

1  
2  
3 **ANEXO 1**  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13

14 **DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO**  
15  
16  
17  
18  
19

20  
21 **CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 02 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2010**  
22

23 **(UPME – 02 – 2010)**  
24  
25  
26  
27  
28  
29

30 **SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO, ADQUISICIÓN DE LOS**  
31 **SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN TERMOCOL**  
32 **220 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS**  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42

43 **Bogotá, D.C., mayo de 2012**  
44  
45  
46

1			
2		<b>ÍNDICE</b>	
3	<b>1.</b>	<b>CONSIDERACIONES GENERALES .....</b>	<b>4</b>
4		1.1 REQUISITOS TÉCNICOS ESENCIALES .....	4
5		1.2 DEFINICIONES.....	5
6	<b>2.</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 5</b>	
7		2.1 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS.....	5
8		2.2 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO .....	6
9	<b>3.</b>	<b>ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES.....</b>	<b>8</b>
10		3.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA.....	8
11		3.2 NIVEL DE CORTO CIRCUITO.....	9
12		3.3 MATERIALES.....	9
13		3.4 EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA .....	9
14		3.5 LICENCIA AMBIENTAL, PERMISOS Y CONTRATOS DE CONEXIÓN .....	9
15		3.6 INFRAESTRUCTURA Y MÓDULO COMÚN .....	11
16		3.7 PRUEBAS EN FÁBRICA .....	11
17		3.8 ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN TERMOCOL 220 KV .....	12
18	<b>4.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 220 KV .....</b>	<b>12</b>
19		4.1 GENERAL .....	12
20		EL CÓDIGO DE REDES CORRESPONDE A LA RESOLUCIÓN CREG 025 DE 1995 CON SUS ANEXOS, INCLUYENDO	
21		TODAS SUS MODIFICACIONES.....	13
22		4.2. RUTA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 KV.....	13
23		4.3 LONGITUD DE LAS LÍNEAS.....	13
24		4.4 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN LÍNEAS DE 220 KV .....	14
25		4.4.1 AISLAMIENTO .....	14
26		4.4.2 CONDUCTORES DE FASE.....	14
27		4.4.3 CABLES DE GUARDA .....	15
28		4.4.4 PUESTA A TIERRA DE LAS LÍNEAS .....	15
29		4.4.5 TRANSPOSICIONES DE LÍNEA.....	15
30		4.4.7 LOCALIZACIÓN DE ESTRUCTURAS.....	16
31		4.4.8 SISTEMA ANTIVIBRATORIO.....	16
32		4.4.9 CIMENTACIONES.....	16
33		4.4.10 OBRAS COMPLEMENTARIAS.....	16
34		4.5 INFORME TÉCNICO.....	17
35	<b>5.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN.....</b>	<b>17</b>
36		5.1 GENERAL .....	17
37		5.2 Normas para fabricación de los equipos.....	18

1	5.3 Condiciones Sísmicas.....	18
2	5.3.1 Procedimiento General del diseño .....	18
3	5.3.2 Estudios del Sistema.....	20
4	5.3.3 Distancias de seguridad.....	21
5	5.4 EQUIPOS DE POTENCIA .....	21
6	5.4.1 Interruptores .....	21
7	5.4.2 Descargadores de Sobretensión .....	22
8	5.4.3 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra .....	22
9	5.4.4 Transformadores de tensión .....	22
10	5.4.5 Transformadores de Corriente.....	23
11	5.5 EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN .....	23
12	5.5.1 Sistemas de Protección .....	23
13	5.5.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestación .....	24
14	5.5.3 Medidores multifuncionales .....	27
15	5.5.4 Controladores de Bahía .....	27
16	5.5.5 Controlador de los servicios auxiliares.....	28
17	5.5.6 Switches .....	28
18	5.5.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1 .....	29
19	5.5.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2 .....	29
20	5.5.9 Requisitos de Telecomunicaciones.....	31
21	5.6 OBRAS CIVILES .....	31
22	5.7 MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO .....	31
23	<b>6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO .....</b>	<b>32</b>
24	6.1 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO .....	32
25	6.2 INFORMACIÓN REQUERIDA POR CND PARA LA PUESTA EN SERVICIO.....	32
26	<b>7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN .....</b>	<b>33</b>
27	<b>8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA .....</b>	<b>33</b>
28	<b>9. FIGURAS .....</b>	<b>33</b>
29		

1 ANEXO 1

2

3 **1. CONSIDERACIONES GENERALES**

4 Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas en el  
5 presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del  
6 Inversionista de la Convocatoria Pública UPME - 02- 2010.

7

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

12

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

16

17 Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los equipos e  
18 instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el presente Anexo No. 1 de los  
19 Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de  
20 1995 y sus actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE y todas sus modificaciones  
21 vigentes en la fecha de ejecución de los diseños y la ejecución de las obras. En los aspectos a los que no  
22 hacen referencia los documentos citados, el Transmisor deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería  
23 y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser relacionados, informados y  
24 documentados al Interventor. La adopción de criterios de ingeniería y normas específicas para el Proyecto  
25 deberá ser tal que con su aplicación no se incumpla en ningún caso con lo establecido en los Documentos de  
26 Selección del Inversionista, en el Código de Redes y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de  
27 Minas y Energía, MME. Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los  
28 puntos de conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación según  
29 los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.

30 **1.1 REQUISITOS TÉCNICOS ESENCIALES**

31 De acuerdo con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta  
32 Convocatoria, Resolución MME 18 1294 de agosto de 2008, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para  
33 el Proyecto será obligatorio que se deba contar con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales  
34 legalmente competentes para desarrollar esta actividad como se establece en el Artículo 8 del RETIE de la  
35 fecha anotada, en general y el numeral 8.4 en particular.

36

37 NOTA IMPORTANTE Como requisito general, de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos  
38 técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE, con el Código de Redes, con normas técnicas  
39 nacionales o internacionales y con resoluciones de la CREG y del Ministerio de Minas y Energía, se establece

1 que, de producirse una revisión o una actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del  
2 inicio de los diseños según cronograma presentado por el Transmisor y aprobado por la UPME, la última de  
3 estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos requeridos, primará sobre cualquier versión  
4 anterior de los citados documentos.

## 5 1.2 DEFINICIONES

6 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido en el Numeral 1.1  
7 del Volumen I (Documentos de Selección del Inversionista - DSI).

## 8 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

9 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, operación y  
10 mantenimiento de las obras definidas en el “Plan de Expansión de Referencia – Generación – Transmisión  
11 2010 – 2024”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de Minas y Energía 182215 de noviembre 22 de  
12 2010 y modificado por la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 181263 de agosto 4 de 2011, así:

- 13
- 14 i. Construcción de la nueva Subestación Termocol 220 kV.
- 15
- 16 ii. Reconfiguración de una de las líneas Termoguajira - Santa Marta 220 kV en Termocol - Santa Marta  
17 y Termoguajira - Termocol por medio de un doble circuito de 0.760 km, aproximadamente desde la  
18 nueva subestación hasta el punto de apertura.
- 19

### 20 2.1 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS

#### 21 **Subestación Termocol 220 kV**

22 Las obras en la Subestación Termocol, a cargo del inversionista, consisten en el diseño y la construcción de  
23 una nueva subestación 220 kV. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la  
24 primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una  
25 solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y  
26 todos los demás requisitos establecidos en los DSI, incluyendo los espacios de reserva para campos futuros.

