiones y pesos de equipos.
 - 11 • Memorias de cálculo estructural para cimentación del transformador de potencia.
 - 12 • Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
 - 13 • Memorias de cálculo estructural para cimentación de la caseta de control.
 - 14 • Memoria de cálculo muro de cerramiento
 - 15 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.
 - 16 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y
 - 17 cárcamos interiores en caseta de control.
 - 18 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de líneas y
 - 19 barrajes.
 - 20 • Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento
 - 21 rígido.
 - 22 • Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interiores en
 - 23 casa de control.
 - 24 • Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
 - 25 • Memoria de cálculo sistema de acueducto.
- 26

27 **4.4.2.2 Planos de obras civiles**

28

- 29 • Planos para construcción de bases para equipos
 - 30 • Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras
 - 31 soporte para equipos y pórticos a 110 kV.
 - 32 • Planos para construcción de cimentaciones para equipos y transformador de
 - 33 potencia.
 - 34 • Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
 - 35 • Planos para construcción de acabados exteriores
 - 36 • Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
 - 37 • Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de
 - 38 tableros, equipos y canales interiores.
 - 39 • Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
 - 40 • Planos para construcción de vías
- 41

1 **4.4.2.3 Diseño detallado electromecánico**

2
3 El Inversionista será responsable de la ejecución y elaboración del diseño eléctrico y
4 mecánico detallado necesario y por tanto deberá presentar para la revisión y
5 verificación de la Interventoría: memorias de cálculo, planos electromecánicos finales
6 para construcción, diagramas de cableado, diagramas esquemáticos de control,
7 protecciones y medidas, lista detalladas de materiales y toda la información necesaria
8 aunque ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones y en un todo de
9 acuerdo con lo establecido en las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al
10 diseño y montaje de éste tipo de instalaciones.

11
12 El Inversionista deberá entregar a la Interventoría para su revisión y verificación la
13 información y planos según el Programa de Entrega de Documentación Técnica
14 aprobado, el cual deberá contener como mínimo la siguiente documentación:

15
16 **a. Sistema de puesta a tierra:**

- 17
- 18 • Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos y estructuras.
 - 19 • Lista de materiales referenciados sobre planos.
 - 20 • Plano de conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.
 - 21 • Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.
 - 22 • Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el
 - 23 RETIE.
 - 24 • Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el
 - 25 RETIE.
- 26

27 **b. Equipos principales:**

- 28
- 29 • Equipos de Patio: Disposición general de la planta y cortes del patio de conexiones, incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.
 - 30 • Peso de cada uno de los equipos y localización del centro de masa con relación al
 - 31 nivel rasante del patio.
 - 32 • Características geométricas de equipos y peso de los soportes de equipos,
 - 33 sistemas de anclaje.
 - 34 • Diseño de las cimentaciones de los equipos de patio.
 - 35 • Dimensiones requeridas para canales de cables de potencia y cables de control.
 - 36 Diseño civil de los canales de cables.
 - 37 • Diseño geométrico y sistemas de fijación de las bandejas portacables y de ductos
 - 38 para cables entre los equipos y las bandejas.
 - 39 • Localización, geometría y sistemas de anclaje de los gabinetes de conexión.
- 40

41 **c. Equipos de patio 110 kV:**

- 1 • Para equipos de corte, transformadores de medida, descargadores de
2 sobretensión.
3 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc, hasta borneras
4 de interconexión.
5 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.
6 - Placas de características técnicas.
7 - Información técnica complementaria y catálogos.
8 - Manuales detallados para montaje de los equipos.
9 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.
10 - Protocolo de pruebas en fábrica.
11 - Procedimiento para pruebas en sitio.
12
13 **d. Para tableros:**
14 • Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de c.a. y c.c.
15 • Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de
16 control, señalización y protección.
17 • Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc.,
18 que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y
19 catálogos respectivos con indicación clara del equipo suministrado.
20 • Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.
21 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.
22 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida,
23 telecontrol y teleprotección, incluyendo:
24 - Diagramas de principio y unifilares
25 - Diagramas de circuito
26 - Diagramas de localización exterior e interior.
27 - Tablas de cableado interno y externo.
28 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.
29 - Diagramas de principio
30 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes
31 diagramas de principio:
32 ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
33 ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.
34 ▪ Diagramas de medición de energía.
35 ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.
36 ▪ Diagramas de comunicaciones.
37 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.
38 - Listado de cables y borneras.
39 - Planos de Interfase con equipos existentes.
40 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,
41 señalización y alarmas.
42
43 **e. Reportes de Pruebas:**

