ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL – STR

UPME STR 02 – 2019

(UPME STR 02 – 2019)

SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO, ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE OBRAS ASOCIADAS A LAS SUBESTACIONES TERMOFLORES, LAS FLORES, CENTRO, OASIS, MAGDALENA, UNIÓN, TEBSA Y ESTADIO EN EL DEPARTAMENTO DE ATLÁNTICO

DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA STR

Bogotá D. C., junio de 2019

ÍNDICE

1. CONSIDERACIONES GENERALES 5
1.1 Requisitos Técnicos Esenciales 5
1.2 Definiciones 6
2. DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS 6
2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones: 10
2.1.1 En subestación TermofloresI 110 kV 10
2.1.2 En subestación Oasis 110 kV 11
2.1.3 En la nueva subestación Estadio 110 kV 12
2.1.4 En subestación Centro 110 kV 13
2.1.5 En subestación Las Flores 110 kV 14
2.1.6 En subestación El Río 110 kV 15
2.1.7 En la nueva subestación Magdalena 110 kV 15
2.1.8 En la subestación Unión 110 kV 16
2.1.9 En subestación Tebsa 110 kV 17
2.2 Puntos de Conexión del Proyecto 18
2.2.1 En subestación TermofloresI 110 kV 18
2.2.2 En la nueva subestación Estadio 110 kV 19
2.2.3 En subestación Centro 110 kV 19
2.2.4 En subestación Oasis 110 kV 20
2.2.5 En subestación Las Flores 110 kV 20
2.2.6 En subestación El Río 110 kV 20
2.2.7 En la nueva subestación Magdalena 110 kV 21
2.2.8 En la subestación Unión 110 kV 21
2.2.9 En subestación Tebsa 110 kV 22
3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES 22
3.1 Parámetros del Sistema 22
3.2 Nivel de Corto Circuito 23
3.3 Materiales 23
3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible 24
3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión 24
3.6 Pruebas en Fábrica 24
4. ESPECIFICACIONES PARA LÍNEAS A 110 kV 25
4.1 General 25
4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión 27
4.3 Longitud Aproximada de las Líneas 27
4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV 28
4.4.1 Aislamiento 28
4.4.2 Conductores de Fase 29
4.4.3 Cable(s) de Guarda 30
4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas 30
4.4.5 Estructuras 31

4.4.6 Localización de Estructuras 31
4.4.7 Sistema Antivibratorio - Amortiguadores 32
4.4.8 Cimentaciones 32
4.4.9 Canalizaciones y cajas para tramos o líneas subterráneas 32
4.4.10 Señalización Aérea 33
4.4.11 Obras Complementarias 33
4.5 Informe Técnico 34
5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES 34
5.1 General 34
5.1.1 Predio de las subestaciones 34
5.1.2 Espacios de Reserva 40
5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes 41
5.1.4 Servicios Auxiliares 42
5.1.5 Infraestructura y Módulo Común 42
5.2 Normas para Fabricación de los Equipos 43
5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos 43
5.4 Procedimiento General del Diseño 44
5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica 45
5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle 48
5.4.3 Estudios del Sistema 51
5.4.4 Distancias de Seguridad 53
5.5 Equipos de Potencia 53
5.5.1 Interruptores 53
5.5.2 Descargadores de Sobretensión 54
5.5.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra 54
5.5.4 Transformadores de Tensión 55
5.5.5 Transformadores de Corriente 56
5.5.6 Equipo GIS o Híbrido 57
5.5.7 Sistema de puesta a tierra 57
5.5.8 Apantallamiento de la Subestación 58
5.6 Equipos de Control y Protección 58
5.6.1 Sistemas de Protección 58
5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones 60
5.6.2.1 Características Generales 62
5.6.3 Medidores multifuncionales 64
5.6.4 Controladores de Bahía 64
5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares 64
5.6.6 Switches 65
5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1 66
5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2 66
5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones 68
5.7 Obras Civiles 68
5.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento 68
6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO 69

6.1 Pruebas y Puesta en Servicio 69
6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio 69
7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN..... 70
8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO 70
9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA…… ..... …….70
10. FIGURAS……..... 70

ANEXO 1

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista STR de la Convocatoria Pública UPME STR 02 – 2019.

