



1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PUBLICA
UPME - 02 - 2008

SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACION BOSQUE 220 kV Y LAS LINEAS DE
TRANSMISION ASOCIADAS

(EL PROYECTO)

Bogotá, D.C., octubre de 2008



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 ANTECEDENTES.....	5
8	2.2 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN	5
9	2.4 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO	6
10	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES.....	6
11	3.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA.....	6
12	3.2 NIVEL DE CORTO CIRCUITO	7
13	3.3 MATERIALES	7
14	3.4 EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA.....	7
15	3.5 INTERFACES CON EQUIPOS EXISTENTES	8
16	3.6 LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN.....	8
17	3.7 INFRAESTRUCTURA Y MODULO COMUNES.....	8
18	3.8 PRUEBAS EN FÁBRICA.....	9
19	3.9 ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN A 220 KV BOSQUE.....	9
20	4. ESPECIFICACIONES PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN RECONFIGURADA A	9
21	220 KV9	
22	4.1 GENERAL	9
23	4.2 LONGITUD DE LAS LÍNEAS RECONFIGURADAS.....	10
24	4.3 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN PARA LAS LÍNEAS DE 220 KV.	11
25	4.3.1 Aislamiento	11
26	4.3.2 Conductores de fase	11
27	4.3.3 Cable de guarda.....	12
28	4.3.4 Puesta a tierra de la línea aérea.....	12
29	4.3.5 Transposiciones de línea.....	12
30	4.3.6 Estructuras.....	12
31	4.3.7 Localización de estructuras	13
32	4.3.8 Sistema Antivibratorio	13
33	4.3.9 Cimentaciones	13
34	4.3.10 Obras complementarias	13
35	4.4 INFORMES TÉCNICOS.....	14
36	5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN	14
37	5.1 GENERAL	14



1	5.1.1 Normas para fabricación de los equipos	15
2	5.1.2 Condiciones Sísmicas	15
3	5.1.3 Procedimiento General del diseño	16
4	5.1.4 Estudios del Sistema.....	17
5	5.1.5 Distancias de seguridad	19
6	5.2 EQUIPOS DE POTENCIA.....	19
7	5.2.1 Interruptores	19
8	5.2.2 Pararrayos – Descargadores.....	19
9	5.2.3 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra	20
10	5.2.4 Transformadores de tensión.....	20
11	5.2.5 Transformadores de Corriente.....	21
12	5.3 EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN	21
13	5.3.1 Sistemas de Protección.....	21
14	5.3.2 Sistema de Automatización de la Subestación.....	22
15	5.3.3 Medidores multifuncionales	25
16	5.3.4 Controladores de Bahía.....	25
17	5.3.5 Controlador de los servicios auxiliares	25
18	5.3.6 Switches	26
19	5.3.7 Interfaz Nivel 2- Nivel 1	26
20	5.3.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2	27
21	5.3.9 Requisitos de Telecomunicaciones.....	28
22	5.4 OBRAS CIVILES.....	28
23	5.5 MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO	29
24	6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO.....	29
25	6.1 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	29
26	6.2 INFORMACIÓN REQUERIDA POR CND PARA LA PUESTA EN SERVICIO	30
27	7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....	30
28	8. FIGURAS	
29	Fig 1 – Planimetría Subestación Bosque existente	
30	Fig 2 – Esquema Unifiñlar Subestación Bosque 220 kV	



1 ANEXO 1

2 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO
3 CONVOCATORIA PUBLICA
4 UPME - 02 - 2008

5
6 SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
7 ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
8 MANTENIMIENTO DE LAS OBRAS ASOCIADAS CON EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL
9 SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CARTAGENA

10
11
12 (EL PROYECTO)

13
14
15
16 1. CONSIDERACIONES GENERALES

17
18 Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas
19 en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los **Documentos de**
20 **Selección del Inversionista** de la **Convocatoria Pública** UPME-02- 2008.

21
22 Toda mención efectuada en este documento a "Anexo", "Apéndice", "Capítulo", "Formulario",
23 "Formato", "Literal", "Numeral", "Subnumeral" y "Punto" se deberá entender efectuada a anexos,
24 apéndices, capítulos, formularios, literales, numerales, subnumerales y puntos del presente
25 documento, salvo indicación expresa en sentido contrario.

26
27 Las expresiones que figuren en mayúsculas y que no se encuentren expresamente definidas en el
28 presente documento o en los **Documentos de Selección del Inversionista**, corresponden a normas
29 legales u otras disposiciones jurídicas colombianas.

30
31 Las características técnicas de los equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos
32 establecidos en Anexo No. 1 de los **Documentos de Selección del Inversionista**, en el **Código de**
33 **Redes** de la **CREG**, en el **RETIE** y sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los
34 diseños y la construcción de las obras. La adopción de normas específicas para cada equipo o
35 instalación deberá ser tal que con su aplicación no se incumpla en ningún caso el Código de Redes,
36 ni los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, **MME**.

37
38 1.1 REQUISITOS TÉCNICOS ESENCIALES

39 De acuerdo con lo establecido en la Resolución MME 18 1294 de agosto de 2008, **RETIE**,
40 Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el **Proyecto** será obligatorio que se deba contar
41 con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente competentes para desarrollar



1 esta actividad como se establece en el Artículo 8 del **RETIE**, en general, y el numeral 8.4 en
2 particular.
3

4 1.2 DEFINICIONES

5 Para los efectos del Anexo No. 1, se mantienen las definiciones establecidas en el Volumen I –
6 **Documentos de Selección del Inversionista** –DSI, Numeral 1.
7

8 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

9 2.1 ANTECEDENTES

10 La Unidad de Planeación Minero Energética - **UPME**, entidad adscrita al Ministerio de Minas y
11 Energía, en desarrollo de sus funciones, realizó los estudios tendientes a revisar el Plan de
12 Expansión de Generación y Transmisión de energía eléctrica en Colombia para el período 2008 –
13 2022. Los resultados de este estudio se consignaron en el documento “Plan de Expansión de
14 Referencia – Generación – Transmisión 2008 – 2022, diciembre de 2007”.

15
16
17 El Proyecto comprende la construcción de:

- 18
- 19 - Construcción de una subestación encapsulada a 220 kV
- 20 - Reconfiguración de la línea Bolívar – Ternera para formar los circuitos Bolívar – Bosque y
21 Bosque – Ternera a 220 kV. La línea futura que hará posible esta reconfiguración podrá ser
22 aérea en su totalidad o podrá tener una parte aérea y otra subterránea. En cualquier evento, la
23 línea deberá cumplir con todas las normas técnicas aplicables, con el Código de Redes y con el
24 RETIE, todas éstas en su última actualización.

25 2.2 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN

26 Consiste en la construcción de una nueva Subestación encapsulada a 220 kV localizada en el
27 Predio de la Subestación Existente (ver Figs, 1 y 2 de este Anexo). La topología de la Subestación
28 consistirá en dos bahías de línea de 220 kV necesarias para la llegada de las líneas provenientes de
29 las subestaciones existentes Bolívar y Ternera, utilizando equipo GIS, para instalación interior.

30
31 La subestación Bosque tendrá Esquema de Interruptor y Medio, un diámetro completo (tres
32 interruptores para dos circuitos) correspondiente a la línea con destino a la Subestación Ternera y a
33 la línea hacia la Subestación Bolívar y una bahía de transformación 220 /110-66 kV (dos
34 interruptores para un circuito , operando con Doble Barra- Doble Interruptor) . El transformador
35 220 /110-66 kV estará a cargo de Electricaribe .

