

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 03 DE 2023

(UPME 03 – 2023)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE UNA BAHÍA DE TRANSFORMACIÓN A 500 kV PARA UN
TRANSFORMADOR 500/115 kV DE 450 MVA EN LA SUBESTACIÓN NUEVA
ESPERANZA**

Bogotá D. C., enero de 2024

ÍNDICE

1		
2		
3	1. CONSIDERACIONES GENERALES	4
4	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	4
5	1.2 Definiciones	5
6	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	5
7	2.1 Descripción de obras en la subestación Nueva Esperanza 500 kV	7
8	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	7
9	2.2.1 Punto de Conexión en la Subestación Nueva Esperanza 500 kV	7
10	2.2.2 Punto de conexión con el transformador 500/115 kV, 450 MVA	8
11	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	9
12	3.1 Parámetros del Sistema	9
13	3.2 Nivel de Corto Circuito	9
14	3.3 Materiales	9
15	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible	10
16	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	10
17	3.6 Pruebas en Fábrica	11
18	4. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN	11
19	4.1 General	11
20	4.1.1 Predio de la Subestación Nueva Esperanza 500kV	11
21	4.1.2 Espacios de Reserva	12
22	4.1.3 Conexiones con Equipos Existentes	12
23	4.1.4 Servicios Auxiliares	13
24	4.1.5 Infraestructura y Módulo Común	13
25	4.2 Normas para Fabricación de los Equipos	14
26	4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos	14
27	4.4 Procedimiento General del Diseño	15
28	4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica	16
29	4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle	19
30	4.4.2.1 Punto de Conexión en la Subestación Nueva Esperanza 500 kV	20
31	4.4.2.2 Planos de obras civiles	20
32	4.4.2.3 Diseño detallado electromecánico	20
33	4.4.3 Estudios del Sistema	22
34	4.4.4 Distancias de Seguridad	24
35	4.5 Equipos de Potencia	24
36	4.5.1 Interruptores	24
37	4.5.2 Descargadores de Sobretensión	25
38	4.5.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra	25
39	4.5.4 Transformadores de Tensión	26
40	4.5.5 Transformadores de Corriente	27
41	4.5.6 Equipo GIS o Híbrido	27
42	4.5.7 Sistema de Puesta A Tierra	28
43	4.5.8 Apantallamiento de la Subestación	28
44	4.6 Equipos de Control y Protección	29
45	4.6.1 Sistemas de Protección	29
46	4.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones	30

1	4.6.2.1	Características Generales.....	32
2	4.6.3	Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales	33
3	4.6.4	Controladores de Bahía	34
4	4.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares	35
5	4.6.6	Switches.....	35
6	4.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	36
7	4.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2	36
8	4.6.8.1	Controlador de la Subestación.....	36
9	4.6.8.2	Registradores de Fallas	36
10	4.6.8.3	Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación.....	37
11	4.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	37
12	4.7	Obras Civiles.....	38
13	4.8	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento	38
14	5.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	39
15	5.1	Pruebas y Puesta en Servicio	39
16	5.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio	39
17	6.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	40
18	7.	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	40
19	8.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA.....	40
20	9.	FIGURA.....	40
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31			
32			
33			
34			
35			
36			
37			
38			
39			
40			

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 03 – 2023.

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

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

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

1.1 Requisitos Técnicos Esenciales

De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Resolución MME 90708 de agosto de 2013, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto será obligatorio que los trabajos deban contar con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente competentes para desarrollar esta actividad como se establece en el Artículo 10 del RETIE de la fecha anotada, en general y el numeral 10.2 en particular. Como requisito general, de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE, con el Código de Redes, con normas técnicas nacionales o internacionales y con resoluciones de la CREG y del

1 Ministerio de Minas y Energía, se establece que, de producirse una revisión o una
2 actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del inicio de los diseños
3 según cronograma presentado por el inversionista y aprobado por la UPME, la última de
4 estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos requeridos, primará sobre
5 cualquier versión anterior de los citados documentos.

6 1.2 Definiciones

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

11 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

12
13
14 Consiste en la selección de un Inversionista y un Interventor para el diseño, adquisición de
15 los suministros construcción pruebas, puesta en servicio, operación y mantenimiento de
16 una bahía de transformación a 500 kV para un transformador 500/115 kV de 450 MVA en
17 la subestación Nueva Esperanza, ubicada en inmediaciones del municipio Soacha
18 (Cundinamarca), definido en el “Plan de Expansión de Referencia Generación –
19 Transmisión 2020 - 2034”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de Minas y Energía
20 40279 del 26 de agosto de 2021, el cual comprende:

- 21 i. Construcción de una (1) bahía de transformación a 500 kV en configuración
22 interruptor y medio, puede ser tipo convencional, GIS o Híbrido “GIS”, en la
23 subestación Nueva Esperanza 500 kV.
- 24 ii. Extensión del barraje (en caso de ser necesario) a 500 kV y todos los elementos y
25 adecuaciones tanto físicas como eléctricas necesarias para las conexiones entre el
26 existente barraje a 500 kV y la bahía de transformación a 500 kV
- 27 iii. En general, todos los elementos y adecuaciones tanto eléctricas como físicas
28 necesarias para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria durante la
29 construcción, operación y mantenimiento de las obras, garantizando siempre su
30 compatibilidad con la infraestructura existente y el de la convocatoria UPME 07-2016
31 Nueva Esperanza – Virginia 500 kV. Estas acciones incluyen sistemas de control,
32 protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, etc, sin limitarse a estos.