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 STR, 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 STR, los aplicables en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones) 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 seleccionado 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 STR, 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, 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 Ministerio de Minas y Energía, se establece que, de producirse una revisión o una actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del inicio de los diseños según cronograma presentado por el Inversionista seleccionado y aprobado por la UPME, la última de estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos requeridos, primará sobre cualquier versión anterior de los citados documentos.

1.2 Definiciones

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

2. DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS

Los Proyectos consisten en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, operación y mantenimiento de las siguientes obras:

i. Convocatoria Pública UPME STR 02 – 2019, compuesta por:

i. Dos (2) bahías de línea, en configuración doble barra más seccionador de by-pass, en la subestación TermofloresI 110 kV para las líneas objeto de los literales iv) y v).
ii. Dos (2) bahías de línea a 110 kV, en configuración doble barra, en la subestación Oasis 110 kV. Ver Nota b) y c) del presente numeral 2.
iii. Una (1) bahía de acople de barras a 110 kV, en la subestación Oasis 110 kV. Ver Nota c)
iv. Un (1) nuevo circuito entre las subestaciones TermofloresI 110 kV y Oasis 110 kV, para configurar la nueva línea TermofloresI – Oasis 1 110 kV.
v. Un (1) nuevo circuito entre las subestaciones TermofloresI 110 kV y Oasis 110 kV, para configurar la nueva línea TermofloresI - Oasis 2 110 kV.
vi. Nueva subestación Estadio 110 kV, en configuración doble barra más seccionador de transferencia, la cual incluye dos (2) bahías de línea, una (1) bahía de acople de barras y los espacios de reserva señalados en el presente anexo. Una bahía de línea será para la línea Oasis - Estadio 110 kV y la otra para la línea Estadio – Centro 110 kV. Ver Nota d) del presente numeral 2.
vii. Una (1) bahía de línea a 110 kV, en configuración doble barra, en la subestación Oasis 110 kV para la línea objeto del siguiente literal.

viii. Un (1) nuevo circuito entre las subestaciones Oasis 110 kV y la Nueva Subestación Estadio 110 kV, para configurar la nueva línea Oasis - Estadio 110 kV. Ver Nota e) del presente numeral 2.

ix. Una (1) bahía de línea a 110 kV, en configuración doble barra, en la subestación Centro 110 kV para la línea objeto del literal xi.

x. Una (1) bahía de acople de barras a 110 kV, en la subestación Centro 110 kV.

xi. Un (1) nuevo circuito entre las subestaciones Estadio 110 kV y la subestación Centro 110 kV, para configurar la nueva línea Estadio - Centro 110 kV. Ver Notas e) del presente numeral 2.

xii. Dos (2) bahías de línea, en configuración doble barra, en la subestación Las Flores 110 kV.

xiii. Una (1) bahía de acople de barras a 110 kV, en la subestación Las Flores 110 kV.

xiv. Dos (2) circuitos a 110 kV, desde la subestación Las Flores hasta interceptar el circuito aéreo existente TermofloresI-Oasis 110 kV, y configurarlo en TermofloresI - Las Flores - Oasis 110 kV.

xv. Obras de conexión y desconexión en la subestación Oasis 110 kV para unir los circuitos Las Flores - Oasis (resultante de la reconfiguración del literal xiv) y Oasis - El Río, para configurar la línea Las Flores - El Río 110 kV. Esto incluye todos los elementos, equipos, protecciones, obras y adecuaciones físicas y eléctricas necesarias.

xvi. Nueva subestación Magdalena 110 kV, en configuración doble barra más seccionador de transferencia, la cual incluye tres (3) bahías de línea a 110 kV, una (1) bahía de acople de barras a 110 kV y los espacios de reserva señalados en el presente anexo. Una bahía de línea será para la línea El Río-Magdalena 110 kV, otra para la línea Unión-Magdalena 110 kV y la otra para la línea Tebsa – Magdalena 110 kV. Ver Nota f) del presente numeral 2.