27

28 La Subestación Termocol de 220 kV tendrá un esquema de Interruptor y Medio, con dos (2) circuitos de línea,  
29 para la reconfiguración de la línea Santa Marta - Termoguajira.

30

31 En la subestación Termocol 220 kV también se deberán incluir los espacios correspondientes a las bahías  
32 para las cuatro (4) conexiones provenientes de la planta de generación; sin embargo, los equipos asociados  
33 no harán parte del objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 02-2010 ya que los mismos estarán a  
34 cargo del promotor del proyecto de generación, en este caso, POLIOBRAS S.A. E.S.P..

35

36 El diagrama unifilar de la subestación Termocol 220 kV se muestra en la Figura 2. Es de anotar que la  
37 ubicación de las salidas según el diagrama unifilar, es tal que cada circuito, uno hacia Santa Marta y el otro  
38 hacia Termoguajira, estén en diferente diámetro y diferente barra y que los cuatro (4) generadores queden  
39

1 distribuidos en los tres (3) diámetros, buscando una disposición de alto nivel de confiabilidad. Sin embargo,  
2 considerando que las bahías requeridas para la conexión de las unidades de generación del proyecto  
3 Termocol están a cargo del GRUPO POLIOBRAS S.A. E.S.P. y no son objeto de la presente Convocatoria  
4 Pública, el Transmisor y el promotor del proyecto de generación podrán llegar a un acuerdo para efectos de  
5 ubicación física de las bahías de la Subestación, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad; en  
6 tal caso, el diagrama unifilar de la subestación objeto de la presente Convocatoria Pública, podrá ser  
7 modificado previa revisión del Interventor y aprobación de la UPME.  
8

9 La presente Convocatoria UPME 02-2010, debe incluir el módulo de barraje donde se instalaran las bahías de  
10 los circuitos provenientes de la conexión de la generación de la central Termocol.  
11

12 La nueva subestación Termocol 220 kV, estará compuesta de los siguientes módulos:  
13

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
<b>Modulo de baraje tipo 1 configuración interruptor y medio.</b>	1
<b>Bahía de línea configuración interruptor y medio.</b>	2
<b>Diferencial de barras</b>	1
<b>Corte central configuración interruptor y medio.</b>	1
<b>Modulo común tipo 1</b>	1
<b>Sistema de control, dispositivos e infraestructura asociada</b>	1

14 El diferencial de barra deberá tener en cuenta todos los elementos objeto de la presente convocatoria, los  
15 equipos que se conectarán que no son objeto de la presente convocatoria y los de las futuras ampliaciones  
16 previstas en este documento.  
17

18 Se deberán prever espacios de reserva para futuras ampliaciones tal como se señala en el numeral 3.8 del  
19 presente Anexo.  
20

### 21 **Línea de Transmisión a 220 kV**

22 La línea a 220 kV saldrá desde la nueva subestación Termocol 220 kV hasta el punto de intersección con uno  
23 de los circuitos Santa Marta – Termoguajira a 220 kV, es decir, uno de los circuitos resultantes irá hacia la  
24 subestación Santa Marta, y el otro hacia la subestación Termoguajira.  
25  
26  
27  
28

## 29 **2.2 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO**

### 30 **Con TRANSELCA S.A. E.S.P.:**

31 En el punto de seccionamiento de la línea Santa Marta – Termoguajira a 220 kV. El Inversionista deberá  
32 garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones, control, protecciones de las bahías de la  
33 subestación Termocol 220 kV y con las de los otros extremos (Santa Marta y Termoguajira).  
34  
35

1 El Transmisor deberá actuar en coordinación con TRANSELCA S.A. E.S.P., entidad a la que deberá pagar el  
2 valor de los costos asociados con la conexión a la línea Santa Marta- Termoguajira a 220 kV, que incluyen, de  
3 acuerdo con el alcance señalado por dicha empresa, lo siguiente:

- 4
- 5 ➤ Revisar / aprobar diseños de nuevos esquemas de telecomunicaciones y teleprotección
- 6 ➤ Actualización de SOE y Registrador de fallas
- 7 ➤ Actualización de datos en mímicos locales y CCT
- 8 ➤ Coordinar consignaciones
- 9 ➤ Revisar el cumplimiento del código de Redes
- 10 ➤ Revisión del estudio de coordinación de protecciones
- 11 ➤ Coordinación en sitio del montaje del punto de derivación sobre la línea Santa Marta – Termoguajira
- 12 a 220 kV.
- 13 ➤ Revisión del diseño del punto de derivación sobre la línea Santa Marta- Termoguajira a 220 kV
- 14 ➤ Actualización de los planos del punto de derivación de la línea Santa Marta- Termoguajira a 220 kV.
- 15

16 El valor que se deberá pagar a TRANSELCA SA ESP, expresado en pesos Colombianos de agosto de 2011,  
17 corresponde a la suma de CIENTO DIECISÉIS MILLONES NOVECIENTOS CINCUENTA Y CUATRO MIL  
18 NOVECIENTOS VEINTICUATRO PESOS ( \$ 116.954.924 ), valor éste que se actualizará a la fecha de pago  
19 con el Índice de Precios al Productor Nacional (IPP) certificado por la entidad competente.

20

21 Debido a la cercanía de la línea de transmisión Santa Marta – Termoguajira 200 kV con la planta Termocol y  
22 la Subestación misma, se sugiere que la derivación para conectar el nuevo tramo objeto de la presente  
23 Convocatoria Pública UPME 02-2010, se realice en la torre No 22 de la línea Santa Marta – Termoguajira.  
24 Este tramo tendría una longitud aproximada de 0.760 km hasta el pórtico de la nueva subestación a 220 kV.  
25 Sin embargo, es responsabilidad del Inversionista seleccionar la ubicación del punto de derivación y la ruta  
26 para el nuevo circuito a 220 kV.

27

28 **Con POLIOBRAS.**

29

30 El propietario de la Central de Generación Termoeléctrica Termocol y sus activos de conexión, es el **GRUPO**  
31 **POLIOBRAS S.A. E.S.P.**

32

33 **Ubicación de la central:** Corregimiento de Bonda, Vereda Palangana, Distrito Histórico, Turístico y  
34 Cultural de Santa Marta, Departamento del Magdalena.

35

36 **Acceso a la central:** Carretera troncal del Caribe, a la altura del kilómetro 5 desde la ciudad de  
37 Santa Marta hacia la ciudad de Riohacha, junto al peaje de Neguanje.

38

39 Esta central tiene una capacidad de 202 MW aprobados por la UPME en el punto de conexión subestación  
40 Termocol 220 kV. Los activos de conexión estarán a cargo del promotor del proyecto POLIOBRAS S.A. E.S.P.  
41 En este sentido, el Inversionista deberá garantizar que los dos (2) módulos de línea objeto de la presente  
42 Convocatoria Pública, sean totalmente compatibles en cuanto a comunicaciones, control y protecciones, etc.,  
43 con los cuatro (4) módulos correspondientes a las cuatro (4) salidas de la central de generación Termocol.

