

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 01 DE 2018

(UPME 01 – 2018)

SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DEL SEGUNDO TRANSFORMADOR 500/230 kV de 360 MVA EN
LA SUBESTACIÓN OCAÑA

Bogotá D. C., marzo de 2018

ÍNDICE

1		
2		
3	1. CONSIDERACIONES GENERALES	3
4	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	4
5	1.2 Definiciones	5
6	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	5
7	2.1 Descripción de obras en la subestación	7
8	2.1.1 Descripción de Obras en la Subestación Ocaña 500 kV	7
9	2.1.2 Descripción de Obras en la Subestación Ocaña 230 kV	7
10	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	8
11	2.2.1 En la Subestación Ocaña 500 kV	8
12	2.2.2 En la Subestación Ocaña 230 kV	9
13	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	9
14	3.1. Parámetros del Sistema	10
15	3.2 Nivel de Corto Circuito	10
16	3.3 Materiales	10
17	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible	11
18	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	11
19	3.6 Pruebas en Fábrica	12
20	4. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN	12
21	4.1 General	12
22	4.1.1 Predio de la Subestación Ocaña 500/230 kV	12
23	4.1.2 Espacios de Reserva	13
24	4.1.3 Conexiones con Equipos Existentes	14
25	4.1.4 Servicios Auxiliares	14
26	4.1.5 Infraestructura y Módulo Común	14
27	4.2 Normas para Fabricación de los Equipos	15
28	4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos	16
29	4.4 Procedimiento General del Diseño	16
30	4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica	17
31	4.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas	18
32	4.4.1.2 Especificaciones equipos	18
33	4.4.1.3 Características técnicas de los equipos	19
34	4.4.1.4 Planos electromecánicos	19
35	4.4.1.5 Planos de obras civiles	20
36	4.4.1.6 Estudios y trabajos de campo	20
37	4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle	20
38	4.4.3 Estudios del Sistema	24
39	4.4.4 Distancias de Seguridad	26
40	4.5 Equipos de Potencia	26
41	4.5.1 Transformadores de Potencia trifásico 500/230 kV – 3X120 MVA	26

1	4.5.2	Interruptores.....	28
2	4.5.3	Descargadores de Sobretensión.....	28
3	4.5.4	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	29
4	4.5.5	Transformadores de Tensión.....	30
5	4.5.6	Transformadores de Corriente.....	31
6	4.5.7	Equipo GIS o Híbrido.....	31
7	4.5.8	Sistema de Puesta A Tierra.....	32
8	4.5.9	Apantallamiento de la Subestación.....	33
9	4.6	Equipos de Control y Protección.....	33
10	4.6.1	Sistemas de Protección.....	33
11	4.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	34
12	4.6.2.1	Características Generales.....	36
13	4.6.3	Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales.....	38
14	4.6.4	Controladores de Bahía.....	39
15	4.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	40
16	4.6.6	Switches.....	40
17	4.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	41
18	4.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	41
19	4.6.8.1	Controlador de la Subestación.....	41
20	4.6.8.2	Registradores de Fallas.....	42
21	4.6.8.3	Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación.....	42
22	4.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	43
23	4.7	Obras Civiles.....	43
24	4.8	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento.....	44
25	5.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO.....	44
26	5.1	Pruebas y Puesta en Servicio.....	44
27	5.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio.....	45
28	6.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....	45
29	7.	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO.....	46
30	8.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA.....	46
31	9.	FIGURA.....	46

ANEXO 1

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas, 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 – 2018.

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

5
6 Las expresiones que figuren en mayúsculas y que no se encuentren expresamente
7 definidas en el presente documento o en los Documentos de Selección del Inversionista,
8 corresponden a normas legales u otras disposiciones jurídicas colombianas.

9
10 Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los
11 equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el
12 presente Anexo No. 1 de los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de
13 Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones, en especial
14 CREG 098 de 2000) y en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de
15 ejecución de los diseños. Las citas, numerales o tablas del RETIE que se hacen en este
16 Anexo corresponden a la revisión de agosto de 2013 de este Reglamento, incluidas las
17 modificaciones de octubre 2013 y julio 2014. En los aspectos a los que no hacen referencia
18 los documentos citados, el Transmisor deberá ceñirse a lo indicado en criterios de
19 ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán
20 ser relacionados, informados y documentados al Interventor. Los criterios de ingeniería y
21 normas específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo caso, con lo
22 establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes y en
23 los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, MME.
24 Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos de
25 conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación
26 según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.

27 1.1 Requisitos Técnicos Esenciales

28
29
30 De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última
31 versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Resolución MME
32 90708 de agosto de 2013, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto
33 será obligatorio que los trabajos deban contar con un diseño, efectuado por el profesional
34 o profesionales legalmente competentes para desarrollar esta actividad como se establece
35 en el Artículo 10 del RETIE de la fecha anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.

36
37 Como requisito general, de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos
38 técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE, con el Código de Redes, con
39 normas técnicas nacionales o internacionales y con resoluciones de la CREG y del
40 Ministerio de Minas y Energía, se establece que, de producirse una revisión o una
41 actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del inicio de los diseños

1 según cronograma presentado por el Transmisor y aprobado por la UPME, la última de
2 estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos requeridos, primará sobre
3 cualquier versión anterior de los citados documentos.

4 5 **1.2 Definiciones**

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

9 10 11 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

12
13 Consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en
14 servicio, operación y mantenimiento de las siguientes obras asociadas al Proyecto Segundo
15 Banco de Transformadores monofásicos (3x120 MVA) 500/230/34,5 kV – 360 MVA en la
16 subestación Ocaña 500/230 kV, definido en el “Plan de Expansión de Referencia
17 Generación – Transmisión 2015-2029”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de
18 Minas y Energía 40095 de 1 de febrero de 2016 y modificada por Resolución 40629 del 28
19 de junio de 2016, el cual comprende:

