



ANEXO 1

DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA
UPME - 01- 2008

SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN NUEVA ESPERANZA 500/230 kV
(TRANSFORMADOR 450 MVA – 500/230 kV) Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
ASOCIADAS

Bogotá, D.C., diciembre de 2009



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 SUBESTACIONES	5
8		2.2 DESCRIPCIÓN DE LAS CONEXIONES DE LAS SUBESTACION AL STN	6
9		2.3 SUBESTACIONES EXISTENTES	7
10		2.4 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO.....	7
11	3.	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	7
12		3.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA	8
13		3.2 NIVEL DE CORTO CIRCUITO	9
14		3.3 MATERIALES	9
15		3.4 EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA.....	9
16		3.5 INTERFACES CON EQUIPOS EXISTENTES	9
17		3.6 LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN	10
18		3.7 INFRAESTRUCTURA Y MÓDULO COMUNES	10
19		3.8 PRUEBAS EN FÁBRICA	10
20		3.9 ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN NUEVA ESPERANZA A 500 Y 230 KV	11
21	4.	ESPECIFICACIONES PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 500 KV	11
22		GENERAL.....	11
23	5.	ESPECIFICACIONES PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 230 kV GUAVIO – NUEVA	
24		ESPERANZA Y PARA LAS LÍNEAS RECONFIGURADAS A 230 kV.....	12
25		5.1 GENERAL.....	12
26		5.2 ANTECEDENTES DE ESTABILIDAD DE LA CORDILLERA ORIENTAL Y DE LOS ACTUALES	
27		CORREDORES ELECTRICOS GUAVIO - BOGOTA	12
28		5.2.1 Cordillera Oriental	12
29		5.2.2 Actuales corredores eléctricos desde Guavio a Bogotá	14
30		5.3 LONGITUD DE LAS LÍNEAS	15
31		5.4 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN PARA LAS LÍNEAS DE 500 KV Y DE 230 KV	
32		15
33		5.4.1 Aislamiento	15
34		5.4.2 Conductores de fase	16
35		5.4.3 Cables de guarda	17
36		5.4.4 Puesta a tierra de las líneas.....	18
37		5.4.5 Transposiciones de línea	18
38		5.4.6 Estructuras.....	18
39		5.4.7 Localización de estructuras	18



1	5.4.8 Sistema Antivibratorio	18
2	5.4.9 Cimentaciones	19
3	5.4.10 Obras complementarias	19
4	5.5 INFORMES TÉCNICOS	19
5	6. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES	19
6	6.1 GENERAL	20
7	6.1.1 Normas para fabricación de los equipos	22
8	6.1.2 Condiciones Sísmicas	22
9	6.1.3 Procedimiento General del diseño	22
10	6.1.4 Estudios del Sistema	24
11	6.1.5 Distancias de seguridad	25
12	6.2 EQUIPOS DE POTENCIA	26
13	6.2.1 TRANSFORMADORES DE POTENCIA	26
14	6.2.2 Interruptores	27
15	6.2.3 Pararrayos – Descargadores	27
16	6.2.4 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra	28
17	6.2.5 Transformadores de tensión	28
18	6.2.6 Transformadores de Corriente	28
19	6.2.7 Equipo de potencia aislado en SF6	29
20	6.3 EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN	29
21	6.3.1 Sistemas de Protección	29
22	6.3.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones	30
23	6.3.3 Medidores multifuncionales	33
24	6.3.4 Controladores de Bahía	34
25	6.3.5 Controlador de los servicios auxiliares	34
26	6.3.6 Switches	35
27	6.3.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1	35
28	6.3.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2	36
29	6.3.9 Requisitos de Telecomunicaciones	37
30	6.4 OBRAS CIVILES	37
31	6.5 MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO	38
32	7. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	38
33	7.1 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	38
34	7.2 INFORMACIÓN REQUERIDA POR CND PARA LA PUESTA EN SERVICIO	39
35	8. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	40
36	9. FIGURAS	40
37	Figura 1. Mapa de Localización del Proyecto	
38	Figura 2 Esquema Unifilar Subestación Bacatá 500 kV	
39	Figura 3 Esquema Unifilar Subestación Nueva Esperanza 500 kV	
40	Figura 4 Esquema Unifilar Subestación Nueva Esperanza 230 kV	
41	Figura 5 Esquema Unifilar Subestación Guavio 230 kV	



ANEXO 1
DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO
CONVOCATORIA PÚBLICA
UPME - 01- 2008

SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN NUEVA ESPERANZA (TRANSFORMADOR 450
MVA – 500/230 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME - 01- 2008.

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

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

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

1.1 REQUISITOS TÉCNICOS ESENCIALES

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

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



1 los documentos mencionados, antes del inicio de los diseños según cronograma presentado a la
2 UPME por el Adjudicatario obras, la última de estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de
3 los aspectos requeridos, primará sobre cualquier versión anterior de los citados documentos.
4

5 1.2 DEFINICIONES

6 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido en el
7 Numeral 1.1 del Volumen I (Documentos de Selección del Inversionista - DSI).
8

9 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

10
11 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, operación
12 y mantenimiento de las obras definidas en el “Plan de Expansión de Referencia – Generación –
13 Transmisión 2008 – 2022”, de diciembre de 2007, así:
14

- 15 - Construcción de la ampliación de la Subestación Bacatá a 500 kV.
- 16
- 17 - Construcción de la subestación Nueva Esperanza 500 / 230 kV, con capacidad de
18 transformación 500 /230 kV de 450 MVA.
- 19
- 20 - Construcción de una línea de transmisión a 500 kV S/E Bacatá – S/E Nueva Esperanza con
21 longitud aproximada de 40 kilómetros.
22
- 23 - Construcción de una línea de transmisión a 230 kV Nueva Esperanza - Guavio con longitud
24 aproximada de 140 kilómetros.
25
- 26 - Reconfiguración de la línea a 230 kV Paraíso - San Mateo para configurar las líneas Paraíso
27 – Nueva Esperanza y Nueva Esperanza - San Mateo; las longitudes de estas líneas
28 dependerán del sitio sobre la línea Paraíso - San Mateo a partir del cual se haga la
29 reconfiguración.
30
- 31 - Reconfiguración de la línea a 230 kV Paraíso - Circo para configurar las líneas Paraíso -
32 Nueva Esperanza y Nueva Esperanza - Circo; las longitudes de estas líneas dependerán del
33 sitio sobre la línea Paraíso - Circo a partir del cual se haga la reconfiguración.
34
- 35 - Ampliación de la subestación Guavio 230 kV. La subestación existente es la instalada
36 dentro de una edificación en superficie (no en la caverna).
37

38 2.1 DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES

39 Las obras en la subestación Bacatá consisten en la construcción de una nueva bahía a 500 kV
40 localizada en un predio de la Subestación Bacatá existente, de propiedad de **ISA**. La topología de la



1 subestación existente es doble barra principal más seccionador de transferencia con interruptor de
2 acople entre las dos barras, con equipo convencional tipo exterior. La nueva bahía de línea de 500
3 kV se utilizará para la llegada de la línea proveniente de la Subestación Nueva Esperanza. La nueva
4 Bahía conservará la topología de la Subestación existente.

5
6 Las obras en la Subestación Nueva Esperanza, a cargo del Transmisor, consisten en la selección del
7 lote y la construcción de una nueva subestación 500 / 230 kV, localizada en el predio que seleccione
8 el Transmisor. La subestación estará conformada por un patio de conexiones de 500 kV, con
9 transformación 500 /230 kV y por un patio de conexiones de 230 kV, todo con equipo convencional
10 tipo exterior.

11
12 Una de las actividades prioritarias de esta Convocatoria es la selección del lote de la Subestación
13 Nueva Esperanza y la información que sobre la misma ubicación se le suministre al Operador de
14 Red, para que este pueda adelantar los diseños y construcción de las obras a su cargo. Para tal efecto
15 el Transmisor deberá informar a la UPME sobre el detalle de los avances en el proceso de Selección
16 del lote de la subestación.

17
18 La Subestación Nueva Esperanza a 500 kV tendrá una combinación del esquema Interruptor y
19 Medio con el esquema Doble Barraje - Doble Interruptor.

20
21 El circuito de línea con destino a las subestación Bacatá y el circuito de transformación 500 /230 kV
22 se conectarán bajo el esquema de Interruptor y Medio en un mismo diámetro (tres interruptores para
23 dos circuitos), mientras que la bahía para conectar el transformador 500 /115 kV estará bajo el
24 esquema de Doble Barraje - Doble Interruptor. El transformador 500 /115 kV estará a cargo del
25 Operador de Red, (OR).

26
27 El patio de 230 kV, tendrá esquema de Interruptor y Medio, con seis (6) Bahías: una para recibir la
28 transformación 500/230 kV, tres líneas a 230 kV provenientes de las Subestaciones de Guavio, San
29 Mateo y Circo, y dos líneas provenientes de la Subestación Paraíso.

30
31 Las obras en la Subestación Guavio comprenden la construcción de una nueva bahía a 230 kV
32 localizada en un predio de la Subestación Guavio existente, de propiedad de EEB. La topología de
33 la Subestación existente es blindada con doble barra principal mas seccionador de transferencia con
34 interruptor de acople entre las dos barras, con equipo tipo GIS para instalación interior. La nueva
35 bahía de línea de 230 kV se utilizará para la llegada de la línea proveniente de la Subestación Nueva
36 Esperanza. La nueva bahía conservará la topología de la subestación existente.

37
38 En las Figuras 2, 3, 4 y 5 se muestran los esquemas de las subestaciones Bacatá 500 kV, Nueva
39 Esperanza 500 kV, Nueva Esperanza 230 kV y Guavio 230 kV.

41 2.2 DESCRIPCIÓN DE LAS CONEXIONES DE LAS SUBESTACION AL STN

42 Hacen parte del Proyecto la línea a 500 kV para la conexión de la Subestación Bacatá 500 kV a la
43 Subestación Nueva Esperanza 500 kV; la línea a 230 kV que conectará la Subestación Guavio con
44 la Subestación Nueva Esperanza 230 kV. También hacen parte del Proyecto los tramos de líneas a



1 230 kV que se derivan de la reconfiguración de las líneas a 230 kV entre la Subestación Paraíso y la
2 Subestación San Mateo, y entre la Subestación Paraíso y la Subestación Circo.

3 2.3 SUBESTACIONES EXISTENTES

4 Tendrá el significado establecido en el Numeral 1.1. de los Documentos de Selección del
5 Inversionista.

6 2.4 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO

7 El Proyecto tiene Puntos de Conexión así:

8 Con ISA en la Subestación Bacatá a 500 kV, con EEB a 230 kV en la Subestación Guavio y en los
9 Puntos de Conexión, originados por la reconfiguración de la Líneas Paraíso – San Mateo y Paraíso -
10 Circo. No obstante lo anterior, el Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer
11 completamente compatibles en equipamiento y en funcionalidad todos los aspectos de
12 comunicaciones, control y protección de las bahías de líneas existentes en Paraíso, San Mateo y
13 Circo con los correspondientes en Nueva Esperanza.