33 **NOTAS:** Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente
34 Convocatoria Pública UPME 03-2023:

- 35
36 1. El Diagrama unifilar de la Subestación a intervenir por motivo de la presente
37 Convocatoria Pública, hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado,
38 buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar la
39 disposición de las bahías en los diagramas unificables, previa revisión y concepto
40 del Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de
41 modificación presentada involucra o afecta a terceros como otros usuarios o al
42 propietario de la Subestación (existente o ampliación), deberán establecerse
43 acuerdos previos a la solicitud.

- 1
 - 2
 - 3
 - 4
 - 5
 - 6
 - 7
 - 8
 - 9
 - 10
 - 11
 - 12
 - 13
 - 14
 - 15
 - 16
 - 17
 - 18
 - 19
 - 20
 - 21
 - 22
 - 23
 - 24
 - 25
 - 26
 - 27
 - 28
 - 29
 - 30
 - 31
 - 32
 - 33
 - 34
 - 35
 - 36
 - 37
 - 38
 - 39
 - 40
 - 41
 - 42
 - 43
 - 44
 - 45
 - 46
2. En configuración interruptor y medio, cuando una bahía, objeto de la presente Convocatoria Pública, quede en un diámetro incompleto, el cual pueda utilizarse para una ampliación futura, el Transmisor deberá hacerse cargo del enlace entre el corte central y el otro barraje, de tal manera que dicho enlace pueda ser removido fácilmente en caso de instalación de nuevos equipos.
3. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria Pública UPME, deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.
4. Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente. En general, el Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.
5. Se debe garantizar que los espacios de reserva (no utilizados por el presente Proyecto) en la Subestación del STN no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco de la presente Convocatoria Pública del STN. Lo anterior no implica que los espacios ocupados por la bahía construida en la presente convocatoria se deban reponer en otro lugar, con excepción de aquellos casos en que el propietario de la subestación lo hubiese declarado antes del inicio de la convocatoria. Tampoco se deberán impactar los espacios de reserva ni el planeamiento físico de la Subestación Nueva Esperanza 115 kV propiedad de Enel Colombia, al no ser que lleguen a un acuerdo con ENEL.
6. En la página WEB de la presente Convocatoria Pública, se encuentra disponible la información técnica y costos de conexión remitidos por E.P.M S.A. E.S.P. con radicados UPME 20231110145022. La información específica relacionada con estos comunicados (anexos) pueden ser solicitadas en oficinas de la UPME en los términos señalados en el numeral 8 del presente Anexo 1, sin detrimento a lo anterior, el Inversionista podrá consultar a los propietarios de la infraestructura de manera directa. La información suministrada por la UPME no representa ninguna limitante y deberá ser evaluada por el Inversionista para lo de su interés, en concordancia con los numerales 5.5., Independencia del Proponente, y 5.6., Responsabilidad, de los DSI de la presente Convocatoria Pública.
7. El Inversionista seleccionado para la presente Convocatoria, deberá analizar y tomar las precauciones, realizar todos los estudios que apliquen y tomar cualquier medida preventiva o correctiva en todas las etapas del proyecto, incluida la operación y mantenimiento, con el fin que no existan afectaciones en el Sistema Interconectado Nacional – SIN por cualquier circunstancia que involucre o se derive de sus activos.

2.1 Descripción de obras en la subestación Nueva Esperanza 500 kV

El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote (en caso de ser necesario), el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas en el numeral 2.

La tecnología de la subestación Nueva Esperanza es Tipo Convencional.. El Inversionista puede optar por utilizar en 500 kV equipo convencional, GIS o Híbrido, de tipo exterior, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de transformación, en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura en la subestación Nueva Esperanza 500 kV y con el transformador 500/115 kV que será ejecutado por Enel Colombia.

Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Nueva Esperanza 500 kV deberán ser completamente nuevos y de última tecnología. Se deberá garantizar la compatibilidad de los módulos nuevos y existentes independientemente de los fabricantes. El diagrama unifilar de la Subestación Nueva Esperanza 500 kV se muestra en la Figura 1.

2.2 Puntos de Conexión del Proyecto

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

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

La Subestación Nueva Esperanza 500 kV es propiedad de EPM E.S.P

La bahía 500 kV objeto de la presente convocatoria, permitirá la conexión del segundo transformador (T2) 500/115 kV de la subestación Nueva Esperanza 500 kV, el cual será ejecutado por Enel Colombia.

2.2.1 Punto de Conexión en la Subestación Nueva Esperanza 500 kV

El agente responsable de la subestación Nueva Esperanza 500 kV es EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P (E.P.M).