- 20 i. Un (1) banco de autotransformadores 500/230/34,5 kV – 360 MVA (3 x 120 MVA)
21 en la Subestación Ocaña. Se deberá instalar un autotransformador de potencia
22 monofásico 500/230/34,5 kV - 120 MVA de reserva, con conexión para cambio
23 rápido. Esta reserva deberá tener iguales características al banco de
24 autotransformadores.
- 25 ii. Una (1) bahía de transformación a 500 kV en configuración doble barra más
26 seccionador de transferencia, como ampliación en la subestación Ocaña 500 kV.
- 27 iii. Una (1) bahía de transformación a 230 kV en configuración doble barra más
28 seccionador de transferencia, como ampliación en la subestación Ocaña 230 kV.
- 29 iv. Extensión del barraje (en caso de ser necesario) a 500 kV y 230 kV y todos los
30 elementos y adecuaciones tanto físicas como eléctricas necesarias para las
31 conexiones entre el existente barraje a 500 kV, la bahía de transformación a 500 kV
32 (ítem ii), el banco de autotransformadores de 360 MVA (ítem i), la bahía de
33 transformación a 230 kV (ítem iii) y el existente barraje a 230 kV.
- 34 v. En general, todos los elementos y adecuaciones tanto eléctricas como físicas
35 necesarias para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria durante la
36 construcción, operación y mantenimiento de las obras, garantizando siempre su
37 compatibilidad con la infraestructura existente. Estas acciones incluyen sistemas de

1 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, etc, sin limitarse
2 a estos.

3 **NOTAS:** Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente
4 Convocatoria Pública UPME 01-2018:

- 5
- 6 1. Los Diagramas unifilares de la Subestación a intervenir por motivo de la presente
7 Convocatoria Pública, hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado,
8 buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar la
9 disposición de las bahías en los diagramas unifilares, previa revisión y concepto del
10 Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de modificación
11 presentada involucra o afecta a terceros como otros usuarios o al propietario de la
12 Subestación (existente o ampliación), deberán establecerse acuerdos previos a la
13 solicitud.
- 14
- 15 2. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria
16 Pública UPME, deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.
- 17
- 18 3. Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para
19 la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo
20 sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin
21 limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura
22 existente. En general, el Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones
23 necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.
- 24
- 25 4. En la página WEB de la presente Convocatoria Pública, se encuentra disponible la
26 información técnica y costos de conexión remitidos por ITCO S.A. E.S.P. con
27 radicados UPME 20171110064072 y 20181110003362. La información específica
28 relacionada con estos comunicados (anexos) pueden ser solicitadas en oficinas de
29 la UPME en los términos señalados en el numeral 9 del presente Anexo 1, sin
30 detrimento a lo anterior, el Inversionista podrá consultar a los propietarios de la
31 infraestructura de manera directa. La información suministrada por la UPME no
32 representa ninguna limitante y deberá ser evaluada por el Inversionista para lo de
33 su interés, en concordancia con los numerales 5.5., Independencia del Proponente,
34 y 5.6., Responsabilidad, de los DSI de la presente Convocatoria Pública.
- 35
- 36 5. Se debe garantizar que los espacios de reserva (no utilizados por el presente
37 Proyecto) en la Subestación del STN no se verán afectados o limitados para su
38 utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el
39 marco de la presente Convocatoria Pública del STN. Lo anterior no implica que los
40 espacios ocupados por las bahías construidas en la presente convocatoria se deban

1 reponer en otro lugar, con excepción de aquellos casos en que el propietario de la
2 subestación lo hubiese declarado antes del inicio de la convocatoria.

3 4 **2.1 Descripción de obras en la subestación**

5 6 **2.1.1 Descripción de Obras en la Subestación Ocaña 500 kV**

7
8 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote
9 (en caso de ser necesario), el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de
10 las obras descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos.

11
12 La bahía de transformación a instalar deberá mantener la configuración de la subestación
13 Ocaña 500 kV. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la
14 primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en
15 gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según sea el caso, cumpliendo
16 con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

17
18 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de transformación,
19 en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con
20 infraestructura en la subestación Ocaña 500 kV.

21
22 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Ocaña 500 kV deberán ser
23 completamente nuevos y de última tecnología.

24 25 **2.1.2 Descripción de Obras en la Subestación Ocaña 230 kV**

26
27 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote
28 (en caso de ser necesario), el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de
29 las obras descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos.

30
31 La bahía de transformación a instalar deberá mantener la configuración de la subestación
32 Ocaña 230 kV. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la
33 primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en
34 gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según sea el caso, cumpliendo
35 con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

36
37 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de transformación,
38 en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con
39 infraestructura en la subestación Ocaña 230 kV.

40

1 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Ocaña 230 kV deberán ser
2 completamente nuevos y de última tecnología.

3

4 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

5

6 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la
7 construcción de las obras objeto de la presente convocatoria, independiente de la
8 modalidad (compra o arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código
9 de Conexión (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes
10 consideraciones en cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer
11 un contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los activos relacionados.

12

13 Cuando el Transmisor considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
14 existente (independientemente del nivel tensión), deberá informar al Interventor y acordar
15 estas modificaciones en el contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los
16 activos relacionados. Estas modificaciones estarán a cargo del Transmisor.

17

18 **2.2.1 En la Subestación Ocaña 500 kV**

19

20 El agente responsable de la subestación Ocaña 500 kV es INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.

21

22 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación
23 Ocaña, es el barraje a 500 kV.

24

25 Actualmente el Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P - GEB se encuentra finalizando las obras
26 asociadas a esta subestación de la convocatoria UPME 01 – 2014.

27

28 El diagrama unifilar de la Subestación Ocaña se muestra en la Figura 1.

29

30 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública
31 y propietario de la Subestación Ocaña 500 kV deberá incluir, entre otros aspectos y según
32 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la
33 ubicación de la infraestructura a instalar, el espacio para la ubicación de los tableros de
34 control y protecciones de los módulos, enlace al sistema de control del CND, suministro de
35 servicios auxiliares de AC y DC, y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar
36 firmado por las partes, dentro de los **cuatro (4) meses** siguientes a la expedición de la
37 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor
38 adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, **al menos en sus condiciones básicas**
39 (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y
40 condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información

1 requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión,
2 duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No
3 obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida
4 justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

5 6 **2.2.2 En la Subestación Ocaña 230 kV**

7
8 El agente responsable de la subestación Ocaña 230 kV es INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.

9
10 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación
11 Ocaña, es el barraje a 230 kV.

12
13 El diagrama unifilar de la Subestación Ocaña se muestra en la Figura 2.