44

1 El contrato de conexión entre el Transmisor, Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública  
2 UPME 02-2010, y el generador, en este caso POLIOBRAS S.A. E.S.P., deberá incluir como mínimo, lo  
3 relacionado con la ubicación de las bahías tal como se señaló anteriormente, el arriendo o alquiler o venta del  
4 espacio para la ubicación de los módulos asociados a la central de generación Termocol en patio o derechos  
5 de acceso a dichos módulos; alquiler o venta del espacio para la ubicación de los tableros de control y  
6 protecciones; enlace al sistema de control del CND; servicios de administración y operación de los activos de  
7 220 kV; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC.

8  
9 Dicho contrato de conexión deberá quedar firmado dentro de los tres (3) meses siguientes a la oficialización  
10 del Ingreso Anual Esperado al Inversionista seleccionado objeto de la Convocatoria UPME 02-2010 Proyecto  
11 Termocol 220 kV, al menos en sus condiciones básicas, las cuales incluyen, entre otros, la definición del  
12 predio de la Subestación y la tecnología de los equipos de la Subestación (Convencionales, G/S o híbridos).

13  
14 Se deberá entregar copia del contrato de conexión al Interventor, firmado por las partes, para efecto de  
15 verificación de cumplimiento.

### 17 3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

18 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las especificaciones  
19 técnicas consignadas en este Anexo. El uso de normas y procedimientos aquí descritos podrá ser modificado  
20 en cualquier momento, hasta la fecha de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso,  
21 previa comunicación al Interventor, quien informará a la UPME que los requisitos y calidades técnicas se  
22 mantengan.

23  
24 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de las subestaciones  
25 existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

#### 26 3.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA

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

##### 30 Nivel de 220 kV

31		
32	Tensión nominal	220 kV
33	Frecuencia asignada	60 Hz
34	Puesta a tierra	Sólida
35	Numero de fases	3
36	Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
37	Servicios Auxiliares DC	125V
38	Tipo de la Subestación	Convencional o GIS o un híbrido.

##### 40 Líneas de 220 kV:

- 1 Tipo de línea: Aérea con torres autosoportadas  
2 Circuitos por torre: 2  
3 Conductores de fase: Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.  
4 Cables de guarda: Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.  
5

## 6 3.2 NIVEL DE CORTO CIRCUITO

7 La capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la presente Convocatoria no  
8 deberá ser inferior a 40 kA; sin embargo el inversionista deberá realizar los estudios pertinentes, de tal  
9 manera que se garantice que el nivel de corto asignado será el adecuado para los equipos durante la vida útil  
10 de estos. La duración asignada al corto circuito no deberá ser inferior a un segundo. Podrá servir como  
11 referencia indicativa la información de los Planes de Expansión más recientes elaborados por la UPME.

## 12 3.3 MATERIALES

13 Todos los materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad, libres de defectos e  
14 imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser tales que se eviten la acumulación de  
15 agua. Todos los materiales de uso en el Proyecto, listados en la tabla No. 1 del RETIE deberán contar con  
16 certificado de producto según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista deberá presentar para  
17 fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores consideraciones. En el  
18 caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del inicio de los diseños y de la construcción de  
19 la obra, primará sobre el Reglamento actualmente vigente.

## 20 3.4 EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA

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

## 26 3.5 LICENCIA AMBIENTAL, PERMISOS Y CONTRATOS DE CONEXIÓN

27 La consecución de todas las licencias y permisos o cesión de licencias y permisos, son responsabilidad del  
28 Inversionista.  
29

### 30 **Licencia ambiental:**

31  
32 Mediante Resolución 0772 del 27 de abril de 2009 expedida por el Ministerio de Ambiente Vivienda y  
33 Desarrollo Territorial (MAVDT), se le otorgó a la empresa Grupo POLIOBRAS S.A. E.S.P., Licencia Ambiental  
34 para la construcción y operación del Proyecto Termoeléctrico TERMOCOL, localizado en el corregimiento de  
35 Bonda y vereda Palangana, Distrito Histórico, Turístico y Cultural de Santa Marta, departamento del  
36 Magdalena. Según el artículo segundo de la mencionada Resolución, se definen las actividades que se

1 autorizan realizar, entre ellas la instalación de cuatro (4) unidades de generación, los transformadores de  
2 potencia, instalaciones administrativas y de vigilancia, cuarto de control, talleres, bodegas y parqueaderos y  
3 construcción de muchas otras instalaciones accesorias al proyecto. Sin embargo, no se incluyen actividades  
4 asociadas a la construcción de la Subestación ni la Línea de Transmisión requerida para la conexión al SIN.  
5

6 El GRUPO POLIOBRAS S.A. E.S.P., mediante oficio del 29 de diciembre de 2011 inició el trámite de  
7 modificación de la Licencia Ambiental Resolución MAVDT 0772 del 27 de abril de 2009, incluyendo el  
8 proyecto de conexión al STN con sus planos y mapas de localización, así como el costo de la modificación y  
9 su justificación. Sobre el particular, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales expidió el Auto 065 del 17  
10 de enero de 2012 por el cual se dió inicio al trámite administrativo tendiente a modificar la Licencia Ambiental  
11 otorgada mediante la Resolución MAVDT 0772 del 27 de abril de 2009, en el sentido que se autorice la  
12 construcción y operación de una línea de conexión de la termoeléctrica Termocol al SIN y la instalación de la  
13 respectiva subestación.  
14

15 El 22 de febrero de 2012, en atención al procedimiento de modificación de licencias ambientales, la  
16 Corporación Autónoma Regional del Magdalena CORPOMAG remitió a la ANLA su concepto copia del  
17 informe técnico de evaluación del Estudio de Impacto Ambiental presentado por Poliobras S.A. E.S.P.  
18

19 Finalmente, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA expidió la Resolución 0251 del 25 de  
20 abril de 2012 “POR MEDIO DE LA CUAL SE MODIFICA LA LICENCIA AMBIENTAL OTORGADA MEDIANTE  
21 RESOLUCIÓN 772 DE ABRIL DE 2009, Y SE TOMAN OTRAS DETERMINACIONES”.  
22

23 De acuerdo con lo anterior, tal como se indicó anteriormente, el Inversionista de la presente Convocatoria  
24 Pública UPME 02-2010 deberá tramitar la cesión en o que respecta a la Subestación y la Línea de  
25 Transmisión.  
26

27 Los documentos mencionados en los anteriores incisos, se publican adjuntos a los presentes DSI.  
28  
29

### 30 **Contratos de conexión:**

31  
32 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos técnicos,  
33 administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan imprecisiones en este aspecto antes de  
34 la fabricación de los equipos y materiales del Proyecto. **La fecha para haber llegado a estos acuerdos**  
35 **técnicos se deberá reflejar como Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de**  
36 **verificación por parte del Interventor.**  
37

38 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán manejar  
39 independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos técnicos y administrativos  
40 constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la regulación vigente deberá ser certificado por el  
41 Transmisor. Copia de estos acuerdos deberán entregarse al Interventor.

1    3.6 INFRAESTRUCTURA Y MÓDULO COMÚN

2    El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo inicial y futuro de los patios de conexiones  
3    de los niveles 220 kV junto con los espacios de acceso, vías internas y edificios. Igualmente estará a cargo  
4    del Inversionista la vía de acceso al predio de la Subestación Termocol o las adecuaciones necesarias.