xvii. Una (1) bahía de línea a 110 kV, en configuración barra sencilla, en la subestación El Rio 110 kV.

xviii. Un (1) nuevo circuito entre las subestaciones El Rio 110 kV y Magdalena 110 kV, para configurar la nueva línea El Rio - Magdalena 110 kV.

xix. Normalización de la existente subestación Unión 110 kV, mediante un (1) nuevo barraje a 110 kV, en configuración barra sencilla, con dos (2) bahías de línea. Una bahía de línea será para la línea existente Unión – Tebsa 110 kV y otra para la línea nueva Unión – Magdalena 110 kV. Ver Nota g) del presente numeral 2.

xx. Un (1) nuevo circuito entre las subestaciones Unión 110 kV y Magdalena 110 kV, para configurar la nueva línea Unión - Magdalena 110 kV.

xxi. Un (1) nuevo circuito entre las subestaciones Magdalena 110 kV y Tebsa 110 kV, para configurar la nueva línea Magdalena - Tebsa 110 kV. Ver Nota h) del presente numeral 2.

xxii. Suministro e instalación de todos los elementos adicionales necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las obras objeto de la presente Convocatoria Pública UPME STR 02 – 2019, como por ejemplo extensiones

de barraje, sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos.

xxiii. Espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.2 del presente Anexo.

NOTAS: Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente Convocatoria Pública UPME STR 02 – 2019.

a) Los diagramas unifilares de las Subestaciones intervenidas por motivo de la Convocatoria Pública UPME STR 02 – 2019, hacen parte del presente Anexo 1. El Inversionista seleccionado para cada Convocatoria, podrá modificar la disposición de las bahías en el diagrama unifilar que le corresponda previo concepto del Interventor y aprobación por parte de la UPME, garantizando en cualquier caso una disposición de alto nivel de confiabilidad. Si la propuesta de modificación presentada involucra a terceros, como al Operador de Red o propietarios de subestaciones existentes u otros implicados, deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.

b) Se debe tener en cuenta que en la existente subestación Oasis 110 kV, se liberarán dos (2) bahías de línea debido a la reconfiguración de las líneas TermofloresI - Oasis 110 kV y Oasis - El Rio 110 kV (ver literales iv, v y xv del numeral ii), las cuales seguirán siendo remuneradas bajo el esquema de cargos por uso al operador de red ELECTRICARIBE. Dichas bahías podrán ser utilizadas para la configuración de los nuevos circuitos TermofloresI – Oasis 1 y 2 (ver literales iv y v del numeral ii), garantizando que se cumplan condiciones técnicas y de seguridad requeridas para funcionar como bahía de línea. Al respecto puede ser consultada la información suministrada por ELECTRICARIBE, particularmente los comunicados con radicado UPME 20151110056742, 20151110058442, 20161110004842 y 20161110061432.

c) De acuerdo con el comunicado con radicado UPME 20161110061432, la casa de control GIS cuenta con el espacio disponible para ampliación de 110 kV de una bahía de acople y bahía de línea más celda de transición si es necesario.

d) Dado que el proyecto tiene como finalidad proveer un nuevo punto de inyección para el SDL de la zona, ELECTRICARIBE tiene contemplado, dentro de su plan de expansión, la instalación de dos (2) transformadores 110/13.8 kV – 30 MVA en la nueva subestación Estadio. Por lo anterior, el Inversionista deberá garantizar la disponibilidad del barraje 110 kV para la conexión de las bahías de alta tensión de los mencionados transformadores y deberá llegar a acuerdos con ELECTRICARIBE para el uso de espacios, la ubicación y la disposición de los equipos del SDL en la subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. Se aclara que tanto los transformadores 110/13.8 kV – 30 MVA, como sus bahías de alta tensión no hacen parte de la Convocatoria Pública UPME STR, por considerarse activos pertenecientes al SDL.