14
15 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública
16 y el propietario de la Subestación Ocaña 230 kV deberá incluir, entre otros aspectos y según
17 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la
18 ubicación de la infraestructura a instalar, el espacio para la ubicación de los tableros de
19 control y protecciones de los módulos, enlace al sistema de control del CND, suministro de
20 servicios auxiliares de AC y DC, y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar
21 firmado por las partes, dentro de los **cuatro (4) meses** siguientes a la expedición de la
22 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor
23 adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, **al menos en sus condiciones básicas**
24 (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y
25 condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información
26 requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión,
27 duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No
28 obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida
29 justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

30 31 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

32
33 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las
34 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y
35 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha
36 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del
37 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,
38 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para
39 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.

40

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

3.1. Parámetros del Sistema

6 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Transmisor deberán ser
7 nuevos y de última tecnología, cumplir con las siguientes características técnicas del STN,
8 las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.

Generales:

11 Tensión nominal	500/230/34,5 kV
12 Frecuencia asignada	60 Hz
13 Puesta a tierra	Sólida
14 Numero de fases	3

Subestaciones 500/230 kV:

17 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
18 Servicios Auxiliares DC	125V
19 Tipo de la Subestación	Convencional o GIS o un híbrido.

3.2 Nivel de Corto Circuito

23 El Transmisor deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que
24 el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás elementos de
25 líneas y subestaciones será el adecuado durante la vida útil de estos, no obstante, la
26 capacidad de corto circuito asignada a los equipos y elementos asociados que se instalarán
27 objeto de la presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA para 500 y 230 kV. La
28 duración asignada al corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos
29 para interrupción de las fallas. Copia del estudio deberá ser entregada al Interventor para
30 su conocimiento y análisis.

3.3 Materiales

34 Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor
35 calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de
36 fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras
37 deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para
38 el Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto
39 según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Transmisor deberá presentar para fines
40 pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores
41 consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del

1 inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el
2 Reglamento actualmente vigente.

3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible

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

12 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima de:
13 a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen tiempo
14 y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen
15 tiempo.

17 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los
18 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución
19 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy
20 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión

24 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista. Se
25 debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en especial los
26 artículos 52 y 53.

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

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

3.6 Pruebas en Fábrica

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

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

4. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN

Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

4.1 General

La información específica, remitida por el propietario de la infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos, planos, etc, serán suministrados por la UPME conforme el Numeral 9 del presente Anexo 1.

La siguiente tabla presenta las características de la Subestación que hacen parte del proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública:

ítem	Descripción	Ocaña 500 kV	Ocaña 230 kV
1	Subestación nueva	No	
2	Configuración	Doble barra más seccionador de transferencia	
3	Tipo de subestación existente	Convencional	
4	Agente Responsable de la Subestación	INTERCOLOMBIA S.A. E.SP	

4.1.1 Predio de la Subestación Ocaña 500/230 kV

La existente subestación Ocaña 500/230 kV, propiedad de ISA S.A. E.S.P. - INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P., se encuentra localizada en el municipio de Ocaña – Norte de Santander, en el kilómetro 1 vía a Cúcuta adelante del batallón Santander, al lado de las instalaciones de la planta de tratamiento de agua del municipio (ESPO) y de la subestación

1 de CENS en las siguientes coordenadas aproximadas (información que deberá verificar el
2 Interesado):

3
4 Latitud: 8° 13' 4.7" N
5 Longitud: 73° 19' 12.7" O
6

7 De acuerdo a lo informado por ISA, no se cuenta con espacio suficiente al interior del patio
8 de 500 kV, por lo cual se deberá adquirir terrenos aledaños a la subestación. Para el patio
9 de 230 kV, se cuenta con un espacio adecuado para una bahía. El futuro Inversionista
10 deberá llegar acuerdos con ISA para fines del uso del terreno o en terreno aledaño al patio
11 de subestación de 230 kV.
12

13 El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las
14 Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de
15 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la
16 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
17 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
18 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
19 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.
20

21 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el Inversionista deberá analizar todos
22 los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, deberán considerar
23 los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el
24 Inversionista. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a
25 consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.
26

27 También se deberá tener en cuenta la información técnica suministrada por ISA-
28 INTERCOLOMBIA mediante oficio con radicado UPME 20171110064072 la cual indica:
29 “Actualmente el GEB se encuentra finalizando las obras asociadas a esta subestación de
30 la convocatoria UPME 01 – 2014. Se recomienda consultar a este Inversionista por el
31 estado del proyecto”.
32

33 4.1.2 Espacios de Reserva

34
35 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya
36 existentes en las subestación para futuras ampliaciones. No obstante, se debe garantizar
37 que los espacios de reserva en la subestación no se verán afectados o limitados para su
38 utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco
39 de la presente Convocatoria Pública. Esto no implica que los espacios ocupados por las
40 obras a construir en la presente convocatoria se deban reponer en otro lugar, con excepción

1 de aquellos casos en que el propietario de la subestación lo hubiese declarado antes del
2 inicio de la convocatoria.

3 4 **4.1.3 Conexiones con Equipos Existentes**

5
6 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente
7 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y
8 protección de las nuevas bahías 500 kV y 230 kV, con la infraestructura existente que pueda
9 verse afectada por el desarrollo del Proyecto.

10
11 Cuando el Inversionista considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
12 existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el
13 responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en
14 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor.

15 16 **4.1.4 Servicios Auxiliares**

17
18 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para el
19 Proyecto objeto de la presente Convocatoria. Las tensiones a utilizar en los servicios
20 auxiliares son las señaladas en el numeral 3.1.

21 22 **4.1.5 Infraestructura y Módulo Común**

23
24 Como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos
25 constitutivos del módulo común como se describe a continuación:

26
27 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo de las conexiones a
28 500 kV y 230 kV objeto de la presente Convocatoria Pública, junto con los espacios de
29 acceso, vías internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de
30 espacio en el predio actual y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca
31 el ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista, y según
32 se requiera, las vías de acceso a predios de Subestaciones y/o adecuaciones que sean
33 necesarias.

