



1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PUBLICA

UPME – 01 - 2007

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACION PORCE 500 KV Y LINEAS
ASOCIADAS**

(EL PROYECTO)

Bogotá, D.C., diciembre de 2007



1			
2			
3		ÍNDICE	
4			
5	1	CONSIDERACIONES GENERALES.....	5
6	1.1	REQUISITOS TÉCNICOS ESENCIALES.....	5
7	1.2	DEFINICIONES	6
8	2	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	7
9	2.1	DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN.....	7
10	2.2	DESCRIPCIÓN DE LA CONEXIÓN DE LA SUBESTACIÓN AL STN	8
11	2.3	DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA	8
12	2.4	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA LÍNEA DE 500 KV CERROMATOSO-	
13		SAN CARLOS	8
14	2.5	PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO	9
15	3	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES.	9
16	3.1	PARÁMETROS DEL SISTEMA	10
17	3.2	NIVEL DE CORTO CIRCUITO	10
18	3.3	MATERIALES.....	10
19	3.4	EFFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA.....	10
20	3.5	INTERFACES CON EQUIPOS EXISTENTES.....	11
21	3.6	LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN	11
22	3.7	MÓDULO COMÚN	11
23	3.8	PRUEBAS EN FABRICA	12
24	3.9	ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN PORCE 500 KV.....	12
25	4	ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 500 KV	13
26	4.1	GENERAL	13
27	4.2	LONGITUD DE LAS LÍNEAS RECONFIGURADAS.....	13
28	4.3	ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN PARA LOS TRAMOS DE	
29		LÍNEA DE 500 KV	13
30	4.3.1	Aislamiento	13
31	4.3.2	Conductores de fase	14
32	4.3.3	Cable de guarda	15
33	4.3.4	Puesta a tierra de las líneas	15
34	4.3.5	Transposiciones de línea.....	15



1	4.3.6	Estructuras	16
2	4.3.7	Localización de estructuras	16
3	4.3.8	Sistema Antivibratorio	16
4	4.3.9	Cimentaciones	16
5	4.3.10	Obras complementarias.....	16
6	4.4	ESPECIFICACIONES PARA LA COMPENSACIÓN REACTIVA DE LA LÍNEA ...	17
7	4.4.1	Especificaciones Técnicas de los Reactores de Línea.....	17
8	4.4.2	Reactores de neutro	18
9	4.5	INFORMES TÉCNICOS	18
10	5	ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN.....	20
11	5.1	GENERAL	20
12	5.1.1	Normas para fabricación de los equipos.....	21
13	5.1.2	CONDICIONES SÍSMICAS.....	21
14	5.1.3	Estudios del Sistema.....	21
15	5.1.4	Procedimiento General del diseño	22
16	5.1.5	Distancias de seguridad	22
17	5.2	EQUIPOS DE PATIO	22
18	5.2.1	Interruptores Automáticos para 500 kV.....	22
19	5.2.2	Pararrayos – Descargadores.....	23
20	5.2.3	Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra	23
21	5.2.4	Transformadores de tensión	23
22	5.2.5	Transformadores de Corriente.....	24
23	5.3	EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN	24
24	5.3.1	Sistemas de Protección	24
25	5.3.2	Sistema de Automatización de la Subestación.....	27
26	5.3.3	Medidores multifuncionales	29
27	5.3.4	Controladores de Bahía	30
28	5.3.5	Controladores de los servicios auxiliares	30
29	5.3.6	Switchs.....	31
30	5.3.7	Interfaz Nivel 2- Nivel 1.....	31
31	5.3.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	32
32	5.3.8.1	Controlador de la Subestación.....	32
33	5.3.8.2	Registradores de fallas	32
34	5.3.8.3	Interfaz hombre - máquina IHM de la Subestación	32
35	5.3.9	Requisitos de Telecomunicaciones.	33
36	5.3.10	Equipos del suministro EPM para los Alimentadores que vienen de la Planta (campos de generación).	33
37			
38	5.4	OBRAS CIVILES.....	34
39	5.5	MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO	34
40	6	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO.....	35
41	6.1	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO.....	35
42	6.2	INFORMACIÓN REQUERIDA POR CND PARA LA PUESTA EN SERVICIO	35



1	7	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	36
2	8	DIAGRAMA UNIFILAR	37
3	9	INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DISPONIBLE.	38



ANEXO 1

DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PUBLICA

UPME – 01 - 2007

SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACION PORCE 500 KV Y LINEAS ASOCIADAS

(EL PROYECTO)

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** de la Convocatoria Pública UPME-01- 2007.

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**, 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 Anexo No. 1 de los Documentos de Selección del Inversionista, en el **Código de Redes** de la **CREG**, en el **RETIE** y sus modificaciones. 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 Resolución MME 18 0466 de abril de 2007, RETIE, capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto será obligatorio que actividades de tales como diseño, dirección, construcción, supervisión, operación,



1 mantenimiento e inspección sean realizadas por personal calificado, con matrícula
2 profesional, que lo faculte para ejercer su actividad propia según clasificación del Artículo
3 8 del RETIE.

4 1.2 DEFINICIONES

5 Para efectos del Anexo No. 1 de los Documentos de selección del Inversionista –DSI, los siguientes
6 son los significados que acompañan a cada concepto:

- 7
- 8 • **Alimentadores**, son las dos (2) conexiones en 500 kV entre los transformadores de
9 maquina de la **Planta** y la **Subestación**. Tienen una longitud aproximada de 7300m y esta
10 compuesto por una sección en cable aislado XLP, aluminio de 34.8 mm para 500 kV de
11 aproximadamente 700m y otra en línea aérea sobre estructuras metálicas 500 kV circuito
12 sencillo de 6600m. En el momento el conductor seleccionado es el ACAR 800 kcm, pero
13 puede ser modificado. Los **Alimentadores** no son parte de la Convocatoria.
- 14 • **Contrato de Conexión**. Es el contrato definido en el numeral 6, del Código de Conexión
15 de la resolución CREG 025 de 1995.
- 16 • **CND, Centro Nacional de Despacho**. Es la dependencia encargada de la planeación,
17 supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión
18 y transmisión del sistema interconectado nacional. El Centro está encargado también de dar
19 las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las
20 instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al Reglamento de
21 Operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.
- 22 • **DSI**, significan los Documentos para la Selección del Inversionista de la Convocatoria
23 Publica UPME 01-2007
- 24 • **EPM**, significa Empresas Publicas de Medellín.
- 25 • **IED**, tomado de la primera letra en Inglés de Intelligent Electronic Device, Dispositivo
26 Electrónico Inteligente.
- 27 • **IHM**, significa Interfase Hombre Maquina.
- 28 • **Línea de transmisión**, se entiende el circuito occidental 500 kV Cerromatoso-San Carlos
29 reconfigurado para conformar las líneas Porce 500 kV- San Carlos y/o Porce 500 kV-
30 Cerromatoso.
- 31 • **Planta**, significa la Central Hidroeléctrica de Porce III, como se describe en el numeral 2.2
32 del Anexo No. 1 de los DSI.
- 33 • **Predio de la subestación**, el Predio, significa el sitio de la **subestación**, predio el cual es
34 propiedad de EPM.
- 35 • **Punto de Conexión** al STN. Es un barraje o cualquier **Tramo** de una línea de transmisión
36 perteneciente al STN, con tensión igual o superior a 220 kV, al cual se encuentra conectado
37 o proyecta conectarse un generador, un **Transmisor** Nacional, un Usuario No Regulado o
38 un Operador de Red de STR's y/o SDL's.
- 39 • **RETIE**, significa el Anexo Técnico de la resolución MME 18 0466 de 2007.
- 40 • **STN**, significa Sistema de Transmisión Nacional. Es el sistema interconectado de
41 transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus
42 correspondientes bahías de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.



