

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

24 **(UPME – 02 – 2010)**
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
44
45
46

Bogotá, D.C., abril de 2012

1			
2		ÍNDICE	
3	1.	CONSIDERACIONES GENERALES	4
4		1.1 REQUISITOS TÉCNICOS ESENCIALES	4
5		1.2 DEFINICIONES.....	5
6	2.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 5	
7		2.1 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS	5
8		2.2 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO	6
9	3.	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES.....	8
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	10
16		3.7 PRUEBAS EN FÁBRICA	11
17		3.8 ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN TERMOCOL 220 KV	11
18	4.	ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 220 KV	12
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	13
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	16
35	5.	ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN.....	17
36		5.1 GENERAL	17
37		5.2 Normas para fabricación de los equipos	17

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	21
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.....	22
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	6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	32
24	6.1 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	32
25	6.2 INFORMACIÓN REQUERIDA POR CND PARA LA PUESTA EN SERVICIO.....	32
26	7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	33
27	8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA	33
28	9. FIGURAS	33
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:

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

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

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

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

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Modulo de baraje tipo 1 configuración interruptor y medio.	1
Bahía de línea configuración interruptor y medio.	2
Diferencial de barras	1
Corte central configuración interruptor y medio.	1
Modulo común tipo 1	1
Sistema de control, dispositivos e infraestructura asociada	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 Se deberán prever espacios de reserva para futuras ampliaciones tal como se señala en el numeral 3.8 del
18 presente Anexo.

19 **Línea de Transmisión a 220 kV**

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

25 **2.2 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO**

26 **Con TRANSELCA S.A. E.S.P.:**

27 En el punto de seccionamiento de la línea Santa Marta – Termoguajira a 220 kV. El Inversionista deberá
28 garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones, control, protecciones de las bahías de la
29 subestación Termocol 220 kV y con las de los otros extremos (Santa Marta y Termoguajira).
30
31
32
33
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 da 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 De acuerdo con lo anterior, tal como se indicó anteriormente, una vez se cuente con la modificación a la
20 Licencia Ambiental, el Inversionista de la presente Convocatoria Pública UPME 02-2010 deberá tramitar la
21 cesión en o que respecta a la Subestación y la Línea de Transmisión.
22

23 Los documentos mencionados en los anteriores incisos, se publican adjuntos a los presentes DSI.
24
25

26 **Contratos de conexión:**

27

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

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

38 **3.6 INFRAESTRUCTURA Y MÓDULO COMÚN**

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

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

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

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

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

19 3.7 PRUEBAS EN FÁBRICA

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

25
26 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales, estos deberán ser sometidos a todas las
27 pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los
28 reportes de prueba de aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

29 3.8 ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN TERMOCOL 220 kV

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

33
34 En las previsiones se deberá considerar la futura instalación de:

- 35
36
 - Dos (2) diámetros completos para dos bahías, sean de línea o de transformación.
- 37

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

6
7 El Interventor verificará el cumplimiento de las exigencias para los espacios de reserva establecidos en el
8 presente Anexo.

9
10 El Inversionista de la presente Convocatoria Pública UPME 02-2010 no estará obligado a prever espacios de
11 reserva adicionales a los exigidos en el presente Anexo. En caso de requerirse tal previsión por parte del
12 generador, será un acuerdo independiente entre las partes, sin que ello afecte lo ya definido.
13

14 4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 220 KV

15 4.1 GENERAL

16 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de 220 KV:
17

Ítem	Descripción	Magnitud
1	Voltaje nominal trifásico	220 kV
2	Frecuencia nominal	60 Hz
3	Número de circuitos	2
4	Número de fases	3
5	Conductores por fase	Numeral 4.4.2
6	Cable de guarda	Numeral 4.4.3
7	Longitud estimada del tramo nuevo	0.760 km
8	Altura promedio sobre el nivel del mar	0 m
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

28
29
30 * Desde la futura Subestación Termocol al punto de seccionamiento de la línea Santa Marta - Termoguajira
31 220 kV.