1 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública con el transformador
2 500/115 kV, será en los bornes de salida de la bahía de transformación 500 kV a cargo de
3 la presente Convocatoria Pública UPME 03 – 2023.

4
5 El diagrama unifilar de la Subestación Nueva Esperanza 500 kV se muestra en la Figura 1

6
7 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública
8 y el propietario de la Subestación Nueva Esperanza 500 kV deberá incluir, entre otros
9 aspectos y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del
10 terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, el espacio para la ubicación de los
11 tableros de control y protecciones de los módulos, enlace al sistema de control del CND,
12 suministro de servicios auxiliares de AC y DC, y demás acuerdos. Este contrato de conexión
13 deberá estar firmado por las partes, dentro de los **cuatro (4) meses** siguientes a la
14 expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del
15 Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, **al menos en sus**
16 **condiciones básicas** (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras,
17 espacios, ubicación y condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes
18 y demás información requerida para diseños, obligaciones de las partes para la
19 construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en
20 conocimiento del Interventor.

21 No obstante, en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación,
22 la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión. Esta solicitud deberá ser
23 remitida por los representantes legales de los agentes involucrados.

24 **2.2.2 Punto de conexión con el transformador 500/115 kV, 450 MVA**

25
26 El segundo transformador (T2) 500/115 kV de la subestación Nueva Esperanza 500 kV,
27 será ejecutado por Enel Colombia.

28
29 El inversionista del Proyecto de la presente Convocatoria Pública deberá llegar a los bornes
30 de alta tensión del transformador 500/115 kV; la acometida que se utilizará para la conexión
31 será aérea y se entregará cerca a la ubicación final del transformador.

32 Es necesario asegurar la construcción de una estructura tipo pórtico de conexión aéreo para
33 conexión entre la bahía y el nuevo banco de transformación T2.

34
35 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública
36 y el ejecutor del transformador (T2) 500/115 kV (Enel), deberá estar firmado por las partes,
37 dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que
38 oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente
39 Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas (objeto del contrato, terreno en
40 el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones para acceder, entrega de
41 datos sobre equipos existentes y demás información requerida para diseños, obligaciones
42 de las partes para la construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc), lo cual
43 deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante, las partes en caso de
44 requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la
45 fecha de firma del contrato de conexión.

3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

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

Las especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de la subestación existente que se incluye en los documentos de esta Convocatoria.

3.1 Parámetros del Sistema

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

Generales:

Tensión nominal	500 kV
Frecuencia asignada	60 Hz
Puesta a tierra	Sólida
Numero de fases	3

Subestación 500kV:

Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
Servicios Auxiliares DC	125V
Bahía de transformación	Convencional, GIS o un híbrido compatible con lo existente en la Subestación Nueva Esperanza

3.2 Nivel de Corto Circuito

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

3.3 Materiales

1 Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor
2 calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de
3 fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras
4 deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para
5 el Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto
6 según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Transmisor deberá presentar para fines
7 pertinentes al Interventor, los documentos que le permitan verificar las anteriores
8 consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del
9 inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el
10 Reglamento actualmente vigente.

11 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**

12
13
14 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo
15 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en
16 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Transmisor deberá presentar al
17 Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o reportes
18 de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.

19
20 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima de:
21 a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen tiempo
22 y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen
23 tiempo.

24
25 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los
26 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución
27 0627 de 2006 (abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy
28 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

29 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

30
31
32 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista. Se
33 debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en especial los
34 artículos 52 y 53.

35
36 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos
37 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan
38 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del
39 Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar como
40 Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por parte del
41 Interventor.

42
43 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán
44 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos
45 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la

1 regulación vigente deberá ser certificado por el Transmisor. Copia de estos acuerdos
2 deberán entregarse al Interventor.

3.6 Pruebas en Fábrica

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

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

4. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN

21 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

4.1 General

25 La información específica, remitida por el propietario de la infraestructura existente, como
26 costos de conexión, datos técnicos, planos, etc, serán suministrados por la UPME conforme
27 el Numeral 8 del presente Anexo 1.

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

Item	Descripción	Nueva Esperanza 500 kV
1	Subestación nueva	No
2	Configuración	Interruptor y medio
3	Tipo de subestación existente	Convencional
4	Agente Responsable de la Subestación	E.P.M. E.S.P.

4.1.1 Predio de la Subestación Nueva Esperanza 500kV

35 La existente subestación Nueva Esperanza 500 kV, propiedad de EPM E.S.P se encuentra
36 localizada en inmediaciones del municipio Soacha (Cundinamarca), en las siguientes
37 coordenadas aproximadas (información que deberá verificar el Interesado):

39 **Latitud:** 04°35'56.57" N.

1 **Longitud:** 74°04'51.30" O.

2
3
4 Las obras objeto de la presente Convocatoria Pública se ubicarán en el predio de la actual
5 subestación Nueva Esperanza 500 kV propiedad de E.P.M. E.S.P. en el diámetro 3 que es
6 uno de los espacios de reserva definidos en el marco de las Convocatoria Pública UPME
7 01-2008.

8
9 Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la anterior información con EPM
10 y en terreno.