e) Para efectos de las líneas entre Oasis – Estadio y Estadio - Centro 110 kV, se deberá tener en cuenta que ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. pone a disposición de los Interesados el ducto de su propiedad entre las subestaciones Oasis 110 kV y Centro 110 kV, según comunicado UPME 20151260029882. De igual manera, se debe tener en consideración que CELSIA S.A. E.S.P. es propietaria del ducto subterráneo entre las subestaciones TermofloresI 110 kV y Oasis 110 kV y lo pone a disposición según comunicado con radicado UPME 20151260051662.

f) Dado que el proyecto tiene como finalidad proveer un nuevo punto de inyección para el SDL de la zona, ELECTRICARIBE tiene contemplado dentro de su plan de expansión, la instalación de dos (2) transformadores 110/13.8 kV – 30 MVA en la nueva subestación Magdalena. Por lo anterior, el Inversionista deberá garantizar la disponibilidad del barraje 110 kV para la conexión de las bahías de alta tensión de los mencionados transformadores y deberá llegar a acuerdos con ELECTRICARIBE para el uso de espacios, la ubicación y la disposición de los equipos del SDL en la subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. Se aclara que tanto los transformadores 110/13.8 kV – 30 MVA, como sus bahías de alta tensión no hacen parte de la Convocatoria Pública UPME STR, por considerarse activos pertenecientes al SDL.

g) En la Subestación Unión, actualmente existe una bahía compartida entre la existente línea Unión - Tebsa 110 kV y un módulo de trasformación 110/34.5 kV, es decir, no existe barraje a 110 kV en la subestación. Para efectos de la presente Convocatoria, se considera que la mencionada bahía compartida, pertenece al existente módulo de trasformación 110/34.5 kV. Por esta razón, hace parte de la Convocatoria Pública UPME STR 02-2019 la normalización de la conexión de la existente línea Unión - Tebsa 110 kV, cabe aclarar que hace parte de este alcance, la conexión de la mencionada línea a la nueva bahía de línea junto con todos los elementos, equipos, protecciones, obras y adecuaciones físicas y eléctricas necesarias para el correcto uso, funcionamiento y operación. El Inversionista deberá considerar en los diseños y la distribución del espacio de la subestación a 110 kV, la instalación de una bahía de transformación a 110 kV para la conexión del SDL, adicionalmente podrá llegar a acuerdos técnicos y comerciales con ELECTRICARIBE para el suministro e instalación de dicha bahía, sin embargo el suministro e instalación de la bahía de transformación no será parte de la presente Convocatoria Pública del STR.

h) En la existente subestación Tebsa 110 kV se liberará una bahía de 110 kV motivo de obras a cargo del operador de red, por lo cual dicha bahía deberá ser utilizada para la conexión de la línea Tebsa - Magdalena 110 kV. El inversionista deberá hacerse cargo de la conexión de la nueva línea de transmisión al interior de la subestación Tebsa, a través de los mecanismos y análisis de diseño necesarios (subterranización, carcamos, ductos, etc), para permitir el acceso la nueva línea hasta la bahía.

i) Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria Pública UPME, deberán ser completamente nuevos y de última tecnología, salvo se indique de manera expresa los casos donde se permita reutilizar infraestructura existente.

j) 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.

k) El Inversionista seleccionado deberá optimizar los espacios para la instalación de sus equipos, garantizando que los espacios de reserva (no utilizados por el presente Proyecto) en las subestaciones no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco de la presente Convocatoria Pública. Lo anterior no implica que los espacios ocupados por presente Convocatoria, en subestaciones existentes, deban reponerse en otro lugar.

l) En la página WEB de la presente Convocatoria se encuentra disponible la información técnica, costos de conexión y demás información remitida por los propietarios de la infraestructura existente. Información específica relacionada con estos comunicados (sus anexos) no disponibles en la página WEB pueden ser solicitadas en oficinas de la UPME en los términos señalados en el numeral 9 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.

2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones:

2.1.1 En subestación Termoflores I 110 kV

El Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la adquisición del lote, el diseño y la construcción de las obras descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

La existente subestación es convencional. Las bahías de línea 110 kV a instalarse, deberán tener la misma configuración de la existente subestación TermofloresI 110 kV, la cual es doble barra más seccionador de by-pass. El propietario de la existente subestación TermofloresI 110 kV es CELSIA S.A. E.S.P.