32 4.4 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN LÍNEAS DE 220 kV

33 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del Proyecto son las
34 establecidas en este Anexo No. 1, los Documentos de Selección – DSI, en el Código de Redes (Resolución
35 CREG 025 de 1995 y actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE (Resolución MME 18-
36 1294 de agosto de 2008, Resolución 18 0195 de febrero de 2009 y actualizaciones posteriores previas al
37 diseño y construcción de la línea).
38

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

3 4.4.1 Aislamiento

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

8
9 De acuerdo con la Resolución CREG 098 de 2000 se considera como parámetro de diseño un límite máximo
10 de tres (3) salidas por cada 100 km de línea / año ante descargas eléctricas atmosféricas, una (1) falla por
11 cada 100 operaciones de maniobra de la línea y servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de
12 frecuencia industrial.

13 4.4.2 Conductores de fase

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

18 **Los tramos resultantes de la reconfiguración de la línea Santa Marta - Termoguajira 220 kV deberán** 19 **cumplir con las siguientes condiciones técnicas**

- 22 • Una capacidad en Amperios igual o superior a 900 Amperios. Este valor no podrá estar limitado por
23 ninguno de los equipos asociados en la Subestación Termocol 220 kV.
- 24
25 • El valor de resistencia DC a 20°C del conductor de fase deberá ser igual o inferior 0,0713
26 Ohmios/km.
- 27
28 • El cable conductor de fase instalado actualmente en la línea Santa Marta - Termoguajira 220 kV es
29 AAAC Greeley 927,2 MCM $\varnothing= 28,14$ mm.

30
31 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder el 50% de su
32 correspondiente tensión de rotura.

33
34 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia establecidas en la
35 normatividad aplicable.

36
37 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.4 del Artículo 14 del RETIE, los valores máximos permitidos
38 para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético son los indicados en la Tabla 21 del
39 RETIE, donde el público o una persona en particular pueden estar expuestos durante varias horas.

1 4.4.3 Cables de guarda

2 El cable de guarda instalado actualmente en la línea Santa Marta - Termoguajira 220 kV es Alumoweld 7 No
3 6 AWG $\varnothing = 12,34$ mm.

4
5 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Transmisor.

6
7 Se requiere que todos los tramos de línea tengan cable de guarda. El cable de guarda a instalar deberá
8 soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea,
9 garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del aislamiento. El incremento de
10 temperatura del cable de guarda a ser instalado deberá soportar las corrientes de corto circuito monofásico de
11 la línea.

12
13 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda, no deberá exceder
14 el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

15
16 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor cumpla con las normas
17 técnicas aplicables.

18 4.4.4 Puesta a tierra de las líneas

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

27 4.4.5 Transposiciones de línea

28 El Transmisor deberá asegurar que los desbalances en las fases cumplan con la norma técnica aplicable para
29 ello. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo de todos los costos asociados como por ejemplo:
30 montaje o desmontaje de transposiciones, coordinación con el propietario de la línea existente, estudios. En
31 general, la implementación física de la solución hace parte del Proyecto.

32
33 4.4.6 Estructuras

34
35 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar mediante combinación de las distancias
36 mínimas correspondientes a las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de
37 maniobra y a las sobretensiones de frecuencia industrial.

38
39 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser autoportadas y no deberán requerir para su montaje
40 el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Transmisor podrá hacer uso de estos recursos para su

1 montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de
2 recursos.

3
4 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la evaluación de los árboles de cargas
5 definitivos debe hacerse para cada una de las hipótesis de carga y el diseño estructural deberá adelantarse
6 según lo establecido en la última revisión del RETIE, Artículo 25.

7 4.4.7 Localización de estructuras

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

11 4.4.8 Sistema Antivibratorio

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

19 4.4.9 Cimentaciones

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

23 4.4.10 Obras complementarias

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

28 4.5 INFORME TÉCNICO.

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

33
34

- Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.

- 1 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 2 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo con el numeral 3.3
- 3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 4 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 5 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la Resolución CREG 098
- 6 de 2000.
- 7 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.

8 5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN

9 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

10 5.1 GENERAL

11 **Predio de la Subestación Termocol:**

12
13 La nueva subestación deberá estar localizada en el terreno aledaño a la planta de generación Termocol
14 descrito en la Figura 1, el cual es propiedad de POLIOBRAS S.A. E.S.P. Por lo tanto, será responsabilidad del
15 Transmisor acordar con el propietario del lote en cuestión todas las particularidades del mismo.