34
35 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y
36 módulo común que requiera el Proyecto objeto de la presente Convocatoria, es decir las
37 obras civiles y los equipos que sirven a las obras descritas en el Numeral 2 del Anexo 1. La
38 infraestructura y módulo común, estarán conformados como mínimo por los siguientes
39 componentes:
40

- 1 • **Infraestructura civil:** Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de
2 acuoducto vecino si existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la
3 subestación y/o adecuación de las existentes; las vías internas de acceso a los
4 patios de conexiones y/o adecuación de las existentes; la adecuación del terreno; y
5 en general, todas aquellas obras civiles necesarias (incluyendo, entre otros,
6 construcción, modificaciones y/o ampliaciones a alcantarillado, filtros y drenajes,
7 pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto/alcantarillados vecinos, alumbrado
8 interior y exterior, cárcamos comunes, etc.) para las obras descritas en el Numeral
9 2 del presente Anexo 1. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para la
10 ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.
11
12 • **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2
13 del presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de
14 gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones, los
15 materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares
16 AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado necesario y las obras civiles
17 asociadas.
18

19 Para la ampliación de la subestación Ocaña 500 y 230 kV, se podrá utilizar terreno
20 disponible en la subestación existente previo acuerdo entre las partes involucradas o
21 terreno aledaño. Será responsabilidad del Inversionista investigar las facilidades y de los
22 requerimientos que se requieren para los servicios auxiliares, obras civiles y ampliación de
23 la malla de puesta a tierra. Igualmente deberá respetar las disposiciones actuales de
24 equipos y mantener los arreglos y configuraciones existentes, en principio deberá
25 suministrar todos los equipos y elementos requeridos para la operación óptima y segura de
26 la ampliación a realizar.
27

28 La Interventoría analizará todas las previsiones que faciliten la evolución de las obras
29 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1, e informará a la UPME el resultado de su
30 análisis.
31

32 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación
33 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que
34 la modifique o sustituya).
35

36 **4.2 Normas para Fabricación de los Equipos** 37

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

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

6 **4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

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

15 **4.4 Procedimiento General del Diseño**

16
17 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

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

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

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

4
5 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben
6 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará
7 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada
8 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que
9 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las
10 Especificaciones Técnicas del Proyecto.

11
12 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
13 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
14 aclaraciones y justificaciones por parte del Transmisor. Para lo anterior se efectuarán
15 reuniones conjuntas entre el Transmisor y el Interventor con el fin de lograr los acuerdos
16 modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

17
18 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Transmisor,
19 este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.

20
21 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
22 documento de cumplimiento obligatorio.

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

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

33
34 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Transmisor y
35 entregada a la Interventoría para revisión.

36 37 **4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

38
39 Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el
40 dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de equipos;
41 especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la

1 implantación física de las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del
2 Proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las
3 memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.
4

5 Todos los documentos de Ingeniería Básica (y toda la información necesaria, aunque ella
6 no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo establecido en las
7 Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de
8 instalaciones) serán entregados por el Transmisor al Interventor para su revisión,
9 verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada
10 uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que
11 estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Transmisor y a la UPME si es
12 del caso.
13

14 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica:
15

16 4.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas

- 17
- 18 • Criterios básicos de diseño electromecánico
- 19 • Memoria de cálculo de resistividad del terreno
- 20 • Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables
- 21 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares ac.
- 22 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares dc.
- 23 • Memoria de cálculo de distancias eléctricas
- 24 • Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
- 25 • Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
- 26 • Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
- 27 • Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- 28 • Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- 29 • Memoria selección de conductores aéreos y barrajes.
- 30 • Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- 31 • Análisis de identificación de riesgos.
32

33 4.4.1.2 Especificaciones equipos

- 34
- 35 • Especificación técnica equipos de patio.
- 36 • Especificaciones técnicas sistema de puesta a tierra.
- 37 • Especificaciones técnicas sistema de apantallamiento.
- 38 • Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.
- 39 • Especificación técnica gabinetes de control y protección.

- 1 • Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicaciones.
- 2 • Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de
- 3 equipos.
- 4 • Especificación funcional del sistema de control.
- 5 • Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la subestación.
- 6 • Especificación técnica de los servicios auxiliares ac / dc.
- 7 • Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- 8 • Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de
- 9 equipos, pruebas funcionales y puesta en servicio.

10 11 **4.4.1.3 Características técnicas de los equipos**

- 12 • Características técnicas, equipos
- 13 - Interruptores
- 14 - Seccionadores.
- 15 - Transformadores de corriente.
- 16 - Transformadores de tensión.
- 17 - Descargadores de sobretensión.
- 18 - Aisladores y cadenas de aisladores.
- 19 • Dimensiones de equipos.
- 20 • Características técnicas, cables de fuerza y control.
- 21 • Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones.
- 22 • Características técnicas, sistema de automatización y control.
- 23 • Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- 24 • Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares ac/dc.
- 25 • Características técnicas, cables desnudo para interconexión de equipos y barrajes.
- 26
- 27

28 **4.4.1.4 Planos electromecánicos**

- 29 • Diagrama unifilar de la subestación.
- 30 • Diagrama unifilar con características de equipos.
- 31 • Diagrama unifilar de protecciones.
- 32 • Diagrama unifilar de medidas.
- 33 • Diagrama unifilar servicios auxiliares ac.
- 34 • Diagrama unifilar servicios auxiliares dc.
- 35 • Arquitectura sistema de control de la subestación.
- 36 • Planimetría del sistema de apantallamiento
- 37 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 38 • Planos en planta de ubicación de equipos.
- 39

- 1 • Planos vista en cortes de equipos.
- 2 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 3 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 4 • Planimetría del sistema de apantallamiento.
- 5 • Planos de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.
- 6 • Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.

7

8 **4.4.1.5 Planos de obras civiles**

9

- 10 • Plano localización de la subestación.
- 11 • Plano disposición de bases de equipos.
- 12 • Planos cimentación del transformador de potencia.
- 13 • Plano cimentación de equipos y pórticos.
- 14 • Plano base cimentación del transformador de potencia.
- 15 • Plano de drenajes de la subestación.
- 16 • Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- 17 • Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- 18 • Planos casa de control.
- 19 • Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- 20 • Plano cerramiento de la subestación.
- 21 • Plano obras de adecuación.

22

23 **4.4.1.6 Estudios y trabajos de campo**

24

- 25 • Levantamiento topográfico del lote seleccionado.
- 26 • Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área del lote seleccionado.
- 27 • Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el
- 28 transporte de equipos y materiales.
- 29 • Presentar informes de progreso y programas de trabajos mensuales.
- 30 • Análisis diseños típicos y definición parámetros.
- 31 • Análisis de resultados de suelos y diseños obras civiles.
- 32 • Elaboración informe de diseños y memorias de cálculo.