36
37
38
39



1
2 2.3 DESCRIPCIÓN DE LA CONEXIÓN DE LA SUBESTACIÓN AL STN
3 También hacen parte del Proyecto los Tramos a 220 kV necesarios para la conexión de la
4 Subestación a STN mediante la re-configuración del circuito 220 kV. Ternera - Bolívar.
5
6 Como se anotó, la conexión de la subestación al STN se hace mediante los nuevos circuitos que se
7 generan de la re-configuración de la actual línea de transmisión Bolívar – Ternera a 220 kV, así: un
8 (1) circuito El Bosque – Bolívar y un (1) circuito El Bosque – Ternera a 220 kV.
9

10 2.4 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO

11 El Proyecto tiene Puntos de Conexión así:

12 Con **Transelca** a 220 kV dos (2) Puntos de Conexión, derivados de la reconfiguración de la Línea
13 Bolívar – Ternera 220 kV. No obstante lo anterior, el **Transmisor** deberá proveer los equipos
14 necesarios para hacer completamente compatibles en equipamiento y en funcionalidad todos los
15 aspectos de comunicaciones, control y protección de las bahías de las líneas existentes en Bolívar y
16 en Ternera con los correspondientes en Bosque, para lo cual deberá desarrollar las acciones de
17 coordinación pertinentes con ISA (Subestación Bolívar) y **Transelca** (subestación Ternera). El
18 **Transmisor** deberá firmar un Contrato de Conexión con **Transelca** propietario de la línea Ternera
19 – Bolívar.

20 Los Puntos de Conexión originan costos de conexión. El propietario de los Puntos de Conexión
21 indicará el monto de dichos costos para que sean incluidos en las ofertas.

22 El Proyecto ofrecerá el Punto de Conexión para la Subestación Existente. Este punto de conexión
23 será en bornes de la salida de la subestación encapsulada de 220 kV., para la conexión al
24 transformador 220 /110-66 kV El propietario de la Subestación Existente deberá firmar un
25 Contrato de Conexión con el **Transmisor**.

26 3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

27 El **Interventor** certificará de manera independiente para **UPME** el cumplimiento de las
28 especificaciones técnicas descritas en este Anexo. El uso de normas y procedimientos aquí
29 descritos podrá ser modificado previa comunicación al **Interventor**, quien certificará para la
30 **UPME** que los requisitos y calidades técnicas se mantengan.
31 .

32 3.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA

33 Todos los equipos a ser suministrados por el **Transmisor** deberán ser nuevos y cumplir con las
34 siguientes características técnicas del STN, las cuales serán verificadas por la **Interventoría** para la
35 **UPME**.
36
37



1	Tensión nominal	220 kV
2	Frecuencia asignada	60 Hz
3	Puesta a tierra	Sólida
4	Numero de fases	3
5	Tensión asignada al equipo	245 kV
6	Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
7	Servicios Auxiliares DC	125V
8	Diseño de la Subestación	Subestación encapsulada en SF6, tipo interior.
9	Diseño de la línea	Dos (2) circuitos aéreos soportados en estructuras para
10		doble circuito, con un cable de guarda, ó dos circuitos
11		aéreos y dos circuitos subterráneos en el trayecto final de
12		llegada a la subestación Bosque. La longitud de los
13		trayectos aéreo y subterráneo (si así fuese la selección final
14		del Transmisor), estará determinada por las barreras físicas
15		y ambientales que impidan el paso de la línea aérea por
16		determinados tramos.
17	Zona de Servidumbre	Para el circuito aéreo, mínimo 30 m (1 circuito) y 32 m
18		(2 circuitos) según tabla 42 del RETIE .
19		

20 3.2 NIVEL DE CORTO CIRCUITO

21 El poder de corto circuito asignando (i_k) a los equipos que se instalarán del objeto de la
22 presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA. La duración asignada al corto
23 circuito (t_k) no deberá ser inferior a un segundo.

24 3.3 MATERIALES

25 Todos los materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad, libres de
26 defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser tales que se eviten
27 empozamientos de agua. Todos los materiales de uso en el Proyecto, listados en la tabla No. 1 del
28 RETIE deberán contar con certificado de producto según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE.
29 El **Transmisor** deberá presentar al **Interventor** los documentos que le permitan verificar las
30 anteriores consideraciones.
31 .

32 3.4 EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA

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



1 3.5 INTERFACES CON EQUIPOS EXISTENTES

2 El **Transmisor** será responsable en forma integral por las actividades de interfaz con sistemas
3 existentes, previa aprobación del propietario y sin limitarse a:

- 4
- 5 - Recopilación y análisis de todos los planos y documentos técnicos que requieran ser
6 modificados en las bahía de las subestaciones de Bolívar y Ternera. Un informe escrito
7 detallando estas actividades deberá ser presentado al **Interventor** para los fines pertinentes
8 a la **Interventoría**.
- 9
- 10 - Mantener la filosofía existente.
- 11
- 12 - Elaboración de documentos de ingeniería de detalle para la ejecución de las modificaciones,
13 tales como: tablas de cableado, plan de libranzas, listas de materiales, ajustes de
14 protecciones. Un informe detallado escrito de estas actividades debe ser presentado al
15 **Interventor** para los fines pertinentes de la **UPME**.
- 16
- 17 - Implementar y probar las modificaciones.
- 18
- 19 - Elaborar planos “de acuerdo con lo construido”.
- 20

21 3.6 LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN

22 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del **Transmisor**. La
23 celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos técnicos de tal
24 forma que no existan imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y
25 materiales del Proyecto. La fecha para haber llegado a este acuerdo técnico se deberá reflejar como
26 Hito en el cronograma del Proyecto. Los acuerdos administrativos del Contrato de Conexión se
27 podrán manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos técnicos
28 y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la regulación vigente
29 deberá ser verificado por el **Interventor**.

30 3.7 INFRAESTRUCTURA Y MODULO COMUNES

31 El **Transmisor** deberá suministrar todos los elementos necesarios para contar con una
32 infraestructura y módulo comunes en la Subestación, es decir las obras civiles y los equipos que
33 sirven a la Subestación y que son utilizados por el resto de las bahías de la Subestación. La
34 infraestructura y módulo comunes de la Subestación consistirán como mínimo de los siguientes
35 componentes:

36 Obras civiles: compuestas por la adecuación del terreno, la construcción del edificio que albergara
37 todos los equipos encapsulados a 220 kV y el espacio destinado a futuras ampliaciones, las vías de
38 acceso al edificio de la Subestación Bosque 220 kV y la malla de puesta a tierra, incluyendo,
39 drenajes, alcantarillado, barreras de protección, y de acceso al predio, todas las mallas de



1 cerramiento para seguridad del predio, filtros y drenajes, pozo séptico y de agua, alumbrado interior
2 y exterior y cárcamos comunes.

3 Equipos: el sistema de automatización, sistema de gestión de medición, protecciones y sistema de
4 comunicaciones propios de la Subestación Bosque 220 kV, materiales de malla de tierra y los
5 equipos para los servicios auxiliares, y equipos de conexión a 220 kV,

6 3.8 PRUEBAS EN FÁBRICA

7 Una vez el **Transmisor** haya seleccionado el equipo a utilizar deberá entregar al **Interventor**, copia
8 de los reportes de las **pruebas tipo** que satisfagan las normas aceptadas en el **Código de Conexión**,
9 para Interruptores, seccionadores, transformadores de medida, pararrayos y aisladores En caso de
10 que los reportes de las pruebas tipo no satisfagan las normas aceptadas, el **Interventor** podrá
11 solicitar la repetición de las pruebas a costo del **Transmisor**.