16
17 La UPME, con base en investigaciones preliminares, presenta la Figura 1 correspondiente al mapa de
18 ubicación general del proyecto, en el que se indica el área en la cual deberá estar ubicada la subestación
19 Termocol y el área del posible corredor de la línea de transmisión. No obstante, será el Inversionista el
20 responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los
21 asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con
22 las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
23 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o
24 restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán tramitar los permisos, licencias o
25 cesiones de permisos y licencias a que hubiere lugar.

26
27 **Conexiones con equipos existentes:** el Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer
28 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y
29 protección de las bahías de la Subestación Termocol 220 kV con las subestaciones Santa Marta y
30 Termoguajira, las dos a 220 kV.

31
32 **Servicios Auxiliares en la Subestación Termocol:** el Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares
33 en AC y DC suficientes para la topología de la Subestación.

34
35 **Infraestructura y Módulo Común:** como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las
36 obras y equipos constitutivos del modulo común como se describe en el numeral 3.6 de este Anexo No. 1.

37 38 5.2 Normas para fabricación de los equipos

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

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

5 5.3 Condiciones Sísmicas 6

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

13 5.3.1 Procedimiento General del diseño 14

15 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:
16

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

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

36 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de tal forma que se
37 vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para lograr en forma acumulativa el
38 Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.
39

40 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben estar incluidas en las
41 especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará un informe a la UPME en el que se
42 detalle y se confirma la inclusión de todas y cada una de las actividades mencionadas. No podrá
43 adelantarse ninguna actividad sin que antes haya sido incluida la correspondiente característica o
44 Especificación en las Especificaciones Técnicas del Proyecto.
45

- 1 b) Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien hará los
2 comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las aclaraciones y justificaciones por
3 parte del Inversionista. Para lo anterior se efectuarán reuniones conjuntas entre ambas partes para lograr
4 los acuerdos modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.
5
6 c) Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Inversionista, este último
7 emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.
8
9 d) Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el documento de
10 cumplimiento obligatorio.
11

12 En esta Especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto representados en
13 especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de pruebas.
14

15 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos de Ingeniería de
16 Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle; documentos de seguimiento de los
17 Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas en fábrica y en campo; los procedimientos de
18 montaje y puesta en servicio y la operación y mantenimiento.
19

20 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista y entregada a la
21 Interventoría para revisión.
22

23 **Los documentos de Ingeniería Básica**, son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan
24 a conocer el dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de equipos;
25 especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la implantación física de
26 las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del Proyecto; establecen las reglas para
27 efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería
28 Básica.
29

30 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la Interventoría a efecto de
31 cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la
32 Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios
33 respectivos al Inversionista y a la UPME si es del caso.
34

35 **Los documentos de Ingeniería de Detalle**, son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del
36 Proyecto; permiten definir y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye
37 todas las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se fundamentará en
38 las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de Ingeniería Básica.
39

40 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la Interventoría, quien
41 formulará los comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si es del caso.
42

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

1
2 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en campo, la puesta
3 en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán objeto de revisión por parte de la
4 Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista y a la UPME si es del caso.

5
6 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la UPME podrá
7 trasladar consultas al Inversionista.

8

9 5.3.2 Estudios del Sistema

10

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

15

16 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y meteorológicos,
17 contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos y de resistividad.

18 - Cálculo de flechas y tensiones.

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

21 - Estudios de coordinación de protecciones.

22 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y distancias eléctricas.

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

24 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores aislados.

25 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.

26 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas

27 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.

28 - Informe de interfaces con equipos existentes.

29 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con el Estudio de
30 Impacto Ambiental (EIA)

31 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores de fallas.

32

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

35

36 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.

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

6 7 5.3.3 Distancias de seguridad

8
9 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos establecidos en
10 los Artículos 13 y 29 del RETIE en su última revisión y/o actualización.

11 5.4 EQUIPOS DE POTENCIA

12 5.4.1 Interruptores

13
14 El Inversionista suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita analizar el
15 cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la publicación IEC 62271-100,
16 "High voltage alternating current circuit breakers" o ANSI.

17
18 Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener mando monopolar, ser
19 aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos.

20
21 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado de protección
22 IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o ANSI, No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido o aceite
23 para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser totalmente independientes.

24
25 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la
26 publicación IEC 62271-100 o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados
27 para fines pertinentes de la Interventoría.