También estarán a cargo del Inversionista, los demás 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. De acuerdo a lo manifestado por CELSIA, para el caso de la protección diferencial de barras, dado que no existe disponibilidad en la unidad central para alojar la protección para las dos bahías de línea, el inversionista deberá acordar con Zona Franca CELSIA el cambio esta protección y los dispositivos asociados.

El diagrama unifilar de la subestación TermofloresI 110 kV se muestra en la Figura 1. El Inversionista seleccionado en coordinación con el propietario o el responsable de la subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de la infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

Los equipos o elementos a instalar en la subestación TermofloresI 110 kV deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.

2.1.2 En subestación Oasis 110 kV

El Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la adquisición del lote, el diseño y la construcción de las obras descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

La existente subestación es GIS. La bahía de acople de barras 110 kV a instalarse, deberán tener la misma configuración de la existente subestación Oasis 110 kV, la cual es doble barra. El propietario de la existente subestación Oasis 110 kV es ELECTRICARIBE.

También estarán a cargo del Inversionista, los demás 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. Si bien se debe considerar la información suministrada por Electricaribe mediante oficio con radicado UPME 20161110057102, la intervención sobre activos existentes (subestaciones AIS, GIS,

sistemas de control, etc.), tanto en etapa de diseño como en etapa de construcción, las pruebas requeridas y la operación de los nuevos activos, debe ser objeto de acuerdos entre las partes, bajo las condiciones que sean necesarias para garantizar la seguridad de los equipos y del STR, sin que esto condicione la tecnología, el acceso o la instalación de nuevos equipos, previo cumplimiento de la normatividad asociada. El único responsable del suministro de información sobre la infraestructura existente, incluidos equipos y sistemas de control, es el Operador de Red Electricaribe.

El existente diagrama unifilar de la subestación Oasis 110 kV se muestra en la Figura 2A. Se debe tener en cuenta que en la subestación Oasis 110 kV se liberarán equipos y/o espacios debido a reconfiguración de las líneas TermofloresI - Oasis 110 kV y Oasis - El Rio 110 kV en las líneas Termoflores - Las Flores - El Rio 110 kV. La Figura 2B muestra el diagrama unifilar de la subestación Oasis 110 kV luego de la ejecución de las obras de la Convocatoria Pública, sin considerar espacios libres o disponibles. El Inversionista seleccionado en coordinación con el propietario o el responsable de la subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de la infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

Los equipos o elementos a instalar en la subestación deberán ser completamente nuevos y de última tecnología. Sin embargo, se podrán utilizar o instalar los equipos y/o elementos liberados, o que queden disponibles, por motivo de las obras objeto de la Convocatoria Publica UPME STR 02 – 2019, esto siempre y cuando cumplan con las condiciones técnicas y de seguridad mínimas requeridas, por lo cual el Operador de Red que los represente será el responsable garantizar dichas condiciones de uso.

2.1.3 En la nueva subestación Estadio 110 kV

El Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la adquisición del lote, el diseño y la construcción de las obras descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI. Debido a posibles restricciones, se recomienda evaluar la necesidad de una subestación tipo GIS.

La nueva subestación Estadio 110 kV, deberá ser construida en configuración doble barra más seccionador de transferencia y deberá incluir lo descrito en el numeral 2 del presente Anexo 1.

También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de control, protecciones (incluyendo la protección diferencial de barras), comunicaciones e

infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente.

El diagrama unifilar de la nueva subestación Estadio 110 kV se muestra en la Figura 3 El Inversionista seleccionado en coordinación con ELECTRICARIBE, deberán llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de la infraestructura del SDL y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

Los equipos o elementos a instalar en la nueva subestación Estadio 110 kV deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.