12
13 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales, estos deberán ser sometidos a
14 todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo estipulado en la norma para cada equipo
15 en particular. Los reportes de prueba de aceptación deberán ser avalados por persona idónea en el
16 laboratorio de la fábrica.

17 3.9 ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN A 220 KV BOSQUE.

18 Adicionalmente, a que el **Transmisor** deberá urbanizar el predio dotando la Subestación de los
19 espacios físicos necesarios para facilitar el punto de conexión de la Subestación Existente mediante
20 Transformación, la construcción del edificio deberá prever el espacio suficiente para la
21 construcción e instalación de futuras bahías, de línea o de transformación, indicadas en la Figura 2
22 de este Anexo.

23 4. ESPECIFICACIONES PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN RECONFIGURADA A

24 220 KV

25 4.1 GENERAL

26 El **Transmisor** deberá construir la Línea de Transmisión en doble circuito aéreo ó en doble circuito
27 parcialmente aéreo y parcialmente subterráneo, que llevará en uno de sus circuitos la línea
28 reconfigurada Bolívar – Bosque y en el otro la línea reconfigurada Ternera – Bosque con una
29 longitud aproximada que dependerá del sitio de la línea Ternera – Bolívar desde donde se inicie la
30 reconfiguración y de la ruta de la línea seleccionada tal que cumpla con todos los requisitos de
31 seguridad, atendiendo la presencia de obstáculos o barreras como se indica más adelante.

32
33 Por la localización geográfica de la subestación Bosque, por una parte, y las subestaciones de
34 Bolívar y Ternera, por la otra, la zona que habrá de atravesar el futuro doble circuito se caracteriza
35 por la existencia de diversas barreras, algunas de carácter técnico, otras que tienen que ver con la
36 presencia de reservas naturales con protección ambiental y otras restrictivas del uso del suelo.

37



1 Entre dichas barreras, se pueden destacar las siguientes:

2
3 a) Aeropuerto Internacional Rafael Nuñez de la ciudad de Cartagena. Tanto el aeropuerto como su
4 zona de influencia desde el punto de vista de las restricciones que genera, está ubicado a corta
5 distancia de la subestación Bosque y, por consiguiente, es de preverse que existan restricciones para
6 la ubicación de estructuras metálicas de soporte para el doble circuito a 220 kV. Estas restricciones
7 deberán ser consultadas por el **Transmisor** con el Departamento de Aeronáutica Civil. Este
8 Departamento requiere, en principio, que el **Transmisor** le presente una solicitud para su estudio,
9 en la que se adjunte un plano con una línea de nivelación llevada desde la cabecera de la pista hasta
10 un sitio del eje de la línea; otro plano que muestre en planta el trazado de la línea y otro plano que
11 muestre el plantillado de la línea aérea (referenciado a la línea de nivelación ya mencionada) en el
12 cual se muestre la posición de cada una de las estructuras, la altura máxima de cada una de ellas - al
13 cable de guarda - el plantillado de los conductores de fase y del cable de guarda. El Departamento
14 de Aeronáutica Civil indicará - con base en el estudio que haga de los documentos que le presente
15 el **Transmisor** - las restricciones que existen para la localización de la línea por el trazado indicado
16 por el **Transmisor**.

17
18 b) Presencia de núcleos residenciales y asentamientos urbanos. La ciudad de Cartagena está
19 totalmente urbanizada en el área comprendida entre la subestación de El Bosque y el sitio o
20 estructura de la línea Ternera - Bolívar existente desde donde se iniciará la re-configuración de esta
21 línea para llevarla hasta la subestación El Bosque. El **Transmisor** debe analizar cuidadosamente
22 todas las posibilidades que existen para la localización de la línea, en su totalidad o parcialmente, en
23 el área urbanizada de este sector de la ciudad de Cartagena. Para ello, deberá enterarse a cabalidad,
24 y elevar las consultas que considere necesarias, del Plan de Ordenamiento Territorial y de todos los
25 planes tanto de vivienda como de infraestructura física en la zona del proyecto.

26
27 c) Áreas con restricciones ambientales. Otra de las posibilidades que existen para la localización de
28 un tramo importante de la línea aérea es la zona circundante de la Ciénaga de la Virgen, paralela a
29 la carretera que bordea dicha ciénaga. Con anticipación a dar por definida la ruta de la línea aérea el
30 **Transmisor** deberá consultar con la Autoridad Ambiental y las autoridades de Planeación Distrital
31 las restricciones que puedan existir para la localización de un sector de la línea aérea en un corredor
32 próximo a esta ciénaga.

34 4.2 LONGITUD DE LAS LÍNEAS RECONFIGURADAS

35 Las longitudes anunciadas en este documento son de referencia y basadas en estimativos
36 preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el **Transmisor** para efectos de su
37 propuesta económica deberán estar basados en sus propias consideraciones.

39 Tramo de Líneas a 220 kV	Tramo	Longitud Aproximada de la Línea (km)
41 Bosque - Ternera	Aéreo	Depende del sitio de inicio y la ruta seleccionada
42 Bosque - Bolívar	Aéreo	Depende del sitio de inicio y la ruta seleccionada
43 Bosque - Ternera	Subterráneo	Depende del sitio de inicio y la ruta seleccionada
44 Bosque - Bolívar	Subterráneo	Depende del sitio de inicio y la ruta seleccionada



1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44

4.3 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN PARA LAS LÍNEAS DE 220 kV.

Además de las anotaciones que se hicieron en el numeral 4.1 anterior, relacionadas con las barreras físicas que el **Transmisor** encontrará en proceso de selección de la ruta de la línea reconfigurada, se presentan en este numeral las especificaciones a las que deberán ajustarse los diseños de las líneas de 220 kV.

Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del Proyecto son las establecidas en este Anexo No. 1 a los **DSI**, en el **Código de Redes** (resolución **CREG** 025 de 1995 y actualizaciones, en especial **CREG** 098 de 2000) y en la última actualización del **RETIE**. En los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados, tales como lo relacionado con el tramo de línea subterráneo a 220 kV, el **Transmisor** deberá ceñirse a lo indicado en normas internacionales de reconocido prestigio, las cuales deberán ser relacionadas, informadas y documentadas al **Interventor** para su aprobación.

4.3.1 Aislamiento

El **Transmisor** deberá verificar la coordinación de aislamiento de las líneas y subestaciones, teniendo en cuenta los máximos sobre-voltajes que puedan presentarse en las líneas o extremos desconectados del sistema, bajo la hipótesis de que el voltaje máximo continuo de operación de los equipos no excederá el 1. p.u. del voltaje nominal.

De acuerdo con **CREG** 098 de 2000 se considera como parámetro de diseño un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea año ante descargas eléctricas atmosféricas, una (1) falla por cada 100 operaciones de maniobra de la línea y servicio continuo permanente ante sobretensiones de frecuencia industrial. Por su cercanía al mar, el aislamiento de los equipos y su mantenimiento periódico adquieren especial importancia por la contaminación salina. Este será un factor primordial a tener en cuenta por el **Transmisor** tanto para el diseño de las partes a la intemperie asociadas con la subestación encapsulada como para el diseño de las líneas.