- 1 • **Subestación Porce 500 kV, Subestación, Porce**, significa el patio de conexiones de la
2 **subestación** Porce 500 kV con todos sus equipos, obras civiles, electromecánicas, de
3 control y protección como se describe en el numeral 2.1 del Anexo No. 1 de los DSI.
4 • **Tramo de Línea, Tramo**, se entiende la sección de 22 km aproximadamente, comprendida
5 entre la Subestación Porce 500 kV y el punto de conexión con el circuito occidental de la
6 línea de 500 kV actual Cerromatoso-San Carlos.
7 • **TRI**, significan los Términos de Referencia para la Selección del **Interventor** de la
8 Convocatoria Publica UPME 01-2007.
9

10 **2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

11 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, operación
12 y mantenimiento por 25 años de la **Subestación** y las líneas asociadas. Adicionalmente, la
13 **Subestación** proveerá el punto de conexión para la **Planta**.
14

15 **2.1 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN**

16
17 La **Subestación** consiste en construcción de una **Subestación** nueva localizada en un Predio
18 propiedad de EPM. La topología de la **Subestación** consistirá en dos bahías de línea de 500 kV
19 necesarias para la llegada de los nuevos **Tramos**, doble barra principal mas seccionador de
20 transferencia, bahía de acople entre las barras, modulo común y espacio físico para la ampliación
21 futura en (i) dos bahías de línea y/o de transformación mas (ii) espacio para instalar el
22 seccionamiento de barras según CREG 025 de 1995, código de conexión. El diagrama unifilar se
23 presenta en el numeral 8 de este mismo documento.
24

25 La topología de la **Subestación** deberá permitir el punto de Conexión para la **Planta**, mediante la
26 conexión de los dos **Alimentadores**. Los transformadores de maquina estarán instalados al interior
27 de la caverna de maquinas y la conexión con la **Subestación** se hará mediante **Alimentadores**
28 consistentes en la combinación de cable aislado y línea aérea en 500 kV; es decir, en un extremos
29 de cada **Alimentador** estará el transformador de maquina y en el otro extremo estará el barraje de la
30 **Subestación**.



1

2 **2.2 DESCRIPCIÓN DE LA CONEXIÓN DE LA SUBESTACIÓN AL STN**

3 También hacen parte del Proyecto los **Tramos** a 500 kV necesarios para la conexión de la
4 **Subestación** a STN mediante la reconfiguración del circuito occidental 500 kV San Carlos-
5 Cerromatoso.

6

7 La conexión de la **Subestación** al STN se hará re-configurando de la línea actual Cerromatoso-San
8 Carlos, circuito occidental, mediante la construcción de dos **Tramos** de línea de 500 kV de
9 aproximadamente 22 km de longitud cada uno, medidos desde la **Subestación** hasta la línea
10 existente. La nueva línea Porce-Cerromatoso será compensada en el extremo de la **Subestación**
11 mediante la Instalación en el lado de línea de tres reactores monofásicos nuevos de 28 MVar cada
12 uno. En el extremo de Cerromatoso se seguirá operando la compensación existente, de 3x28 MVar.
13 La nueva línea Porce-San Carlos no será compensada en la **Subestación** y similarmente, se seguirá
14 operando la compensación existente en San Carlos de 3x28 MVar. También será parte del
15 suministro de los equipos para la **Subestación** un reactor adicional de 28 MVar como reserva.

16

17 **2.3 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA**

18

19 La **Planta**: Para efectos de este Anexo No. 1 se entiende por la **Planta**, la construcción de una
20 nueva generación a 500 kV denominada Porce III, 660 MW hidráulicos mediante el
21 aprovechamiento de la cadena hidráulica Guadalupe-Porce II con cuatro turbinas tipo Francis de
22 190 MW, actualmente en ejecución por Empresas Públicas de Medellín - EPM.

23

24 **2.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA LÍNEA DE 500 KV CERROMATOSO-SAN**
25 **CARLOS**

26

Descripción	Unidad	Valor
Voltaje fase-fase	kV	500
Longitud	km	209.5
Numero de torres		457
Separación entre fases	m	12.5
Numero de conductores por haz		4
Numero de cables de guarda		2
Espaciamiento entre subconductores	mm	457
Cables conductores	AAAC-6201	Flint
Calibre	kcm	740.8
Diámetro	mm	25.13
Peso	Kg/km	1028

8



Descripción	Unidad	Valor
Cable guarda	Alumoweld	AW 7 No. 9 7/0
Calibre	kcm	7 No. 9
Diámetro	mm	8.7
Peso	Kg/km	308.9

Localización de las torres de transposición:

Distancia en km desde San Carlos	Torre	Disposición de fases
79.000	169	ABC
140.546	300	CBA
208.546	454	CAB
209.500	457	ABC

2.5 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO

El Proyecto tiene Puntos de Conexión así:

Con ISA a 500 kV dos (2) **Puntos de Conexión**, derivados de la reconfiguración de la Línea San Carlos-Cerromatoso 500 kV, circuito occidental, numero uno. No obstante lo anterior, el **Transmisor** deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente compatibles en equipamiento y en funcionalidad todos los aspectos de comunicaciones, control y protección de las bahías de línea existentes en San Carlos y en Cerromatoso con los correspondientes en **Porce**. El **Transmisor** deberá firmar un **Contrato de Conexión** con ISA, propietario de la línea y sus bahías en las subestaciones San Carlos y Cerromatoso.

Los **Puntos de Conexión** pueden originar costos de conexión. El propietario de los **Puntos de Conexión** indicará el monto de dichos costos para que sean incluidos en las ofertas.

El Proyecto ofrecerá el Punto de Conexión para la **Planta**. El punto de conexión estará localizado sobre el barraje de 500 kV. El propietario de la **Planta** deberá proveer e instalar por su cuenta y riesgo los equipos de interrupción, corte, protección, medición y control de las bahías de conexión de los dos **Alimentadores** de la **Planta** a las barras de 500 kV de la **Subestación**. El propietario de la **Planta** deberá firmar un **Contrato de Conexión** con el **Transmisor**.

3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES.

El **Interventor** certificará y/o avalará para UPME el cumplimiento de las especificaciones técnicas descritas en el Anexo No. 1 de los DSI. El uso de normas y procedimientos aquí descritos podrá ser modificado previa comunicación al **Interventor**, quien certificará y/o avalará que los requisitos y calidades técnicas se mantengan.



1

2 **3.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA**

3

4 Todos los equipos a ser suministrados por el **Transmisor** deberán ser nuevos, estarán sujetos a la
5 certificación del **Interventor** y deberán cumplir con las siguientes características técnicas del STN:

6

7 Tensión nominal	500 kV
8 Frecuencia asignada	60 Hz
9 Puesta a tierra	Sólida
10 Numero de fases	3
11 Tensión asignada al equipo	550 kV
12 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
13 Servicios Auxiliares DC	125V
14 Diseño de la Subestación	Convencional, aislamiento en aire.
15 Diseño de las líneas	Circuito sencillo con dos cables de guarda.
16 Zona de Servidumbre	Mínimo 60m, según tabla 38 del RETIE.