2.1.4 En subestación Centro 110 kV

El Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la adquisición del lote, el diseño y la construcción de las obras descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

La existente subestación es GIS. La bahía de línea 110 kV a instalarse, deberá tener la misma configuración de la existente subestación Centro 110 kV, la cual es doble barra. El propietario de la existente subestación Centro 110 kV es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

También estarán a cargo del Inversionista, los demás 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. Si bien se debe considerar la información suministrada por Electricaribe mediante oficio con radicado UPME 20161110057102, la intervención sobre activos existentes (subestaciones AIS, GIS, sistemas de control, etc.), tanto en etapa de diseño como en etapa de construcción, las pruebas requeridas y la operación de los nuevos activos, debe ser objeto de acuerdos entre las partes, bajo las condiciones que sean necesarias para garantizar la seguridad de los equipos y del STR, sin que esto condicione la tecnología, el acceso o la instalación de nuevos equipos, previo cumplimiento de la normatividad asociada. El único responsable del suministro de información sobre la infraestructura existente, incluidos equipos y sistemas de control, es el Operador de Red Electricaribe.

El diagrama unifilar de la subestación Centro 110 kV se muestra en la Figura 4. El Inversionista seleccionado en coordinación con el propietario o el responsable de la subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de la infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de

confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

Los equipos o elementos a instalar en la subestación Centro 110 kV deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.

2.1.5 En subestación Las Flores 110 kV

El Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la adquisición del lote, el diseño y la construcción de las obras descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

La existente subestación es GIS. Las bahías de línea 110 kV y la bahía de acople 110 kV a instalarse, deberán tener la misma configuración de la existente subestación Las Flores 110 kV, la cual es doble barra. El propietario de la existente subestación Las Flores 110 kV es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

También estarán a cargo del Inversionista, los demás 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. Si bien se debe considerar la información suministrada por Electricaribe mediante oficio con radicado UPME 20161110057102, la intervención sobre activos existentes (subestaciones AIS, GIS, sistemas de control, etc.), tanto en etapa de diseño como en etapa de construcción, las pruebas requeridas y la operación de los nuevos activos, debe ser objeto de acuerdos entre las partes, bajo las condiciones que sean necesarias para garantizar la seguridad de los equipos y del STR, sin que esto condicione la tecnología, el acceso o la instalación de nuevos equipos, previo cumplimiento de la normatividad asociada. El único responsable del suministro de información sobre la infraestructura existente, incluidos equipos y sistemas de control, es el Operador de Red Electricaribe

El diagrama unifilar de la subestación Las Flores 110 kV se muestra en la Figura 5. El Inversionista seleccionado en coordinación con el propietario o el responsable de la subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de la infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

Los equipos o elementos a instalar en la subestación deberán ser completamente nuevos y de última tecnología. Sin embargo, se permiten utilizar o instalar los equipos y/o elementos liberados, o que queden disponibles, por motivo de las obras objeto de la Convocatoria

Pública UPME STR 02 – 2019, esto siempre y cuando cumplan con las condiciones técnicas y de seguridad mínimas requeridas, por lo cual el Inversionista es el responsable de determinar su uso y asumirá los riesgos que de eso se deriven.

2.1.6 En subestación El Río 110 kV

El Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la adquisición del lote, el diseño y la construcción de las obras descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

La existente subestación es convencional. La bahía de línea 110 kV a instalarse, deberá tener la misma configuración de la existente subestación El Río 110 kV, la cual es barra sencilla. El propietario de la existente subestación El Río 110 kV es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

También estarán a cargo del Inversionista, los demás 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.

El diagrama unifilar de la subestación El Río 110 kV se muestra en la Figura 6. El Inversionista seleccionado en coordinación con el propietario o el responsable de la subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de la infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

Los equipos o elementos a instalar en la subestación El Rio 110 kV deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.

2.1.7 En la nueva subestación Magdalena 110 kV

El Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la adquisición del lote, el diseño y la construcción de las obras descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI. Debido a posibles restricciones, se recomienda evaluar la necesidad de una subestación tipo GIS.