14 El Transmisor deberá firmar un Contrato de Conexión con ISA y EEB.

15 Los Puntos de Conexión originan Costos de Conexión. El propietario de los Puntos de Conexión
16 indicará el monto de dichos costos para que sean incluidos en las ofertas.

17 El Proyecto de la Subestación Nueva Esperanza ofrecerá el Punto de Conexión para la
18 transformación 500 /115 kV. El Punto de Conexión estará localizado en los terminales de 500 kV
19 sobre la salida de la bahía de transformación de 500 kV. Los terminales de 500 kV estarán
20 localizados y soportados en el pórtico externo y perimetral del patio de conexiones de la bahía
21 correspondiente en el patio de 500 kV. La ampliación de los conductores de 500 kV que sea
22 necesaria para efectuar la conexión al transformador 500 /115 kV estará a cargo del Operador de
23 Red (OR).

24 El Operador de Red (OR) deberá firmar un Contrato de Conexión con el Transmisor.

25 El Transmisor debe seleccionar y suministrar los equipos en 500 kV, considerando las necesidades
26 de núcleos de transformadores de medida para las protecciones principales y de respaldo del
27 transformador 500 /115 kV. Estas protecciones estarán a cargo del Operador de Red, (OR). Lo
28 anterior no implica que el Transmisor no pueda suministrar e instalar protecciones redundantes del
29 transformador 500 /115 kV.

30 3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

31 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las
32 especificaciones técnicas consignadas en este Anexo. El uso de normas y procedimientos aquí
33 descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha de realización de los diseños o



1 de realización de la obra según el caso, previa comunicación al Interventor, quien informará a la
2 UPME que los requisitos y calidades técnicas se mantengan.

3
4 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de las
5 subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

6

7 3.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA

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

11

12 Nivel de 500 kV

13

14 Tensión nominal	500 kV
15 Frecuencia asignada	60 Hz
16 Puesta a tierra	Sólida
17 Numero de fases	3
18 Tensión asignada al equipo	550 kV
19 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
20 Servicios Auxiliares DC	125V
21 Tipo de la Subestación	Convencional, aislamiento en aire.
22 Diseño de la línea	Circuito sencillo con dos cables de guarda.
23 Zona de Servidumbre de la línea	Mínimo 60 m, según tabla 42 del RETIE o la que se 24 establezca en su última revisión.

25

26 Nivel de 230 kV

27

28 Tensión nominal	230 kV
29 Frecuencia asignada	60 Hz
30 Puesta a tierra	Sólida
31 Numero de fases	3
32 Tensión asignada al equipo	253 kV
33 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
34 Servicios Auxiliares DC	125V
35 Tipo de la Subestación	Subestación Nueva Esperanza: Convencional, aislamiento 36 en aire. 37 Subestación Guavio: Blindada, encapsulada en SF6, tipo 38 interior.
39 Diseño de las líneas	Circuito sencillo con uno o dos cables de guarda según el 40 diseño del Transmisor.
41 Zona de Servidumbre de las líneas	Mínimo 30 m (1 circuito) y 32 m (2 circuitos) según tabla 42 42 del RETIE o la que se establezca en su última revisión.

43



1 3.2 NIVEL DE CORTO CIRCUITO

2 El poder de corto circuito asignado (ik) a los equipos que se instalarán del objeto de la presente
3 Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA. Para 230 kV y de 40 kA para 500 kV. La duración
4 asignada al corto circuito (tk) no deberá ser inferior a un segundo.

5 3.3 MATERIALES

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

14 3.4 EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA

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

20 3.5 INTERFACES CON EQUIPOS EXISTENTES

21 El Transmisor será responsable en forma integral por las actividades de interfaz con sistemas
22 existentes (ISA / EEB), previa aprobación del propietario y sin limitarse a:

- 23
- 24 - Recopilación y análisis de todos los planos y documentos técnicos que requieran ser
25 modificados en las bahías de las Subestaciones a 230 kV de Paraíso, San Mateo, Circo y Guavio
26 y a 500 kV en la Subestación Bacatá. Un informe escrito detallado de estas actividades deberá
27 ser presentado a la Interventoría para los fines pertinentes.
28
 - 29 - Mantener la filosofía existente.
 - 30 - Elaboración de documentos de ingeniería de detalle para la ejecución de las modificaciones,
31 tales como: tablas de cableado, plan de libranzas, listas de materiales, ajustes de protecciones.
32 Un informe detallado escrito de estas actividades debe ser presentado al Interventor para los
33 fines pertinentes.
34
 - 35 - Implementar y probar las modificaciones.
 - 36 - Elaborar planos “de acuerdo con lo construido”.



1 3.6 LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN

2 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Transmisor. La
3 celebración de los Contratos de Conexión con ISA, EEB y CODENSA deberá dar prioridad a todos
4 los acuerdos técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan
5 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del Proyecto. La
6 fecha para haber llegado a este acuerdo técnico se deberá reflejar como Hito en el cronograma del
7 Proyecto. Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán
8 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos técnicos y
9 administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la regulación vigente
10 deberá ser verificado por el Interventor para la UPME.

11 3.7 INFRESTRUCTURA Y MÓDULO COMUNES

12 El Transmisor debe prever el espacio para necesario para el desarrollo inicial y futuro de los patios
13 de conexiones de los niveles 500, 230 y 115 kV, junto con los espacios de acceso, vías internas y
14 edificios. Igualmente estará a cargo del Transmisor la vía de acceso al predio de la Subestación
15 Nueva Esperanza.

16 El Transmisor deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y módulos
17 comunes de la Subestación Nueva Esperanza a nivel de 500 kV y 230 kV, es decir las obras civiles
18 y los equipos que sirven a la Subestación y que son utilizados por todas las bahías de la
19 Subestación. La infraestructura y módulo comunes de la Subestación consistirán como mínimo de
20 los siguientes componentes:

21 Infraestructura civil: compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino si existe;
22 la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la Subestación; las vías internas de acceso a los
23 patios de conexiones; la adecuación del terreno y proveer el espacio para las bahías futuras. Para el
24 espacio que ocupará la Subestación, incluye: drenajes; alcantarillado; barreras de protección y de
25 acceso al predio; todos los cerramientos para seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico y
26 de agua y/o conexión a acueducto / alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior y exterior
27 y cárcamos comunes.

28 Equipos: el sistema de automatización, sistema de gestión de medición, protecciones y sistema de
29 comunicaciones propios de la Subestación Nueva Esperanza, materiales de malla de tierra y los
30 equipos para los servicios auxiliares, equipos de conexión a 500 y 230 kV, todo esto cableado y con
31 las obras civiles asociadas, equipos de medición, control, protección y de comunicaciones.

32 La Interventoría analizará, e informará a la UPME el resultado de su análisis, todas las previsiones
33 que faciliten la evolución de la Subestación Nueva Esperanza en 230 kV y en 500 kV.

34 3.8 PRUEBAS EN FÁBRICA

35 Una vez el Transmisor haya seleccionado el equipo a utilizar deberá entregar al Interventor, copia
36 de los reportes de las *pruebas tipo* que satisfagan las normas aceptadas en el Código de Conexión,
37 para interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y potencial. En caso de que los



1 reportes de las pruebas tipo no satisfagan las normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la
2 repetición de las pruebas a costo del Transmisor.

3
4 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales, estos deberán ser sometidos a
5 todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo estipulado en la norma para cada equipo
6 en particular. Los reportes de prueba de aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el
7 laboratorio de la fábrica.

8 3.9 ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN NUEVA ESPERANZA A 500 y 230 kV

9 Adicionalmente a que el Transmisor deberá urbanizar el predio dotando la Subestación Nueva
10 Esperanza de los espacios físicos necesarios para facilitar el punto de conexión de la Subestación
11 del Operador de Red mediante Transformación 500 / 115 kV, la urbanización del predio también
12 deberá facilitar espacio suficiente para la construcción de futuras bahías, sean de línea o de
13 transformación, como se especifica bajo el numeral 6.1 de este Anexo. No obstante lo anterior, los
14 equipos para las bahías futuras no son parte del Proyecto.

15 4. ESPECIFICACIONES PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 500 KV

16 GENERAL

17 El Transmisor deberá construir la Línea de Transmisión Bacatá – Nueva Esperanza, circuito
18 sencillo, con una longitud aproximada de 40 kilómetros.

19
20 Por la localización geográfica de la Subestación Bacatá y la localización de la Subestación Nueva
21 Esperanza (en el sur de Bogotá), la zona comprendida entre los puntos extremos de la nueva línea
22 de transmisión Bacatá – Nueva Esperanza (en cualquier sitio del sur de Bogotá donde técnicamente
23 esta última se pueda ubicar) se caracteriza por la existencia de diversas barreras, algunas de carácter
24 técnico, otras que tienen que ver con la presencia de reservas naturales con protección ambiental y
25 otras restrictivas del uso del suelo.

26
27 Entre dichas barreras, se pueden destacar las siguientes:

28
29 a) Aeropuerto Internacional El Dorado de la ciudad de Bogotá. Tanto el aeropuerto como su zona
30 de influencia desde el punto de vista de las restricciones que genera, está ubicado en la zona
31 comprendida entre la subestación Bacatá y la región sur de la ciudad. Su presencia, hace
32 imperiosa la necesidad de que la ruta de una línea entre Bacatá y el sur de Bogotá tenga
33 necesariamente que localizarse por detrás de los municipios de Funza y Soacha y,
34 probablemente, del municipio de Madrid. Es de anotar que esta última localidad tiene
35 aeropuerto que no por su menor categoría deja de generar restricciones. Estas restricciones
36 deberán ser consultadas por el Transmisor con la Aeronáutica Civil. Esta Unidad
37 Administrativa Especial requiere, en principio, que el Transmisor le presente una solicitud para
38 su estudio, en la que se adjunte un plano con una línea de nivelación llevada desde la cabecera
39 de la pista hasta un sitio del eje de la línea; otro plano que muestre en planta el trazado de la
40 línea y otro plano que muestre el plantillado de la línea aérea (referenciado a la línea de
41 nivelación ya mencionada) en el cual se muestre la posición de cada una de las estructuras, la



1 altura máxima de cada una de ellas, al cable de guarda, el plantillado de los conductores de fase
2 y del cable de guarda. La Aeronáutica Civil indicará, con base en el estudio que haga de los
3 documentos que le presente el Transmisor, las restricciones que existen para la localización de
4 la línea en el trazado indicado por el Transmisor.
5

6 b) Presencia de núcleos residenciales urbanos y desarrollos industriales en el suroccidente de la
7 ciudad. Tales son los casos de Ciudad Bolívar y de las ciudadelas industriales establecidas y en
8 desarrollo. Una subestación de 500/230 kV requiere, por una parte, un área extensa (superior
9 quizás a 4 hectáreas si se tienen en cuenta los terrenos que hay que dejar desde ahora
10 disponibles para futuras expansiones de la subestación) y, por otra parte, debe quedar ubicada
11 en sitios en los que deje posibilidades de establecer corredores de ruta para futuras
12 interconexiones mediante líneas, especialmente aquellas de 500 kV. Una subestación EHV no
13 puede quedar ubicada en sectores donde el desarrollo de la ciudad (residencial o industrial) está
14 llegando, imposibilitando que, en un futuro, los corredores de ruta de futuras líneas tengan
15 serias limitaciones de servidumbre. El **Transmisor** debe conocer detalladamente el Plan de
16 Ordenamiento Territorial de la ciudad de Bogotá y de los municipios circunvecinos.
17

18 c) Presencia de reservas naturales con restricción ambiental. Es bien sabido que la ciudad de
19 Bogotá está prácticamente rodeada por ecosistemas sobre los cuales el Gobierno Distrital y las
20 entidades encargadas del manejo ambiental están dedicando especiales esfuerzos para su
21 protección y conservación. Estas reservas, humedales, parques, páramos, etc. deberán ser
22 cuidadosamente analizados por el Transmisor para determinar, desde este punto de vista, cuáles
23 áreas definitivamente deben ser restringidas y las áreas en las que una intervención pueda ser
24 compensada a juicio de la Autoridad Ambiental.