- 1 - Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última
2 prueba, el Inversionista deberá suministrar a la Interventoría dos (2) copias que
3 contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de
4 fábrica por cada uno de los aparatos y equipos suministrados.
5 Las instrucciones deberán estar en idioma español.
6

7 **4.4.3 Estudios del Sistema**

8

9 El Inversionista seleccionado deberá presentar al Interventor los estudios eléctricos que
10 permitan definir los parámetros útiles para los diseños básicos y detallados; se destacan
11 como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo
12 en lo que aplique:

- 13
- 14 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
15 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos
16 y de resistividad.
17
 - 18 - Cálculo de flechas y tensiones.
19
 - 20 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
21 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
22
 - 23 - Estudios de coordinación de protecciones.
24
 - 25 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobretensión y
26 distancias eléctricas.
27
 - 28 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo
29 y a corto circuito.
30
 - 31 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores
32 aislados.
33
 - 34 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
35
 - 36 - Memoria de resistividad del terreno y estudio de malla de puesta a tierra
37
 - 38 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
39
 - 40 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
41
 - 42 - Informe de interfaces con equipos existentes.
43

- 1 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con
2 el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
3
4 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores
5 de fallas.
6

7 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar
8 como mínimo los siguientes aspectos:
9

- 10 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
11
12 - Origen de los datos de entrada.
13
14 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio
15 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
16
17 - Resultados.
18
19 - Bibliografía.
20

21 **4.4.4 Distancias de Seguridad**

22
23 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos
24 establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.
25

26 **4.5 Equipos de Potencia**

27 **4.5.1 Interruptores**

28
29 Los interruptores de potencia deben cumplir las prescripciones de la última edición de las
30 siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a suministrar:
31
32

- 33 • IEC 62271 - 100: "High-Voltage Switchgear And Controlgear"
- 34 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear
35 standards".
- 36 • IEC 60265: " High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages of
37 52 kV an above"
- 38

39 Los interruptores deberán estar diseñados de forma tal que puedan operar tanto a 66 kV
40 como a 110 kV sin ningún problema.
41

42 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado
43 de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, el mecanismo

1 de operación será tipo resorte. No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido
2 o aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser
3 totalmente independientes.
4

5 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
6 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los
7 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la
8 Interventoría.
9

10 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
11 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o
12 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su
13 equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos
14 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
15

16 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias in situ para verificar las
17 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia.
18

19 **4.5.2 Transformador de potencia trifásico 220/66 kV (convertible a 220/110 kV) - 150** 20 **MVA**

21
22 El Adjudicatario 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 60076, "Power Transformers".
25

26 El transformador 220/66 kV (Convertible a 220/110 kV) de 150 MVA, estará conformado por
27 una unidad trifásica. La capacidad total de 150 MVA, significa la potencia nominal que
28 puede desarrollar bajo la máxima etapa de enfriamiento y a las condiciones de altura sobre
29 el nivel del mar y temperatura ambiente en donde estará la subestación. Este transformador
30 deberá tener una capacidad de sobrecarga del 30% durante 30 minutos.
31

32 Se requiere que el transformador tenga devanado terciario, con una capacidad mínima de
33 un tercio de la capacidad de cada uno de los otros dos devanados. El devanado terciario
34 dará las facilidades necesarias para alimentación de servicios auxiliares de la Subestación,
35 para lo cual deben suministrarse e instalarse todos los equipos necesarios para hacer uso
36 de servicios auxiliares utilizando esta fuente.
37

38 El grupo de conexión del nuevo transformador de potencia será el mismo que poseen los
39 dos (2) transformadores de la Subestación (El segundo está siendo instalado actualmente
40 por parte del CONSORCIO TRELCA). El grupo será Ynynd para una configuración en
41 tensiones de 220/110 kV y Ynd11 para una tensión de 220/66 kV, en ambos casos tendrá
42 el terciario en delta.
43

1 El transformador de potencia deberá estar dotados de cambiadores de derivaciones, para
2 operación manual y automática bajo carga, con un total de 31 pasos de 1% cada uno, con
3 la posición 1 para la máxima relación, posición 16 para la relación nominal y la posición 31
4 para la mínima relación.