La nueva subestación Magdalena 110 kV, deberá ser construida en configuración doble barra más seccionador de transferencia y deberá incluir lo descrito en el numeral 2 del presente Anexo 1. El propietario de la nueva subestación Magdalena 110 kV será el Inversionista resultante de la Convocatoria Pública UPME STR 02 – 2019.

También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de control, protecciones (incluyendo la protección diferencial de barras), comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente. Si bien se debe considerar la información suministrada por Electricaribe mediante oficio con radicado UPME 20161110057102, la intervención sobre activos existentes (subestaciones AIS, GIS, sistemas de control, etc.), tanto en etapa de diseño como en etapa de construcción, las pruebas requeridas y la operación de los nuevos activos, debe ser objeto de acuerdos entre las partes, bajo las condiciones que sean necesarias para garantizar la seguridad de los equipos y del STR, sin que esto condicione la tecnología, el acceso o la instalación de nuevos equipos, previo cumplimiento de la normatividad asociada. El único responsable del suministro de información sobre la infraestructura existente, incluidos equipos y sistemas de control, es el Operador de Red Electricaribe.

El diagrama unifilar de la nueva subestación Magdalena 110 kV se muestra en la Figura 7. El Inversionista seleccionado en coordinación con ELECTRICARIBE, deberán llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de la infraestructura del SDL y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

Los equipos o elementos a instalar en la nueva subestación Magdalena 110 kV deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.

2.1.8 En la subestación Unión 110 kV

El Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la adquisición del lote, el diseño y la construcción de las obras descritas en el numeral 2. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI. Debido a posibles restricciones, se recomienda evaluar la necesidad de una subestación tipo GIS.

La existente Subestación Unión 110 kV, propiedad de ELECTRICARIBE, no se encuentra normalizada. En ella, actualmente se conectan la línea Tebsa-Unión 110 kV y un (1) transformador 110/34.5 kV a través de una bahía compartida (bahía 110 kV Línea – Transformador) tipo convencional. Para efectos de la presente Convocatoria Pública UPME

STR, se considera que la mencionada bahía compartida es una bahía de transformación (existente bahía de transformación 110 kV), y que es utilizada por ELECTRICARIBE. Por lo anterior, hace parte de la Convocatoria Pública UPME STR el barraje 110 kV y la normalización de la conexión de la línea Tebsa-Unión 110 kV a dicho barraje. Así, el Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la construcción del barraje a 110 kV, en configuración barra sencilla, de una bahía de línea 110 kV (para la nueva línea Unión-Magdalena 110 kV), y de la normalización de la conexión de la existente línea Tebsa-Unión 110 kV mediante una nueva bahía de línea en configuración barra sencilla, incluyendo todas los elementos, equipos, obras y adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición, y demás necesarios para la conexión de la línea a la mencionada bahía de línea.

También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de control, protecciones (incluyendo la protección diferencial de barras), comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura. Si bien se debe considerar la información suministrada por Electricaribe mediante oficio con radicado UPME 20161110057102, la intervención sobre activos existentes (subestaciones AIS, GIS, sistemas de control, etc.), tanto en etapa de diseño como en etapa de construcción, las pruebas requeridas y la operación de los nuevos activos, debe ser objeto de acuerdos entre las partes, bajo las condiciones que sean necesarias para garantizar la seguridad de los equipos y del STR, sin que esto condicione la tecnología, el acceso o la instalación de nuevos equipos, previo cumplimiento de la normatividad asociada. El único responsable del suministro de información sobre la infraestructura existente, incluidos equipos y sistemas de control, es el Operador de Red Electricaribe.

La subestación Unión 110 kV deberá incluir lo descrito en el numeral 2 del presente Anexo 1. El existente diagrama unifilar de la subestación Unión 110 kV se muestra en la Figura 8A. La Figura 8B muestra el diagrama unifilar de la subestación Unión 110 kV luego de la ejecución de las obras de la Convocatoria Pública UPME STR 02 – 2019, sin considerar espacios libres o disponibles. El Inversionista seleccionado en coordinación con ELECTRICARIBE, deberán llegar a los acuerdos necesarios para la ubicación de la infraestructura. De cualquier forma los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Unión 110 kV deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.