25 **5. ESPECIFICACIONES PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 230 kV GUAVIO –** 26 **NUEVA ESPERANZA Y PARA LAS LÍNEAS RECONFIGURADAS A 230 kV**

27 5.1 GENERAL

28 Si bien, la selección de la ruta de la futura línea de transmisión entre las subestaciones de Guavio y
29 de Nueva Esperanza es responsabilidad del Transmisor, es conveniente hacer algunas anotaciones, a
30 título informativo, sobre las características técnicas, geológicas y geomorfológicas de las zonas por
31 las cuales están operando los circuitos Guavio – Bogotá que han ofrecido problemas de estabilidad
32 geológica.
33

34 5.2 ANTECEDENTES DE ESTABILIDAD DE LA CORDILLERA ORIENTAL Y DE LOS 35 ACTUALES CORREDORES ELECTRICOS GUAVIO - BOGOTA

36 5.2.1 Cordillera Oriental

37

38 La Cordillera Oriental de Colombia, corresponde a la principal unidad morfoestructural del Oriente
39 Andino, la cual está formada por una serie de anticlinales que hacen emerger el zócalo bordeado por
40 fallas, entre los pliegues de la cobertura Mesozoica y localmente Paleógena.
41



1 En consecuencia, entre esos macizos, sobre todo en el área Central de la Cordillera Oriental, la
2 cobertura mesozoica y paleógena está afectada por pliegues regulares de edad oligo-miocena; a gran
3 escala se individualizan altas cuencas continentales en sinclinos subsidentes (Sabana de Bogotá).

4
5 Se supone que en el Cretáceo se desarrolló un inmenso miogeosinclinal, en el cual se depositaron
6 series marinas de espesores variables; al principio del Cenozoico esta gran cuenca se volvió un área
7 de sedimentación continental molánica, alimentada por erosión proveniente de la Cordillera Central
8 y del escudo Guayanés, como consecuencia de los primeros movimientos Pre Andinos.

9
10 La principal etapa tecto-orogénica que contribuyó a la formación de esta cadena montañosa,
11 empezó a principios del mioceno; sin embargo, la Cordillera Oriental alcanzó su volumen actual
12 durante el levantamiento pliopleistocénico.

13
14 En conjunto, el plegamiento de edad miocena de la Cordillera Oriental y sus bordes se formaron de
15 un régimen tectónico de compresión traducido en pliegues con planos axiales inclinados, en
16 abanicos, fallas inversas, fallas de cabalgamientos, activas durante el cuaternario (borde piedemonte
17 llanero).

18
19 De acuerdo a esta evolución morfoestructural de la Cordillera Oriental y al conocimiento físico que
20 se tiene de ella, se ha considerado que este gran macizo se encuentra en evolución y
21 acomodamiento, lo cual la identifica como muy inestable, en razón a la composición misma de sus
22 materiales litológicos de gran heterogeneidad.

23
24 El amplio corredor de características Andinas que se podría considerar para un posible trazado de
25 una línea eléctrica, desde la Subestación Guavio hacia la Subestación Nueva Esperanza, ubicada al
26 sur de Bogotá, posiblemente en inmediaciones de la franja comprendida entre Pasquilla y Sibaté,
27 representa un reto de amplias proporciones para la ingeniería eléctrica, en razón al alto grado de
28 inestabilidad morfoestructural y geotécnica que lo caracteriza.

29
30 Es por ello, que la escogencia de un posible corredor desde las Subestaciones antes mencionadas,
31 debe minimizar en un alto porcentaje la inestabilidad que ofrece el amplio bloque morfoestructural
32 encontrado a lo largo y ancho del corredor enmarcado dentro de la Cordillera Oriental.

33
34 Además de lo anterior, existen otras restricciones de carácter ambiental, tales como el parque de
35 Chingaza, los cerros orientales y otras posibles reservas ambientales.

36
37 En consecuencia, un posible corredor que se podría considerarse para el trazado de una línea
38 eléctrica ubicada dentro de este amplio macizo de la Cordillera Oriental, podría estar referido a la
39 siguiente ruta:

40
41- Subestación Guavio (Mámbita), sector de Algodones, Palomas, margen derecha del embalse Guavio
42 a encontrar el municipio de Gachalá, para luego tomar rumbo por el costado izquierdo de Gama y
43 Junín. Posteriormente se cambia el rumbo para seguir el corredor hacia los nacimientos del río
44 Negro en inmediaciones de Mundo Nuevo, proseguir hacia el occidente de Choachí y Ubaque,
45 luego el corredor se debe dirigir hacia el sector ubicado entre Caquezá y Chipaque, de allí seguir
46 hasta encontrar el corredor que ocupa la línea eléctrica Guavio - La Reforma - Tunal hasta el sector
47 de Doña Juana; luego proseguir por Pasquilla y Quiva para encontrar al sur de Bogotá la franja



1 comprendida entre Pasquilla y Sibaté ya mencionada donde posiblemente se ubicará la subestación
2 Nueva Esperanza.

3 4 5.2.2 Actuales corredores eléctricos desde Guavio a Bogotá

5 6 Corredor Sur: Guavio - La Reforma- Tunal a 230 kV (EEB)

7
8 Este corredor eléctrico se desarrolla en un 40% de su longitud por el borde del Piedemonte Llanero
9 en el cual se presentan múltiples factores de inestabilidad morfodinámica relacionados con
10 movimientos en masa, cambios de cursos de ríos y avalanchas permanentes de grandes
11 proporciones.

12
13 Estos factores han determinado que el tramo del piedemonte Llanero, sea considerado crítico para la
14 operabilidad de esta línea eléctrica y las consecuencias catastróficas que se presentan continuamente
15 y que es necesario corregir en forma apresurada, con altos costos económicos.

16
17 El restante 60% del corredor comprendido desde La Reforma hasta la S/E Tunal, se ha considerado
18 en proporciones de menor grado de criticidad; sin embargo en este tramo del corredor existen
19 sectores con importantes grados de inestabilidad litológica y geotécnica, tal como sucedió con la
20 activación detonante que produjo el último sismo con epicentro cercano a dicho corredor.

21 22 23 Corredor Central: Guavio - Guasca - Circo a 230 kV (EEB)

24
25 Este corredor de la línea eléctrica, se desarrolla por la zona central del amplio macizo
26 morfoestructural de la Cordillera Oriental, ubicado por el flanco Este de la cordillera, partiendo
27 desde la subestación Guavio en cercanías de Mámbita para luego proseguir al norte de Ubalá, en
28 este trayecto pasando por la escarpadas laderas que conforman la cuenca del río Guavio aguas abajo
29 del actual embalse. Del sector de Ubalá se sigue en dirección a Gachetá, pasando la cuenca del río
30 Muchindote.

31
32 Desde el sector del municipio de Gachetá se prosigue en dirección Noroccidente por la cuenca de
33 los ríos Salinero y Monquevita, para llegar luego a inmediaciones de Guasca y continuar al
34 Occidente de la Calera, bordeando el flanco Este de los cerros Orientales por detrás de Monserrate,
35 hasta llegar a la subestación Circo.

36
37 De acuerdo con la ubicación de descripción del corredor eléctrico, éste se considera como crítico,
38 debido a la inestabilidad generada por la presencia de procesos morfodinámicos y geotécnicos desde
39 la subestación Guavio hasta las cuencas de los ríos Salinero y Monquevita, ubicadas al norte del
40 municipio de Gachetá. Este sector del corredor eléctrico, abarca un 70% de la longitud total de la
41 línea.

42
43 El restante 30% de la longitud del corredor eléctrico comprendida desde inmediaciones del
44 municipio de Gachetá, pasando por Guasca, La Calera, los cerros Orientales hasta llegar a la
45 subestación Circo, se considera como estable, en el cual los factores relacionados con inestabilidad
46 litológica y morfodinámica, son muy localizados.

47



1 Corredor eléctrico Guavio - Torca a 230 kV (ISA)
2

3 El corredor eléctrico Guavio - Torca, sigue aproximadamente la ruta propuesta para desarrollar la
4 posible línea eléctrica de la UPME hasta el sector de Ubalá, embalse del Guavio. Posteriormente
5 sigue la carretera Gachetá - Guasca hasta llegar a Torca.
6

7 Este corredor al igual que los anteriores presenta, inestabilidades morfodinámicas y geotécnicas
8 pero en menores proporciones, lo cual determinó que durante la escogencia de su corredor, se
9 minimizaran los riesgos por inestabilidades permanentes, especialmente el tramo comprendido
10 desde la subestación Guavio y el municipio de Gachetá.

11 5.3 LONGITUD DE LAS LÍNEAS

12 Las longitudes anunciadas en este documento son de referencia y basadas en estimativos
13 preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el Transmisor para efectos de su
14 propuesta económica deberán estar basados en sus propias consideraciones.
15

16 Línea	Voltaje	Longitud Aproximada (km)
17 Bacatá - Nueva Esperanza	500 kV	40
18 Guavio - Nueva Esperanza	230 kV	140
19 Reconfiguración línea Paraíso - San Mateo	230 kV	Depende del sitio de derivación y 20 de la ruta seleccionada.
21		
22 Reconfiguración línea Paraíso - Circo	230 kV	Depende del sitio de derivación y 23 de la ruta seleccionada.