33

34 **4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**

35

36 Son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir

37 y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye todas

38 las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se

1 fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de
2 Ingeniería Básica.

3
4 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle (y toda la información necesaria, aunque
5 ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo establecido en
6 las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de
7 instalaciones) serán entregados por el Transmisor al Interventor para su revisión,
8 verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada
9 uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que
10 estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Transmisor y a la UPME si es
11 del caso.

12
13 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos que
14 preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos
15 documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará los
16 comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Transmisor.

17
18 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en
19 campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán objeto de
20 revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Transmisor y a la UPME
21 si es del caso.

22
23 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la
24 UPME podrá trasladar consultas al Transmisor.

25
26 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería de Detalle:

27 **4.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles**

- 28 • Criterios básicos de diseño de obras civiles.
- 29 • Dimensiones y pesos de equipos.
- 30 • Memorias de cálculo estructural para cimentación del transformador de potencia.
- 31 • Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
- 32 • Memorias de cálculo estructural para cimentación de la caseta de control.
- 33 • Memoria de cálculo muro de cerramiento
- 34 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.
- 35 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y
- 36 cárcamos interiores en caseta de control.
- 37 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de líneas y
- 38 barrajes.
- 39
- 40

- Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento rígido.
- Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interiores en casa de control.
- Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
- Memoria de cálculo sistema de acueducto.

4.4.2.2 Planos de obras civiles

- Planos para construcción de bases para equipos
- Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras soporte para equipos y pórticos.
- Planos para construcción de cimentaciones para equipos y transformador de potencia.
- Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
- Planos para construcción de acabados exteriores
- Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
- Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de tableros, equipos y canales interiores.
- Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- Planos para construcción de vías

4.4.2.3 Diseño detallado electromecánico

El Inversionista será responsable de la ejecución y elaboración del diseño eléctrico y mecánico detallado necesario y por tanto deberá presentar para la revisión y verificación de la Interventoría: memorias de cálculo, planos electromecánicos finales para construcción, diagramas de cableado, diagramas esquemáticos de control, protecciones y medidas, lista detalladas de materiales y toda la información necesaria aunque ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones y en un todo de acuerdo con lo establecido en las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de instalaciones.

El Inversionista deberá entregar a la Interventoría para su revisión y verificación la información y planos según el Programa de Entrega de Documentación Técnica aprobado, el cual deberá contener como mínimo la siguiente documentación: 30 31

a. Sistema de puesta a tierra:

- Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos y estructuras.

- Lista de materiales referenciados sobre planos.
- Plano de conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.
- Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.
- Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el RETIE.
- Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el RETIE.

b. Equipos principales:

- Equipos de Patio: Disposición general de la planta y cortes del patio de conexiones, incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.
- Peso de cada uno de los equipos y localización del centro de masa con relación al nivel rasante del patio.
- Características geométricas de equipos y peso de los soportes de equipos, sistemas de anclaje.
- Diseño de las cimentaciones de los equipos de patio.
- Dimensiones requeridas para canales de cables de potencia y cables de control. Diseño civil de los canales de cables.
- Diseño geométrico y sistemas de fijación de las bandejas portacables y de ductos para cables entre los equipos y las bandejas.
- Localización, geometría y sistemas de anclaje de los gabinetes de conexión.

c. Equipos de patio:

- Para equipos de corte, transformadores de medida, descargadores de sobretensión.
 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc, hasta borneras de interconexión.
 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.
 - Placas de características técnicas.
 - Información técnica complementaria y catálogos.
 - Manuales detallados para montaje de los equipos.
 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.
 - Protocolo de pruebas en fábrica. 25 - Procedimiento para pruebas en sitio.

d. Para tableros:

- Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de c.a. y c.c.
- Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de control, señalización y protección.
- Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc., que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y catálogos respectivos con indicación clara del equipo suministrado.

- 1 • Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.
- 2 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.
- 3 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección,
- 4 medida, telecontrol y teleprotección, incluyendo:
 - 5 - Diagramas de principio y unifilares 39 - Diagramas de circuito
 - 6 - Diagramas de localización exterior e interior.
 - 7 - Tablas de cableado interno y externo
 - 8 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.
 - 9 - Diagramas de principio
 - 10 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes
 - 11 diagramas de principio:
 - 12 ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
 - 13 ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.
 - 14 ▪ Diagramas de medición de energía.
 - 15 ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.
 - 16 ▪ Diagramas de comunicaciones.
 - 17 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.
 - 18 - Listado de cables y borneras.
 - 19 - Planos de interfase con equipos existentes.
 - 20 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,
 - 21 señalización y alarmas.

22 **e. Reportes de Pruebas:**

- 24 - Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última
- 25 prueba, el Inversionista deberá suministrar a la Interventoría dos (2) copias que
- 26 contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de fábrica
- 27 por cada uno de los aparatos y equipos suministrados. Las instrucciones deberán
- 28 estar en idioma español.

30 **4.4.3 Estudios del Sistema**

31
32 Bajo esta actividad, el Transmisor deberá presentar al Interventor para los fines pertinentes
33 a la Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros útiles para el
34 diseño básico y detallado de la Subestación y de las Líneas; entre todos los posibles, se
35 destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias
36 de cálculo:

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

- 1 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 2
- 3 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
- 4 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 5
- 6 - Estudios de ajuste y coordinación de protecciones.
- 7
- 8 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y
- 9 distancias eléctricas.
- 10
- 11 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo
- 12 y a corto circuito.
- 13
- 14 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores
- 15 aislados.
- 16
- 17 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 18
- 19 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 20
- 21 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 22
- 23 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 24
- 25 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con
- 26 el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- 27
- 28 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores
- 29 de fallas.
- 30
- 31 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar
- 32 como mínimo los siguientes aspectos:
- 33
- 34 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 35
- 36 - Origen de los datos de entrada.
- 37
- 38 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio
- 39 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
- 40
- 41 - Resultados.

1 - Bibliografía.

2 3 **4.4.4 Distancias de Seguridad**

4
5 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos
6 establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.

7 8 **4.5 Equipos de Potencia**

9 10 11 **4.5.1 Transformadores de Potencia trifásico 500/230 kV – 3X120 MVA**

12
13 El Adjudicatario suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita
14 analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la
15 publicación IEC 60076, “Power Transformers”.