4.3.2 Conductores de fase

La verificación de los siguientes límites será responsabilidad del **Transmisor**. El **Interventor** certificará para la **UPME** que el diseño realizado por el **Transmisor** cumple con las normas técnicas aplicables y con los siguientes valores máximos.

El valor de resistencia DC a 20°C del conductor de cada una de las líneas reconfiguradas no podrá ser superior al valor de resistencia DC a 20°C del conductor que actualmente tiene la línea que se reconfigura.

Especial importancia deberá darse en la selección del conductor aéreo a las condiciones ambientales salinas y corrosivas que, por su cercanía al mar, tiene la zona donde serán instalados.



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

3
4 Los conductores seleccionados para el tramo aéreo de cada una de las líneas reconfiguradas de 220
5 kV respectivamente, deberán cumplir con los criterios de radio interferencia en buen tiempo
6 establecidos en el anexo CC1 del Código de Redes, resolución **CREG** 098 de 2000, numeral 2.2.

7
8 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.4 del Artículo 14 del **RETIE**, los valores máximos
9 permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético en la línea aérea son
10 los indicados en la Tabla 21 del **RETIE**, donde el público o una persona en particular pueden estar
11 expuestos durante varias horas.

12
13 4.3.3 Cable de guarda

14
15 La verificación de los siguientes límites será responsabilidad del **Transmisor**. El **Interventor**
16 certificará para la UPME que el diseño realizado por el **Transmisor** cumple con las normas técnicas
17 aplicables y con los siguientes valores máximos.

18
19 Se requiere que todos los Tramos aéreos de línea tengan cable de guarda. El cable de guarda a
20 instalar deberá soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan
21 incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del
22 aislamiento. El incremento de temperatura del cable de guarda a ser instalado deberá soportar las
23 corrientes de corto circuito monofásico de la línea.

24
25 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda, no
26 deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

27
28 4.3.4 Puesta a tierra de la línea aérea

29
30 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del sitio de la
31 estructura, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con base en la resistividad
32 del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que fluye a tierra a través de la
33 estructura, se deben calcular los valores de puesta a tierra tal que se garanticen las tensiones de paso
34 de acuerdo con IEEE 80 y el Artículo 15 del RETIE. Se deben medir los voltajes de paso y de
35 contacto en las dos primeras torres a la salida de la Subestación.

36
37 4.3.5 Transposiciones de línea

38
39 Ninguna de las líneas reconfiguradas tendrá transposición de fases.

40
41 4.3.6 Estructuras

42
43 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras para el tramo aéreo se debe definir mediante
44 combinación de las distancias mínimas correspondientes a las sobre-tensiones debidas a descargas
45 atmosféricas; a las sobre-tensiones de maniobra y a las sobre-tensiones de frecuencia industrial.
46 Nuevamente se resalta que las condiciones ambientales de alta salinidad por la cercanía del mar



1 hacen necesario que los estudios de aislamiento de la línea aérea consideren el grado de salinidad en
2 función del depósito de sal equivalente sobre la superficie de los aisladores.

3
4 Las estructuras de apoyo para la línea aérea deberán ser auto-soportadas y no deberán requerir para
5 su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El **Transmisor** podrá hacer uso de
6 estos recursos para su montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser montadas sin el
7 concurso de este tipo de recursos.

8
9 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la evaluación de los árboles de
10 cargas definitivos debe hacerse para cada una de las hipótesis de carga y el diseño estructural deberá
11 adelantarse según lo establecido en **CREG** 098 de 2000, numeral 2.6 y en **RETIE**, Artículo 25.

12 13 4.3.7 Localización de estructuras

14
15 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad sobre el
16 terreno y obstáculos, medidas en metros para las condiciones de máxima temperatura del conductor
17 exigidas durante toda la vida útil del Proyecto según **RETIE**, Artículo 13.

18 19 4.3.8 Sistema Antivibratorio

20
21 El **Interventor** certificará para la **UPME** los resultados del estudio del sistema de protección
22 antivibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser adecuados
23 para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias de 10 Hz a 100 Hz, de
24 tal manera los esfuerzos de flexión calculados a una distancia de 89 mm desde el último punto de
25 contacto de la grapa de suspensión con el conductor o cable, no excedan de 150 micro mm/mm,
26 pico a pico, medidos de acuerdo al método establecido en el documento “*Standardization of*
27 *Conductor Vibration Measurements. Paper 31 TP 65-156. IEEE Trans. Vol. Pas. 85 N°1, 1966*”.

28 29 4.3.9 Cimentaciones

30
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 **CREG** 098 de 2000, numeral 2.7.

33 34 4.3.10 Obras complementarias

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

41



1 4.4 INFORMES TÉCNICOS

2 De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 de la resolución **CREG** 098 de 2000, el **Interventor**
3 verificará que el **Transmisor** suministrará los siguientes documentos técnicos durante las
4 respectivas etapas de construcción de las líneas de transmisión del Proyecto:

- 5
6 - · Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de **CREG** 098 de 2000.
7
8 - · Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de **CREG** 098 de 2000.
9
10 - · Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo con el numeral
11 3.3 de **CREG** 098 de 2000.
12
13 - · Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de **CREG** 098 de 2000.
14
15 - · Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de **CREG** 098 de 2000.
16
17 - · Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de **CREG** 098 de 2000.
18
19

20 **5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN**

21 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

22 5.1 GENERAL

23 La siguiente tabla presenta las bahías de línea a 220 kV a ser intervenidas como parte del Proyecto:
24

Subestaciones	Subestación Existente	Bahías	Propietario	Configuración
Bolívar	Si	1	ISA	Doble Barra principal, más Seccionador de Transferencia con Interruptor de acople entre las barras
El Bosque	No	2	Transmisor	Interruptor y Medio GIS
Tenera	Si	1	Transelca	Anillo

25
26



1 .
2
3 La topología de la Subestación consistirá de dos bahías de línea de 220 kV, una bahía de
4 transformación 220 /110-66 kV , necesarias para la llegada de los nuevos tramos de líneas a 220
5 kV, utilizando equipo GIS, tipo instalación interior.

6 Para las conexiones con las bahías del circuito correspondientes en Bolívar y en Ternera, el
7 **Transmisor** deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente compatibles en
8 equipos y en funcionalidad aspectos de comunicaciones, control y protección de las bahías de línea
9 en Ternera y en Bolívar con los correspondientes en Bosque.

10 Servicios Auxiliares: El **Transmisor** deberá proveer los servicios auxiliares en AC suficientes para
11 la topología de la Subestación, la cual se puede tomar, previo Contrato de Conexión con el
12 propietario de una alimentación que esté disponible en un sitio cercano a las obras mas suplencia de
13 respaldo mediante planta de emergencia. El dimensionamiento de la planta de emergencia deberá
14 ser informado para los fines pertinentes, a la **Interventoría**.

15
16 Infraestructura y Módulo Comunes: Como parte del Proyecto, el **Transmisor** deberá implementar
17 todas las obras y equipos constitutivos de la infraestructura y modulo comunes como se describe
18 en el numeral 3.7 de este Anexo ..

19
20 Previsiones para ampliaciones futuras y conexiones con los Operadores de Red. El **Transmisor**
21 deberá proveer todos los espacios necesarios para las ampliaciones de las Subestación Bosque,
22 como se indica en la Figura 2.