24 5.4 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN PARA LAS LÍNEAS DE 500 kV Y
25 DE 230 kV

26 Además de las anotaciones que se hicieron en el numeral 4.1 relacionadas con las barreras físicas
27 que el Transmisor encontrará en proceso de selección de la ruta de la línea de 500 kV, y sobre los
28 aspectos geotécnicos a tener en cuenta para la selección de ruta de la línea de 230 kV Guavio –
29 Nueva Esperanza, se presentan en este numeral las especificaciones a las que deberán ajustarse los
30 diseños de las líneas en ambos niveles de tensión, haciendo distinción, cuando sea necesario, entre
31 lo que aplique únicamente al nivel de 500 kV y lo que aplique únicamente al nivel de 230 kV.
32

33 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del Proyecto
34 son las establecidas en este Anexo No. 1 a los DSI, en el Código de Redes (Resolución CREG 025
35 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
37 previas al diseño y construcción de la línea).
38

39 5.4.1 Aislamiento
40



1 El Transmisor deberá verificar la coordinación de aislamiento de las líneas y subestaciones,
2 teniendo en cuenta los máximos sobre-voltajes que puedan presentarse en las líneas o extremos
3 desconectados del sistema, bajo la hipótesis de que el voltaje máximo continuo de operación de los
4 equipos no excederá el 10% del voltaje nominal.

5
6 De acuerdo con la Resolución CREG 098 de 2000 se considera como parámetro de diseño un límite
7 máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea / año ante descargas eléctricas atmosféricas,
8 una (1) falla por cada 100 operaciones de maniobra de la línea y servicio continuo permanente ante
9 sobre-tensiones de frecuencia industrial.

10 5.4.2 Conductores de fase

11
12
13 La verificación de las siguientes condiciones y/o límites será responsabilidad del Transmisor. El
14 Interventor informará a la UPME que el diseño realizado por el Transmisor cumple con las normas
15 técnicas aplicables y con los valores límites establecidos máximos:

16 Línea de 500 kV Bacatá – Nueva Esperanza

17
18
19 La capacidad de transporte para la línea de 500 kV no deberá ser inferior a 1.650 MVA,
20 determinada como el límite térmico de los conductores escogidos por el Transmisor, calculado con
21 el conductor a 75 °C, temperatura ambiente de 25°C, viento de 0.61 m/s, radiación solar de 1043
22 w/m², coeficientes de absorción y emisividad de 0,5 y a voltaje nominal.

23 Línea de 230 kV Guavio – Nueva Esperanza

24
25
26 La capacidad de transporte para la línea de 230 kV, en MVA, deberá ser igual o mayor a la
27 capacidad de transporte de la línea con mayor capacidad de transporte entre las líneas existentes
28 Guavio y Bogotá, determinada como el límite térmico de los conductores escogidos por el
29 Transmisor, calculado con el conductor a 75 °C, temperatura ambiente de 30° C, viento de 0.61 m/s,
30 radiación solar de 1043 w/m², coeficientes de absorción y emisividad de 0,5 y a voltaje nominal.

31 Líneas de 230 kV para reconfiguración de las líneas Paraíso – San Mateo y Paraíso - Circo

32
33
34 Se considera que los conductores que requieran ser instalados para reconfigurar cada una de estas
35 dos líneas deben tener una capacidad de transporte no inferior a la del conductor que actualmente
36 está instalado en cada una de ellas. De acuerdo a los parámetros técnicos reportados al CND la
37 capacidad de transporte actual de las líneas Paraíso – San Mateo y Paraíso – Circo a 230 kV es de
38 960A en condiciones normales de operación, 960A en condiciones de emergencia y 1410A como
39 capacidad térmica del conductor.

40
41 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder el 50%
42 de su correspondiente tensión de rotura.

43
44 Los conductores seleccionados en cada una de las líneas de 500 y 230 kV respectivamente, deberán
45 cumplir con los criterios de radio interferencia en buen tiempo establecidos en el anexo CC1 del
46 Código de Redes, resolución CREG 098 de 2000, numeral 2.2 y/o en sus actualizaciones posteriores
47 previas al inicio de las obras.



De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.4 del Artículo 15 del RETIE, los valores máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético son los indicados en la Tabla 21 del RETIE, donde el público o una persona en particular pueden estar expuestos durante varias horas.

Línea de 500 kV Bacatá - Nueva Esperanza.

La configuración elegida por el Transmisor para los sub-conductores de la línea de 500 kV podrá ser en haz de 2, 3 o 4 sub-conductores, con separación entre los sub-conductores del haz, de 457 mm (18 pulgadas).

Los valores de resistencia DC por sub-conductor a 20°C no podrán ser superiores a los valores indicados a continuación:

No. de sub-conductores por fase	Máxima resistencia DC a 20 °C [ohm/km]
2	0.0380
3	0.0675
4	0.1020

Línea de 230 kV Guavio - Nueva Esperanza

El valor de resistencia DC a 20°C en ohm/km del conductor de la línea Guavio – Nueva Esperanza no podrá ser superior al menor valor de resistencia de los conductores existentes en las líneas Guavio – Bogotá, 230 kV actualmente en operación.

Líneas de 230 kV para reconfiguración de las líneas Paraíso - San Mateo y Paraíso - Circo

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 cada una de las líneas que se reconfiguran.

5.4.3 Cables de guarda

La verificación de las siguientes condiciones será responsabilidad del Transmisor. El Interventor informará a la UPME que el diseño realizado por el Transmisor cumple con las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones y/o valores máximos.

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

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



1
2 5.4.4 Puesta a tierra de las líneas
3

4 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del sitio de la
5 estructura, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con base en la resistividad
6 del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que fluye a tierra a través de la
7 estructura, se deben calcular los valores de puesta a tierra tal que se garanticen las tensiones de paso
8 de acuerdo con la recomendación IEEE 80 y con lo establecido en el Artículo 15 del RETIE en su
9 última revisión. La medición de los voltajes de paso y contacto para efectos de la comprobación
10 antes de la puesta en servicio de las Subestaciones y las líneas, deberán hacerse de acuerdo con lo
11 indicado en el Artículo 15 del RETIE y específicamente con lo establecido en el numeral 15.5.3.
12

13 5.4.5 Transposiciones de línea
14

15 La nueva Línea de Transmisión Bacatá – Nueva Esperanza no requiere transposición de fases. La
16 línea a 230 kV Guavio – Nueva Esperanza requiere transposición completa de fases mediante
17 estructuras diseñadas con este fin o mediante juegos con cadenas de aisladores en el vano
18 localizadas así: a 1/6, 1/3, 2/3 y 5/6 de la longitud de la línea, medidos desde cualquiera de los
19 extremos de ésta.
20

21 5.4.6 Estructuras
22

23 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe definir mediante combinación de las
24 distancias mínimas correspondientes a las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a las
25 sobretensiones de maniobra y a las sobretensiones de frecuencia industrial.
26

27 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser autosoportadas y no deberán requerir para su
28 montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Transmisor podrá hacer uso de estos
29 recursos para su montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso
30 de este tipo de recursos.
31

32 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la evaluación de los árboles de
33 cargas definitivos debe hacerse para cada una de las hipótesis de carga y el diseño estructural deberá
34 adelantarse según lo establecido en la última revisión del RETIE, Artículo 25.
35

36 5.4.7 Localización de estructuras
37

38 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad sobre el
39 terreno y obstáculos, medidas en metros para las condiciones de máxima temperatura del conductor
40 exigidas durante toda la vida útil del Proyecto según el RETIE, Artículo 13.
41

42 5.4.8 Sistema Antivibratorio
43

44 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección
45 antivibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser adecuados
46 para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias de 10 Hz a 100 Hz, de
47 tal manera que los esfuerzos de flexión calculados a una distancia de 89 mm desde el último punto



1 de contacto de la grapa de suspensión con el conductor o cable, no excedan de 150 micro m/mm,
2 pico a pico, medidos de acuerdo al método establecido en el documento “*Standardization of*
3 *Conductor Vibration Measurements*”. Paper 31 TP 65-156. IEEE Trans. Vol. Pas. 85 N°1, 1966.

4 5 5.4.9 Cimentaciones

6
7 Para los fines pertinentes el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo de las
8 cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 098 de 2000,
9 numeral 2.7. o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras.

10 11 5.4.10 Obras complementarias

12
13 El Interventor informará a la UPME acerca del cumplimiento de requisitos técnicos del diseño y
14 construcción de todas las obras civiles que garanticen la estabilidad de los sitios de torre,
15 protegiendo taludes, encauzando aguas, etc., tales como muros de contención, tablestacados o
16 trinchos, cunetas, filtros, obras de mitigación, control de efectos ambientales y demás obras que se
17 requieran.

18 5.5 INFORMES TÉCNICOS

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

- 23
24 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 25 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 26 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo con el
27 numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 28 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 29 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la Resolución
30 CREG 098 de 2000.
- 31 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098 de
32 2000.

33 **6. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**

34 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.
35



1 6.1 GENERAL

2 La siguiente tabla presenta las bahías de 500 kV a ser intervenidas como parte del Proyecto:

3

Subestaciones	Subestación Existente	Bahías	Propietario	Configuración de la S/E
Bacatá	Si	1	ISA	Doble Barra Principal mas Seccionador de Transferencia con Interruptor de acople entre barras
Nueva Esperanza	No	3	Transmisor	Interruptor y Medio (dos bahías). Doble barraje - Doble Interruptor (una bahía)

4

5 La siguiente tabla presenta las bahías de a 230kV a ser intervenidas como parte del **Proyecto**:

6

Subestaciones	Subestación Existente	Bahías	Propietario	Configuración de la S/E
Paraíso	Si	2	EEB	Doble barra principal con interruptor de acople entre barras
Circo	Si	1	EEB	Doble barra principal con interruptor de acople entre barras
San Mateo	Si	1	EEB	Barraje Sencillo
Guavio	Si	1	EEB	Doble Barra Principal mas Seccionador de Transferencia con Interruptor de acople entre barras, aislada en SF6
Nueva Esperanza	No	6	Transmisor	Interruptor y Medio.

7

8

9 Predio de la Subestación Bacatá: la nueva Bahía de 500 kV será construida en un lote de propiedad

10 de **ISA**.

11

12 Predio de la Subestación Nueva Esperanza: será el que seleccione el Transmisor al inicio de los

13 trabajos. La UPME, con base en las investigaciones preliminares adelantadas sobre áreas

14 restringidas en la zona, ha elaborado un mapa, (figura No. 1), en el que se indican aspectos

15 ilustrativos de áreas restringidas con el fin de proporcionar a los potenciales Inversionistas una



1 información preliminar sobre el área en la cual deberá ubicarse la subestación Nueva Esperanza. No
2 obstante, será el Transmisor el que, con base en sus investigaciones detalladas y sus consultas a las
3 Entidades relacionadas con las reservas forestales, con el Plan de Ordenamiento Territorial, con las
4 restricciones para la aeronavegación en el área de interés para el Proyecto y, en general, con todo
5 tipo de restricciones y reglamentaciones existentes, el que defina el sitio exacto de la subestación
6 Nueva Esperanza, el cual deberá ser informado a la UPME tan pronto como sea posible. En la
7 Figura No. 1 se indica la localización geográfica aproximada de algunas líneas de 115 kV del
8 sistema de CODENSA, existentes en las áreas de interés de esta Convocatoria.