16
17 El banco de autotransformadores deberá estar compuestos por tres (3) unidades
18 monofásicas de 120 MVA cada una, para un total de capacidad de transformación de 3x120
19 MVA de servicio continuo de relación 500/230 kV. Esta capacidad total de 360 MVA,
20 significa la potencia nominal que puede desarrollar bajo la máxima etapa de enfriamiento y
21 a las condiciones de altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente en donde estará
22 la subestación.

23
24 Los bancos de autotransformadores deben tener una capacidad de sobre carga igual a los
25 bancos de autotransformadores existentes en la subestación Ocaña. Estos valores se
26 deberán verificarse con los equipos existentes.

27
28 Se requiere que el transformador tenga devanado terciario, con una capacidad mínima de
29 un tercio de la capacidad de cada uno de los otros dos devanados. El devanado terciario
30 dará las facilidades necesarias para alimentación de servicios auxiliares de la Subestación,
31 para lo cual deben suministrarse e instalarse todos los equipos necesarios para hacer uso
32 de servicios auxiliares utilizando esta fuente.

33
34 Adicionalmente el banco de autotransformadores 500/230 kV deberá contar con un
35 transformador de puesta a tierra (ZIG-ZAG). Las características técnicas de este
36 transformador de puesta a tierra deben ser establecidas por el Inversionista, con base en
37 sus propios estudios, análisis y en las verificaciones que realice con los equipos existentes.

38
39 El suministro del banco de autotransformadores debe incluir una unidad monofásica 1x120
40 MVA para reposición, localizada adecuadamente para efectuar en el menor tiempo posible
41 la conexión cuando se requiera, conjugada la localización con el adecuado arreglo de los

1 barrajes, de tal forma que para hacer uso de esta unidad de repuesto no se hagan
2 complejas las conexiones y desconexiones de las bajantes de 500 kV y 230 kV para un
3 cambio rápido.

4
5 El grupo de conexión del nuevo transformador de potencia será el mismo que posee los
6 existentes en la Subestación. El grupo de conexión será YNa0d1.

7
8 Los bancos de transformadores deberán estar dotados de cambiadores de derivaciones,
9 para operación manual y automática bajo carga, con un total de 23 posiciones y 21 en pasos
10 de 1,25% cada uno, con la posición 1 para la máxima relación, posición 13 para la relación
11 nominal y la posición 21 para la mínima relación. Estos valores se deberán verificarse con
12 los equipos existentes.

13
14 El banco de autotransformadores de 500/230/34.5 kV de 360 MVA deberá tener una
15 impedancia de cortocircuito (%), con una potencia base de 120 MVA, 60 Hz a temperatura
16 de 75 °C en la posición 13 para la relación nominal, con los siguientes valores:

- 17
- 18 - 500/230 kV - AT/MT: 10,79%.
- 19 - 500/34,5 kV - AT/BT: 42.8%.
- 20 - 230/34,5 kV - MT/BT: 30.46%.

21
22 Estos valores se deberán verificarse con los equipos existentes.

23
24 En general las características técnicas del banco de autotransformadores objeto de la
25 presente Convocatoria deberán ser iguales a la de los bancos de transformación
26 500/230/34.5 kV actualmente existentes en la subestación Ocaña.

27
28 Se deberá garantizar que los niveles de pérdidas en los transformadores, para los
29 siguientes niveles de carga permanente: 100%, 75%, y 50%. Los valores garantizados
30 deberán cumplir con lo establecido en la norma IEC 60076 o su equivalente ANSI/IEEE.

31
32 Se debe implementar la “lógica maestro seguidor” con los bancos de autotransformadores
33 a instalar, lo cual es necesario para la operación en paralelo de los autotransformadores
34 objeto de la presente convocatoria, con los bancos e autotransformadores instalados.

35
36 **Pruebas de rutina:** los transformadores de Potencia deben ser sometidos a las pruebas
37 de rutina establecidos en las publicaciones IEC 60076. Copia de los respectivos protocolos
38 de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

39
40 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe
41 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en

1 todo de acuerdo con las publicaciones IEC 60076. Si el Transmisor Regional no dispone de
2 estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

3
4 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
5 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores.

6 7 **4.5.2 Interruptores**

8
9 Los interruptores de potencia a 500 kV y 230 kV, deben cumplir las prescripciones de la
10 última edición de las siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de
11 equipo a suministrar:

- 12
- 13 • IEC 62271-100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"
- 14 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear
15 standards".
- 16 • IEC 60265: " High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages
17 of 52 kV an above"
- 18

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

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

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

35
36 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
37 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia.

38 39 **4.5.3 Descargadores de Sobretensión**

1 Los descargadores de sobretensión a 500 kV y 230 kV, deben cumplir las prescripciones
2 de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo
3 de equipo a suministrar

- 4
- 5 • IEC 60099-4: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for
6 a.c. systems"
- 7 • IEC 61264: "Ceramic pressurized hollow insulators for high-voltage switchgear and
8 controlgear".
- 9

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

14

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

20

21 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
22 condiciones de estado y funcionamiento de los descargadores.

23

24 4.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

25

26 Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra a 500 kV y 230 kV, deben cumplir
27 las prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI,
28 según se aplique al tipo de equipo a suministrar:

- 29
- 30 • IEC 62271-102: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su
31 equivalente en ANSI.
- 32 • IEC 60273: "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with
33 nominal voltages greater than 1000 V".
- 34 • IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear
35 standards".
- 36

37 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
38 establecidas en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los
39 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
40 Interventoría.

1 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
2 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o similares a los
3 incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en
4 ANSI, si el Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas
5 pruebas a su costa.

6
7 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
8 condiciones de estado y funcionamiento de los seccionadores.

9 10 **4.5.5 Transformadores de Tensión**

11
12 Los Transformadores de Tensión deben cumplir las prescripciones de la última edición de
13 las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a
14 suministrar:

- 15
- 16 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
17 equivalente en ANSI.
- 18 • IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
- 19 • Publicación IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and
20 capacitor dividers".
- 21 • Publicación IEC-61869-1/3/5: "Inductive/capative Voltage Transformers".
- 22 • IEC 60296: "Specification for unused mineral insulating oils for transformers and
23 switchgear"
- 24

25 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre
26 fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar
27 cargas externas adicionales. La precisión, deberá ser según normas IEC o su equivalente
28 en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución
29 CREG 025 de 1995, en su última revisión.