17

18 **3.2 NIVEL DE CORTO CIRCUITO**

19 El poder de corto circuito asignando (ik) a los equipos que se instalarán del objeto de la
20 presente **Convocatoria** no deberá ser inferior a 40 kA. La duración asignada al corto
21 circuito (tk) no deberá ser inferior a un segundo.

22

23 **3.3 MATERIALES**

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

30

31 **3.4 EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA**

32 De acuerdo con lo establecido la publicación CISPR 18, "Radio interferente characteristics
33 of overhead power lines and high voltaje equipment", todos los equipos y los conectores
34 deberán ser de diseño y construcción tales que se minimice el efecto corona y de
35 radiointerferencia bajo las condiciones atmosféricas del sitio de instalación". El

10



1 **Transmisor** deberá someter a consideración del **Interventor** las Memorias de Cálculo y/o
2 reportes de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.

3 3.5 INTERFACES CON EQUIPOS EXISTENTES

4
5 El **Transmisor** será responsable en forma integral por las actividades de interfaz con sistemas
6 existentes (ISA), previa aprobación del propietario y sin limitarse a:

- 7 • Recopilación y análisis de todos los planos y documentos técnicos que requieran ser
8 modificados en las bahía de las subestaciones Cerromatoso y San Carlos. Un informe
9 escrito detallando estas actividades deberá ser avalado por el **Interventor**.
- 10 • Mantener la filosofía existente.
- 11 • Elaboración de documentos de ingeniería de detalle para la ejecución de las modificaciones,
12 tales como: tablas de cableado, plan de libranzas, listas de materiales, ajustes de
13 protecciones. Un informe detallado escrito de estas actividades debe ser avalado por el
14 **Interventor**
- 15 • Implementar y probar las modificaciones.
- 16 • Elaborar planos “de acuerdo con lo construido”.

17 18 3.6 LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN

19
20 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del **Transmisor**. La
21 celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos técnicos de tal
22 forma que no existan imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y
23 materiales del Proyecto. La fecha para haber llegado a este acuerdo técnico se deberá reflejar como
24 Hito en el cronograma del Proyecto. Los acuerdos administrativos del **Contrato de Conexión** se
25 podrán manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos técnicos
26 y administrativos constituye el **Contrato de Conexión** cuyo cumplimiento de la regulación vigente
27 deberá ser avalado por el **Interventor**.

28 29 3.7 MÓDULO COMÚN

30 El **Transmisor** deberá suministrar todos los elementos necesarios para el modulo común de la
31 **Subestación**, es decir las obras civiles y los equipos que sirven a la **Subestación** y que son
32 utilizados por el resto de las bahías de la **Subestación**. El modulo común de la **Subestación**
33 consistirá como mínimo de los siguientes componentes:

34 Infraestructura civil: compuesta por la malla de puesta a tierra, las vías internas, la adecuación del
35 terreno y proveer solo el espacio para las bahías futuros. Para el predio como un todo, incluye:
36 drenajes, alcantarillado, barreras de protección, y de acceso al predio, todas las mallas de
37 cerramiento para seguridad del predio, filtros y drenajes, trampa de aceite, pozo séptico y de agua,
38 alumbrado patio, cárcamos comunes y el edificio de control.



1 Equipos: el sistema de automatización, sistema de gestión de protecciones y sistema de
2 comunicaciones propios de la **Subestación**, materiales de malla de tierra y los equipos para los
3 servicios auxiliares, barrajes de 500 kV, con sus pórticos, accesorios de conexión de alta tensión,
4 los transformadores de potencial y la protección diferencial de barras, todo este cableado y con las
5 obras civiles asociadas, como son las fundaciones de pórticos, equipos, casetas de control de patio y
6 demás.

7 **3.8 PRUEBAS EN FABRICA**

8 El **Transmisor** deberá entregar al **Interventor** durante la etapa de diseño básico, copia de los
9 reportes de las *pruebas tipo* que satisfagan lo estipulado en la respectiva norma IEC para
10 Interruptores, seccionadores, transformadores de corriente, divisores capacitivos, reactores. En caso
11 de que los reportes de las pruebas tipo no satisfagan la norma que las rige, el **Interventor** podrá
12 solicitar la repetición de las pruebas a costo del **Transmisor**.

13
14 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales, estos deberán ser sometidos a
15 todas las *pruebas de rutina* y aceptación que satisfagan lo estipulado en la norma para cada equipo
16 en particular. Los reportes de prueba de aceptación deberán ser avalados por persona idónea del
17 laboratorio de la fábrica. El **Interventor** podrá pedir las certificaciones de idoneidad que soporten
18 esta afirmación.
19

20 **3.9 ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN PORCE 500 KV**

21 Adicionalmente a que el **Transmisor** deberá urbanizar el predio dotando la **Subestación** de los
22 espacios físicos necesarios para facilitar el punto de conexión de la **Planta** mediante dos
23 **Alimentadores**, la urbanización del predio también deberá facilitar espacio suficiente para la
24 construcción futura de dos módulos o bahías, sean de línea o de transformación y de dos bahías para
25 la implementación futura de interruptores seccionamiento de barras exigidos por CREG 025 de
26 1995, en caso de que la subestación futura tenga seis (6) o más bahías. No obstante lo anterior, los
27 equipos para las bahías futuras no son parte del Proyecto.



1

2 **4 ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 500 KV**

3

4 **4.1 GENERAL**

5

6 El **Transmisor** deberá reconfigurar el circuito occidental actual de 500 kV Cerromatoso- San
7 Carlos para conformar las nuevas líneas de 500 kV, **Porce-Cerromatoso** y **Porce-San Carlos**. La
8 UPME ha estimado en 22 km la longitud del **Tramo** entre el predio de la **Subestación** y los dos
9 **Puntos de Conexión** con el circuito actual de 500 kV. Para la reconfiguración de los circuitos, no
10 se permitirán conexiones “T” o en mitad de vano. La longitud final de las líneas reconfiguradas
11 dependerá de la ruta final seleccionada por el **Transmisor**.
12

13 **4.2 LONGITUD DE LAS LÍNEAS RECONFIGURADAS**

14 Las longitudes anunciadas en este documento son de referencia y basadas en estimativos
15 preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el **Transmisor** para efectos de su
16 propuesta económica deberán estar basados en sus propias consideraciones.
17

Líneas a 500 kV	Tipo	Longitud Aproximada Línea (km)
Porce-San Carlos	Circuito Sencillo	94
Porce-Cerromatoso	Circuito Sencillo	160

18

19

20

21 **4.3 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN PARA LOS TRAMOS DE** 22 **LÍNEA DE 500 KV**

23 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del
24 **Proyecto** son las establecidas en este Anexo No. 1 a los DSI, en el **Código de Redes**
25 (resolución CREG 025 de 1995 y actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el
26 RETIE.

27 **4.3.1 Aislamiento**

28 El **Transmisor** deberá verificar la coordinación de aislamiento de las líneas y subestaciones,
29 teniendo en cuenta los máximos sobre-voltajes que puedan presentarse en las líneas o extremos
30 desconectados del sistema, bajo la hipótesis de que el voltaje máximo continuo de operación de
31 los equipos no excederá el 1.05 p.u. del voltaje nominal.