11
12 El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las
13 autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de
14 Ordenamiento Territorial (POT) que se puedan ver afectados, con las restricciones para la
15 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
16 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
17 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
18 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

19
20 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el Inversionista deberá analizar todos
21 los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, deberán considerar
22 los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el
23 Inversionista. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a
24 consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.
25 También se deberá tener en cuenta la información técnica suministrada por EPM mediante
26 oficio con radicado UPME 20231110145022, la cual indica “Convocatoria UPME 03-2024
27 Bahía de alta de transformador a nivel de 500 kV en la Subestación Nueva Esperanza.
28 Información técnica y costos de conexión”

29 30 **4.1.2 Espacios de Reserva**

31
32 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya
33 existentes en la subestación para futuras ampliaciones. No obstante, se debe garantizar
34 que los espacios de reserva en las subestaciones 500 kV, 220 kV Y 115 kV no se verán
35 afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones,
36 etc.) desarrollada en el marco de la presente Convocatoria Pública. Esto no implica que los
37 espacios ocupados por las obras a construir en la presente convocatoria se deban reponer
38 en otro lugar, con excepción de aquellos casos en que el propietario de la subestación lo
39 hubiese declarado antes del inicio de la convocatoria.

40 41 **4.1.3 Conexiones con Equipos Existentes**

42
43 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente
44 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y
45 protección de la nueva bahía 500 kV, con la infraestructura existente que pueda verse
46 afectada por el desarrollo del Proyecto.

1
2 Cuando el Inversionista considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
3 existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el
4 responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en
5 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor.

6 7 **4.1.4 Servicios Auxiliares**

8
9 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para el
10 Proyecto objeto de la presente Convocatoria. Las tensiones a utilizar en los servicios
11 auxiliares son las señaladas en el numeral 3.1.

12 13 **4.1.5 Infraestructura y Módulo Común**

14
15 Como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos
16 constitutivos del módulo común como se describe a continuación:

17
18 El Transmisor debe prever el espacio necesario para el desarrollo de las conexiones a 500
19 kV objeto de la presente Convocatoria Pública, junto con los espacios de acceso, vías
20 internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el
21 predio actual y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el
22 ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista, y según se
23 requiera, las vías de acceso a predios de Subestaciones y/o adecuaciones que sean
24 necesarias.

25
26 El Transmisor deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y
27 módulo común que requiera el Proyecto objeto de la presente Convocatoria, es decir las
28 obras civiles y los equipos que sirven a las obras descritas en el Numeral 2 del Anexo 1. La
29 infraestructura y módulo común, estarán conformados como mínimo por los siguientes
30 componentes:

- 31
32
- 33 • **Infraestructura civil:** Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de
34 acueducto vecino si existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la
35 subestación y/o adecuación de las existentes; las vías internas de acceso a los
36 patios de conexiones y/o adecuación de las existentes; la adecuación del terreno; y
37 en general, todas aquellas obras civiles necesarias (incluyendo, entre otros,
38 construcción, modificaciones y/o ampliaciones a alcantarillado, filtros y drenajes,
39 pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto/alcantarillados vecinos, alumbrado
40 interior y exterior, cárcamos comunes, etc.) para las obras descritas en el Numeral
41 2 del presente Anexo 1. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para la
42 ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.
 - 43 • **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el
44 Numeral 2 del presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de
45 automatización, de gestión de medición, de protecciones, control y el sistema
46 de comunicaciones, los materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos

1 para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo el
2 cableado necesario y las obras civiles asociadas. Se incluyen todos los
3 equipos necesarios para integrar la bahía con la subestación existente, en
4 conexiones de potencia, control, medida, protecciones y servicios auxiliares.
5

6 Las construcciones, canalizaciones y estructuras deberán definirse en coordinación con
7 todos los involucrados en la subestación, pero en especial, con el ejecutor del
8 transformador, Enel Colombia. Lo anterior, con el fin garantizar la integridad de las señales,
9 obras y estructuras dispuestas.
10

11 Será responsabilidad del Inversionista investigar las facilidades y de los requerimientos que
12 se requieren para los servicios auxiliares, obras civiles y ampliación de la malla de puesta
13 a tierra. Igualmente deberá respetar las disposiciones actuales de equipos y mantener los
14 arreglos y configuraciones existentes, en principio deberá suministrar todos los equipos y
15 elementos requeridos para la operación óptima y segura de la ampliación a realizar.
16

17 La Interventoría analizará todas las previsiones que faciliten la evolución de las obras
18 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1, e informará a la UPME el resultado de su
19 análisis.
20

21 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación
22 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que
23 la modifique o sustituya).
24

25 **4.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

26

27 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las
28 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*
29 *Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute, International*
30 *Telecomunicaciones Unión - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations*
31 *Radioélectriques – CISPR*. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a
32 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos
33 eminentemente técnicos y de calidad.
34