9
10 Predio de la Subestación Guavio: la nueva Bahía de 230 kV será construida en un edificio de
11 propiedad de EEB. El esquema de la nueva bahía es Doble Barra Principal mas seccionador de
12 Transferencia con Interruptor de acople entre las dos barras.

13
14 Conexiones con las bahías correspondientes: en las Subestaciones existentes de Bacatá, Guavio,
15 Paraíso, San Mateo y Circo. El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer
16 completamente compatibles en equipos y en funcionalidad aspectos de comunicaciones, control y
17 protección de las bahías correspondientes en la Subestación Nueva Esperanza.

18
19 Servicios Auxiliares en la Subestación Bacatá: el Transmisor deberá proveer los servicios auxiliares
20 en AC y DC suficientes para la topología de la Subestación, así: alimentaciones principal, auxiliar y
21 de emergencia, previo Contrato de Conexión, que se puede tomar de alguna de las instalaciones
22 existentes propiedad de ISA o de CODENSA que esté disponible en la Subestación existente.

23
24 Servicios Auxiliares en la Subestación Nueva Esperanza: el Transmisor deberá proveer los servicios
25 auxiliares en AC suficientes para la topología de la Subestación, así: alimentación principal, la cual
26 se puede tomar, previo Contrato de Conexión con el Operador de Red (OR), de una línea de media
27 tensión, que esté disponible en un sitio cercano a las obras; del devanado terciario del transformador
28 500 /230 kV, complementada con una alimentación de respaldo mediante planta de emergencia. El
29 dimensionamiento de la planta de emergencia debe ser informado a la Interventoría.

30
31 Servicios Auxiliares en la Subestación Guavio: el Transmisor deberá proveer los servicios
32 auxiliares en AC y DC suficientes para la topología de la Subestación, así: alimentación principal, y
33 auxiliar la cual se puede tomar, previo Contrato de Conexión, de las instalaciones existentes
34 propiedad de EEB / EMGESA disponible en la Subestación existente.

35
36 Infraestructura y Módulo comunes: como parte del Proyecto, el Transmisor deberá implementar
37 todas las obras y equipos constitutivos del modulo común como se describe en el numeral 3.7 de
38 este Anexo No. 1.

39
40 Previsiones para ampliaciones futuras y conexiones con los Operadores de Red: el Transmisor
41 deberá proveer todos los espacios necesarios para las ampliaciones de la Subestación Nueva
42 Esperanza en 500/230 y 115 kV como se indica en las Figuras 3 y 4 de este Anexo.

43
44 Particularmente, en la Subestación Nueva Esperanza, el Transmisor deberá proveer todas las
45 facilidades en los equipos para que la subestación evolucione en la operación así:



1 Inicialmente, los circuitos a cargo del Inversionista o sea el circuito de línea a la Subestación Bacatá
2 y la transformación 500 /230 kV operarán con Interruptor y Medio (bajo un diámetro completo); el
3 circuito de transformación 500/115 kV operará inicialmente con Doble Barra –Doble Interruptor.

4
5 En un futuro toda la subestación a 500 kV, operará bajo el esquema de Interruptor y Medio, o sea
6 que el circuito de transformación 500 /115 kV y un futuro circuito a 500 kV se conectarán bajo un
7 diámetro (tres interruptores - dos bahías).

8
9 En la Subestación Nueva Esperanza 500 kV el terreno debe contemplar y satisfacer que en un futuro
10 se tengan dos diámetros adicionales, dentro de los cuales se pudieran conectar tres transformadores
11 más.

12
13 La subestación 115 kV del Operador de Red, (OR), prevé 10 bahías de línea en configuración Doble
14 Barra Seccionada con Transferencia y dos Acopladores de Barras. La adecuación del terreno para la
15 Subestación del Operador de Red (OR) no estará a cargo del Transmisor. Se deben prever todos los
16 espacios para la Subestación 115 kV del Operador de Red (OR) incluyendo casa de control, vías
17 interiores, casetas auxiliares, etc.

18
19 El Transmisor concertará con el Operador de Red (OR) la localización del patio de 115 kV y sus
20 obras asociadas, para optimizar el uso del terreno.

21 22 6.1.1 Normas para fabricación de los equipos

23
24 El Transmisor deberá suministrar equipos en conformidad con la ultima edición de las Normas
25 *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for Standardization –*
26 *ISO, International Telecommunications Union - ITU-T, Comité Internacional Spécial des*
27 *Perturbations Radioélectriques – CISPR.* El uso de normas diferentes deberá ser sometido a
28 consideración del Interventor quien decidirá sobre aspectos eminentemente técnicos y de calidad.

29 30 6.1.2 Condiciones Sísmicas

31
32 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la
33 publicación IEC 60068-3-3 *“Guidance Seismic Test Methods for Equipments”*. El Transmisor
34 deberá someter a consideración del Interventor las memorias de cálculo en donde se demuestre que
35 los suministros son aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

36 37 6.1.3 Procedimiento General del diseño

38
39 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 40
41 a) Inicialmente, el Transmisor preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto, que
42 gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

43
44 En este documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones para llevar
45 a cabo la programación y control del desarrollo de los trabajos; especificaciones y
46 procedimientos para adelantar el Control de Calidad en todas las fases del Proyecto; las
47 definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales como: resultados de estudios del sistema eléctrico



1 asociado con el Proyecto; parámetros básicos de diseño (corrientes nominales, niveles de
2 aislamiento, capacidades de cortocircuito, tiempos de despeje de falla, entre otros); hojas de
3 datos de los equipos; diagramas unifilares generales; especificaciones técnicas detalladas de los
4 equipos y materiales; filosofía de control, medida y protección; previsiones para facilitar la
5 evolución de la Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle; procedimientos y
6 especificaciones de pruebas en fabrica; procedimientos de transporte, almacenamiento y manejo
7 de equipos y materiales; los procedimientos de construcción y montaje; los procedimientos y
8 programaciones horarias durante los cortes de servicio de las instalaciones existentes que
9 guardan relación con los trabajos del Proyecto; los procedimientos de intervención sobre
10 equipos existentes; los procedimientos y especificación de pruebas en campo, los
11 procedimientos para efectuar las pruebas funcionales de conjunto; los procedimientos para
12 desarrollar las pruebas de puesta en servicio, los procedimientos de puesta en servicio del
13 Proyecto y los procedimientos de operación y mantenimiento.

14
15 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de tal forma
16 que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para lograr en forma
17 acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

18
19 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben estar
20 incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará un informe a la
21 UPME en el que se detalle y se confirme la inclusión de todas y cada una de las actividades
22 mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que antes haya sido incluida la
23 correspondiente característica o Especificación en las Especificaciones Técnicas del Proyecto.

- 24
- 25 b) Por solicitud de la UPME, las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el
26 Interventor, quien hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
27 aclaraciones y justificaciones por parte del Transmisor. Para lo anterior se efectuarán reuniones
28 conjuntas entre ambas partes para lograr los acuerdos modificatorios que deberán plasmarse en
29 comunicaciones escritas.
 - 30
 - 31 c) Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Transmisor, este
32 último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.
 - 33
 - 34 d) Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el documento
35 de cumplimiento obligatorio.
 - 36
 - 37 e) El Transmisor concertará con el Operador de Red (OR) la localización del patio de 115 kV y
38 sus obras asociadas, para optimizar el uso del terreno.

39
40 En esta Especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
41 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de pruebas.

42
43 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos de
44 Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle; documentos
45 de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas en fábrica y en
46 campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y mantenimiento.

47



1 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Transmisor y entregada a la
2 Interventoría para revisión.

3
4 Los documentos de Ingeniería Básica, son aquellos que definen los parámetros básicos del
5 Proyecto; dan a conocer el dimensionamiento del mismo; determinan las características para la
6 adquisición de equipos; especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección;
7 establecen la implantación física de las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro
8 del Proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de
9 cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.

10
11 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la Interventoría
12 para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoria podrá
13 solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios
14 respectivos a la UPME

15
16 Los documentos de Ingeniería de Detalle son los necesarios para efectuar la construcción y el
17 montaje del Proyecto; permiten definir y especificar cantidades y características de material a granel
18 o accesorio e incluye todas las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de
19 ingeniería. Esta ingeniería se fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se
20 emitan en la fase de Ingeniería Básica.

21
22 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la
23 Interventoría, quien formulará los comentarios respectivos a la UPME.

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

28
29 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en campo, la
30 puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán objeto de revisión por parte
31 de la Interventoría, quien hará los comentarios a la UPME.

32 Todos los comentarios y conceptos que reciba la UPME de la Interventoría, serán trasladados al
33 Transmisor para las aclaraciones correspondientes.

34 35 6.1.4 Estudios del Sistema

36
37 Bajo esta actividad, el Transmisor deberá presentar al Interventor para los fines pertinentes a la
38 Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros útiles para el diseño básico
39 y detallado de la Subestación y de las líneas; entre todos los posibles, se destacan como mínimo la
40 elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo:

- 41
42 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y meteorológicos,
43 contaminación ambiental.
44
45 - Estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos y de resistividad.



-
- 1 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 2 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar tiempos
3 máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 4
- 5 - Estudios de coordinación de protecciones.
- 6 - Selección de aislamiento de acuerdo con metodología IEC, incluye selección de pararrayos y
7 distancias eléctricas.
- 8
- 9 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo y a corto
10 circuito.
- 11
- 12 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores aislados.
- 13 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 14 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 15 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 16 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 17 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con el
18 Estudio de Impacto Ambiental (EIA)
- 19 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores de fallas.
- 20
- 21 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar como mínimo
22 los siguientes aspectos:
- 23
- 24 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 25 - Origen de los datos de entrada.
- 26 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio reconocimiento, por
27 ejemplo en Publicaciones IEC o IEEE.
- 28
- 29 - Lista de resultados.
- 30 - Bibliografía.

31
32 6.1.5 Distancias de seguridad
33

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



1 6.2 EQUIPOS DE POTENCIA

2 6.2.1 Transformadores de Potencia

3 El Transmisor suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita analizar el
4 cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la publicación IEC
5 60076, “Power Transformers”.

6
7 Los transformadores o autotransformadores deberán estar compuestos por tres (3) unidades
8 monofásicas de 150 MVA cada una, para un total de capacidad de transformación de 3x150 MVA
9 de servicio continuo de relación 500 /230 /34.5 kV. La capacidad total de 450 MVA, significa la
10 potencia nominal que puede desarrollar bajo la máxima etapa de enfriamiento y a las condiciones de
11 altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente en donde estará la subestación.