1 De acuerdo con CREG 098 de 2000 se considera como parámetro de diseño un límite máximo
2 de tres (3) salidas por cada 100 km de línea año ante descargas eléctricas atmosféricas, una (1)
3 falla por cada 100 operaciones de maniobra de la línea y servicio continuo permanente ante
4 sobretensiones de frecuencia industrial.

5
6 **4.3.2 Conductores de fase**

7 La verificación de los siguientes límites será responsabilidad del **Transmisor**. El
8 **interventor** avalará que el diseño realizado por el **Transmisor** cumpla con las normas
9 técnicas aplicables y con los siguientes valores máximos.

10 La capacidad de transporte para las líneas de 500 kV reconfiguradas no deberá ser inferior a
11 1.650 MVA, determinada como el límite térmico de los conductores escogidos por el
12 **Transmisor**, calculado con el conductor a 75 °C, temperatura ambiente de 40°C, viento de 0.61
13 m/s, radiación solar de 1043 w/m², coeficientes de absorción y emisividad de 0,5 y a voltaje
14 nominal.

15 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder el
16 50% de su correspondiente tensión de rotura.

17 Los conductores seleccionados deberán cumplir con los criterios de radio interferencia en buen
18 tiempo establecidos en el anexo CC1 del **Código de Redes**, resolución CREG 098 de 2000,
19 numeral 2.2.

20 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.4 del Artículo 15 del RETIE, los valores
21 máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético son
22 los indicados en la Tabla 20 del RETIE, donde el público o una persona en particular pueden
23 estar expuestos durante varias horas.

24 La configuración elegida por el **Transmisor** para los sub-conductores podrá ser en haz de 2, 3 o
25 4 sub-conductores, con separación entre los sub-conductores del haz, de 457 mm (18 pulgadas).

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

28

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

29
30



1 4.3.3 Cable de guarda 2

3 La verificación de los siguientes límites será responsabilidad del **Transmisor**. El
4 **interventor** avalará que el diseño realizado por el **Transmisor** cumpla con las normas
5 técnicas aplicables y con los siguientes valores máximos.

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

11
12 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda, no
13 deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

14 4.3.4 Puesta a tierra de las líneas 15

16
17 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del sitio de la
18 estructura, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con base en la resistividad
19 del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que fluye a tierra a través de la
20 estructura, se deben calcular los valores de puesta a tierra tal que se garanticen las tensiones de paso
21 de acuerdo con IEEE 80 y el Artículo 15 del RETIE. Se deben medir los voltajes de paso y de
22 contacto en las dos primeras torres a la salida de la **Subestación**.

23 24 25 4.3.5 Transposiciones de línea 26

27 La línea actual, Cerromatoso-San Carlos tiene transposición completa de fases. La nueva línea,
28 **Porce**-Cerromatoso deberá tener transposición completa de fases. Esta transposición de fases se
29 podrá hacer, bien utilizando estructuras especiales que permitan transponer las fases en ellas, o bien
30 mediante transposiciones utilizando juegos de cadenas de aisladores.

31 Dependiendo del sitio de conexión, el **Transmisor** deberá completar un esquema de transposición
32 completa. Si la conexión se hace por fuera del conjunto de transposiciones, el **Tramo** no requerirá
33 de transposiciones adicionales a las existentes; pero, si la conexión se hace dentro de un **Tramo**
34 transpuesto, se requiere instalar estructuras de transposición, para transponer las fases de tal manera
35 que la transposición de la nueva línea reconfigurada **Porce**-Cerromatoso sea completa.

36 El **Tramo Porce**-San Carlos no requiere transposición. Como se explicó anteriormente,
37 dependiendo del sitio de conexión del Proyecto, el **Transmisor** debe coordinar con el propietario de
38 la línea Cerromatoso-San Carlos la eliminación de la transposición existente en la línea de 500 kV
39 reconfigurada **Porce**-San Carlos.



1 El Transmisor deberá asegurar que los desbalances entre las fases serán iguales o menores que los
2 respectivos de la línea Cerromatoso-San Carlos. Todos los costos asociados como por ejemplo:
3 coordinación con ISA, estudios, implementación física de la solución al sistema de transposiciones
4 son parte del **Proyecto**.

5

6 **4.3.6 Estructuras**

7

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

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

15 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la evaluación de los árboles de
16 cargas definitivos debe hacerse para cada una de las hipótesis de carga y el diseño estructural deberá
17 adelantarse según lo establecido en CREG 098 de 2000, numeral 2.6 y en RETIE, Artículo 28.

18

19 **4.3.7 Localización de estructuras**

20

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

24

25 **4.3.8 Sistema Antivibratorio**

26

27 El **Interventor** avalará los resultados del estudio del sistema de protección antivibratoria
28 del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser adecuados
29 para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias de 10 Hz a
30 100 Hz, de tal manera los esfuerzos de flexión calculados a una distancia de 89 mm
31 desde el último punto de contacto de la grapa de suspensión con el conductor o cable, no
32 excedan de 150 $\mu\text{mm/mm}$, pico a pico, medidos de acuerdo al método establecido en el
33 documento Standardization of Conductor Vibration Measurements. Paper 31 TP 65-156.
34 IEEE Trans. Vol. Pas. 85 N°1, 1966.

35

36

37 **4.3.9 Cimentaciones**

38

39 El **Interventor** avalará los resultados de las memorias de cálculo de las cimentaciones propuestas
40 de acuerdo con lo establecido en CREG 098 de 2000, numeral 2.7.

41

42 **4.3.10 Obras complementarias**

43



1 El **interventor** avalará el cumplimiento de requisitos técnicos del diseño y construcción de todas las
2 obras civiles que garanticen la estabilidad de los sitios de torre, protegiendo taludes, encauzando
3 aguas, etc., tales como muros de contención, tablestacados o trinchos, cunetas, filtros, obras de
4 mitigación, control de efectos ambientales y demás obras que se requieran.
5

6 4.4 ESPECIFICACIONES PARA LA COMPENSACIÓN REACTIVA DE LA LÍNEA

7 Sobre la nueva línea de 500 kV, **Porce-Cerromatoso**, se deben instalar tres (3) reactores
8 de 28 MVAR, en el extremo de la línea en **Porce**. El **Transmisor** también deberá proveer un
9 reactor adicional de 28 MVAR como reserva para minimizar los tiempos de reposición ante fallas
10 del reactor. En el extremo de la línea en Cerromatoso y en San Carlos se usará la
11 compensación existente en las correspondientes subestaciones. La configuración final
12 será.

Subestación	Compensación	Capacidad del Reactor	Tipo
Porce	Línea	3x28 MVAR nuevo	Desconectable
San Carlos	Línea	3x28 MVAR, existente	Fijo
Cerromatoso	Línea	3x28 MVAR, existente	Fijo

13 Los reactores nuevos serán maniobrables, es decir desconectables, en un solo paso mediante
14 interruptor bajo carga, adecuado para manejar las corrientes de tales reactores.