23
24 Particularmente, el **Transmisor** deberá proveer todas las facilidades en los equipos para que la
25 subestación evolucione en la operación opere así :

26
27 Inicialmente, los circuitos a cargo del **Inversionista** o sea los circuitos de línea a las Subestaciones
28 Ternera y Bolivar operarán con Interruptor y Medio (bajo un diámetro completo); el circuito de
29 transformación 220/110-66 kV operará con Doble Interruptor – Doble Barraje.
30 En un futuro toda la subestación, operará bajo el esquema de Interruptor y Medio, o sea que el
31 circuito de transformación 220 /110-66 kV y un futuro circuito a 220 kV se conectarán bajo un
32 diámetro(tres interruptores-dos circuitos).

33 34 5.1.1 Normas para fabricación de los equipos

35 El Transmisor deberá suministrar equipos en conformidad con la ultima edición de las normas:
36 Internacional Electrotechnical Comisión – IEC, Internacional Organization for Standardization –
37 ISO, Internacional Telecommunications Union- ITU-T, Comité Internacional Special des
38 Perturbations Radioelectriques – CISPR. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a
39 consideración del **Interventor** quien decidirá sobre aspectos eminentemente técnicos y de calidad.

40 41 42 5.1.2 Condiciones Sísmicas

43



1 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la
2 publicación IEC 60068-3-3 “Guidance Seismic Test Methods for Equipments”. El **Transmisor**
3 deberá someter a consideración del **Interventor** las memorias de calculo en donde se demuestre que
4 los suministros son aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

5 6 5.1.3 Procedimiento General del diseño

7
8 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia :

- 9
10 a) Inicialmente, el **Transmisor** preparará las especificaciones técnicas del proyecto, que
11 gobernarán el desarrollo total del proyecto.

12 En este documento se consignará toda la normatividad técnica; las Especificaciones para llevar
13 a cabo la programación y control del desarrollo de los trabajos; Especificaciones y
14 procedimientos para adelantar el Control de Calidad en todas las fases del proyecto; las
15 definiciones a nivel de Ingeniería de Básica como resultados de estudios del Sistema
16 Eléctrico asociado con el Proyecto; Parámetros Básicos de Diseño(corrientes nominales,
17 niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito, tiempos de despeje de falla);Hojas de
18 datos de los equipos; Diagrama Unifilar General; las Especificaciones técnicas detalladas de
19 los equipos y materiales; Filosofía de Control. Medida y Protección; Previsiones para facilitar
20 la evolución de la Subestación; las Especificaciones de Ingeniería de Detalle; los
21 Procedimientos y Especificaciones de pruebas en fabrica; los Procedimientos de transporte,
22 almacenamiento y manejo de equipos y materiales; los procedimientos de construcción y
23 montaje; los procedimientos y programaciones horarias durante los cortes de servicio de las
24 instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos del Proyecto; los
25 procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los procedimientos y especificación
26 de pruebas en campo de equipos, los procedimientos para efectuar las pruebas funcionales en
27 conjunto; las procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en servicio, los
28 procedimientos de Puesta en servicio del Proyecto, y los Procedimientos de Operación y
29 Mantenimiento.

30 Las especificaciones técnicas del proyecto podrán desarrollarse, en forma parcial y
31 continuada, de tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del proyecto,
32 para lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el proyecto.

33
34 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben estar
35 incluidas en las especificaciones técnicas del **Proyecto**. El **Interventor** presentará un informe a
36 la UPME en el que se detalle y se confirme la inclusión de todas y cada una de las actividades
37 mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad de sin que antes haya sido incluida la
38 correspondiente característica o Especificación en las especificaciones técnicas del **Proyecto**.

- 39
40 b. Por solicitud de la UPME, las especificaciones técnicas del Proyecto serán revisadas por el
41 Interventor, quien hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME todas las
42 aclaraciones y justificaciones que se requiera incluir por parte del Transmisor. Para lo
43 anterior se efectuarán reuniones conjuntas entre ambas partes para lograr los acuerdos
44 modificadorios que deberán plasmarse en y comunicaciones escritas.



- 1 c. Con base en los comentarios hechos por el **Interventor** y acordados con el **Transmisor**,
2 éste emitirá la nueva versión de las especificaciones técnicas del **Proyecto**.
- 3 d. Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
4 documento de obligado cumplimiento.

5

6 En esta Especificación se consignará la lista de documentos previstos para el proyecto
7 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de pruebas.

8 Los documentos serán clasificados como: Documentos de Ingeniería Básica; Documentos de
9 Ingeniería de Detalle; Memorias de Cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle; Documentos
10 de Seguimiento de los Suministros; y Documentos que especifiquen la pruebas en fábrica y en
11 campo, Montaje y Puesta en Servicio.

12 La lista y clasificación de la documentación la debe preparar y entregar el **Transmisor** a
13 Interventoría para revisión.

14 Los Documentos de Ingeniería Básica, son aquellos que definen los parámetros básicos de
15 Proyecto, dan a conocer el dimensionamiento del Proyecto, determinan las características para
16 adquisición de equipos, especifican la filosofía de control, medición, protección y comunicaciones,
17 establecen la implantación física de las obras, especifican las previsiones para el desarrollo futuro
18 del proyecto., establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de
19 cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.

20 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de Interventoría.
21 Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar las aclaraciones o
22 justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos.

23 Los Documentos de Ingeniería de Detalle son los necesarios para efectuar la construcción y el
24 montaje, permite definir y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio
25 e incluye todas las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería..Esta
26 ingeniería se fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase
27 de Ingeniería Básica.

28 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la Interventoría
29 para la UPME, la que formulará los comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al **Transmisor**.

30 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos que
31 preparen y suministren los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos documentos
32 serán objeto de revisión por la Interventoría quien formulará los comentarios y pedirá aclaraciones
33 necesarias al **Transmisor**.

34 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en campo,
35 las especificaciones del Montaje, la Puesta en Servicio, Operación y Mantenimiento del Proyecto,
36 será objeto de revisión por parte del Interventoría, quien podrá hacer los comentarios pertinentes.

37

38 5.1.4 Estudios del Sistema

39

40 Bajo esta actividad, el **Transmisor** deberá presentar al Interventor para los fines pertinentes a la
41 **Interventoría** los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros útiles para el diseño



- 1 básico y detallado de la Subestación, entre todos los posibles, se destaca como mínimo la
2 elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo:
3
4 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y meteorológicos, y
5 contaminación ambiental.
6
7 - Estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos y de resistividad.
8
9 - Calculo de flechas y tensiones.
10
11 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar tiempos
12 máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones;
13
14 - Estudios de coordinación de protecciones.
15
16 - Selección de aislamiento de acuerdo con metodología IEC, incluye selección de pararrayos y
17 distancias eléctricas.
18
19 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo y a corto
20 circuito.
21
22 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores aislados.
23
24 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes
25
26 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
27
28 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC & DC.
29
30 - Informe de interfases con equipos existentes.
31
32 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, PMA de acuerdo con el
33 Estudio de Impacto Ambiental EIA.
34
35 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado, registradores de fallas.
36
37 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo antes referidos deberá destacar como mínimo
38 los siguientes aspectos:
39
40 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
41
42 - Origen de los datos de entrada.
43
44 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio reconocimiento, por
45 ejemplo en Publicaciones IEC o IEEE.
46
47 - Lista de resultados.



1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42

- Bibliografía.

5.1.5 Distancias de seguridad

Las distancias de seguridad aplicadas en la subestación deben cumplir los lineamientos que resulten aplicables y expresados en los Artículos 13 y 29 del RETIE.