5
6 El nuevo transformador de potencia deberá tener una impedancia entre el devanado de alta
7 y el devanado de baja, medida con el cambiador en la posición nominal, igual a la de los
8 transformadores 220/66 kV (convertibles a 220/110kV) de 150 MVA de la Subestación (es
9 decir de 9.96 %), sobre la base de la potencia nominal máxima y tensiones nominales.

10
11 Se deberá garantizar que los niveles de pérdidas en los transformadores, para los
12 siguientes niveles de carga permanente: 100%, 75%, y 50%. Los valores garantizados
13 deberán cumplir con lo establecido en la norma IEC 60070 o su equivalente ANSI/IEEE.

14
15 El transformador de potencia trifásico 220/66 kV (convertible a 220/110 kV) de 150 MVA
16 deberá contar con un transformador de puesta a tierra el cual debe conectarse lo más
17 próximo al devanado de 66 kV del nuevo transformador de potencia. Las características
18 técnicas de este transformador de puesta a tierra deben ser establecidas por el
19 Inversionista, con base en sus propios estudios y análisis.

20
21 **Pruebas de rutina:** los transformadores de Potencia deben ser sometidos a las pruebas
22 de rutina establecidos en las publicaciones IEC 60076. Copia de los respectivos protocolos
23 de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

24
25 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe
26 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en
27 todo de acuerdo con las publicaciones IEC 60076. Si el Transmisor Regional no dispone de
28 estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

29
30 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
31 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores.

32 33 4.5.3 Descargadores de Sobretensión

34
35 Los descargadores de sobretensión, deben cumplir las prescripciones de la última edición
36 de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a
37 suministrar

- 38
39 • IEC 60099-4: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for a.c.
40 systems"
41 • IEC 61264: "Ceramic pressurized hollow insulators for high-voltage switchgear and
42 controlgear".
43

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

5
6 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
7 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores iguales o
8 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su
9 equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos
10 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

11
12 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
13 condiciones de estado y funcionamiento de los descargadores.

14 15 **4.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

16
17 Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra, deben cumplir las prescripciones
18 de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al
19 tipo de equipo a suministrar:

- 20
21 • IEC 62271-102: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su
22 equivalente en ANSI.
23 • IEC 60273: "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with
24 nominal voltages greater than 1000 V".
25 • IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear standards".
26

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

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

37
38 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
39 condiciones de estado y funcionamiento de los seccionadores.

40 41 **4.5.5 Transformadores de Tensión**

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

- 4
- 5 • Publicación IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial
6 discharges", o su equivalente en ANSI.
- 7 • Publicación IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
- 8 • Publicación IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and
9 capacitor dividers".

10
11 Los transformadores de tensión podrán ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre
12 fase y tierra o inductivo en función de las condiciones de la subestación. El soporte de tal
13 elección deberá ser presentado al Interventor. La precisión de cada devanado debe
14 cumplirse sin la necesidad de utilizar cargas externas adicionales. La precisión, deberá ser
15 según normas IEC o su equivalente en ANSI, y específicamente, cumplir todos los
16 requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión.

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

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

29
30 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias in situ para verificar las
31 condiciones de estado y funcionamiento de los Transformadores de Tensión.

32 33 4.5.6 Transformadores de Corriente

34
35 Los Transformadores de Corriente, deben cumplir las prescripciones de la última edición de
36 las siguientes normas, o su equivalente en ANSI, según se aplique al tipo de equipo a
37 suministrar:

- 38
- 39 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
40 equivalente en ANSI.
- 41 • IEC 60044-1: "Current Transformers"

1 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en
2 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
3 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
4 025 de 1995, en su última revisión.

5
6 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas
7 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en
8 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines
9 pertinentes de la Interventoría.

10
11 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
12 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de
13 corriente iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación
14 IEC 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no
15 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

16
17 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias in situ para verificar las
18 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia

20 4.5.7 Equipo GIS o Híbrido

21
22 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado sea GIS (Gas Insulated
23 Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe
24 cumplir la siguiente normatividad:

25
26 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las
27 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como
28 lo indicado en estas especificaciones.