15 4.4.1 Especificaciones Técnicas de los Reactores de Línea

16 El diseño, fabricación y pruebas de los reactores deberá estar de acuerdo con la última
17 edición de la Publicación IEC 60289, "Reactors". Los reactores de línea serán
18 monofásicos, equipados con un sistema apropiado para preservación de aceite que
19 minimice la posibilidad de contaminación del aceite y prevenga el desarrollo de presiones
20 negativa o positiva debidas a los ciclos de operación del equipo. Los reactores
21 suministrados por el **Transmisor** deberán cumplir con las siguientes especificaciones
22 técnicas:

Tensión asignada (U_r) Alta Tensión	$500/\sqrt{3}$ kV
Tensión asignada (U_r) Neutro	115 kV
Potencia asignada	28 MVAR
Tipo de refrigeración	ONAN
Método de puesta a tierra	Reactor de Neutro



Impedancia referida a 75°C y a la tensión asignada.	2,976 ohm
Limite a aumento de temperatura del devanado a la capacidad asignada, medido con resistencia	55°C
Limite a aumento de temperatura del aceite a la capacidad asignada, medido con termómetro.	50°C
Perdidas a 75°C de temperatura de referencia y a la frecuencia asignada. Si el resultado del protocolo de pruebas presenta un aumento mayor al 15% del valor antes especificado, no se aceptará el reactor correspondiente	<3kW por MVar
Grado de protección de los gabinetes por IEC	>IP 54

1 El **Transmisor** deberá demostrarle al **Interventor** que el equipo es apto para maniobras
2 de conexión y desconexión frecuentes. El aumento de temperatura deberá determinarse
3 por la Publicación IEC 60076-2, de acuerdo con las condiciones ambientales del sitio de
4 instalación. Cada reactor deberá estar equipado con radiadores, idénticos e
5 intercambiables, para un sistema de refrigeración ONAN.

6 Los bujes de tensiones iguales serán intercambiables entre todas las unidades. Si los
7 bujes son llenos de aceite, este debe ser independiente del aceite del tanque del equipo y
8 deberán disponer de su propio sistema de monitoreo y medición del factor de potencia.
9 Todos los relés y detectores de temperatura deberán tener suficientes contactos auxiliares
10 para la señalización remota de su operación, al sistema de automatización de la
11 **Subestación**.

12 Pruebas tipo: El **Transmisor** deberá entregar al **Interventor** copia de los reportes de
13 pruebas tipo que satisfagan las prescripciones de las Publicaciones IEC, hechas a
14 equipos similares.

15 Pruebas de rutina: Las pruebas de rutina a que deberán ser sometidos los reactores,
16 deberán ceñirse a lo establecido en las Normas IEC 60060 High voltaje test techniques,
17 IEC 60137 Insulating bushings for alternating voltajes above 1000V, IEC 60289 Reactors,
18 60296 Specifications for unused mineral insulating oils for transformes and switchgear.

19 4.4.2 Reactores de neutro

20 El **Transmisor** determinará y el **Interventor** avalará el dimensionamiento de los reactores de
21 neutro utilizados para poner a tierra los reactores de línea. El **Transmisor** verificará mediante
22 memoria de cálculo y el **Interventor** avalará la probabilidad de extinción del arco secundario y
23 evaluará la probabilidad de recierre monopolar exitoso, partiendo de la topología que considera
24 reactores de línea aterrizados por medio de un reactor de neutro.

25 4.5 INFORMES TÉCNICOS

26



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

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



1

2 5 ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN

3 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la **Subestación**.

4 5.1 GENERAL

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

6

Subestaciones	Subestación Existente	Bahías	Propietario	Configuración
San Carlos	Si	1	ISA	Interruptor y medio
Porce	No	2	Transmisor	Doble barra principal más seccionador de transferencia.
Cerromatoso	Si	1	ISA	Interruptor y medio

7

8

9 **El Predio:** La **Subestación** será construida en un lote propiedad de EPM, localizado en las
10 coordenadas geográficas 886,500mE y 1263,000mN. La topología de la **Subestación** consistirá en
11 doble barra principal mas seccionador de transferencia de acuerdo con el diagrama unifilar indicado
12 en el numeral 8 de este mismo documento, junto con los respectivos sistemas de control, protección
13 y comunicaciones.

14

15 **Conexiones con los bahías de línea correspondientes en Cerromatoso y en San**
16 **Carlos.** El **Transmisor** deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente
17 compatibles en equipos y en funcionalidad aspectos de comunicaciones, control y
18 protección de las bahías de línea y de los reactores existentes en San Carlos y en
19 Cerromatoso con los correspondientes en **Porce**.

20 **Servicios Auxiliares.** El **Transmisor** deberá proveer los servicios auxiliares en AC suficientes para
21 la topología indicada en el diagrama unificar del numeral 8 de este Anexo, así: alimentación
22 principal, la cual se puede tomar, previo **Contrato de Conexión**, de una línea de 44 kV propiedad
23 de EPM disponible en el sitio de las obras mas alimentación de respaldo mediante planta de
24 emergencia. El dimensionamiento de la planta de emergencia deberá ser avalado por el **Interventor**
25 de acuerdo con el inventario de cargas eléctricas a conectar y las de reserva.

26

27 **Modulo Común.** Como parte del Proyecto, el **Transmisor** deberá implementar todas las obras y
28 equipos constitutivos del modulo común como se describe en el numeral 3.8 de este Anexo No. 1.

29

30



5.1.1 Normas para fabricación de los equipos

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

5.1.2 Condiciones Sísmicas

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

5.1.3 Estudios del Sistema

Bajo esta actividad, el **Transmisor** deberá someter a consideración del **Interventor** los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros útiles para el diseño detallado de la **Subestación**, entre todos los posibles destacamos como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo:

- Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y meteorológicos, contaminación ambiental.
- Estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos y de resistividad.
- Cálculo de flechas y tensiones de los barrajes.
- Flujos de carga para la determinación de flujos máximos de potencia, corrientes máximas, tensiones máximas y mínimas.
- Selección de aislamiento de acuerdo con metodología IEC, incluye selección de pararrayos y distancias eléctricas.
- Estudios de Cortocircuito para la determinación de corrientes y aportes, relación X/R.
- Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo y a corto circuito.
- Estudio de estabilidad para determinar tiempos máximos de despeje de fallas y sobre tensiones por rechazo de carga.
- Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores aislados.
- Memoria de revisión de los enlaces PLP existentes.
- Estudio de apantallamiento.
- Estudio de sobretensiones temporales, máxima tensión extremo abierto, sobretensiones en fases sanas.
- Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC & DC.
- Informe de interfases con equipos existentes.
- Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, PMA de acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental EIA.



- Coordinación de Protecciones, ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado, registradores de fallas.

5.1.4 Procedimiento General del diseño

Cada uno de los documentos o memorias de cálculo antes referidos deberá destacar como mínimo los siguientes aspectos:

- Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- Origen de los datos de entrada.
- Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC o IEEE.
- Lista de resultados.
- Bibliografía.

5.1.5 Distancias de seguridad

Las distancias de seguridad aplicadas en la **Subestación** deben cumplir los lineamientos expresados en el Artículo 32 del RETIE.

5.2 EQUIPOS DE PATIO

5.2.1 Interruptores Automáticos para 500 kV.

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

Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener mando monopolar ser aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos. Los interruptores para maniobra de reactores de línea deberán tener mando monopolar para operar en conjunto con los dispositivos de mando (cierre y apertura) sincronizado, deben ser libres de re-encendido.