35 **4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

36

37 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico apto de acuerdo con la
38 publicación IEEE-693 (2018): “Recommended Practice for Seismic Design of Substations”,
39 o las publicaciones de las partes de requisitos sísmicos de la familia de estándares IEC
40 62271: “High-voltage switchgear and controlgear”, en versiones más recientes. El
41 Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Interventor de las memorias de cálculo
42 donde se demuestre que los suministros son aptos para soportar las condiciones sísmicas
43 del sitio de instalación. Si aplica para los suministros, el Inversionista seleccionado deberá
44 entregar copias al Interventor del certificado de la prueba tipo para el mismo modelo y nivel
45 de tensión, según la publicación IEC 60068-3-3: “Environmental testing - Part 3-3:
46 Supporting documentation and guidance - Seismic test methods for equipment”

4.4 Procedimiento General del Diseño

Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

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

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

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

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

- b) Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las aclaraciones y justificaciones por parte del Transmisor. Para lo anterior se efectuarán reuniones conjuntas entre el Transmisor y el Interventor con el fin de lograr los acuerdos modificadorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.
- c) Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Transmisor, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.

1
2 d) Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
3 documento de cumplimiento obligatorio.
4

5 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
6 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
7 pruebas.
8

9 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos
10 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;
11 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas
12 en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y
13 mantenimiento.
14

15 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Transmisor y
16 entregada a la Interventoría para revisión.
17

18 **4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

19

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

27 Todos los documentos de Ingeniería Básica (y toda la información necesaria, aunque ella
28 no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo establecido en las
29 Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de
30 instalaciones) serán entregados por el Transmisor al Interventor para su revisión,
31 verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada
32 uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que
33 estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Transmisor y a la UPME si es
34 del caso.
35

36 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica:
37

38 **4.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

39 Como parte de los documentos de la Ingeniería básica se deben suministrar como mínimo
40 las siguientes memorias de cálculo:
41

- 42 • Criterios básicos de diseño electromecánico
- 43 • Memoria de cálculo de resistividad del terreno
- 44 • Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables
- 45 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares ac.

- 1 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares dc.
- 2 • Memoria de cálculo de distancias eléctricas
- 3 • Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
- 4 • Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
- 5 • Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
- 6 • Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- 7 • Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- 8 • Memoria selección de conductores aéreos y barrajes.
- 9 • Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- 10 • Análisis de identificación de riesgos.
- 11

12 4.4.1.2 Especificaciones equipos

13 Como parte de los documentos de la Ingeniería básica se deben suministrar como mínimo
14 las siguientes Especificaciones Técnicas:

- 15
- 16 • Especificación técnica equipos de patio.
- 17 • Especificaciones técnicas sistema de puesta a tierra.
- 18 • Especificaciones técnicas sistema de apantallamiento.
- 19 • Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.
- 20 • Especificación técnica gabinetes de control y protección.
- 21 • Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicaciones.
- 22 • Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de
- 23 equipos.
- 24 • Especificación funcional del sistema de control.
- 25 • Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la subestación.
- 26 • Especificación técnica de los servicios auxiliares ac / dc.
- 27 • Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- 28 • Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de
- 29 equipos, pruebas funcionales y puesta en servicio.
- 30

31 4.4.1.3 Características técnicas de los equipos

32 Como parte de los documentos de la Ingeniería básica se deben suministrar como mínimo
33 las siguientes características técnicas de equipos:

- 34
- 35 • Características técnicas, equipos
- 36 - Interruptores
- 37 - Seccionadores.
- 38 - Transformadores de corriente.
- 39 - Transformadores de tensión.
- 40 - Descargadores de sobretensión.
- 41 - Aisladores y cadenas de aisladores.
- 42 • Dimensiones de equipos.

- 1 • Características técnicas, cables de fuerza y control.
- 2 • Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones.
- 3 • Características técnicas, sistema de automatización y control.
- 4 • Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- 5 • Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares ac/dc.
- 6 • Características técnicas, cables desnudo para interconexión de equipos y barrajes.
- 7

8 **4.4.1.4 Planos electromecánicos**

9 Como parte de los documentos de la Ingeniería básica se deben suministrar como mínimo
10 los siguientes Planos Electromecánicos:

- 11
- 12 • Diagrama unifilar de la subestación.
- 13 • Diagrama unifilar con características de equipos.
- 14 • Diagrama unifilar de protecciones.
- 15 • Diagrama unifilar de medidas.
- 16 • Diagrama unifilar servicios auxiliares ac.
- 17 • Diagrama unifilar servicios auxiliares dc.
- 18 • Arquitectura sistema de control de la subestación.
- 19 • Planimetría del sistema de apantallamiento
- 20 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 21 • Planos en planta de ubicación de equipos.
- 22 • Planos vista en cortes de equipos.
- 23 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 24 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 25 • Planimetría del sistema de apantallamiento.
- 26 • Planos de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.
- 27 • Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.
- 28

29 **4.4.1.5 Planos de obras civiles**

30 Como parte de los documentos de la Ingeniería básica se deben suministrar como mínimo
31 los siguientes Planos de Obras Civiles:

- 32
- 33 • Plano localización de la subestación.
- 34 • Plano disposición de bases de equipos.
- 35 • Planos cimentación del transformador de potencia.
- 36 • Plano cimentación de equipos y pórticos.
- 37 • Plano base cimentación del transformador de potencia.
- 38 • Plano de drenajes de la subestación.
- 39 • Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- 40 • Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- 41 • Planos casa de control.
- 42 • Plano disposición de bases para equipos en sala de control.