28
29 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los
30 reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o
31 ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

32 33 5.4.2 Descargadores de Sobretensión

34
35 Los descargadores de sobretensión deben cumplir con IEC 60099-4, "surge arrester". Los descargadores
36 deben ser de óxido de zinc (ZnO) sin explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión. Los
37 descargadores se conectarán fase a tierra.

38
39 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidas en la
40 publicación IEC 60099-4 o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados
41 para los fines que requiera 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 descargadores similares de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o
4 ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

5 6 5.4.3 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra

7
8 El Inversionista deberá suministrar seccionadores que cumplan con la publicación IEC 62271-102, "*Alternating*
9 *current disconnectors and earthing switches*" o ANSI. Los seccionadores deben ser de accionamiento manual
10 y motorizado, tripolar. Los seccionadores de puesta a tierra deben ser aptos para maniobrar las corrientes
11 inducidas por los otros circuitos.

12
13 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la
14 publicación IEC 62271-102 o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados
15 para los fines que requiera la Interventoría.

16
17 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los
18 reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores similares de acuerdo con la publicación IEC 62271-102
19 o ANSI, si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

20 21 5.4.4 Transformadores de tensión

22
23 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 60186, "*voltage transformers*", IEC 60358, "*Coupling*
24 *capacitor and capacitor dividers*", IEC 60044-4, "*Instrument transformers, Measurement of partial discharges*"
25 o ANSI.

26
27 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre fase y tierra. La
28 precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar cargas externas adicionales. Deben
29 tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos
30 técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de
31 Medida y sus anexos.

32
33 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos
34 en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o su equivalente ANSI. Copia de los
35 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados 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 transformadores de tensión similares de acuerdo con la publicación
39 IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente ANSI. Si el Inversionista no dispone
40 de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

41 42 5.4.5 Transformadores de Corriente

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

4
5 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en el secundario.
6 Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos
7 técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de
8 Medida y sus anexos.

9
10 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas de rutina
11 establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6. O ANSI, Copia de los respectivos protocolos de
12 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

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

18 5.5 EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN

19 5.5.1 Sistemas de Protección

20
21 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la publicación IEC
22 60255 “Electrical relays”, en la IEC 60870 “Telecontrol equipments and systems” y en el caso de los
23 registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el formato COMTRADE (*Common Format for*
24 *Transient Data Exchange*), recomendación IEEE C37.111 o en su defecto, el Inversionista deberá proveer el
25 software que haga la transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con
26 las respectivas normas equivalentes ANSI.

27
28 El esquema de protección de las líneas nuevas deberá consistir en dos protecciones principales de línea con
29 principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos protecciones de distancia, éstas deben tener
30 distintos principios de medición. El esquema completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y
31 recepción del disparo directo transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo,
32 protección de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de línea debe
33 dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre.

34
35 El Inversionista deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible en la UPME. El
36 Interventor conceptuará para la UPME el cumplimiento de requisitos de las protecciones según CREG 025 de
37 1995, anexo CC4, numeral 3.1.

38
39 El esquema de protección de barras, en la Subestación Termocol deberá consistir de un sistema de
40 protección diferencial de barras, porcentual o moderada.

41
42 Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de tecnología numérica o
43 digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben incorporar dispositivos de prueba que

1 permitan aislar completamente los equipos de los transformadores de medida de los circuitos de disparo,
2 polaridades y del arranque de la protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro
3 equipo de forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con todos los
4 módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de búsqueda de fallas paramétricas de
5 los relés de protección y registradores de fallas.

6 5.5.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestación

7 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y equipos que
8 conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:
9

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	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.
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.	Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.

<p>A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p>	
<p>Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.</p>	
<p>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.</p>	<p>Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.</p> <p>Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.</p>

1
2
3 **Características Generales**
4

5 Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con las norma IEC.
6

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

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

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

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

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

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

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

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

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

11

12 5.5.3 Medidores multifuncionales

13

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

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.

40

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

3
4 Estos equipos también serán capaces de recibir una señal de sincronización horaria para hacer el estampado
5 de tiempo al momento de recibir un evento.

6 5.5.5 Controlador de los servicios auxiliares

7
8
9 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión. Debe permitir la
10 medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y contar con los mismos protocolos del
11 controlador de bahía.