12
13 Se requiere que los transformadores tengan devanado terciario, con una capacidad mínima de un
14 tercio de la capacidad de cada uno de los otros dos devanados. El devanado terciario dará las
15 facilidades necesarias para alimentación de servicios auxiliares de la Subestación, para lo cual
16 deben suministrarse e instalarse todos los equipos necesarios para hacer uso de servicios auxiliares
17 utilizando esta fuente.

18
19 El suministro debe incluir una unidad monofásica 1 x 150 MVA para reposición, localizada
20 adecuadamente para efectuar en el menor tiempo posible la conexión cuando se requiera, conjugada
21 la localización con el adecuado arreglo de los barrajes, de tal forma que para hacer uso de esta
22 unidad de repuesto no se hagan complejas las conexiones y desconexiones de las bajantes de 500 y
23 230 kV.

24
25 El grupo de conexión de la transformación será Ynynd.

26
27 Los transformadores deberán estar dotados de cambiadores de derivaciones, para operación manual
28 y automática bajo carga, con un total de 21 pasos de 1.25% cada uno, con la posición 1 para la
29 máxima relación, la posición 13 para la relación nominal y la posición 21 para la mínima relación.

30
31 Los transformadores o los autotransformadores deberán tener una impedancia entre los devanados
32 500 y 230 kV, medida con el cambiador en la posición nominal, no inferior a 11% y no superior a
33 12.5%, sobre la base de la potencia nominal máxima y tensiones nominales.

34
35 Cada uno de los transformadores o autotransformadores monofásicos, considerando los devanados
36 de 500 y 230 kV, de acuerdo a los protocolos de fábrica respectivos, deberán tener pérdidas en el
37 cobre a corriente nominal, 75 grados centígrados, con relación de transformación y frecuencia
38 nominales e incluyendo la potencia del sistema de refrigeración (prueba de corto circuito) y en el
39 hierro a tensión de 1.1 p.u. en el lado de 500 kV (prueba de circuito abierto o de vacío) iguales a las
40 siguientes:

41
42
43
44

Capacidad (MVA)

Pérdidas (kW) menores o iguales a:



	En el hierro	En el cobre
1		
2		
3	150	222
4		
5		
6	<u>Pruebas de rutina:</u> los transformadores de Potencia deben ser sometidos a las pruebas de rutina	
7	establecidos en las publicaciones IEC 60076 Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán	
8	ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría	
9		
10	<u>Pruebas tipo:</u> en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una copia de los	
11	reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en todo de acuerdo con las	
12	publicaciones IEC 60076, si el Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las	
13	respectivas pruebas a su costa.	
14		
15	6.2.2 Interruptores	
16		
17	El Transmisor suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita analizar el	
18	cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la publicación IEC	
19	62271-100, “ <i>High voltage alternating current circuit breakers</i> ”.	
20		
21	Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener mando	
22	monopolar, ser aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos.	
23		
24	<u>Mecanismos de operación:</u> los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado de	
25	protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1. No se permitirán fuentes centralizadas de aire	
26	comprimido o aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser	
27	totalmente independientes.	
28		
29	<u>Pruebas de rutina:</u> los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la	
30	publicación IEC 62271-100. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados	
31	para fines pertinentes de la Interventoría.	
32		
33	<u>Pruebas tipo:</u> en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una copia de los	
34	reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en todo de acuerdo con la publicación	
35	IEC 62271-100, si el Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas	
36	pruebas a su costa.	
37		
38	6.2.3 Pararrayos – Descargadores	
39		
40	Los pararrayos deben cumplir con IEC 60099-4, “ <i>surge arrester</i> ”. Los pararrayos deben ser de	
41	óxido de zinc (ZnO) sin explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión. Los pararrayos	
42	se conectarán fase a tierra.	
43		
44	<u>Pruebas de rutina:</u> los pararrayos deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidas en la	
45	publicación IEC 60099-4. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados	
46	para los fines que requiera la Interventoría.	
47		



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

6.2.4 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra

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

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

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

6.2.5 Transformadores de tensión

25 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 60186, “*voltage transformers*”, IEC 60358,
26 “*Coupling capacitor and capacitor dividers*”, IEC 60044-4, “*Instrument transformers,*
27 *Measurement of partial discharges*”.

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

35 Pruebas de rutina: los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de rutina
36 establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. Copia de los
37 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

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

6.2.6 Transformadores de Corriente



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

4
5 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en el
6 secundario y equipados con dispositivos de protección contra sobretensiones. Deben tener precisión
7 0.2s, según IEC, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución
8 CREG 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de 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. 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 Transmisor debe entregar una copia de los
15 reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente similares en todo de acuerdo con
16 la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6, si el Transmisor no dispone de estos documentos
17 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

18 .
19 6.2.7 Equipo de potencia aislado en SF6

20
21 Todos los equipos de la subestación GIS (Gas Insulated Substation) deben cumplir con la última
22 versión de IEC (International Electrotechnical Commission).

23 6.3 EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN

24 6.3.1 Sistemas de Protección

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

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

40
41 Para los tramos nuevos de líneas, producto de la reconfiguración, se debe conservar el esquema de
42 protecciones existentes, teniendo en cuenta la interceptación de líneas existentes



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

4
5 El esquema de protección de barras, en la Subestación Nueva Esperanza en 500 y 230 kV deberá
6 consistir de un sistema de protección diferencial de barras, porcentual o moderada, y que se admitan
7 los circuitos futuros establecidos en este Anexo.

8
9 Se debe conservar el esquema de protección diferencial existente de barras en el caso de las
10 subestaciones Bacatá 500 kV y Guavio 230 kV.

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

20 6.3.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser 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 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 interfases de usuario IHM.



Nivel	Descripción	Modos de Operación
2	<p>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.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p>
	<p>Comunicaciones e Interfases Nivel 2 y Nivel 1.</p> <p>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.</p>	
1	<p>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.</p>	<p>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>
	<p>Comunicaciones e interfases Nivel 1 y 0.</p> <p>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>	



Nivel	Descripción	Modos de Operación
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>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 Características Generales

3
4 Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con las norma IEC.

5
6 El Sistema de Automatización permitirá ampliación a medida que se expandan las Subestaciones
7 sin cambios fundamentales en su arquitectura permitirá cambios en la funcionalidad, hardware y
8 software; deberá interoperar, (capacidad de intercambiar y compartir recursos de información), con
9 IEDs de diversos suministradores, razón por la cual deberán utilizarse protocolos abiertos. El
10 Sistema de Control debe ofrecer una respuesta abierta y modular a las necesidades de protecciones,
11 automatismos, control y monitoreo de las Subestaciones.

12
13 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la correcta
14 operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin limitarse al: hardware,
15 software, GPS, programas para el IHM, trabajos de parametrización del sistema, etc.

16
17 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual se
18 conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección y control.
19 Se destacan las siguientes funciones:

- 20
21 - Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo, que
22 resulte compatible con las comunicaciones existentes.
- 23 - La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
- 24
- 25 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre equipos vía
 - 26 la red.
 - 27 ○ Integrar los equipos de otros proveedores con el Sistema de control y Automatización de la
 - 28 Subestación.
- 29



-
- 1 - La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes funciones:
- 2
- 3 o Gestión de las bases de datos del sistema.
- 4 o Permitir la integración de elementos futuros.
- 5 o Implementación de herramientas de seguridad y administración.
- 6 o Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación normal, el
- 7 mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni detener el sistema.
- 8 o Mantenimiento de cada equipo.
- 9 o Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones del
- 10 sistema.
- 11 o El Operador de Red, (OR) es responsable del envío de la información, (medida, protección,
- 12 supervisión y registro de fallas), del transformador 500/115 kV hacia los equipos del
- 13 Transmisor, y por lo tanto, el Transmisor debe proveer toda la infraestructura necesaria para
- 14 recibir y procesar esa información.
- 15

16 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de subestación y/o

17 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación y el

18 CND o el centro de control remoto del Transmisor (sean funciones de control, visualización o de

19 mantenimiento). El Transmisor es responsable por utilizar los protocolos de comunicación que el

20 CND le exija y en general, todos los costos de implementación, coordinación de información a

21 intercambiar con el CND son responsabilidad del Transmisor.

22

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

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

29 Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación para el correcto

30 envío de información hacia centros de control externos, Centro Nacional de Despacho CND y

31 recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este aspecto, el Transmisor será

32 responsable por suministrar y hacer operativos los protocolos de comunicaciones necesarios para

33 integrar la Subestación con el CND.

34 6.3.3 Medidores multifuncionales

35 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de medida, para

36 determinación de parámetros eléctricos como por ejemplo: tensión, corriente, potencia activa,

37 potencia reactiva, factor de potencia, frecuencia, contador de energía activa y reactiva. Deben contar

38 con emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir

39 con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última

40 revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

41

42



1
2 6.3.4 Controladores de Bahía
3

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

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

- 16 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- 17 - Despliegue de alarmas.
- 18 - Despliegue de eventos.
- 19 - Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 20 - Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 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 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la
25 comunicación.
26

27 Estos equipos también serán capaces de recibir una señal de sincronización horaria para hacer el
28 estampado de tiempo al momento de recibir un evento.
29

30 6.3.5 Controlador de los servicios auxiliares
31

32 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión. Debe permitir
33 la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y contar con los mismos
34 protocolos del controlador de bahía.
35

36 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM y a los
37 niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de las Subestaciones y estar sincronizados
38 con todos los dispositivos de las Subestaciones. El controlador de servicios auxiliares debe contar
39 con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:
40

- 41 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- 42 - Despliegue de alarmas.



-
- 1 - Despliegue de eventos.
- 2 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
- 3 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
- 4 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 5
- 6 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la
- 7 comunicación.
- 8
- 9 6.3.6 Switches
- 10
- 11 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para operar en
- 12 ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:
- 13
- 14 - Deberán cumplir con IEEE 1613 *standard - "error free" networking device*.
- 15 - Deberán cumplir con IEC 61850-3 *standard for networks in substations*.
- 16 - Deberá incluir las siguientes características de red:
- 17 o IEEE 802.1d, *message prioritization and rapid spanning tree* en MAC Bridges
- 18 o IEEE 802.1q VLAN
- 19 - Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 20 - Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba descritas en las
- 21 normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- 22
- 23 - En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más exigente.
- 24
- 25 Los switches suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para conectar todos
- 26 los equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de protección y medida.
- 27
- 28 6.3.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1
- 29
- 30 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:
- 31
- 32 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe conformar para
- 33 que sea, inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez mecánica para ser tendido en
- 34 la Subestación, con protección no metálica contra roedores, con chaqueta retardante a la llama, con
- 35 conectores, marquillas, terminales, amarres y demás accesorios de conexión, según diseño detallado
- 36 a cargo del Transmisor.
- 37
- 38 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás accesorios
- 39 requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos distribuidos en la
- 40 Subestación.
- 41



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

4 5 6.3.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2

6 7 Controlador de la Subestación

8
9 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del sitio de
10 instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y control de la
11 Subestación, proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la procesa, la evalúa, la
12 combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la entrega al Centro Nacional de
13 Despacho, CND, de acuerdo con la programación realizada en ella y al sistema de supervisión de la
14 Subestación o a otros IED's que dependen de ella. La información requerida para realizar la
15 supervisión remota, se enviará por enlaces de comunicaciones.