5    El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y módulos comunes  
6    de la Subestación Termocol a nivel de 220 kV, es decir las obras civiles y los equipos que sirven a la  
7    Subestación y que son utilizados por todas las bahías de la Subestación inclusive aquellas que no son objeto  
8    de la presente Convocatoria. La infraestructura y módulo común de la Subestación estarán conformadas  
9    como mínimo por los siguientes componentes:

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

18   **Equipos:** incluyen los sistemas de automatización, de gestión de medición, de protecciones y el sistema de  
19   comunicaciones propio de la Subestación Termocol, materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos  
20   para los servicios auxiliares, los equipos de conexión a 220 kV, todo el cableado necesario y las obras civiles  
21   asociadas, los equipos de medición, control, protección y comunicaciones.

22   La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en las normas asociadas.

23   3.7 PRUEBAS EN FÁBRICA

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

29  
30   Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales, estos deberán ser sometidos a todas las  
31   pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los  
32   reportes de prueba de aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

1 **3.8 ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN TERMOCOL 220 kV**

2 El inversionista deberá dotar la Subestación Termocol de los espacios físicos necesarios para facilitar la  
3 construcción de futuras bahías, sean de línea o de transformación; no obstante lo anterior, los equipos para  
4 las bahías futuras no son parte del Proyecto.

5  
6 En las previsiones se deberá considerar la futura instalación de:

- 7  
8 • Dos (2) diámetros completos para dos bahías, sean de línea o de transformación.  
9

10 El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los futuros equipos en los  
11 espacios de reserva, es decir, deberá dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y  
12 deberá realizar las obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno no se deteriore.  
13 Adicionalmente, tanto los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán estar incluidas  
14 dentro del mantenimiento que el Inversionista realice a la Subestación, hasta tanto sean ocupados.

15  
16 El Interventor verificará el cumplimiento de las exigencias para los espacios de reserva establecidos en el  
17 presente Anexo.

18  
19 El Inversionista de la presente Convocatoria Pública UPME 02-2010 no estará obligado a prever espacios de  
20 reserva adicionales a los exigidos en el presente Anexo. En caso de requerirse tal previsión por parte del  
21 generador, será un acuerdo independiente entre las partes, sin que ello afecte lo ya definido.  
22

23 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 220 KV**

24 **4.1 GENERAL**

25 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de 220 kV:  
26

Ítem	Descripción	Magnitud
1	Voltaje nominal trifásico	<b>220 kV</b>
2	Frecuencia nominal	<b>60 Hz</b>
3	Número de circuitos	<b>2</b>
4	Número de fases	<b>3</b>
5	Conductores por fase	Numeral 4.4.2
6	Cable de guarda	Numeral 4.4.3
7	Longitud estimada del tramo nuevo	<b>0.760 km</b>
8	Altura promedio sobre el nivel del mar	<b>0 m</b>
9	Distancias de seguridad	Código de Redes o RETIE según aplique
10	Ancho de servidumbre	RETIE
11	Máximo campo eléctrico e interferencia	Código de Redes o RETIE según aplique
12	Contaminación salina	No se presenta
13	Conductor de fase	Numeral 4.4.2
14	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique

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

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

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

#### 5 4.2. RUTA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 kV

6 La selección de la ruta de las líneas de transmisión objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 02-  
7 2010, asociadas a la subestación Termocol 220 kV, será responsabilidad del Inversionista seleccionado.  
8

9 Por lo tanto, a efectos de definir la ruta de la línea de transmisión a 220 kV, será el Inversionista el  
10 responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los  
11 asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con  
12 las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de  
13 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o  
14 restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, se deberán tramitar los permisos, licencias o  
15 cesiones de permisos y/o licencias a que hubiere lugar.  
16

17 En la Figura 1 se puede apreciar la localización geográfica del lote de la Subestación, la localización  
18 aproximada de la línea de 220 kV a intervenir y la ruta propuesta de la Línea de Transmisión objeto de la  
19 presente Convocatoria Pública.

#### 20 4.3 LONGITUD DE LAS LÍNEAS

21 Las longitudes anunciadas en este documento son de referencia y están basadas en estimativos preliminares.  
22 Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para efectos de su propuesta económica  
23 deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones.  
24

25 Línea	Voltaje	Longitud Aproximada
26 Termocol - Santa Marta*	220 kV	0.760 km
27 Termocol - Termoguajira*	220 kV	0.760 km

29

1 \* Desde la futura Subestación Termocol al punto de seccionamiento de la línea Santa Marta - Termoguajira  
2 220 kV.

### 3 4.4 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN LÍNEAS DE 220 kV

4 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del Proyecto son las  
5 establecidas en este Anexo No. 1, los Documentos de Selección – DSI, en el Código de Redes (Resolución  
6 CREG 025 de 1995 y actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE (Resolución MME 18-  
7 1294 de agosto de 2008, Resolución 18 0195 de febrero de 2009 y actualizaciones posteriores previas al  
8 diseño y construcción de la línea).

9  
10 El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor cumplan con las normas  
11 técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.

#### 12 4.4.1 Aislamiento

13 El inversionista deberá verificar la coordinación de aislamiento de las líneas y subestaciones, teniendo en  
14 cuenta los máximos sobre-voltajes que puedan presentarse en las líneas o extremos desconectados del  
15 sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las barras de 220 kV no deben ser  
16 inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal.

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

#### 22 4.4.2 Conductores de fase

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

#### 27 28 **Los tramos resultantes de la reconfiguración de la línea Santa Marta - Termoguajira 220 kV deberán** 29 **cumplir con las siguientes condiciones técnicas**

- 30  
31 • Una capacidad en Amperios igual o superior a 900 Amperios. Este valor no podrá estar limitado por  
32 ninguno de los equipos asociados en la Subestación Termocol 220 kV.
- 33  
34 • El valor de resistencia DC a 20°C del conductor de fase deberá ser igual o inferior 0,0713  
35 Ohmios/km.
- 36  
37 • El cable conductor de fase instalado actualmente en la línea Santa Marta - Termoguajira 220 kV es  
38 AAAC Greeley 927,2 MCM  $\varnothing= 28,14$  mm.

- 1  
2 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder el 50% de su  
3 correspondiente tensión de rotura.  
4  
5 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia establecidas en la  
6 normatividad aplicable.  
7  
8 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.4 del Artículo 14 del RETIE, los valores máximos permitidos  
9 para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético son los indicados en la Tabla 21 del  
10 RETIE, donde el público o una persona en particular pueden estar expuestos durante varias horas.
- 11 **4.4.3 Cables de guarda**
- 12 El cable de guarda instalado actualmente en la línea Santa Marta - Termogujira 220 kV es Alumoweld 7 No  
13 6 AWG  $\varnothing= 12,34$  mm.  
14  
15 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Transmisor.  
16  
17 Se requiere que todos los tramos de línea tengan cable de guarda. El cable de guarda a instalar deberá  
18 soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea,  
19 garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del aislamiento. El incremento de  
20 temperatura del cable de guarda a ser instalado deberá soportar las corrientes de corto circuito monofásico de  
21 la línea.  
22  
23 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda, no deberá exceder  
24 el 50% de su correspondiente tensión de rotura.  
25  
26 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor cumpla con las normas  
27 técnicas aplicables.
- 28 **4.4.4 Puesta a tierra de las líneas**
- 29 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del sitio de las  
30 estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con base en la resistividad del  
31 terreno y la componente de la corriente de corto circuito que fluye a tierra a través de las estructuras, se  
32 deben calcular los valores de puesta a tierra tal que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la  
33 recomendación IEEE 80 y con lo establecido en el Artículo 15 del RETIE en su última revisión. La medición de  
34 los voltajes de paso y contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en servicio de las  
35 Subestaciones y las líneas, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del RETIE y  
36 específicamente con lo establecido en el numeral 15.5.3.
- 37 **4.4.5 Transposiciones de línea**
- 38 El Transmisor deberá asegurar que los desbalances en las fases cumplan con la norma técnica aplicable para  
39 ello. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo de todos los costos asociados como por ejemplo:

1 montaje o desmontaje de transposiciones, coordinación con el propietario de la línea existente, estudios. En  
2 general, la implementación física de la solución hace parte del Proyecto.