Mecanismos de operación: Los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1. No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido o aceite para varios o todos los interruptores. Los circuitos de fuerza y control debe ser totalmente independientes. El circuito de control del interruptor debe tener disparo por discrepancia de polos y el cierre debe ser bloqueado durante cualquier anomalía del mecanismo del interruptor.

Pruebas de rutina: Los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la publicación IEC 62271-100. Los respectivos protocolos de prueba deberán ser avalados por el **Interventor**.



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

6 5.2.2 Pararrayos – Descargadores

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

12 Pruebas de rutina: Los pararrayos deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidas en la
13 publicación IEC 60099-4. Los respectivos protocolos de prueba deberán ser avalados por el
14 **Interventor**.

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

22 5.2.3 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra

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

30 Pruebas de rutina: Los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la
31 publicación IEC 62271-102. Los respectivos protocolos de prueba deberán ser avalados por el
32 **Interventor**.

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

40 5.2.4 Transformadores de tensión

42 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 60186, “voltage transformers”, IEC 60358,
43 “Coupling capacitor and capacitor dividers”, IEC 60044-4, “instrument transformers, Measurement
44 of partial discharges”.

46 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre fase y
47 tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar cargas externas



1 adicionales. Deben tener precisión 0.2s, según IEC, y específicamente, cumplir todos los requisitos
2 técnicos exigidos por la resolución CREG 025 de 1995, en lo referente al Código de Medida y sus
3 anexos.

4
5 Pruebas de rutina: Los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de rutina
6 establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. Los respectivos
7 protocolos de prueba deberán ser avalados por el **Interventor**.

8
9 Pruebas tipo: En caso de que el **interventor** lo requiera, el **Transmisor** debe entregar una copia de
10 los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión similares en todo de acuerdo
11 con la publicación IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2. Si el **Transmisor** no
12 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

13 14 15 **5.2.5 Transformadores de Corriente**

16
17 Los transformadores de corriente deben cumplir con IEC 60044, “Instrument transformers”, Parte 1,
18 “Current transformers”, Parte 4, “Measurement of partial discharges”, Parte 6, “Requirements for
19 protective current transformers for transient performance”.

20
21 Los transformadores de corriente debe ser de relación múltiple con cambio de relación en el
22 secundario y equipados con dispositivos de protección contra sobretensiones. Deben tener precisión
23 0.2s, según IEC, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la resolución
24 CREG 025 de 1995, en lo referente al Código de Medida y sus anexos.

25
26 Pruebas de rutina: Los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas de rutina
27 establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6. Los respectivos protocolos de prueba
28 deberán ser avalados por el **Interventor**.

29
30 Pruebas tipo: En caso de que el **Interventor** lo requiera, el **Transmisor** debe entregar una copia de
31 los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente similares en todo de acuerdo
32 con la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6. Si el **Transmisor** no dispone de estos documentos
33 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

34 35 36 **5.3 EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN**

37 38 **5.3.1 Sistemas de Protección**

39
40 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la publicación
41 IEC 60255 “Electrical relays”, en la IEC 60870 “Telecontrol equipments and systems” y en el caso
42 de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el formato COMTRADE
43 (Common Format for Transient Data Exchange), norma IEEE C37.111 o en su defecto, el
44 **Transmisor** deberá proveer el software que haga la transcripción del formato del registrador de
45 fallas al formato COMTRADE.



1
2 El esquema de protección de línea deberá consistir en dos protecciones principales de línea con
3 principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos protecciones de distancia, estas deben
4 tener distintos principios de medición. El esquema completo deberá consistir de reles rápidos para
5 emisión y recepción del disparo directo transferido, falla interruptor, funciones de recierre y
6 verificación de sincronismo, protección de sobretensión, supervisión del circuito de disparo y
7 registro de fallas. La protección de línea debe dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de
8 recierre.
9

10 El **Transmisor** deberá tener en cuenta que la **Subestación** intercepta líneas de transmisión
11 existentes. El **Transmisor** deberá verificar en sitio la validez de la siguiente información técnica
12 disponible en UPME: los terminales en Cerromatoso y San Carlos cuentan con dos protecciones
13 principales de distancia y canales de teleprotección por microondas y Portadora por Línea de
14 Potencia (PLP). La protección PL1 va por PLP, la protección PL2 va por microondas, el disparo
15 directo transferido viaja simultáneamente por microondas y por PLP. Las protecciones de línea
16 tienen funciones de distancia en esquemas de aceleración y sobrecorriente direccional a tierra 67N
17 en esquema de comparación direccional. El disparo directo transferido lleva las funciones de
18 sobretensión, falla interruptor y protección de reactores de línea. El **Interventor** avalará el
19 cumplimiento de requisitos de las protecciones según CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1.
20

21 El esquema de protección de reactor de línea deberá consistir de protección diferencial, protección
22 de sobrecorriente de fase y neutro, falla interruptor, dispositivo de mando sincronizado, supervisión
23 del circuito de disparo y registro de fallas. Los dispositivos de mando sincronizado deben operar
24 adecuadamente con reles de supervisión del circuito de disparo, el módulo de medida debe ser
25 estable y mantener su correcto desempeño ante distorsiones de onda de tensión o corriente
26 utilizadas como referencia para la maniobra sincronizada y el software debe disponer de los
27 algoritmos requeridos para que al cierre se reduzca al mínimo la corriente de magnetización de los
28 reactores y garantice un tiempo de arco mínimo que evite reigniciones y las sobretensiones
29 asociadas a dicho fenómeno. El **Transmisor** debe demostrar esta condición al **Interventor**.
30

31 Dado que los reactores de línea de San Carlos y Cerromatoso no son maniobrables, se requiere
32 mantener la configuración actual del sistema de teleprotección, el cual cuenta con dos enlaces de
33 teleprotección por medios de comunicación diferentes y totalmente independientes (enlace de PLP
34 + enlace por fibra óptica); en otras palabras, cada circuito reconfigurado deberá seguir contando
35 con el doble sistema de teleprotección independiente indicado, con el fin de garantizar la mayor
36 disponibilidad de los reactores de línea existentes ante una falla de una de las teleprotecciones o de
37 su canal de comunicación
38

39 El esquema de protección del acoplador de barras deberá consistir de protección de sobrecorriente,
40 verificación de sincronismo, falla interruptor, supervisión del circuito de disparo y registro de fallas.
41

42 El esquema de protección de barras deberá consistir de protección de diferencial de barras,
43 porcentual o moderada, con unidades de falla interruptor, utilizando el mismo sistema de disparo de
44 los interruptores, apropiada para un mínimo de 8 circuitos. La protección por falla interruptor debe
45 tener arranques y detectores por fase para poder operar con esquemas de recierre monopolar por
46 etapas.
47



-
- 1 El esquema de protección del reactor de línea y de conexión terciaria deberá ser del tipo alta
2 impedancia o porcentual con unidades de medida e indicación de falla por fase. Deberá tener
3 posibilidades de ajuste de su característica de operación y no deberá actuar en caso de CTs
4 saturados por fallas externas, de corrientes de energización, de corrientes armónicas y disparo
5 rápido para fallas internas.
6
- 7 Los reles de protección, los dispositivos de mando sincronizado, registradores de fallas deberán ser
8 de estado sólido, de tecnología numérica o digital. Los reles de protección, los dispositivos de
9 mando sincronizado y los registradores de fallas debe incorporar dispositivos de prueba que
10 permitan aislar completamente los equipos de los transformadores de medida, de los circuitos de
11 disparo, polaridades y del arranque de la protección por falla interruptor, de tal manera que no se
12 afecte ningún otro equipo de forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos
13 deberán contar con todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de
14 búsqueda de fallas paramétricas de los reles de protección y registradores de fallas.