16
17 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés de
18 protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la red de
19 ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para interrogación,
20 configuración y descarga de información de los relés, de los registradores de fallas y los medidores
21 multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos, accesorios, programas y bases de datos
22 requeridos para implementar un sistema de gestión de protecciones y registradores de fallas para la
23 Subestación.

24 25 Registradores de fallas

26
27 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la descarga del
28 archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de adquisición,
29 procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de falla provenientes de
30 equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo almacenamiento, despliegue,
31 programación e interrogación remota, cumpliendo con lo establecido en el Código de Redes CREG
32 025 de 1995, en su última revisión.

33 34 Interfaz hombre - máquina IHM de la Subestación

35
36 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través de una
37 IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo SCADA. Las pantallas
38 de IHM deben ser suficientemente amplias para mostrar la información del proceso, ejemplo: tipo
39 LCD de 21 pulgadas.

40
41 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos dispositivos
42 suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la Subestación, la cual debe tener
43 como mínimo las siguientes funciones:

- 44
45 - Adquisición de datos y asignación de comandos.
46 - Autoverificación y autodiagnóstico.



-
- 1 - Comunicación con el CND.
 - 2 - Comunicación con la red de área local.
 - 3 - Facilidades de mantenimiento.
 - 4 - Facilidades para entrenamiento.
 - 5 - Función de bloqueo.
 - 6 - Función de supervisión.
 - 7 - Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
 - 8 - Guía de operación.
 - 9 - Manejo de alarmas.
 - 10 - Manejo de curvas de tendencias.
 - 11 - Manejo de mensajes y consignas de operación.
 - 12 - Marcación de eventos y alarmas.
 - 13 - Operación de los equipos.
 - 14 - Programación, parametrización y actualización.
 - 15 - Reportes de operación.
 - 16 - Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la Subestación,
 - 17 incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
 - 18 - Secuencia de eventos.
 - 19 - Secuencias automáticas.
 - 20 - Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
 - 21 - Supervisión de la red de área local.

22 23 6.3.9 Requisitos de Telecomunicaciones.

24
25 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de 1995, en su
26 última revisión.

27 28 6.4 OBRAS CIVILES

29 Estará a cargo del Transmisor la construcción de las obras civiles así:

30
31 Subestación Bacatá: diseño y construcción del patio exterior y ampliación del edificio existente.

32
33 Subestación Nueva Esperanza: diseño y construcción de todas las obras civiles, las vías de acceso al
34 predio y el edificio.



- 1
2 Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en la Subestación Nueva Esperanza
3 deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental (PMA) del
4 Proyecto, el cual también debe ser elaborado por el Transmisor.
5
6 Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas
7 Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-98.
8
9 El Interventor conceptuará para la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los aspectos
10 regulatorios, el RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para construcción de las obras
11 civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en planos de construcción previamente
12 aprobados. El Interventor informará a la UPME y hará el seguimiento correspondiente al
13 cumplimiento de las normas técnicas. El Transmisor deberá presentarle al Interventor la siguiente
14 información:
15
16 - Memorias de cálculo que soporten los diseños.
17 - Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos, listas y
18 especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
19 - Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse la versión
20 denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones hechas en campo verificadas
21 por el Interventor.

22 6.5 MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO

23 En los edificios a cargo del Transmisor se deberá diseñar, suministrar e instalar todos los elementos
24 necesarios para la instalación de puntas tipo Franklin, suministrar e instalar todos los elementos
25 necesarios para la construcción de la red de puesta a tierra de apantallamiento electromagnético
26 tales como bajantes, platinas de cobre, varillas de puesta a tierra y redes de tierra.
27

28 Los diseños son responsabilidad del Transmisor. La malla de puesta a tierra de la nueva Subestación
29 y de la ampliación de las subestaciones en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocido, sin
30 estañar, trenzado en capas concéntricas deberá ser diseñada siguiendo los lineamientos de la norma
31 ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad del personal, limitando las tensiones de
32 toque y paso a valores tolerables. El sistema de puesta a tierra de la Subestación existente será
33 conectado sólidamente a la malla de tierra de la Subestación.
34

35 7. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

36 7.1 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO

37 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo tanto de
38 aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio y de energización
39 de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG vigente y los requisitos
40 del Centro Nacional de Despacho CND.
41



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

8
9 En las subestaciones existentes, el Transmisor deberá suministrar al Interventor la información
10 requerida para verificar la correcta integración de los sistemas instalados con los sistemas
11 existentes, operación de los enclavamientos y la acción del sistema de protecciones entre los
12 sistemas existentes y los nuevos.

13
14 Pruebas de puesta en servicio: El Transmisor debe efectuar las siguientes pruebas como mínimo:
15

- 16 - Direccionalidad de las protecciones de línea.
17 - Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas asociadas
18 a la Subestación.
19
20 - Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto
21 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de
22 protecciones.
23
24 - Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

25
26 Pruebas de energización: El Transmisor será responsable por la ejecución de las pruebas de
27 energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser verificados para los fines
28 pertinentes por la Interventoría.
29

30 7.2 INFORMACIÓN REQUERIDA POR CND PARA LA PUESTA EN SERVICIO

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

- 32
33 - Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
34 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
35 - Diagrama Unifilar.
36 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del Proyecto.
37 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
38 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.
39 - Cronograma de pruebas.



-
- 1 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con
 - 2 información definitiva.
 - 3 - Protocolo de energización.
 - 4 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
 - 5 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del punto de
 - 6 conexión.
 - 7 - Carta de declaración en operación comercial.
 - 8 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y actualizados
 - 9 por el CND.

10 **8. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

11 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG 025 de
12 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

13 **9. FIGURAS**

- 14
- 15 Figura 1 Mapa de localización del proyecto.
- 16 Figura 2 Esquema Unifilar Subestación Bacatá 500 kV.
- 17 Figura 3 Esquema Unifilar Subestación Nueva Esperanza 500 kV.
- 18 Figura 4 Esquema Unifilar Subestación Nueva Esperanza 230 kV.
- 19 Figura 5 Esquema Unifilar Subestación Guavio 230 kV.