- 29
- 30 • IEC60071-Insulation Coordination.
- 31 • IEC62271-203High voltage switchgear and controlgear.
- 32 • IEC60137-Insulated bushings above 1000V.
- 33 • IEC60270-Partial discharge measurement.
- 34 • IEC60376-Specification and acceptance of new SF6.
- 35 • IEC 60480-Guide for checking SF6.
- 36 • IEC62271-1-Common clauses or HV switchgear and controlgears standards.
- 37 • IEC60815-1/2-Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions.
- 38 • IEC 62271-209-Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears.
- 39 • IEC62271-303-Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears.
- 40 • IEC61639-Direct connection between GIS and power transformer.
- 41 |

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

3
4 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
5 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

6
7 **4.5.8 Sistema de puesta a tierra**

8
9 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la
10 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current
11 Substation Grounding" y a los requerimientos del RETIE.

12
13 La subestación estará provista con una instalación de malla de tierra, diseñada para que en
14 condiciones normales y anormales, no se presente ningún peligro para el personal situado
15 en cualquier lugar, al que tenga acceso.

16
17 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto
18 más cercano y conveniente.

19
20 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos
21 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

22
23 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Inversionista seleccionado hará los
24 ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y
25 las tensiones de paso y contacto, según requerimientos del RETIE.

26
27 **4.5.9 Apantallamiento de la Subestación**

28
29 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para
30 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán
31 aterrizados con cables bajantes de cobre.

32
33 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección
34 contra descargas atmosféricas, incluyendo varillas de puesta a tierra. La instalación deberá
35 cumplir con el RETIE, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2.

36
37 **4.6 Equipos de Control y Protección**

38
39 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de
40 control y protección:

41
42 **4.6.1 Sistemas de Protección**

43

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

8
9 El esquema de protección para transformador deberá consistir, como mínimo en un relé de
10 protección con función diferencial de transformador, apta para proteger un transformador
11 con devanado terciario cargable y con cambiador de tomas. Deberá disponer además de
12 restricción de armónicos de segundo y quinto orden para corrientes de energización y
13 condiciones de sobre excitación respectivamente. Deberá tener disponibilidad de al menos
14 cuatro elementos de sobrecorriente, para la implementación de las funciones de
15 sobrecorriente de respaldo de la función diferencial en cada uno de los devanados. Otras
16 funciones de protección podrán ser implementadas de acuerdo con las prácticas propias de
17 cada Transmisor. En este caso deberá considerarse también la protección diferencial de
18 transformador correspondiente

19
20 Para subestaciones nuevas o existentes que lo requieran, el Sistema de Protecciones -SP-
21 para las barras (diferencial de barras) deberá ser redundante con principio de operación
22 diferente. Adicionalmente deberán seleccionarse de acuerdo con la configuración de la
23 subestación. La alimentación DC de cada sistema de protección debe ser independiente;
24 las señales de corriente deben ser tomadas, para cada SP, desde núcleos diferentes de los
25 CT's y cada SP debe tener la posibilidad de comandar disparo a ambas bobinas de los
26 interruptores. Los SP diferenciales de barra, deber ser seleccionado considerando las
27 ampliaciones futuras, y deberán permitir la conexión de CT's con diferentes relaciones de
28 transformación. El inversionista deberá implementar protección diferencial de barras
29 multizona y de fase segregada para las subestaciones nuevas.

30
31 Los relés de protección y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de tecnología
32 numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben incorporar
33 dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los
34 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la
35 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de
36 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con
37 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de búsqueda
38 de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

39
40 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
41 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus
42 modificaciones.

43

1 **4.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

2
3
4
5

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.
	Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3. 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 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	Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal. Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p> <p>Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.</p>	
0	<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 **4.6.2.1 Características Generales**
3

4 Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con las norma IEC.
5

6 El Inversionista seleccionado garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización
7 permita la ampliación a medida que se expandan las Subestaciones y que sin cambios
8 fundamentales en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware y
9 software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de intercambiar y
10 compartir recursos de información) con IED's de diversos fabricantes, razón por la cual
11 deberán utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor Regional garantizará igualmente, que
12 el Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de
13 protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la
14 información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el Sistema
15 de Control, deberá ser entregada por el Transmisor Regional al Interventor para la
16 verificación de cumplimiento.
17

18 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la
19 correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin

1 limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de parametrización
2 del sistema, etc.