1
2
3
4
5
6

5.3.2 Sistema de Automatización de la Subestación

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la habilidad que debe tener el sistema para ser telecomandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.
	Comunicaciones e interfases entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	La adquisición de datos y transmisión de información hacia y desde el sistema remoto debe ser independiente de la IHM de la Subestación . Debe ser independiente de cualquier falla en las interfases de usuario IHM.
2	Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación .	Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación . Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.
	El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.	
	Comunicaciones e Interfases Nivel 2 y Nivel 1. Corresponde a la red de área local de la Subestación , la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.	
1	Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación . A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.	Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.
	Comunicaciones e interfases Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación . Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.	



Nivel	Descripción	Modos de Operación
0	Conformado por los IEDs tales como reles de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el patio de la Subestación y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes. Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la resolución CREG 025 de 1995, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

1
2 Características Generales
3

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

10
11 El sistema de control de la **Subestación** debe ser diseñado como un sistema que provea interfaces
12 para la integración de una amplia gama de IEDs, así como las interfases para la implementación de
13 funciones de automatización específicas del Proyecto. Los IEDs se deben comunicar a través de una
14 red de fibra óptica. El controlador de la **Subestación** debe ser redundante. El sistema de control
15 debe incluir todo el hardware y software necesarios para cumplir con todas las funciones que se
16 requieran para el perfecto funcionamiento de la **Subestación**.

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

21
22 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual se
23 conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección y control.
24 Se destacan las siguientes funciones:

- 25 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser protocolo IEC 61850 en
26 configuración redundante por medio de fibra óptica.
- 27 • Las comunicaciones entre los controladores y los equipos de protección, serán basadas en
28 protocolos IEC 61850. Los equipos deberán reconocer el protocolo IEC 61850 en forma nativa;
29 es decir no se permiten convertidores de protocolo.

30 La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos directamente conectados en una red IEC
31 61850, que deben permitir:

- 32 • Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre equipos vía la
33 red.



- 1 • Integrar los equipos de otros proveedores con el Sistema de control y Automatización de la
2 **Subestación.**

3
4 La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes funciones:

- 5 • Gestión de las bases de datos del sistema.
6 • Permitir la integración de elementos futuros.
7 • Implementación de herramientas de seguridad y administración.
8 • Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación normal, el
9 mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni detener el sistema.
10 • Mantenimiento de cada equipo.
11 • Gestión de protecciones que permite verificar y parametrizar a las protecciones del sistema.

12
13 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de subestación y/o
14 computadores del IHM deben estar conectados directamente sobre la red Ethernet IEC 61850 y
15 deberán permitir la transmisión de información entre la **Subestación** y el CND o el centro de
16 control remoto del Transmisor (sean funciones de control, visualización o de mantenimiento). El
17 Transmisor es responsable por utilizar los protocolos de comunicación que el CND le exija y en
18 general, todos los costos de implementación, coordinación de información a intercambiar con el
19 CND son responsabilidad del Transmisor.

20
21 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de subestación:

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

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

32
33

34 5.3.3 Medidores multifuncionales

35
36 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de medida, para
37 determinación de parámetros eléctricos como por ejemplo: tensión, corriente, potencia activa,
38 potencia reactiva, factor de potencia, frecuencia, contador de energía activa y reactiva. Deben contar
39 con emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir
40 con todos los requisitos técnicos exigidos por la resolución CREG 025 de 1995, especialmente lo
41 referente al Código de Medida y sus anexos.



5.3.4 Controladores de Bahía

Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar información con otros equipos de la red mediante protocolo normalizado IEC 61850, deben ser multifuncionales y programables. Los controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para aplicación en subestaciones eléctricas de extra alta tensión; el **Transmisor** deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

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

- Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- Despliegue de alarmas.
- Despliegue de eventos.
- Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- Control local (Nivel 2) de los equipos que forman parte de la bahía.
- Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
- Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la comunicación con la red IEC 61850 mediante fibra óptica. No se admiten convertidores a protocolo IEC 61850.

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

5.3.5 Controlador de los servicios auxiliares

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

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

- Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- Despliegue de alarmas.
- Despliegue de eventos.
- Despliegue de medidas de proceso.
- Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.



- 1 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
2

3 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la
4 comunicación con la red IEC 61850 mediante fibra óptica. No se admiten convertidores a protocolo
5 IEC 61850.
6

7 8 **5.3.6 Switchs** 9

10 Los switchs o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para operar en
11 ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:
12

- 13 • Deberán cumplir con la norma IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
14 • Deberán cumplir con la norma IEC 61850-3 standard for networks in substations.
15 • Deberá incluir las siguientes características de red:
16 - IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
17 - IEEE 802.1q VLAN
18 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON
19 • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba descritas en las
20 normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.

21 Los switchs suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para conectar todos
22 los equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de protección y medida.
23

24 25 **5.3.7 Interfaz Nivel 2- Nivel 1** 26

27 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:
28

29 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la **Subestación** se debe conformar con
30 cable de fibra óptica, bajo protocolo IEC 61850, inmune electromagnéticamente, que posea
31 suficiente rigidez mecánica para ser tendido en la **Subestación**, con protección no metálica contra
32 roedores, con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y
33 demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del **Transmisor**.
34

35 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás accesorios
36 requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos distribuidos en la
37 **Subestación**.
38

39 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores de eventos
40 con el controlador de la **Subestación** debe ser redundante y con autodiagnóstico en caso de
41 interrupción de una cualquiera de las vías. .
42

43 De manera análoga, la red de gestión de protecciones y de registro de fallas podrá ser implementada
44 utilizando la misma red protocolo IEC 61850; en cuyo caso, no se requiere implementar otra red
45 independiente en fibra óptica para esta misma función.
46



5.3.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2

5.3.8.1 Controlador de la Subestación

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

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

5.3.8.2 Registradores de fallas

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

5.3.8.3 Interfaz hombre - máquina IHM de la Subestación

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

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

- Adquisición de datos y asignación de comandos.
- Autochequeo y autodiagnóstico.
- Comunicación con el CND.
- Comunicación con la red de área local.
- Facilidades de mantenimiento.
- Facilidades para entrenamiento.



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

19

20 **5.3.9 Requisitos de Telecomunicaciones.**

21

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

23

24

25 **5.3.10 Equipos del suministro EPM para los Alimentadores que vienen de la Planta**

26 **(campos de generación).**

27

28 El transmisor será responsable por coordinar las actividades de integración al SAS de la

29 **Subestación** los equipos ya adquiridos por EPM para los **Alimentadores** de la **Planta**, así:

30

- 31 • Equipo de teleprotección marca Siemens de referencia SWT 3000.
- 32 • Medidores de energía, dos para cada campo, marca ION 8600 que funcionan bajo protocolo
- 33 DNP 3.0.
- 34 • Controladores de bahía marca Siemens, referencia 6MD6645 que funcionan bajo protocolo
- 35 IEC 61850.
- 36 • Protección de línea, marca Siemens, referencia 7SD5221 que funcionan bajo protocolo IEC
- 37 61850.