3

#### 4 4.4.6 Estructuras

5

6 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar mediante combinación de las distancias  
7 mínimas correspondientes a las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de  
8 maniobra y a las sobretensiones de frecuencia industrial.

9

10 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser autosoportadas y no deberán requerir para su montaje  
11 el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Transmisor podrá hacer uso de estos recursos para su  
12 montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de  
13 recursos.

14

15 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la evaluación de los árboles de cargas  
16 definitivos debe hacerse para cada una de las hipótesis de carga y el diseño estructural deberá adelantarse  
17 según lo establecido en la última revisión del RETIE, Artículo 25.

18

#### 18 4.4.7 Localización de estructuras

19

19 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad sobre el terreno y  
20 obstáculos, medidas en metros para las condiciones de máxima temperatura del conductor exigidas durante  
21 toda la vida útil del Proyecto según el RETIE, Artículo 13.

22

#### 22 4.4.8 Sistema Antivibratorio

23

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

30

#### 30 4.4.9 Cimentaciones

31

31 Para los fines pertinentes el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo de las  
32 cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 098 de 2000, numeral 2.7.,  
33 o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras.

34

#### 34 4.4.10 Obras complementarias

35

35 El Interventor informará a la UPME acerca del cumplimiento de requisitos técnicos del diseño y construcción  
36 de todas las obras civiles que garanticen la estabilidad de los sitios de torre, protegiendo taludes, encauzando

1 aguas, etc., tales como muros de contención, tablestacados o trinchos, cunetas, filtros, obras de mitigación,  
2 control de efectos ambientales y demás obras que se requieran.

### 3 4.5 INFORME TÉCNICO.

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

- 8
- 9 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 10 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 11 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo con el numeral 3.3  
12 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 13 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 14 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la Resolución CREG 098  
15 de 2000.
- 16 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.

## 17 5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN

18 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

### 19 5.1 GENERAL

#### 20 **Predio de la Subestación Termocol:**

21

22 La nueva subestación deberá estar localizada en el terreno aledaño a la planta de generación Termocol  
23 descrito en la Figura 1, el cual es propiedad de POLIOBRAS S.A. E.S.P. Por lo tanto, será responsabilidad del  
24 Transmisor acordar con el propietario del lote en cuestión todas las particularidades del mismo.

25

26 La UPME, con base en investigaciones preliminares, presenta la Figura 1 correspondiente al mapa de  
27 ubicación general del proyecto, en el que se indica el área en la cual deberá estar ubicada la subestación  
28 Termocol y el área del posible corredor de la línea de transmisión. No obstante, será el Inversionista el  
29 responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los  
30 asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con  
31 las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de  
32 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o  
33 restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán tramitar los permisos, licencias o  
34 cesiones de permisos y licencias a que hubiere lugar.

35

36 **Conexiones con equipos existentes:** el Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer  
37 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y  
38 protección de las bahías de la Subestación Termocol 220 kV con las subestaciones Santa Marta y  
39 Termoguajira, las dos a 220 kV.

1  
2 **Servicios Auxiliares en la Subestación Termocol:** el Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares  
3 en AC y DC suficientes para la topología de la Subestación.

4  
5 **Infraestructura y Módulo Común:** como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las  
6 obras y equipos constitutivos del modulo común como se describe en el numeral 3.6 de este Anexo No. 1.

7  
8 **5.2 Normas para fabricación de los equipos**

9  
10 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las Normas *International*  
11 *Electrotechnical Commission* – IEC, *International Organization for Standardization* – ISO, ANSI – American  
12 National Standards Institute, *International Telecommunications Union* - ITU-T, Comité Internacional Spécial des  
13 Perturbations Radioélectriques – CISPR. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a consideración  
14 del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos eminentemente técnicos y de calidad.

15  
16 **5.3 Condiciones Sísmicas**

17  
18 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la publicación IEC  
19 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de acuerdo con la publicación IEEE-693  
20 Recommended Practice for Seismic Design of Substations, la de mayores exigencias. El Transmisor deberá  
21 entregar copias al Interventor de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son  
22 aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

23  
24 **5.3.1 Procedimiento General del diseño**

25  
26 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 27  
28 a) Inicialmente, el Inversionista preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto, que gobernarán el  
29 desarrollo total del Proyecto.

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

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

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

- 11  
12 b) Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien hará los  
13 comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las aclaraciones y justificaciones por  
14 parte del Inversionista. Para lo anterior se efectuarán reuniones conjuntas entre ambas partes para lograr  
15 los acuerdos modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.
- 16  
17 c) Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Inversionista, este último  
18 emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.
- 19  
20 d) Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el documento de  
21 cumplimiento obligatorio.

22  
23 En esta Especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto representados en  
24 especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de pruebas.

25  
26 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos de Ingeniería de  
27 Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle; documentos de seguimiento de los  
28 Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas en fábrica y en campo; los procedimientos de  
29 montaje y puesta en servicio y la operación y mantenimiento.

30  
31 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista y entregada a la  
32 Interventoría para revisión.

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

40  
41 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la Interventoría a efecto de  
42 cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la  
43 Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios  
44 respectivos al Inversionista y a la UPME si es del caso.

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

5  
6 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la Interventoría, quien  
7 formulará los comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si es del caso.

8  
9 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos que preparen y  
10 entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos documentos serán objeto de  
11 revisión por la Interventoría quien formulará los comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista.

12  
13 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en campo, la puesta  
14 en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán objeto de revisión por parte de la  
15 Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista y a la UPME si es del caso.

16  
17 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la UPME podrá  
18 trasladar consultas al Inversionista.

### 19 20 5.3.2 Estudios del Sistema

21  
22 Bajo esta actividad, el Inversionista deberá presentar al Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría  
23 los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros útiles para el diseño básico y detallado de la  
24 Subestación y de las Líneas; entre todos los posibles, se destacan como mínimo la elaboración de los  
25 siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo:

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

- 1 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con el Estudio de  
2 Impacto Ambiental (EIA)  
3 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores de fallas.  
4  
5 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar como mínimo los  
6 siguientes aspectos:  
7  
8 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.  
9 - Origen de los datos de entrada.  
10 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio reconocimiento, por ejemplo  
11 en Publicaciones IEC o IEEE.  
12 - Resultados.  
13 - Bibliografía.

#### 14 15 5.3.3 Distancias de seguridad

16  
17 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos establecidos en  
18 los Artículos 13 y 29 del RETIE en su última revisión y/o actualización.

#### 19 5.4 EQUIPOS DE POTENCIA

##### 20 5.4.1 Interruptores

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

25  
26 Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener mando monopolar, ser  
27 aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos.

28  
29 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado de protección  
30 IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o ANSI, No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido o aceite  
31 para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser totalmente independientes.