- 1 • Plano cerramiento de la subestación.
- 2 • Plano obras de adecuación.
- 3

4 4.4.1.6 Estudios y trabajos de campo

5 Como parte de los documentos de la Ingeniería básica y de detalle, se deben suministrar
6 como mínimo los siguientes Estudios y trabajos de campo:

- 7
- 8 • Levantamiento topográfico del lote seleccionado.
- 9 • Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área del lote seleccionado.
- 10 • Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el
- 11 transporte de equipos y materiales.
- 12 • Presentar informes de progreso y programas de trabajos mensuales.
- 13 • Análisis diseños típicos y definición parámetros.
- 14 • Análisis de resultados de suelos y diseños obras civiles.
- 15 • Elaboración informe de diseños y memorias de cálculo.
- 16

17 4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle

18

19 Son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir
20 y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye todas
21 las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se
22 fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de
23 Ingeniería Básica.

24

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

33

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

38

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

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

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

F-DO-03 – V2

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

4.4.2.1 Punto de Conexión en la Subestación Nueva Esperanza 500 kV

- Criterios básicos de diseño de obras civiles.
- Dimensiones y pesos de equipos.
- Memorias de cálculo estructural para cimentación del transformador de potencia.
- Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
- Memorias de cálculo estructural para cimentación de la caseta de control.
- Memoria de cálculo muro de cerramiento
- Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.
- Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y cárcamos interiores en caseta de control.
- Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de líneas y barrajes.
- 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

1 necesaria aunque ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones y en
2 un todo de acuerdo con lo establecido en las Normas Nacionales e Internacionales,
3 aplicables al diseño y montaje de éste tipo de instalaciones.
4

5 El Inversionista deberá entregar a la Interventoría para su revisión y verificación la
6 información y planos según el Programa de Entrega de Documentación Técnica
7 aprobado, el cual deberá contener como mínimo la siguiente documentación:
8

9 **a. Sistema de puesta a tierra:**

- 10 • Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos y
11 estructuras.
12 • Lista de materiales referenciados sobre planos.
13 • Plano de conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.
14 • Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.
15 • Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el RETIE.
16 • Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el RETIE.
17

18 **b. Equipos principales:**

- 19 • Equipos de Patio: Disposición general de la planta y cortes del patio de conexiones,
20 incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.
21 • Peso de cada uno de los equipos y localización del centro de masa con relación al
22 nivel rasante del patio.
23 • Características geométricas de equipos y peso de los soportes de equipos, sistemas
24 de anclaje.
25 • Diseño de las cimentaciones de los equipos de patio.
26 • Dimensiones requeridas para canales de cables de potencia y cables de control.
27 Diseño civil de los canales de cables.
28 • Diseño geométrico y sistemas de fijación de las bandejas portacables y de ductos
29 para cables entre los equipos y las bandejas.
30 • Localización, geometría y sistemas de anclaje de los gabinetes de conexión.
31

32 **c. Equipos de patio:**

- 33 • Para equipos de corte, transformadores de medida, descargadores de sobretensión.
34 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc, hasta borneras
35 de interconexión.
36 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.
37 - Placas de características técnicas.
38 - Información técnica complementaria y catálogos.
39 - Manuales detallados para montaje de los equipos.
40 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.
41 - Protocolo de pruebas en fábrica. 25 - Procedimiento para pruebas en sitio.
42

43 **d. Para tableros:**

- 44 • Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de c.a. y c.c.
45

- 1 • Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de
- 2 control, señalización y protección.
- 3 • Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc.,
- 4 que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y catálogos
- 5 respectivos con indicación clara del equipo suministrado.
- 6 • Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.
- 7 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.
- 8 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida,
- 9 telecontrol y teleprotección, incluyendo:
- 10 - Diagramas de principio y unifilares.
- 11 - Diagramas de circuito.
- 12 - Diagramas de localización exterior e interior.
- 13 - Tablas de cableado interno y externo
- 14 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.
- 15 - Diagramas de principio
- 16 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes
- 17 diagramas de principio:
- 18 ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
- 19 ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.
- 20 ▪ Diagramas de medición de energía.
- 21 ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.
- 22 ▪ Diagramas de comunicaciones.
- 23 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.
- 24 - Listado de cables y borneras.
- 25 - Planos de interfase con equipos existentes.
- 26 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,
- 27 señalización y alarmas.
- 28
- 29 **e. Reportes de Pruebas:**
- 30 - Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última
- 31 prueba, el Inversionista deberá suministrar a la Interventoría dos (2) copias que
- 32 contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de
- 33 fábrica por cada uno de los aparatos y equipos suministrados. Las instrucciones
- 34 deberán estar en idioma español.
- 35
- 36

37 4.4.3 Estudios del Sistema

38

39 Bajo esta actividad, el Transmisor deberá presentar al Interventor para los fines pertinentes

40 a la Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros útiles para el

41 diseño básico y detallado de la bahía de la Subestación; entre todos los posibles, se

42 destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias

43 de cálculo:

44

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

4.4.4 Distancias de Seguridad

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

4.5 Equipos de Potencia

4.5.1 Interruptores

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

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

Todos los interruptores de subestaciones nuevas, en configuración interruptor y medio, deberán contar con transformadores de corriente en ambos extremos del interruptor, de acuerdo con la recomendación IEEE Std C37.234-2009 "IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power System Buses".