30
31 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de
32 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o
33 su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser
34 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

35
36 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
37 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión iguales o
38 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60186, sección
39 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone
40 de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

1 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
2 condiciones de estado y funcionamiento de los Transformadores de Tensión.

3 4 **4.5.6 Transformadores de Corriente**

5
6 Los Transformadores de Corriente deben cumplir las prescripciones de la última edición de
7 las siguientes normas, o su equivalente en ANSI, según se aplique al tipo de equipo a
8 suministrar:

- 9 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
10 equivalente en ANSI.
- 11 • IEC 60044-1: "Current Transformers".
- 12 • IEC-61869-1/2: "Current Transformers".

13
14 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en
15 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
16 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
17 025 de 1995, en su última revisión.

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

23
24 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
25 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente iguales o
26 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60044-1 e IEC
27 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos documentos
28 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

29
30 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
31 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores de corriente

32 33 **4.5.7 Equipo GIS o Híbrido**

34
35 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista sea GIS (Gas Insulated Substations)
36 o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe cumplirse la
37 siguiente normatividad:

1 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las
2 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como
3 lo indicado en estas especificaciones.

- 4
- 5 • Instrument transformer – IEC6189
- 6 • Insulation Coordination – IEC60071
- 7 • High voltage switchgear and controlgear - IEC62271
- 8 • Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- 9 • Partial discharge measurement – IEC60270
- 10 • Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- 11 • Guide for checking SF6 - IEC 60480
- 12 • Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- 13 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- 14 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- 15 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- 16 • Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639
- 17

18 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,
19 pruebas mecánicas y pruebas de gas.

20

21 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
22 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

23

24 **4.5.8 Sistema de Puesta A Tierra**

25

26 Deberá diseñarse para que en condiciones normales y anormales, no se presente ningún
27 peligro para el personal situado en cualquier lugar, al que tenga acceso.

28

29 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la
30 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current
31 Substation Grounding" y a los requerimiento del RETIE.

32

33 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto
34 más cercano y conveniente.

35

36 Todo el equipo eléctrico y partes metálicas expuestas, estarán conectadas a la malla de
37 tierra.

38

39 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos
40 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

1 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Transmisor hará los ensayos de
2 resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y las tensiones
3 de paso y contacto, según requerimiento del RETIE.
4

5 **4.5.9 Apantallamiento de la Subestación**

6
7 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para
8 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán
9 aterrizados con cables bajantes de cobre.

10
11 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección
12 contra descargas atmosféricas, incluyendo varillas de puesta a tierra. La instalación deberá
13 cumplir con el RETIE, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2.
14

15 **4.6 Equipos de Control y Protección**

16
17 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de
18 control y protección:
19

20 **4.6.1 Sistemas de Protección**

21
22 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la
23 publicación IEC 60255 “*Electrical relays*”, en la IEC 60870 “*Telecontrol equipments and*
24 *systems*” y en el caso de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el
25 formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*), recomendación IEEE
26 C37.111 o en su defecto, el Inversionista deberá proveer el software que haga la
27 transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con las
28 respectivas normas equivalentes ANSI.
29

30 El esquema de protección para transformador deberá consistir, como mínimo en un relé de
31 protección con función diferencial de transformador, apta para proteger un transformador
32 con devanado terciario cargable y con cambiador de tomas. Deberá disponer además de
33 restricción de armónicos de segundo y quinto orden para corrientes de energización y
34 condiciones de sobre excitación respectivamente. Deberá tener disponibilidad de al menos
35 cuatro elementos de sobrecorriente, para la implementación de las funciones de
36 sobrecorriente de respaldo de la función diferencial en cada uno de los devanados. Otras
37 funciones de protección podrán ser implementadas de acuerdo con las prácticas propias de
38 cada Transmisor. En este caso deberá considerarse también la protección diferencial de
39 transformador correspondiente
40

1 Para subestaciones nuevas o existentes que lo requieran, el Sistema de Protecciones -SP-
2 para las barras (diferencial de barras) deberá ser redundante con principio de operación
3 diferente. Adicionalmente deberán seleccionarse de acuerdo con la configuración de la
4 subestación. La alimentación DC de cada sistema de protección debe ser independiente;
5 las señales de corriente deben ser tomadas, para cada SP, desde núcleos diferentes de los
6 CT's y cada SP debe tener la posibilidad de comandar disparo a ambas bobinas de los
7 interruptores. Los SP diferenciales de barra, deber ser seleccionado considerando las
8 ampliaciones futuras, y deberán permitir la conexión de CT's con diferentes relaciones de
9 transformación. El inversionista deberá implementar protección diferencial de barras
10 multizona y de fase segregada para las subestaciones nuevas.

11
12 Las bahías de transformación en 500 y 230 kV deberán ser integradas a la protección
13 diferencial de barras existentes de la Subestación.

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

23
24 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
25 protecciones según lo solicitado en este Anexo 1 y en la Resolución CREG 025 de 1995,
26 anexo CC4 y sus modificaciones.

27
28 **4.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

29
30 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
31 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

32

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.
	Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.</p>	<p>desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.</p>
<p>2</p>	<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>Comunicaciones e Interfaces 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>	<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>1</p>	<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>Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los</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>Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.</p>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.	
0	Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la Subestación (13,2 kV, 208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes. Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

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

4.6.2.1 Características Generales

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

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

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

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

- 9
- 10 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de
11 protocolo, que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
 - 12 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
 - 13 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos
14 entre equipos vía la red.
 - 15 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y
16 Automatización de la Subestación.
 - 17 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
18 funciones:
 - 19 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
 - 20 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
 - 21 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
 - 22 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la
23 explotación normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema
24 sin perturbar ni detener el sistema.
 - 25 ○ Mantenimiento de cada equipo.
 - 26 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las
27 protecciones del sistema.
- 28

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

36
37 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
38 Subestación:

- 1 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
- 2 Subestación.
- 3 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control,
- 4 protecciones y registro de fallas de la Subestación a través de una señal de
- 5 sincronización proveniente de un reloj GPS.
- 6 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
- 7 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
- 8

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

14 **4.6.3 Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales**

15 Se deben instalar unidades de medición fasorial -PMU- para cada bahía (línea,
16 transformación o compensación) objeto de la presente Convocatoria, y para los casos de
17 configuración en interruptor y medio se deberá garantizar un PMU por corte, incluyendo el
18 corte central, la cual deberá tener entradas de corriente independiente por bahía o corte
19 instalado mediante la presente convocatoria.