5.2 EQUIPOS DE POTENCIA

Todos los equipos de la subestación GIS (Gas Insulated Substation) deben cumplir con la última versión de IEC (International Electrotechnical Commission).

5.2.1 Interruptores

El **Interventor** certificará o avalará para la UPME el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la publicación IEC 62271-100, “High voltaje alternating current circuit breakers”.

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

Mecanismos de operación: Los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1. No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido o aceite para varios o todos los interruptores. Los circuitos de fuerza y control debe ser totalmente independientes.

Pruebas de rutina: Los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la publicación IEC 62271-100. Los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados al **Interventor** para los fines pertinentes a la **Interventoría**.

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

5.2.2 Pararrayos – Descargadores

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



1 Pruebas de rutina: Los pararrayos deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidas en la
2 publicación IEC 60099-4. Por solicitud de la UPME, los respectivos protocolos de prueba deberán
3 ser avalados por el **Interventor**.

4
5 Pruebas tipo: En caso de que el **Interventor** lo requiera, el **Transmisor** debe entregar una copia de
6 los reportes de pruebas tipo hechas sobre pararrayos similares, en todo de acuerdo con la
7 publicación IEC 60099-4. Si el **Transmisor** no dispone de estos documentos deberá hacer las
8 respectivas pruebas a su costa.

10 5.2.3 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra

11
12 El **Transmisor** deberá suministrar seccionadores que cumplan con la publicación IEC 62271-102,
13 “*Alternating current disconnectors and earthing switches*”. Los seccionadores deben ser de
14 accionamiento manual y motorizado, tripolar o monopolar según la disposición física de los
15 equipos.. Los seccionadores de puesta a tierra deben ser aptos para maniobrar las corrientes
16 inducidas por los otros circuitos.

17
18 Pruebas de rutina: Los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la
19 publicación IEC 62271-102. Los respectivos protocolos de prueba deberán ser avalados por el
20 **Interventor** para la **UPME**.

21
22 Pruebas tipo: En caso de que el **Interventor** lo requiera, el **Transmisor** debe entregar una copia de
23 los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores similares en todo de acuerdo con la
24 publicación IEC 62271-102. Si el **Transmisor** no dispone de estos documentos deberá hacer las
25 respectivas pruebas a su costa.

27 5.2.4 Transformadores de tensión

28
29 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 60186, “*Voltaje transformers*”, IEC 60358,
30 “*Coupling capacitor and capacitor dividers*”, IEC 60044-4, “*Instrument transformers, measurement*
31 *of partial discharges*”.

32
33 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre fase y
34 tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar cargas externas
35 adicionales. Deben tener precisión 0.2s, según IEC, y específicamente, cumplir todos los requisitos
36 técnicos exigidos por la resolución **CREG** 025 de 1995, en lo referente al Código de Medida y sus
37 anexos.

38
39 Pruebas de rutina: Los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de rutina
40 establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. Los respectivos
41 protocolos de prueba deberán ser verificados y avalados para la UPME por el **Interventor**.

42
43 Pruebas tipo: En caso de que el **Interventor** lo requiera, el **Transmisor** debe entregar una copia de
44 los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión similares en todo de acuerdo
45 con la publicación IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2. Si el **Transmisor** no
46 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

47



1 5.2.5 Transformadores de Corriente

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

6
7 Los transformadores de corriente debe ser de relación múltiple con cambio de relación en el
8 secundario y equipados con dispositivos de protección contra sobretensiones. Deben tener precisión
9 0.2s, según IEC, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la resolución
10 **CREG 025** de 1995, en lo referente al Código de Medida y sus anexos.

11
12 Pruebas de rutina: Los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas de rutina
13 establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6. Los respectivos protocolos de prueba
14 deberán ser revisados y avalados para la UPME por el **Interventor**.

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

20
21 5.3 EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN

22 5.3.1 Sistemas de Protección

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

30
31 El esquema de protección de los nuevos tramos de línea deben mantener el esquema existente en la
32 actual línea de 220 kV entre las subestaciones Bolivar- Ternera

33
34 El **Transmisor** deberá tener en cuenta que la Subestación intercepta líneas de transmisión
35 existentes. El **Transmisor** deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible
36 en **UPME**. El **Interventor** certificará para la **UPME** el cumplimiento de requisitos de las
37 protecciones según **CREG 025** de 1995, anexo CC4, numeral 3.1.

38
39 Los relés de protección , registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de tecnología numérica
40 o digital. Los relés de protección y los registradores de fallas debe incorporar dispositivos de
41 prueba que permitan aislar completamente los equipos de los transformadores de medida, de los
42 circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la protección por falla interruptor, de tal manera
43 que no se afecte ningún otro equipo de forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los



1 equipos deberán contar con todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las
2 labores de búsqueda de fallas paramétricas de los reles de protección y registradores de fallas.

3
4 5.3.2 Sistema de Automatización de la Subestación

5
6 La arquitectura del sistema automatización estará constituida por los subsistemas y equipos que
7 conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:
8

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la habilidad 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 interfases entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	La adquisición de datos y transmisión de información hacia y desde el sistema remoto debe ser independiente de la IHM de la Subestación. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfases 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 Interfases 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.	



Nivel	Descripción	Modos de Operación
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 corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.
	Comunicaciones e interfases 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 la Subestación 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, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10

Características Generales

El **Interventor** verificará que la arquitectura del Sistema de Automatización podrá ser ampliada a medida que se expanda la Subestación, sin cambios fundamentales en su arquitectura permitirá cambios en la funcionalidad, hardware y software, deberá interoperar (pueden intercambiar y compartir recursos de información) con IEDs de diversos suministradores, razón por la cual deberán utilizarse protocolos abiertos. El Sistema de Control debe ofrecer una respuesta abierta y modular a las necesidades de protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación.



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

4
5 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual se
6 conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección y control.
7 Se destacan las siguientes funciones:
8

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

24
25 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de subestación y/o
26 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación y el
27 **CND** o el centro de control remoto del **Transmisor** (sean funciones de control, visualización o de
28 mantenimiento). El **Transmisor** es responsable por utilizar los protocolos de comunicación que el
29 **CND** le exija y en general, todos los costos de implementación, coordinación de información a
30 intercambiar con el **CND** son responsabilidad del **Transmisor**.

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

- 32 - Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la Subestación.
- 33 - Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y registro
34 de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente de un reloj GPS.
- 35 - Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control remoto
36 (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.)
37

38 Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación para el correcto
39 envío de información hacia centros de control externos, Centro Nacional de Despacho **CND** y
40 recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este aspecto, el **Transmisor** será



1 responsable por suministrar y hacer operativos los protocolos de comunicaciones necesarios para
2 integrar la Subestación con el **CND**.

3 4 5.3.3 Medidores multifuncionales

5
6 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de medida, para
7 determinación de parámetros eléctricos como por ejemplo: tensión, corriente, potencia activa,
8 potencia reactiva, factor de potencia, frecuencia, contador de energía activa y reactiva. Deben contar
9 con emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir
10 con todos los requisitos técnicos exigidos por la resolución **CREG** 025 de 1995, especialmente lo
11 referente al Código de Medida y sus anexos.

12 13 5.3.4 Controladores de Bahía

14
15 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar información con
16 otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los controladores de bahía
17 deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para aplicación en subestaciones eléctricas
18 de alta tensión; el **Transmisor** deberá presentar al **Interventor** los certificados de pruebas que lo
19 avalen.