3
4 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual
5 se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección
6 y control. Se destacan las siguientes funciones:

- 7
- 8 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,
9 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
 - 10 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
 - 11 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre
 - 12 ○ Equipos vía la red.
 - 13 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y Automatización
 - 14 ○ de la Subestación.
 - 15 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
16 funciones:
 - 17 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
 - 18 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
 - 19 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
 - 20 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación
 - 21 ○ normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni
 - 22 ○ detener el sistema.
 - 23 ○ Mantenimiento de cada equipo.
 - 24 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones
 - 25 ○ del sistema.

26
27
28
29 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o
30 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación
31 y el CND o el centro de control remoto del Inversionista seleccionado (sean funciones de
32 control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista seleccionado es responsable
33 por utilizar los protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos
34 de implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son
35 responsabilidad del Inversionista seleccionado.

36
37 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
38 Subestación:

- 39
- 40 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
41 Subestación.
- 42

- 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 seleccionado será el único responsable de suministrar y hacer operativos los protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con el CND.

4.6.3 Medidores multifuncionales

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

4.6.4 Controladores de Bahía

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

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

- Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- Despliegue de alarmas.
- Despliegue de eventos.
- Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.

1 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
2 función.

3 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
4

5 Deben también tener LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos
6 para la comunicación.
7

8 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria
9 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.
10

11 **4.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

12 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.
13 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y
14 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.
15

16 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM
17 y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y estar
18 sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de servicios
19 auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes
20 funcionalidades como mínimo:
21

22 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía.

23 • Despliegue de alarmas.

24 • Despliegue de eventos.

25 • Despliegue de medidas de tensión y de corriente.

26 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
27 función.
28

29 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
30

31 Deben también tener LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos
32 para la comunicación.
33

34 **4.6.6 Switches**

35 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para
36 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:
37

38 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
39

40 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
41
42

- 1 • Deberá incluir las siguientes características de red:
 - 2 ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
 - 3 ○ IEEE 802.1q VLAN
 - 4
- 5 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 6
- 7 • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
- 8 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- 9
- 10 • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más
- 11 exigente.
- 12

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

16 **4.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

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

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

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

29
30 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IED's, registradores
31 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con auto-
32 diagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

33 **4.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

34 **4.6.8.1 Controlador de la Subestación**

35
36 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del
37 sitio de instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y
38 control de la Subestación proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la
39 procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la

1 entrega al Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con la programación realizada
2 en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de ella.
3 La información requerida para realizar la supervisión remota, se enviará por enlaces de
4 comunicaciones.

5
6 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés
7 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la
8 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para
9 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores de
10 fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos, accesorios,
11 programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de gestión de
12 protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

13 14 **4.6.8.2 Registradores de Fallas**

15
16 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la
17 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de
18 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de
19 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo
20 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
21 establecido en el Código de Redes CREG025 de 1995, en su última revisión.

22 23 **4.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

24
25 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través de
26 una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo SCADA.
27 Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para mostrar la
28 información del proceso.

29
30 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos
31 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la
32 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

- 33 • Adquisición de datos y asignación de comandos.
- 34 • Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- 35 • Comunicación con el CND.
- 36 • Comunicación con la red de área local.
- 37 • Facilidades de mantenimiento.
- 38 • Facilidades para entrenamiento.
- 39 • Función de bloqueo.
- 40 • Función de supervisión.
- 41 • Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- 42 • Guía de operación.

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

14 15 **4.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

16
17 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de 1995,
18 en su última revisión.

19 20 **4.7 Obras Civiles**

21
22 Estará a cargo del Inversionista seleccionado la construcción de las obras civiles necesarias
23 en la subestación, cumpliendo con el PMA del Proyecto o la Subestación. Todos los diseños
24 de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas
25 Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10

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

- 33
34 • Memorias de cálculo que soporten los diseños.
- 35
36 • Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,
37 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
- 38
39 • Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y
40 editarse la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones
41 hechas en campo verificadas por el Interventor.
- 42

5. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

5.1 Pruebas y Puesta en Servicio

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

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

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

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

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

5.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio

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

- Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.

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

19 **6. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

20
21 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
22 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

23 24 25 **7. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**

26
27 Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor Regional debe entregar al
28 Interventor un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo
29 requiere el Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la
30 UPME.

31 32 33 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

34
35 Información específica referente a la presente Convocatoria Pública, como costos de
36 conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital en
37 lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los
38 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante
39 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico.

40
41

1 **9. FIGURAS**

2

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

4

5 Figura 1 - Unifilar subestación El Bosque 220/66 kV

6

7