20 Estos equipos tomarán las señales de tensión y corriente de los núcleos de medida
21 (circuitos de instrumentación). La unidad de medición fasorial podrá ser implementada en
22 un equipo multifuncional, siempre y cuando este no comparta funciones de protección o
23 circuitos de protección. La implementación podrá realizarse con equipos que integren
24 sincronización, digitalización y procesamiento en un mismo dispositivo, o con unidades
25 procesadoras centralizadas y periféricos distribuidos. En el caso de que la subestación no
26 cuente con casetas en el patio, las PMUs deberán instalarse en los tableros de las
27 correspondientes bahías.

28 Deberá existir un tablero independiente para concentrar la información sincrofásorial, en
29 donde el operador nacional instalará un concentrador de datos fasoriales -PDC- y otros
30 dispositivos asociados. El tablero suministrado por el inversionista deberá estar provisto de
31 servicios de energía con las mismas características de los tableros de control de la
32 Subestación. El inversionista deberá permitir al operador nacional las labores de gestión y
33 mantenimiento de los equipos instalados en este tablero.

34 La comunicación entre las PMU y el PDC será provistas y mantenidas por el inversionista,
35 a través de una red de comunicación redundante local y deberá permitir el intercambio de
36 información con la red del sistema de control a través de los mecanismos de seguridad
37 apropiados. Esta red deberá ser independiente de la red de gestión de protecciones, pues
38
39
40

1 sobre la primera el operador nacional deberá poder tener acceso remoto para gestionar las
2 PMU. La comunicación desde la Subestación (o desde el PDC) hacia el sistema que
3 disponga el operador nacional, será responsabilidad de este último, según lo establecido
4 en la resolución CREG 080 de 1999.

5
6 Las unidades de medición fasorial sincronizada deben cumplir con el estándar más reciente
7 IEEE C37.118 o aquel que lo reemplace en el momento de su adquisición. Estos equipos
8 deberán contar con la capacidad de ser actualizados cuando la norma IEEE de medición
9 fasorial sea revisada.

10
11 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de
12 medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente,
13 potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor
14 de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir
15 con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su
16 última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

17 18 **4.6.4 Controladores de Bahía**

19
20 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar
21 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los
22 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para
23 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista deberá
24 presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

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

- 31
- 32 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del
 - 33 proceso.
 - 34 • Despliegue de alarmas.
 - 35 • Despliegue de eventos.
 - 36 • Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
 - 37 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
 - 38 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
 - 39 función.
 - 40 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

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

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

7 **4.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

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

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

- 18
- 19 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- 20 • Despliegue de alarmas.
- 21 • Despliegue de eventos.
- 22 • Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
- 23 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
24 función.
- 25 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 26

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

30 **4.6.6 Switches**

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

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

- 1 • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
2 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- 3 • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la
4 más exigente.

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

9 10 **4.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

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

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

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

26 27 **4.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

28 29 **4.6.8.1 Controlador de la Subestación**

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

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

8 9 **4.6.8.2 Registradores de Fallas**

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

16 17 18 **4.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

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

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

- 26 • Adquisición de datos y asignación de comandos.
- 27 • Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- 28 • Comunicación con el CND.
- 29 • Comunicación con la red de área local.
- 30 • Facilidades de mantenimiento.
- 31 • Facilidades para entrenamiento.
- 32 • Función de bloqueo.
- 33 • Función de supervisión.
- 34 • Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- 35 • Guía de operación.
- 36 • Manejo de alarmas.
- 37 • Manejo de curvas de tendencias.

- 1 • Manejo de mensajes y consignas de operación.
- 2 • Marcación de eventos y alarmas.
- 3 • Operación de los equipos.
- 4 • Programación, parametrización y actualización.
- 5 • Reportes de operación.
- 6 • Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la
- 7 Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 8 • Secuencia de eventos.
- 9 • Secuencias automáticas.
- 10 • Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- 11 • Supervisión de la red de área local.

12 **4.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

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

15 **4.7 Obras Civiles**

16 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras descritas en el numeral 2 del
17 presente Anexo 1, con el siguiente alcance:

- 18 • Diseño y construcción de todas las obras civiles incluyendo, entre otras, la
- 19 construcción o mejora de las vías de acceso y la construcción o ampliación del
- 20 edificio de control.
- 21 • Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental, deben cumplir con los
- 22 requerimientos establecidos en el Plan de Manejo Ambiental (PMA) del Proyecto, el
- 23 cual también está a cargo del Transmisor.
- 24 • Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos
- 25 en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10.

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

- 32 • Memorias de cálculo que soporten los diseños.
- 33 • Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,
34 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.

- Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones hechas en campo verificadas por el Interventor.

4.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

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

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

5. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

5.1 Pruebas y Puesta en Servicio

Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG vigente, los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND y los acuerdos del Consejo Nacional de Operación C.N.O, en particular el 646 de 2013.

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

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

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

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

5.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio

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

- Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
- Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- Diagrama Unifilar.
- Estudio de ajuste y coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del Proyecto. El área de influencia definida para el estudio de ajuste y coordinación de protecciones, de este proyecto, deberá ser acordada con el CND.
- Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- Cronograma de pruebas.
- Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con información definitiva.
- Protocolo de energización.
- Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del punto de conexión.
- Carta de declaración en operación comercial.
- Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y actualizados por el CND.

6. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

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

1
2
3 **7. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**
4

5 Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor debe entregar al Interventor
6 un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo requiere el
7 Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la UPME.
8

9
10 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**
11

12 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 01 - 2018, recopilada por
13 la UPME, como costos de conexión, datos técnicos y planos, etc, serán suministrados por
14 la UPME en formato digital en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes
15 DSI o a solicitud de los Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o
16 el Representante Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha
17 información deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles
18 requeridos será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.
19

20
21 **9. FIGURA**
22

23 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:
24

25 Figura 1 - Diagrama Unifilar Subestación Ocaña 500 kV.
26

27 Figura 2 - Diagrama Unifilar Subestación Ocaña 230 kV.