Los interruptores asociados al punto de conexión del banco de transformación T2 debe contar con un mando sincronizado de cierre y apertura para evitar el fenómeno de Sympathetic inrush current transient.

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

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

Pruebas tipo: en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone 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 Interruptores de Potencia.
3

4 **4.5.2 Descargadores de Sobretensión**

5
6 Los descargadores de sobretensión a 500 kV, deben cumplir las prescripciones de la última
7 edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a
8 suministrar

- 9
- 10 • IEC 60099-4: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for
- 11 a.c. systems"
- 12 • IEC 61264: "Ceramic pressurized hollow insulators for high-voltage switchgear and
- 13 controlgear".
- 14

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

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

25
26 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
27 condiciones de estado y funcionamiento de los descargadores.
28

29 **4.5.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

30
31 Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra a 500 kV, deben cumplir las
32 prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según
33 se aplique al tipo de equipo a suministrar:

- 34 • IEC 62271-102: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su
- 35 equivalente en ANSI.
- 36 • IEC 60273: "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with
- 37 nominal voltages greater than 1000 V".
- 38 • IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear
- 39 standards".
- 40

41 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
42 establecidas en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los
43 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
44 Interventoría.
45

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 **4.5.4 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, "Voltage 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 su equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone de
40 estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

41
42 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
43 condiciones de estado y funcionamiento de los Transformadores de Tensión.

4.5.5 Transformadores de Corriente

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

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

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

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

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

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

4.5.6 Equipo GIS o Híbrido

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

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

- Instrument transformer – IEC6189
- Insulation Coordination – IEC60071
- High voltage switchgear and controlgear - IEC62271
- Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- Partial discharge measurement – IEC60270
- Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- Guide for checking SF6 - IEC 60480

- 1 • Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- 2 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- 3 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- 4 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- 5 • Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639

6
7 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,
8 pruebas mecánicas y pruebas de gas.

9
10 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
11 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

12 13 **4.5.7 Sistema de Puesta A Tierra**

14
15 Deberá diseñarse para que, en condiciones normales y anormales, no se presente ningún
16 peligro para el personal situado en cualquier lugar, al que tenga acceso.

17
18 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la
19 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current
20 Substation Grounding" y a los requerimientos del RETIE.

21
22 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto
23 más cercano y conveniente.

24
25 Todo el equipo eléctrico y partes metálicas expuestas, estarán conectadas a la malla de
26 tierra.

27
28 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos
29 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

30
31 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Transmisor hará los ensayos de
32 resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y las tensiones
33 de paso y contacto, según requerimiento del RETIE.

34 35 **4.5.8 Apantallamiento de la Subestación**

36
37 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para
38 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán
39 aterrizados con cables bajantes de cobre.

40
41 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección
42 contra descargas atmosféricas, incluyendo varillas de puesta a tierra. La instalación deberá
43 cumplir con el RETIE, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2.

4.6 Equipos de Control y Protección

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

4.6.1 Sistemas de Protección

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

El esquema de protección para transformador deberá consistir, como mínimo en un relé de protección con función diferencial de transformador, apta para proteger un transformador con devanado terciario cargable y con cambiador de tomas; adicionalmente, se deberá implementar una segunda protección diferencial con algoritmo de operación diferente a la primera en lo que aplique y en cualquier caso se deberá coordinar con el inversionista que ejecute el segundo transformador de Nueva Esperanza 500/115 kV.

En todo caso el inversionista de la obra de 500kV, debe garantizar los carcamos y/o ductos que comuniquen los patios de 500kV (Casa de control de la Bahía) y la malla perimetral de la subestación de 115kV como punto de frontera, este se debe coordinar con Enel Colombia en el momento del diseño, lo anterior con el objetivo de garantizar la interconexión de las señales necesarias para implementación del esquema de protección del transformador 500kV/115 kV

Deberá disponer además de restricción de armónicos de segundo y quinto orden para corrientes de energización y condiciones de sobre excitación respectivamente. Deberá tener disponibilidad de al menos cuatro elementos de sobrecorriente, para la implementación de las funciones de sobrecorriente de respaldo de la función diferencial en cada uno de los devanados. Otras funciones de protección podrán ser implementadas de acuerdo con las prácticas propias de cada Transmisor. En este caso deberá considerarse también la protección diferencial de transformador correspondiente

Para subestaciones nuevas o existentes que lo requieran, el Sistema de Protecciones -SP- para las barras (diferencial de barras) deberá ser redundante con principio de operación diferente (diferente algoritmo de cálculo) o de diferente fabricante. Adicionalmente deberán seleccionarse de acuerdo con la configuración de la subestación. La alimentación DC de cada sistema de protección debe ser independiente; las señales de corriente deben ser tomadas, para cada SP, desde núcleos diferentes de los CT's y cada SP debe tener la posibilidad de comandar disparo a ambas bobinas de los interruptores. Los SP diferenciales de barra, deben ser seleccionados considerando las ampliaciones futuras, y deberán permitir la conexión de CT's con diferentes relaciones de transformación. El inversionista deberá

1 implementar protección diferencial de barras multizona y de fase segregada para las
2 subestaciones nuevas.