20
21 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y automatismos de
22 la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de ampliación de las cantidades de
23 entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los requerimientos de la bahía que controlan.
24 Los controladores de bahía deben contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes
25 funcionalidades como mínimo:

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

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

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

40 41 5.3.5 Controlador de los servicios auxiliares

42
43 Deben ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión. Debe
44 permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y contar con los
45 mismos protocolos del controlador de bahía.



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

- 5
- 6 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- 7 - Despliegue de alarmas.
- 8 - Despliegue de eventos.
- 9 - Despliegue de medidas de proceso.
- 10 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
- 11 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 12

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

15

16 5.3.6 Switches

17

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

- 20
- 21 - Deberán cumplir con la norma IEEE 1613 standard - "Error free" networking device.
- 22 - Deberán cumplir con la norma IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- 23 - Deberá incluir las siguientes características de red:
- 24

- 25 ➤ IEEE 802.1d, message prioritzacion y rapid spanning tree en MAC Bridges
- 26 ➤ IEEE 802.1q VLAN
- 27

- 28 1. Deberán tener funciones de administración
- 29
- 30 2. Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba descritas en las
- 31 normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- 32

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

35

36 5.3.7 Interfaz Nivel 2- Nivel 1

37

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

39

40 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe conformar
41 para que sea, inmune electro-magnéticamente, que posea suficiente rigidez mecánica para ser
42 tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores, con chaqueta retardante a la
43 llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y demás accesorios de conexión, según
44 diseño detallado a cargo del **Transmisor**.

45



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

4
5 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores de eventos
6 con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con autodiagnóstico en caso de
7 interrupción de una cualquiera de las vías.

10 5.3.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2

11 Controlador de la Subestación

12
13
14 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del sitio de
15 instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y control de la
16 Subestación, proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la procesa, la evalúa, la
17 combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la entrega al Centro de Control
18 Nacional -CND de acuerdo con la programación realizada en ella y al sistema de supervisión de la
19 Subestación o a otros IED's que dependen de ella. La información requerida para realizar la
20 supervisión remota, se enviará por enlaces de comunicaciones.

21
22 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés de
23 protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la red de
24 ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para interrogación,
25 configuración y descarga de información de los relés, de los registradores de fallas y los medidores
26 multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos, accesorios, programas y bases de datos
27 requeridos para implementar un sistema de gestión de protecciones y registradores de fallas para la
28 Subestación.

29 Registradores de fallas

30
31
32 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la descarga del
33 archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de adquisición,
34 procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de falla provenientes de
35 equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo almacenamiento, despliegue,
36 programación e interrogación remota, cumpliendo con lo establecido en el Código de Redes
37 **CREG025** de 1995.

38 39 Interfaz hombre - máquina IHM de la Subestación

40
41 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través de una
42 IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo SCADA. Las pantallas
43 de IHM deben ser suficiente mente amplias para mostrar la información del proceso, ejemplo: tipo
44 LSD de 21 pulgadas..



- 1 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos dispositivos
2 suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la Subestación, la cual debe tener
3 como mínimo las siguientes funciones:
4
5 - Adquisición de datos y asignación de comandos.
6 - Auto-verificación y autodiagnóstico.
7 - Comunicación con el **CND**.
8 - Comunicación con la red de área local.
9 - Facilidades de mantenimiento.
10 - Facilidades para entrenamiento.
11 - Función de bloqueo.
12 - Función de supervisión.
13 - Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM
14 - Guía de operación.
15 - Manejo de alarmas.
16 - Manejo de curvas de tendencias.
17 - Manejo de mensajes y consignas de operación.
18 - Marcación de eventos y alarmas.
19 - Operación de los equipos.
20 - Programación, parametrización y actualización.
21 - Reportes de operación.
22 - Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la Subestación,
23 incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
24 - Secuencia de eventos.
25 - Secuencias automáticas.
26 - Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
27 - Supervisión de la red de área local.

28
29 5.3.9 Requisitos de Telecomunicaciones.

30
31 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución **CREG** 025 de 1995.

32 5.4 OBRAS CIVILES

33 Tanto el diseño como la construcción de todas las obras civiles, las vías de acceso al predio y el
34 edificio que conforman la Subestación son responsabilidad del **Transmisor**. Todas las actividades
35 relacionadas con la gestión ambiental deben cumplir con los requerimientos establecidos en el plan
36 de manejo ambiental del Proyecto, el cual también debe ser elaborado por el **Transmisor**.

37
38 Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas
39 Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-98.

40
41 El **Interventor** certificará para la **UPME** y hará seguimiento al cumplimiento de los aspectos
42 regulatorios, RETIE y normas legales aplicables a los diseños para construcción de las obras civiles.
43 Únicamente se podrá realizar obra civil con base en planos de construcción previamente aprobados
44 por el **Transmisor**. El **Interventor** certificará y hará seguimiento al cumplimiento de normas



1 técnicas. El **Transmisor** deberá presentarle al **Interventor**: (i) memorias de calculo que soporten
2 los diseños, (ii) planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,
3 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras, (iii) una vez finalizadas las
4 obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse la versión denominada “tal como
5 construido” que incluye las modificaciones hechas en campo verificadas por el **Interventor**.

6
7 En el edificio, El **Transmisor** deberá diseñar, suministrar e instalar todos los elementos necesarios
8 para la instalación de puntas tipo Franklin, suministrar e instalar todos los elementos necesarios
9 para la construcción de la red de puesta a tierra de apantallamiento electromagnético y las bajantes,
10 platinas de cobre, varillas de puesta a tierra, las redes de tierra dentro, alrededor del edificio.

11 5.5 MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO

12 Los diseños son responsabilidad del **Transmisor**. La malla de puesta a tierra de la Subestación en
13 cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocado, sin estañar, trenzado en capas concéntricas
14 deberá ser diseñada siguiendo los lineamientos de la norma ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que
15 garanticen la seguridad del personal, limitando las tensiones de toque y paso a valores tolerables. El
16 sistema de puesta a tierra de la Subestación Existente será conectado solidamente a la malla de
17 tierra de la Subestación.

20 6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

21 6.1 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO

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

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

34
35 En las subestaciones existentes, el **Transmisor** deberá suministrar al **Interventor** la información
36 requerida para verificar la correcta integración de los sistemas instalados con los sistemas
37 existentes, operación de los enclavamientos y la acción del sistema de protecciones entre los
38 sistemas existentes y los nuevos.

39 .
40
41 Pruebas de puesta en servicio. El **Transmisor** debe efectuar las siguientes pruebas como mínimo:



- 1
2 - Direccionalidad de las protecciones de línea.
3 - Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas asociadas
4 a la Subestación.
5 - Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto
6 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de
7 protecciones.
8 - Pruebas de conexión punto a punto con el **CND**.
9
10 Pruebas de energización. El **Transmisor** será responsable por la ejecución de las pruebas de
11 energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser verificados para los fines
12 pertinentes a la **Interventoría** por el **Interventor**.

13 6.2 INFORMACIÓN REQUERIDA POR **CND** PARA LA PUESTA EN SERVICIO

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

- 15
16 - Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho **CND**.
17 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
18 - Diagrama Unifilar.
19 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del Proyecto.
20 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
21 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.
22 - Cronograma de pruebas.
23 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con
24 información definitiva.
25 - Protocolo de energización.
26 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el **ASIC**.
27 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del punto de
28 conexión.
29 - Carta de declaración en operación comercial
30 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y actualizados
31 por **CND**.