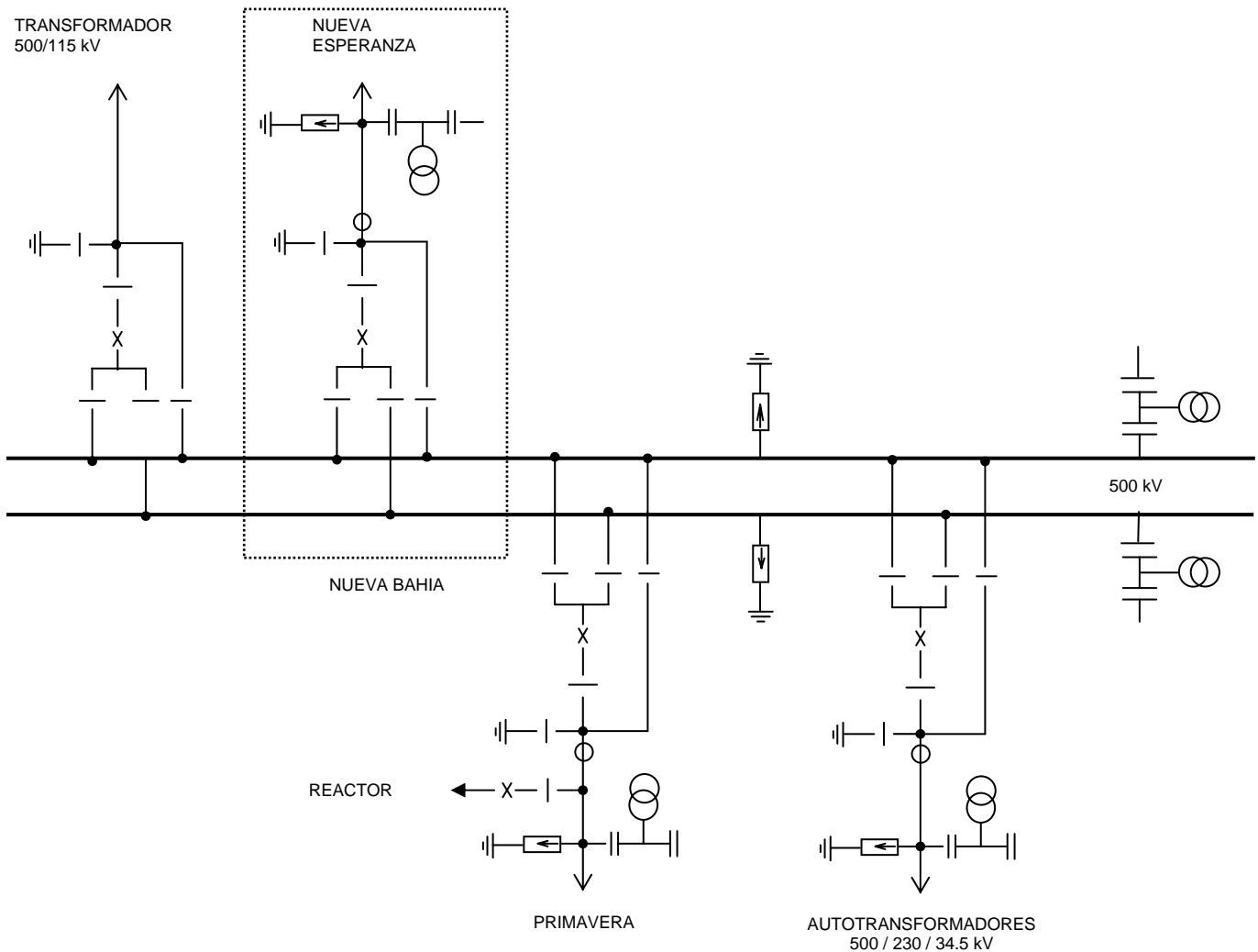


Figura 2
ESQUEMA UNIFILAR
AMPLIACIÓN DE SUBESTACIÓN BACATÁ 500 kV
UPME-01-2008

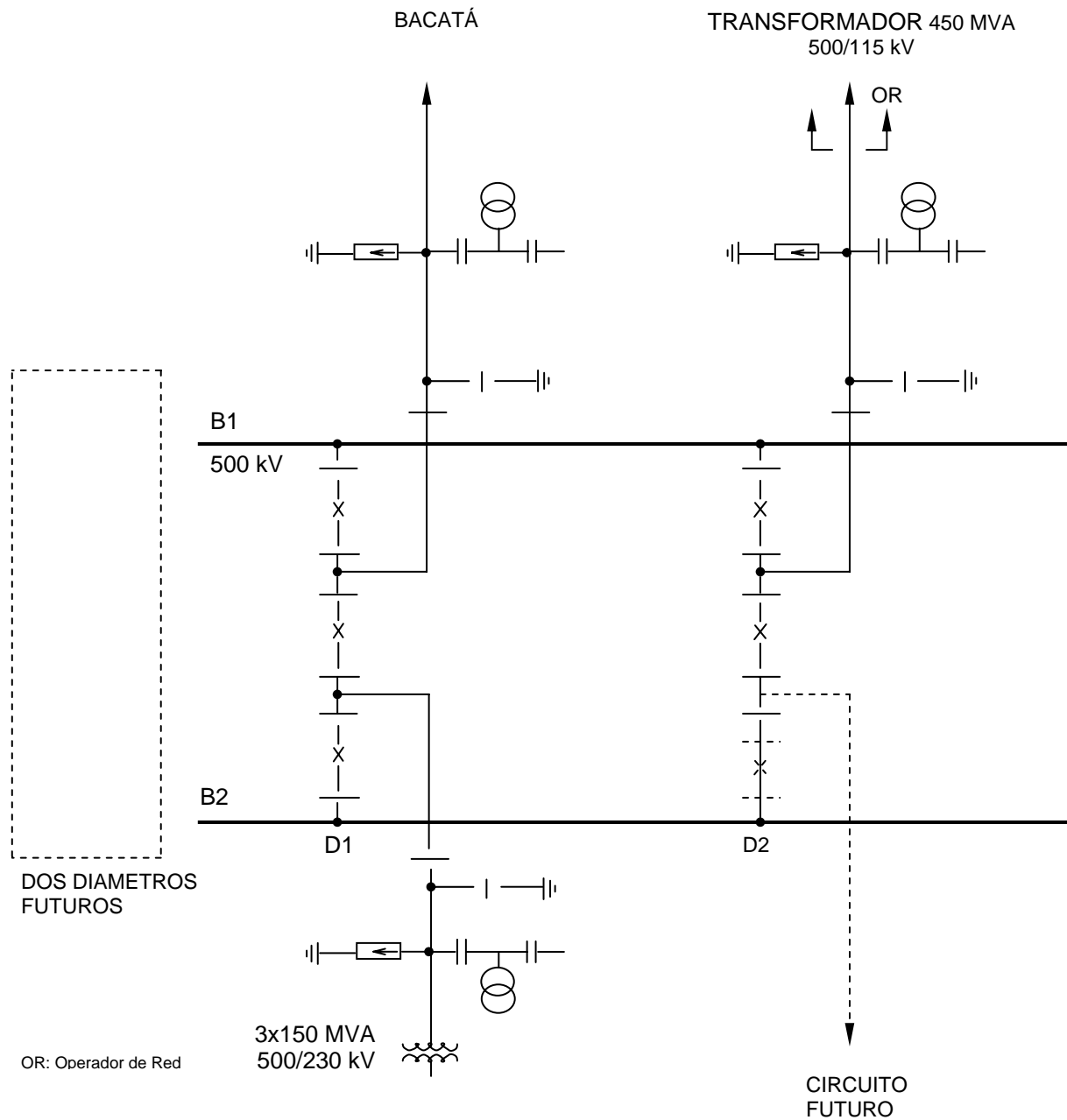
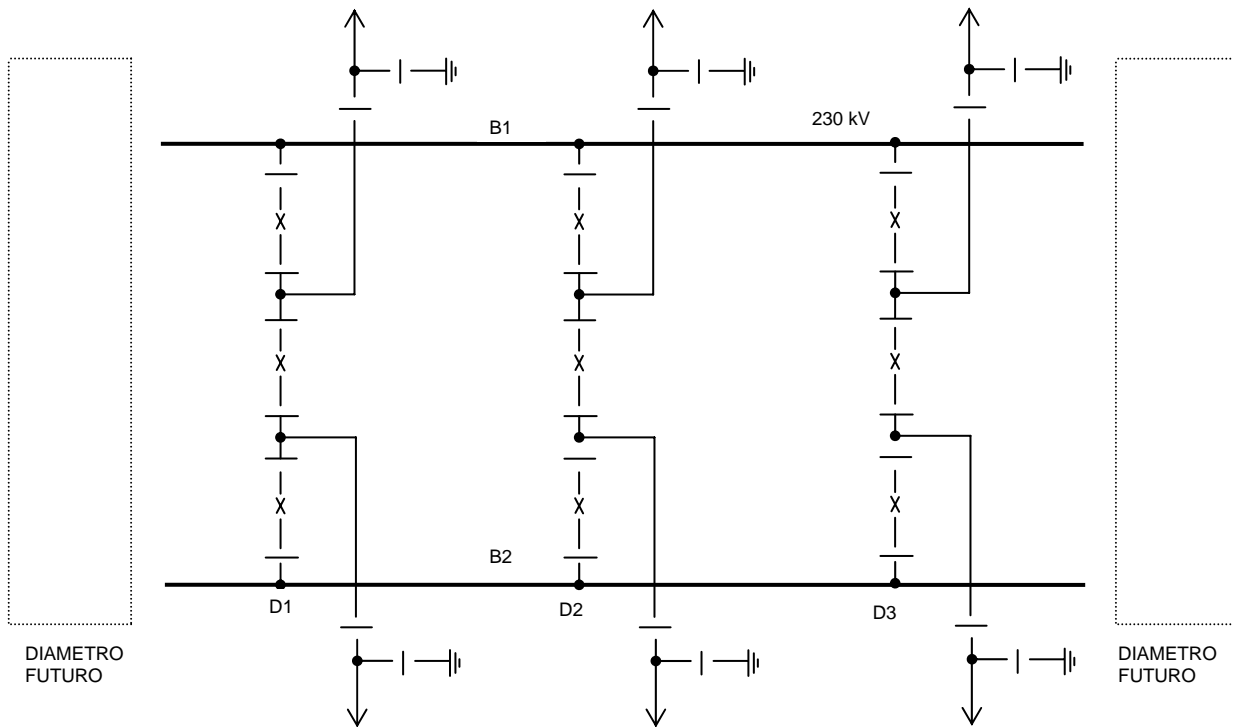


Figura 3
ESQUEMA UNIFILAR
SUBESTACION NUEVA ESPERANZA 500 kV
UPME-01-2008



NOTA

El ordenamiento de los circuitos debe cumplir con las siguientes restricciones:

1. Los circuitos CIRCO y SAN MATEO no deben pertenecer al mismo diámetro y deben estar asociados a barras diferentes, por ejemplo: que la barra asociada más cercana de CIRCO sea B1 y que la barra asociada más cercana de SAN MATEO sea B2.
2. El orden de los circuitos PARAÍSO 1 PARAÍSO 2 deben tener, por analogía, las mismas restricciones que la pareja de circuitos de carga CIRCO y SAN MATEO.

Figura 4
ESQUEMA UNIFILAR
SUBESTACION NUEVA ESPERANZA 230 kV
UPME-01-2008

1

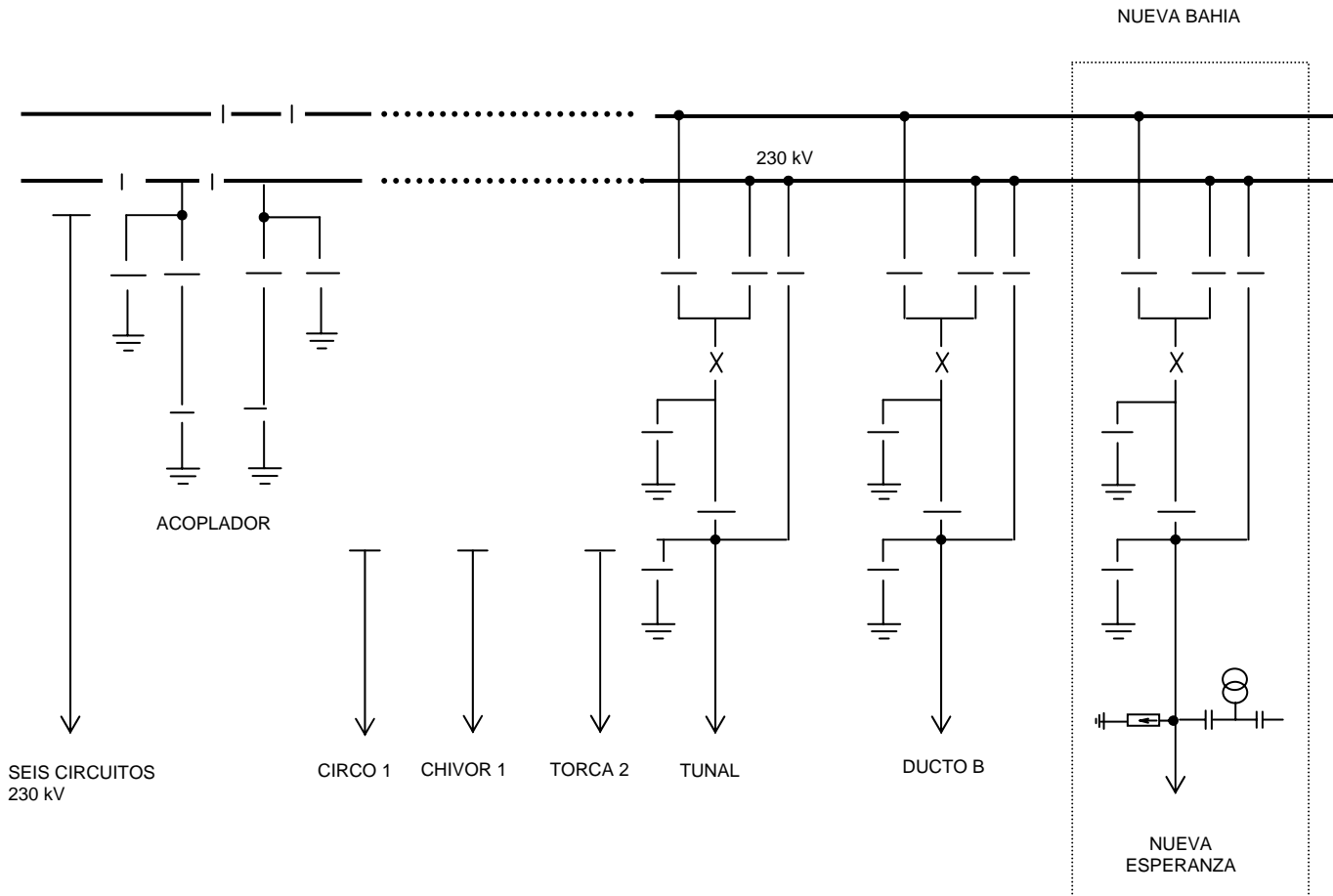


Figura 5
ESQUEMA UNIFILAR
AMPLIACIÓN DE SUBESTACIÓN GUAPIO 230 kV – AISLADA EN SF6
UPME-01-2008