3
4 La bahía de transformación en 500 kV deberá ser integrada a la protección diferencial de
5 barras existentes de la Subestación.

6
7 Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de
8 tecnología numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben
9 incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los
10 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la
11 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de
12 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con
13 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de búsqueda
14 de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

15
16 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
17 protecciones según lo solicitado en este Anexo 1 y en la Resolución CREG 025 de 1995,
18 anexo CC4 y sus modificaciones.

19
20 **4.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

21
22 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
23 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:
24

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. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
2	Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación. El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación	Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>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>condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.</p>
1	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p> <p>Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.</p>	<p>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>
0	<p>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.</p>	<p>Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.</p> <p>Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última</p>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
		revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

4.6.2.1 Características Generales

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

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

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

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

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

8 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
9 Subestación:

- 10 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
11 Subestación.
- 12 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control,
13 protecciones y registro de fallas de la Subestación a través de una señal de
14 sincronización proveniente de un reloj GPS.
- 15 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
16 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).

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

22 4.6.3 Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales

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

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

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

1 La comunicación entre las PMU y el PDC será provistas y mantenidas por el inversionista,
2 a través de una red de comunicación redundante local y deberá permitir el intercambio de
3 información con la red del sistema de control a través de los mecanismos de seguridad
4 apropiados. Esta red deberá ser independiente de la red de gestión de protecciones, pues
5 sobre la primera el operador nacional deberá poder tener acceso remoto para gestionar las
6 PMU. La comunicación desde la Subestación (o desde el PDC) hacia el sistema que
7 disponga el operador nacional, será responsabilidad de este último, según lo establecido
8 en la resolución CREG 080 de 1999.

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

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

21 22 **4.6.4 Controladores de Bahía**

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

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

- 35
- 36 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del
- 37 proceso.
- 38 • Despliegue de alarmas.
- 39 • Despliegue de eventos.
- 40 • Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 41 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 42 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
- 43 función.
- 44 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 45

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.

6 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.

29 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 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
- 35 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- 36 • Deberá incluir las siguientes características de red:
 - 37 ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
 - 38 ○ IEEE 802.1q VLAN
- 39 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 40 • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
41 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- 42 • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la
43 más exigente.

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

4.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

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

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

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

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

4.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2

4.6.8.1 Controlador de la Subestación

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

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

4.6.8.2 Registradores de Fallas

Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo

1 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
2 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.

4 4.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación

5
6 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través de
7 una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo SCADA.
8 Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para mostrar la
9 información del proceso.

10
11 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos
12 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la
13 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

- 14
- 15 • Adquisición de datos y asignación de comandos.
- 16 • Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- 17 • Comunicación con el CND.
- 18 • Comunicación con la red de área local.
- 19 • Facilidades de mantenimiento.
- 20 • Facilidades para entrenamiento.
- 21 • Función de bloqueo.
- 22 • Función de supervisión.
- 23 • Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- 24 • Guía de operación.
- 25 • Manejo de alarmas.
- 26 • Manejo de curvas de tendencias.
- 27 • Manejo de mensajes y consignas de operación.
- 28 • Marcación de eventos y alarmas.
- 29 • Operación de los equipos.
- 30 • Programación, parametrización y actualización.
- 31 • Reportes de operación.
- 32 • Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la
- 33 Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 34 • Secuencia de eventos.
- 35 • Secuencias automáticas.
- 36 • Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- 37 • Supervisión de la red de área local.
- 38

39 4.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones

40
41 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de 1995,
42 en su última revisión.

4.7 Obras Civiles

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

- Diseño y construcción de todas las obras civiles incluyendo, entre otras, la construcción o mejora de las vías de acceso y la construcción o ampliación del edificio de control.
- Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental, deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo Ambiental (PMA) de la Subestación Nueva Esperanza o de la nueva modificación de la Licencia que tramite el Transmisor según sea el caso .
- Para la ejecución de las obras, se debe considerar lo definido en los Planes de Manejo Ambiental – PMA – Establecidos por EPM para la operación el mantenimiento en subestaciones; y los compromisos de medidas ambientales y de seguridad para empleados, contratistas y visitantes.
- Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10.

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

- Memorias de cálculo que soporten los diseños.
- Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos, 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:

- 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.

- 1 • Protocolo de energización.
- 2 • Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- 3 • Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
- 4 punto de conexión.
- 5 • Carta de declaración en operación comercial.
- 6 • Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
- 7 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.

7. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO

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

8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA

Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 03 - 2023 recopilada por la UPME, como costos de conexión, datos técnicos y planos, etc, serán suministrados por la UPME en formato digital en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.

9. FIGURA

La figura referenciada en este documento:

Figura 1 - Diagrama Unifilar Subestación Nueva Esperanza 500 kV.