32  
33 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la  
34 publicación IEC 62271-100 o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados  
35 para fines pertinentes de la Interventoría.

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

1  
2 5.4.2 Descargadores de Sobretensión  
3

4 Los descargadores de sobretensión deben cumplir con IEC 60099-4, “surge arrester”. Los descargadores  
5 deben ser de óxido de zinc (ZnO) sin explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión. Los  
6 descargadores se conectarán fase a tierra.  
7

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

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

16 5.4.3 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra  
17

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

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

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

31 5.4.4 Transformadores de tensión  
32

33 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 60186, “*voltage transformers*”, IEC 60358, “*Coupling*  
34 *capacitor and capacitor dividers*”, IEC 60044-4, “*Instrument transformers, Measurement of partial discharges*”  
35 o ANSI.  
36

37 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre fase y tierra. La  
38 precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar cargas externas adicionales. Deben  
39 tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos  
40 técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de  
41 Medida y sus anexos.  
42

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

1  
2 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los  
3 reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión similares de acuerdo con la publicación  
4 IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente ANSI. Si el Inversionista no dispone  
5 de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

#### 6 7 5.4.5 Transformadores de Corriente

8  
9 Los transformadores de corriente deben cumplir con IEC 60044, “*Instrument transformers*”, Parte 1, “*Current*  
10 *transformers*”, Parte 4, “*Measurement of partial discharges*”, Parte 6, “*Requirements for protective current*  
11 *transformers for transient performance*”.

12  
13 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en el secundario.  
14 Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos  
15 técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de  
16 Medida y sus anexos.

17  
18 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
19 establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6. O ANSI, Copia de los respectivos protocolos de  
20 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

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

### 26 5.5 EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN

#### 27 5.5.1 Sistemas de Protección

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

35  
36 El esquema de protección de las líneas nuevas deberá consistir en dos protecciones principales de línea con  
37 principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos protecciones de distancia, éstas deben tener  
38 distintos principios de medición. El esquema completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y  
39 recepción del disparo directo transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo,  
40 protección de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de línea debe  
41 dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre.

1 El Inversionista deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible en la UPME. El  
2 Interventor conceptuará para la UPME el cumplimiento de requisitos de las protecciones según CREG 025 de  
3 1995, anexo CC4, numeral 3.1.

4  
5 El esquema de protección de barras, en la Subestación Termocol deberá consistir de un sistema de  
6 protección diferencial de barras, porcentual o moderada.

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

15  
16 **5.5.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestación**

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

20  
21  
22

Nivel	Descripción	Modos de Operación
<b>3</b>	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser telecomandado 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.
<b>2</b>	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.  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.	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.
	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 control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.	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.
	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.	
0	Conformado por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.  Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10

### Características Generales

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

El Transmisor garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización permita la ampliación a medida que se expandan las Subestaciones y que sin cambios fundamentales en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware y software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de intercambiar y compartir recursos de información) con IEDs de diversos fabricantes, razón por la cual deberán

1 utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor garantizará igualmente, que el Sistema de Control ofrezca una  
2 respuesta abierta y modular a las necesidades de protecciones, automatismos, control y monitoreo de la  
3 Subestación. Copia de toda la información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y  
4 con el Sistema de Control, deberá ser entregada por el Transmisor al Interventor para la verificación de  
5 cumplimiento.

6  
7 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la correcta operación y  
8 mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin limitarse al: hardware, software, GPS,  
9 programas para el IHM, trabajos de parametrización del sistema, etc.

10  
11 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual se conectan los  
12 equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección y control. Se destacan las  
13 siguientes funciones:

14  
15 ➤ Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo, que resulte  
16 compatible con las comunicaciones existentes.

17  
18 ➤ La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:

- 19  
20 • Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre equipos vía la red.  
21 • Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y Automatización de la  
22 Subestación.

23  
24 ➤ La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes funciones:

- 25  
26 • Gestión de las bases de datos del sistema.  
27 • Permitir la integración de elementos futuros.  
28 • Implementación de herramientas de seguridad y administración.  
29 • Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación normal, el  
30 mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni detener el sistema.  
31 • Mantenimiento de cada equipo.  
32 • Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones del sistema.  
33

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

- 1 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de subestación:
- 2 - Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la Subestación.
  - 3 - Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y registro de fallas
  - 4 de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente de un reloj GPS.
  - 5 - Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control remoto (mediciones,
  - 6 alarmas, cambios de estado, etc.).

7

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

12

### 13 5.5.3 Medidores multifuncionales

14

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

20

### 21 5.5.4 Controladores de Bahía

22

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

27

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

33

- 34 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- 35 - Despliegue de alarmas.
- 36 - Despliegue de eventos.
- 37 - Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 38 - Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 39 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
- 40 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

27

1  
2 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la  
3 comunicación.

4  
5 Estos equipos también serán capaces de recibir una señal de sincronización horaria para hacer el estampado  
6 de tiempo al momento de recibir un evento.

7  
8 5.5.5 Controlador de los servicios auxiliares

9  
10 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión. Debe permitir la  
11 medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y contar con los mismos protocolos del  
12 controlador de bahía.

13  
14 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM y a los niveles  
15 superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y estar sincronizados con todos los  
16 dispositivos de la Subestación. El controlador de servicios auxiliares debe contar con un mímico amplio en  
17 LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- 18  
19 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.  
20 - Despliegue de alarmas.  
21 - Despliegue de eventos.  
22 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.  
23 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.  
24 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

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

28  
29 5.5.6 Switches

30  
31 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para operar en  
32 ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:

- 33  
34 - Deberán cumplir con IEEE 1613 *standard - "error free" networking device*.  
35 - Deberán cumplir con IEC 61850-3 *standard for networks in substations*.  
36 - Deberá incluir las siguientes características de red:  
37     • IEEE 802.1d, *message prioritization and rapid spanning tree* en MAC Bridges  
38     • IEEE 802.1q VLAN  
39 - Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.

1 - Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba descritas en las normas  
2 IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.

3  
4 - En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más exigente.

5  
6 Los switches suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para conectar todos los  
7 equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de protección y medida.

#### 8 9 5.5.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

10  
11 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:

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

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

20  
21 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores de eventos con el  
22 controlador de la Subestación debe ser redundante y con autodiagnóstico en caso de interrupción de una  
23 cualquiera de las vías.

#### 24 25 5.5.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2

##### 26 27 **Controlador de la Subestación**

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

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

##### 42 43 **Registradores de fallas**

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

### 7 **Interfaz hombre - máquina IHM de la Subestación**

8

9 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través de una IHM  
10 conformada básicamente por computadores industriales y software tipo SCADA. Las pantallas o monitores de  
11 IHM deben ser suficientemente amplias para mostrar la información del proceso.  
12

13 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos dispositivos suministrados  
14 con el sistema de medida, control y supervisión de la Subestación, la cual debe tener como mínimo las  
15 siguientes funciones:  
16

- 17 - Adquisición de datos y asignación de comandos.
- 18 - Autoverificación y autodiagnóstico.
- 19 - Comunicación con el CND.
- 20 - Comunicación con la red de área local.
- 21 - Facilidades de mantenimiento.
- 22 - Facilidades para entrenamiento.
- 23 - Función de bloqueo.
- 24 - Función de supervisión.
- 25 - Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- 26 - Guía de operación.
- 27 - Manejo de alarmas.
- 28 - Manejo de curvas de tendencias.
- 29 - Manejo de mensajes y consignas de operación.
- 30 - Marcación de eventos y alarmas.
- 31 - Operación de los equipos.
- 32 - Programación, parametrización y actualización.
- 33 - Reportes de operación.
- 34 - Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la Subestación, incluidos los  
35 servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 36 - Secuencia de eventos.