12
13 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM y a los niveles
14 superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y estar sincronizados con todos los
15 dispositivos de la Subestación. El controlador de servicios auxiliares debe contar con un mímico amplio en
16 LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

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

23
24
25 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la
26 comunicación.

27 5.5.6 Switches

28
29
30 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para operar en
31 ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:

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

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

11
12 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe conformar para que sea
13 inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez mecánica para ser tendido en la Subestación,
14 con protección no metálica contra roedores, con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas,
15 terminales, amarres y demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista.

16
17 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás accesorios requeridos para
18 la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos distribuidos en la Subestación.

19
20 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores de eventos con el
21 controlador de la Subestación debe ser redundante y con autodiagnóstico en caso de interrupción de una
22 cualquiera de las vías.

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

28
29
30
31 **Pruebas de energización:** El Inversionista será responsable por la ejecución de las pruebas de energización.
32 Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser verificados para los fines pertinentes por la
33 Interventoría.
34
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 - Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.

32

- 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

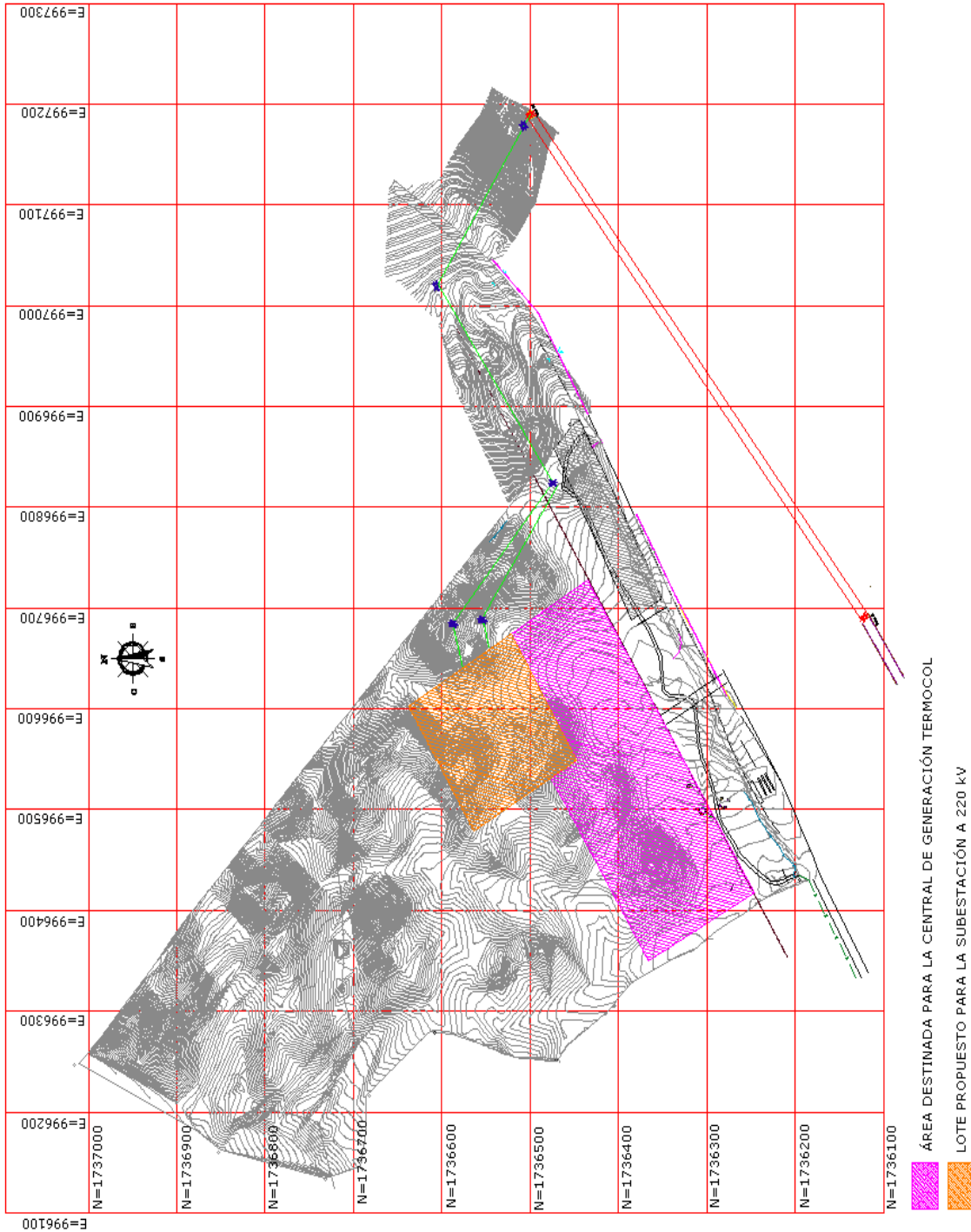


Figura 1 Mapa de localización del proyecto

1
2
3

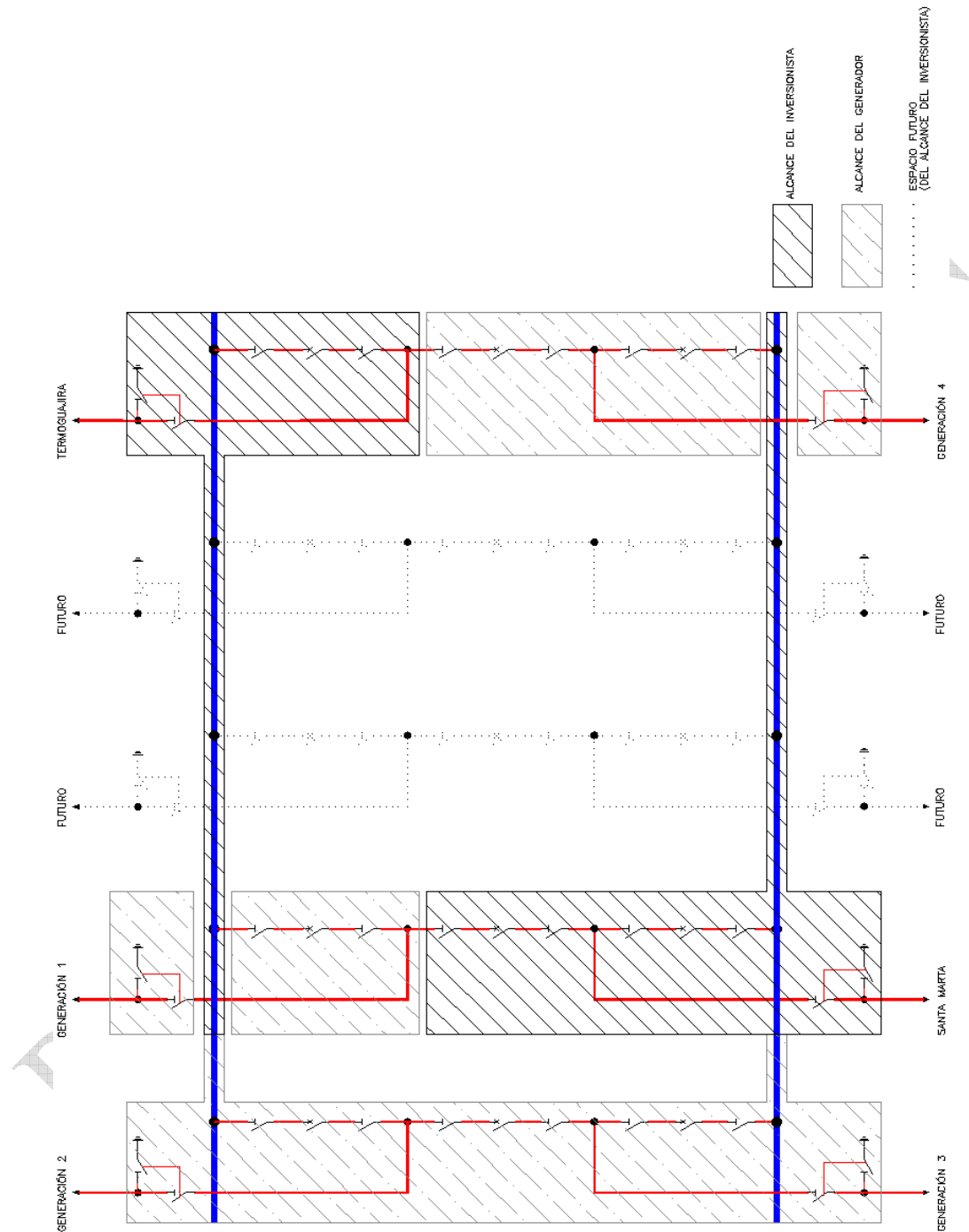
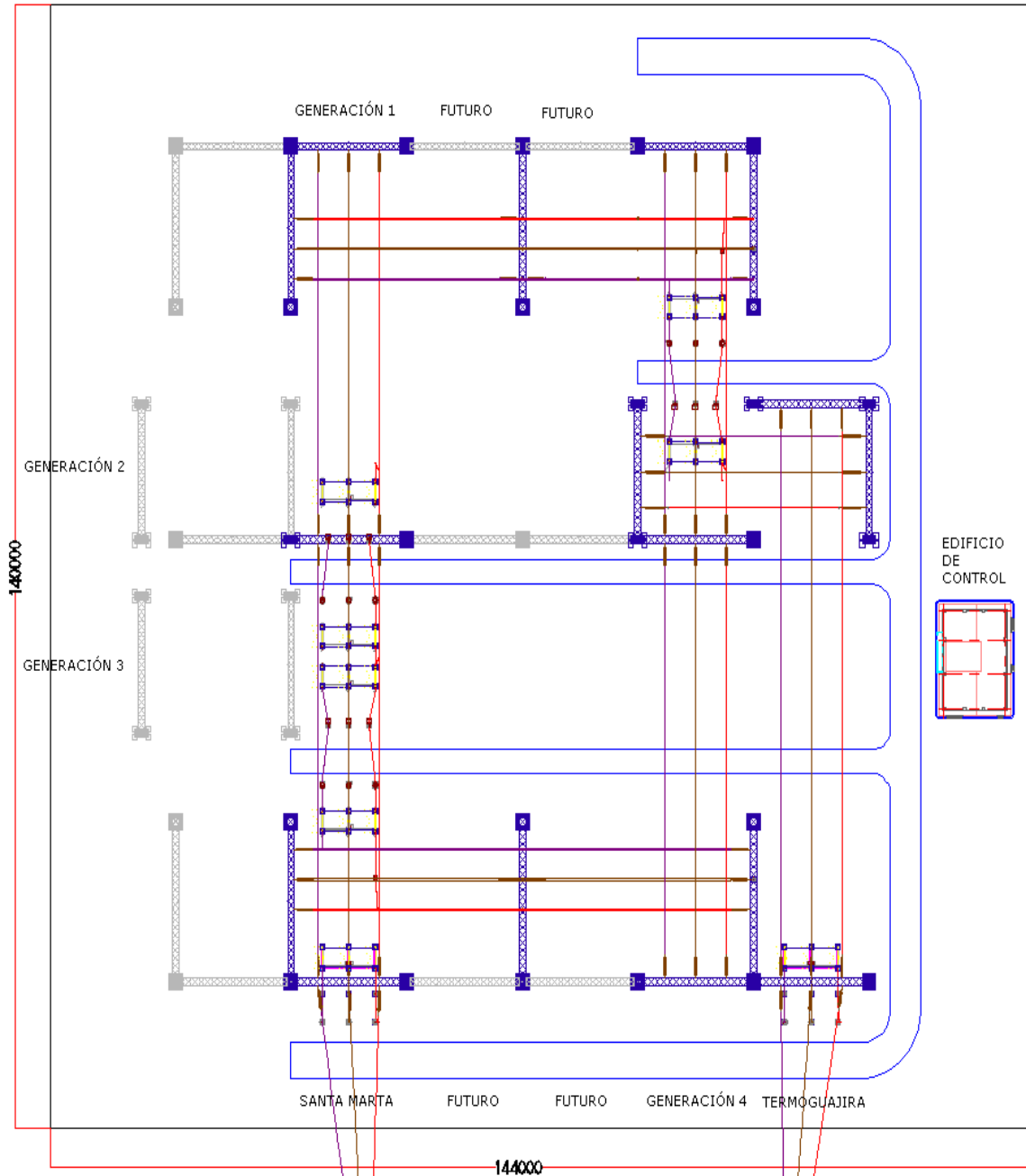


Figura 2 Diagrama unifilar propuesto para la subestación Termocol 220 kV

1
2



1
2

Figura 3 Disposición física propuesta para la subestación Termocol 220 kV