38

39 **5.4 OBRAS CIVILES**

40

41 Tanto el diseño como la construcción de todas las obras civiles, las vías de acceso al predio y las

42 vías para mantenimiento que conforman la **Subestación** son responsabilidad del **Transmisor**.

43 Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental deben cumplir con los requerimientos



1 establecidos en el plan de manejo ambiental del Proyecto, el cual también debe ser elaborado por el
2 **Transmisor**.

3
4 Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas
5 Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-98.

6
7 El **Interventor** avalara el cumplimiento de los aspectos regulatorios, RETIE y normas legales
8 aplicables a los diseños para construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra
9 civil con base en planos de construcción previamente aprobados por el **Transmisor**. El **interventor**
10 avalará el cumplimiento de normas técnicas. El **Transmisor** deberá presentar leal **Interventor**: (i)
11 memorias de calculo que soporten los diseños, (ii) planos de construcción completamente claros,
12 con secciones, detalles completos, listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las
13 obras, (iii) una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse la
14 versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones hechas en capo avaladas
15 por el **Interventor**.

16
17 En el edificio de control. El **Transmisor** deberá diseñar, suministrar e instalar todos los elementos
18 necesarios para la instalación de puntas tipo Franklin y los bajantes, platinas de cobre, varillas de
19 puesta a tierra, las redes de tierra dentro, alrededor del edificio.

20
21 En las casetas de control. El **Transmisor** deberá diseñar, suministrar e instalar todos los elementos
22 necesarios para la construcción de la red de puesta a tierra de apantallamiento electromagnético
23 (jaula de Faraday) de las casetas de control.

24 25 **5.5 MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO**

26
27 Los diseños son responsabilidad del **Transmisor**. La malla de puesta a tierra de la **Subestación** en
28 cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocido, sin estañar, trenzado en capas concéntricas
29 deberá ser diseñada siguiendo los lineamientos de la norma ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que
30 garanticen la seguridad del personal, limitando las tensiones de toque y paso a valores tolerables. La
31 granulometría para el material de acabado de patios (grava) deberá ser máximo de 2 pulgadas, malla
32 US estándar. El sistema de puesta a tierra de la **Planta** será conectado solidamente a la malla de
33 tierra de la **Subestación** mediante los dos de guarda que protegen los **Alimentadores**.



1

2 6 ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

3

4 6.1 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO

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

9

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

16

17 En las subestaciones existentes, el **Transmisor** debe demostrar para el **interventor** la correcta
18 integración de los sistemas instalados con los sistemas existentes, operación de los enclavamientos
19 y la acción del sistema de protecciones entre los sistemas existentes y los nuevos.

20

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

22

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

30

31 Pruebas de energización. El **Transmisor** será responsable por la ejecución de las pruebas de
32 energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser avalados por el **Interventor**.

32

33 6.2 INFORMACIÓN REQUERIDA POR CND PARA LA PUESTA EN SERVICIO

34

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

36

- 37 - Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
- 38 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- 39 - Diagrama Unifilar.
- 40 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del Proyecto.

35



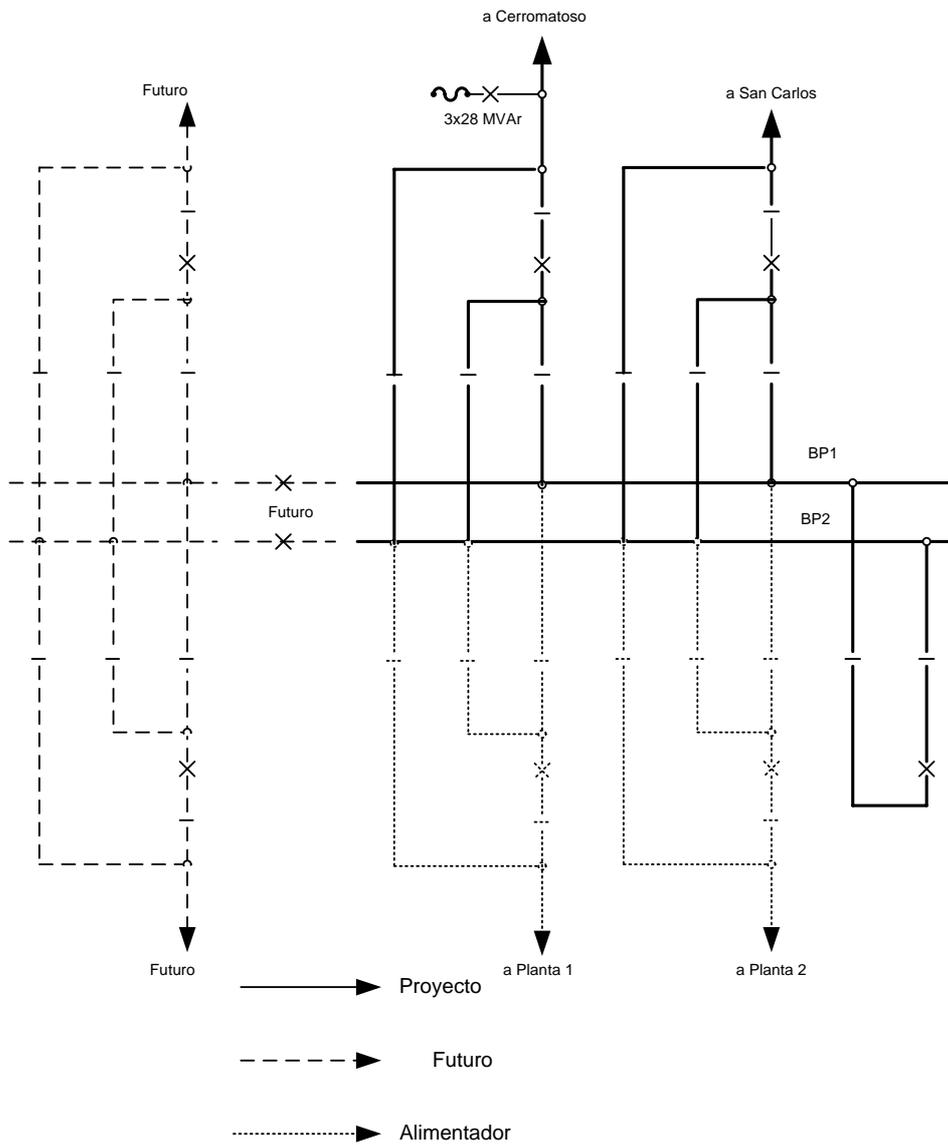
-
- 1 - Listado disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
2 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.
3 - Cronograma de pruebas.
4 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con
5 información definitiva.
6 - Protocolo de energización.
7 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
8 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del punto de
9 conexión.
10
11 Carta de declaración en operación comercial
12
13 Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y actualizados por
14 CND.
15

16 **7 ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

- 17 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG 025 de
18 1995 y actualizaciones) y demás regulación de la CREG aplicable.

1

2 **8 DIAGRAMA UNIFILAR**



3

4

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15

9 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DISPONIBLE.

La siguiente información complementaria del Proyecto esta disponible en la pagina WEB de la UPME.

- Información para XM, nuevos proyectos.
- Protocolos XM.
- Estudio de conexión al STN del Proyecto Porce III.
- Localización del predio destinado a la subestación.
- ISA, carta técnica 2007 8800 9227 sobre costos de conexión.
- ISA, Información técnica de líneas y subestaciones.