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

4  
5 5.5.9 Requisitos de Telecomunicaciones.

6  
7 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de 1995, en su última  
8 revisión.

9 5.6 OBRAS CIVILES

10 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles de la subestación Termocol con el  
11 siguiente alcance:

12  
13 Diseño y construcción de todas las obras civiles de la subestación Termocol 220 kV, las vías de acceso al  
14 predio y el edificio de control.

15  
16 Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en la Subestación Termocol 220 kV deben  
17 cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental (PMA) del Proyecto, el cual  
18 también está a cargo del Inversionista.

19  
20 Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas  
21 Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10.

22  
23 El Interventor conceptuará para la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los aspectos regulatorios, el  
24 RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para construcción de las obras civiles. Únicamente se  
25 podrá realizar obra civil con base en planos de construcción previamente aprobados. El Interventor informará  
26 a la UPME y hará el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El Inversionista  
27 deberá presentarle al Interventor la siguiente información:

- 28  
29 - Memorias de cálculo que soporten los diseños.  
30 - Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos, listas y  
31 especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.  
32 - Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse la versión  
33 denominada "tal como construido" que incluye las modificaciones hechas en campo verificadas por el  
34 Interventor.

35 5.7 MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO

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

1

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

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

### 7 **6.1 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO**

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

12

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

19

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

22

23 - Direccionalidad de las protecciones de línea.

24 - Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas asociadas a la  
25 Subestación.

26

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

29

30 - Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

31

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

35

### 36 **6.2 INFORMACIÓN REQUERIDA POR CND PARA LA PUESTA EN SERVICIO**

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

38

39 - 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 Proyecto.
- 4 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- 5 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- 6 - Cronograma de pruebas.
- 7 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con información
- 8 definitiva.
- 9 - Protocolo de energización.
- 10 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- 11 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del punto de conexión.
- 12 - Carta de declaración en operación comercial.
- 13 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y actualizados por el
- 14 CND.

## 15 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

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

## 18 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

19 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 02-2010, como costos de conexión, datos  
20 técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital en lo posible a través de su página  
21 WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los Interesados, mediante carta firmada por el  
22 Representante Legal o el Representante Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico.  
23 Dicha información deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos  
24 será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.