32 7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

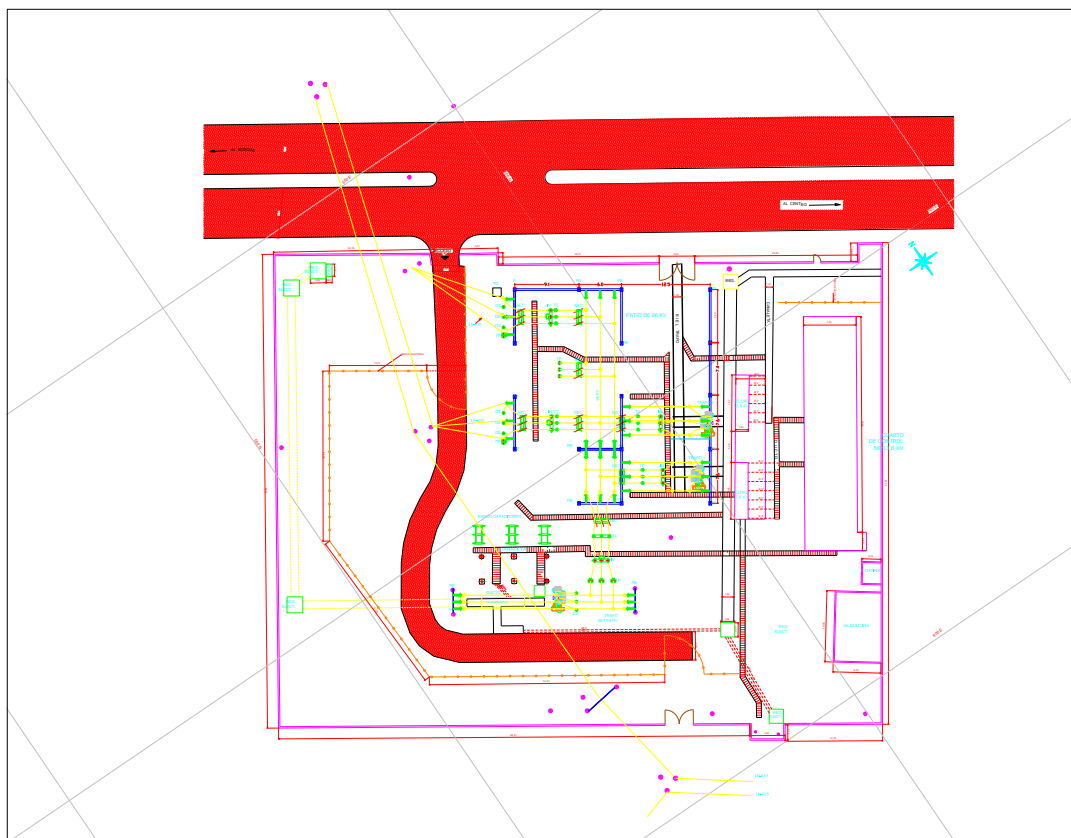
33 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución **CREG** 025 de
34 1995 y actualizaciones) y demás regulación de la **CREG** aplicable.

35 8. FIGURAS

- 36
37 Fig. 1 Planimetría de la Subestación Existente Bosque
38 Fig. 2 Esquema Unificar Subestación Bosque 220 kV.
39
40
41

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22

FIGURA 1 – PLANIMETRIA DE LA SUBESTACION BOSQUE EXISTENTE



23

1

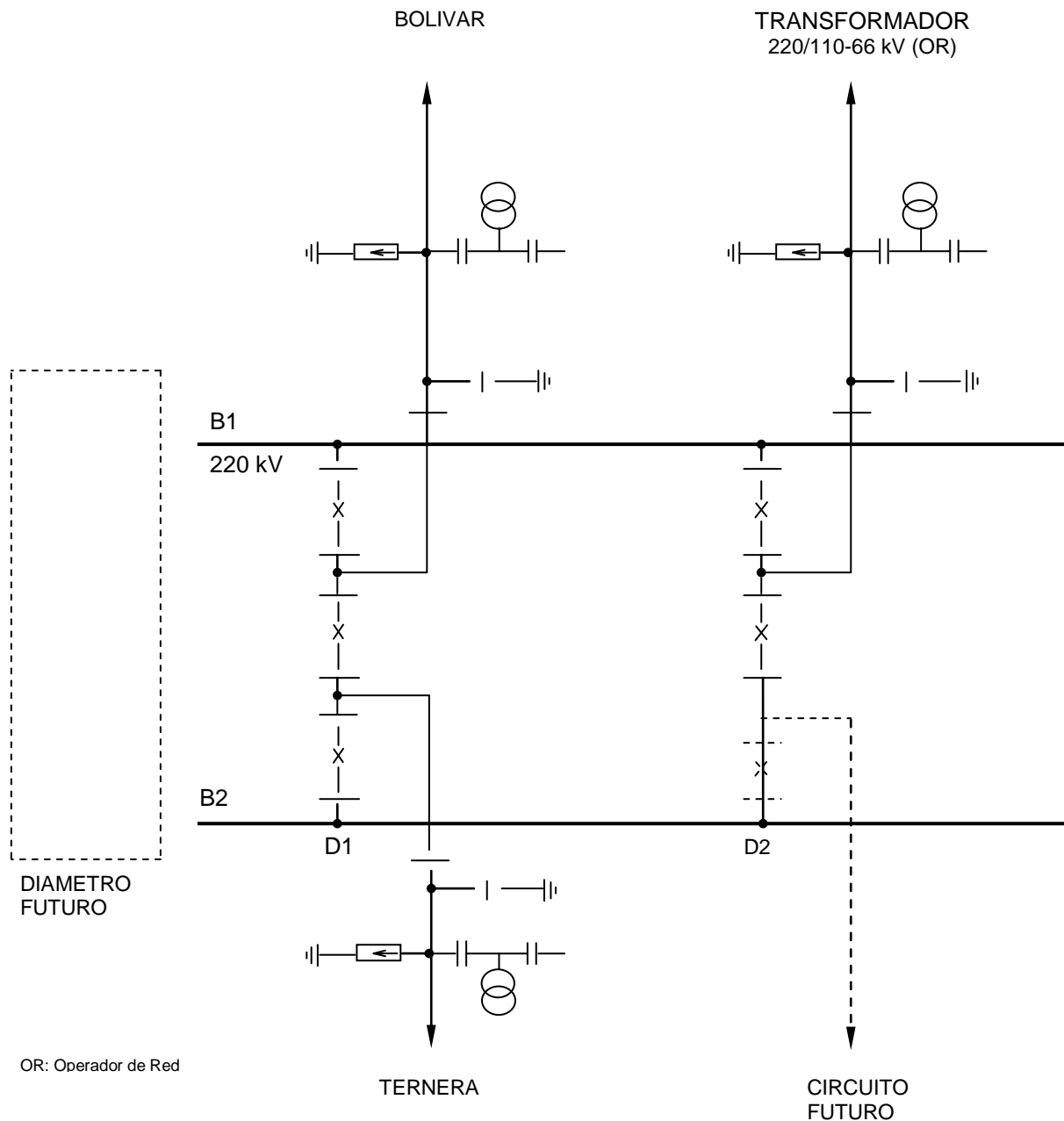


Figura 2
ESQUEMA UNIFILAR
SUBSTACION BOSQUE 220 kV – AISLADA EN SF6
UPME-02-2008