## 25 **9. FIGURAS**

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

27

28 Figura 1 Mapa de localización del proyecto.

29 Figura 2 Diagrama Unifilar propuesto para la Subestación Termocol 220 kV.

30 Figura 3 Disposición física propuesta para la subestación Termocol 220 kV.

31

32

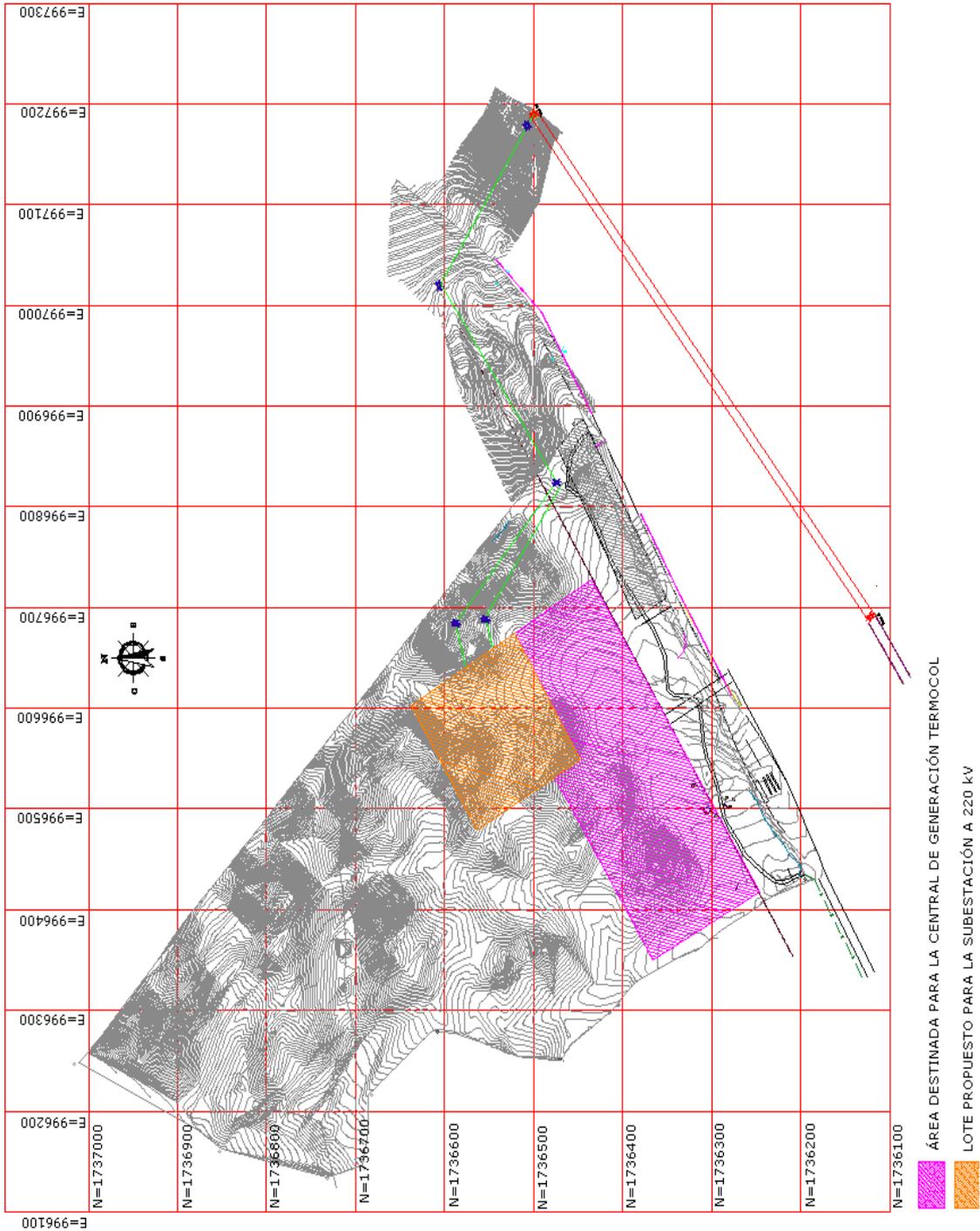


Figura 1 Mapa de localización del proyecto

1  
2  
3

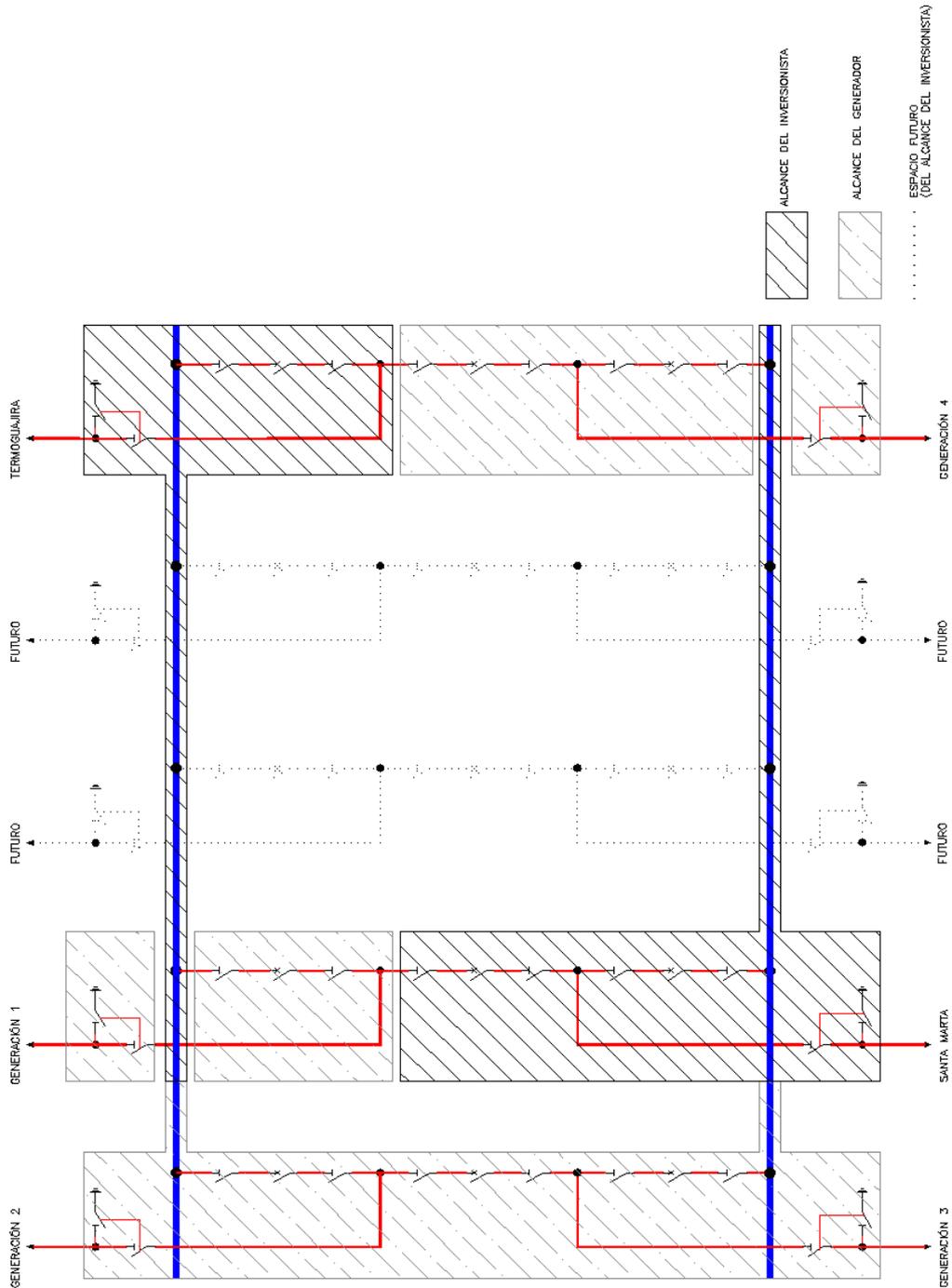
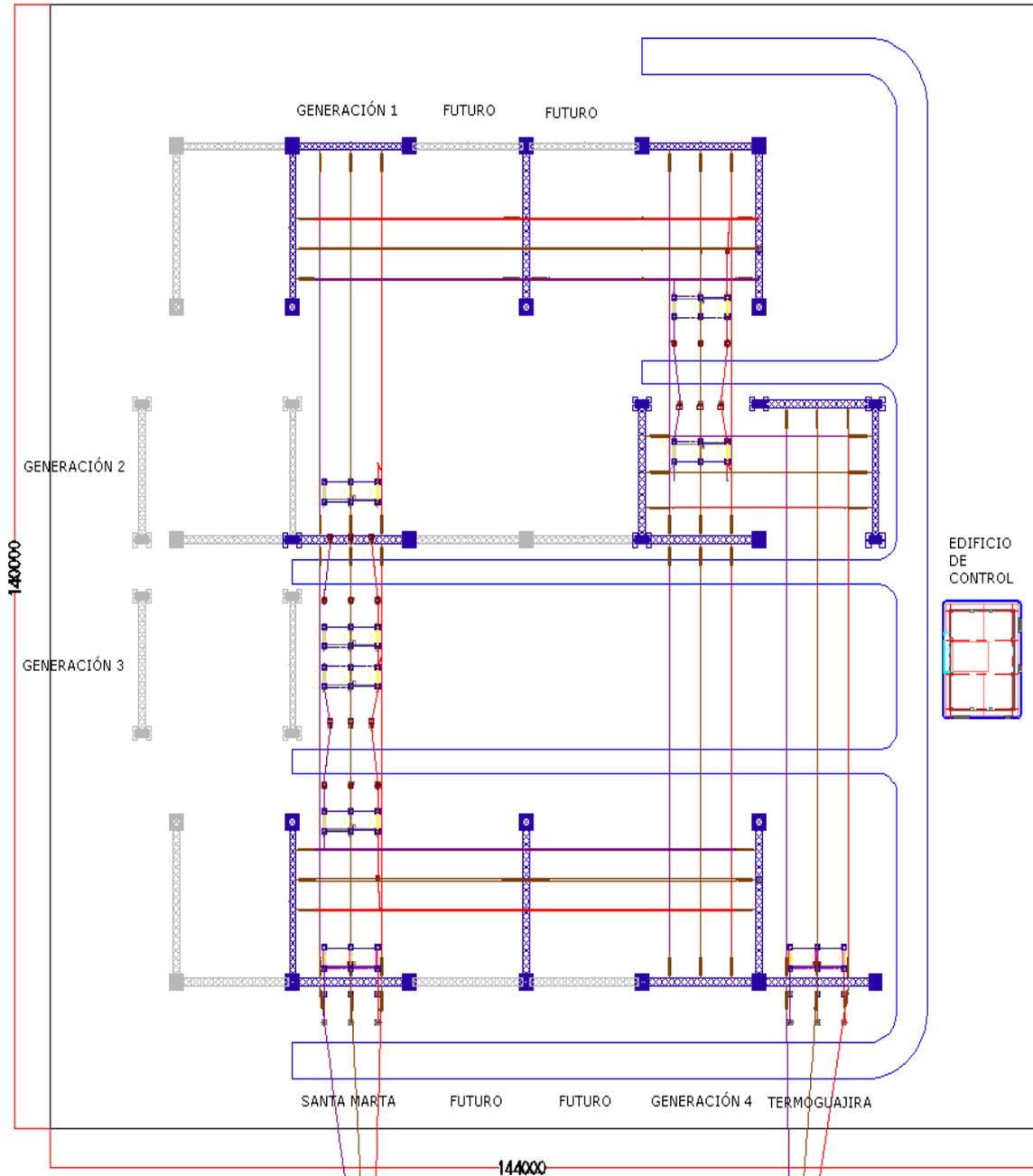


Figura 2 Diagrama unifilar propuesto para la subestación Termocol 220 kV

1  
2



1  
2

Figura 3 Disposición física propuesta para la subestación Termocol 220 kV