2.1.9 En subestación Tebsa 110 kV

El Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la adquisición del lote, el diseño y la construcción de las obras descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera

letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

La existente subestación es convencional. El propietario de la existente subestación Tebsa 110 kV es TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P. – TEBSA y Electricaribe representa los activos de uso del STR en dicha subestación. Se deberá utilizar la bahía 110 kV que se libera por motivo de las obras a cargo del Operador de Red, para la conexión de la nueva línea Tebsa – Magdalena 110 kV, por lo que será el Operador de Red de dicha bahía quien garantice que se cumplan condiciones técnicas y de seguridad requeridas para su funcionamiento como bahía de línea. El inversionista deberá hacerse cargo de la conexión de la nueva línea de transmisión al interior de la subestación TEBSA, a través de los mecanismos y análisis de diseño necesarios (subterranización, carcamos, ductos, etc), para permitir el acceso de la nueva línea hasta la bahía.

También estarán a cargo del Inversionista, los demás 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.

La Figura 9 muestra el diagrama unifilar de la subestación Tebsa 110 kV luego de la ejecución de las obras de la Convocatoria Pública UPME STR 02 – 2019, sin considerar espacios libres o disponibles. El Inversionista seleccionado en coordinación con el propietario o el responsable de la subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de la infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

2.2 Puntos de Conexión del Proyecto

El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la construcción de la nueva infraestructura, 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.

2.2.1 En subestación TermofloresI 110 kV

El punto de conexión en la subestación TermofloresI 110 kV, es el barraje 110 kV.

Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes, en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de conexión.

2.2.2 En la nueva subestación Estadio 110 kV

La frontera, en la nueva subestación Estadio 110 kV, entre el STR y el SDL será en el barraje de 110 kV. El Transmisor Regional que desarrolle la Convocatoria Pública UPME STR 02 – 2019, deberá dejar listo, para su uso, el barraje 110 kV para la conexión de dos (2) bahías de transformación a 110 kV pertenecientes al SDL, razón por la cual no hacen parte de esta Convocatoria.

Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar firmados por las partes, antes del inicio de la construcción y montaje de las obras, al menos en sus condiciones básicas.

2.2.3 En subestación Centro 110 kV

El punto de conexión en la subestación Centro 110 kV, es el barraje 110 kV.

Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes, en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de conexión.

2.2.4 En subestación Oasis 110 kV

El punto de conexión en la subestación Oasis 110 kV, es el barraje 110 kV.

Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes, en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de conexión.

2.2.5 En subestación Las Flores 110 kV

El propietario de la subestación Las Flores 110 kV es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

El punto de conexión en la subestación Las Flores 110 kV, es el barraje 110 kV.

Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes, en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de conexión.

2.2.6 En subestación El Río 110 kV

El punto de conexión en la subestación El Río 110 kV, es el barraje 110 kV.

Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la

Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes, en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de conexión.

2.2.7 En la nueva subestación Magdalena 110 kV

La frontera, en la nueva subestación Magdalena 110 kV, entre el STR y el SDL será en el barraje de 110 kV. El Transmisor Regional que desarrolle la Convocatoria Pública UPME STR 02 – 2019, deberá dejar listo, para su uso, el barraje 110 kV para la conexión de dos (2) bahías de transformación a 110 kV pertenecientes al SDL, razón por la cual no hacen parte de esta Convocatoria.

Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar firmados por las partes, antes del inicio de la construcción y montaje de las obras, al menos en sus condiciones básicas.

2.2.8 En la subestación Unión 110 kV

El punto de conexión es en la llegada de la línea Tebsa-Unión 110 kV a la Subestación Unión 110 kV. Este punto permitirá la conexión de la normalizada subestación Unión 110 kV al STR existente.

La frontera, en la normalizada subestación Unión 110 kV, entre el STR y el SDL será en el barraje de 110 kV. El Transmisor Regional que desarrolle la Convocatoria Pública UPME STR 02 – 2019, deberá dejar listo, para su uso, el barraje 110 kV (esto solo si la subestación es tipo convencional) para la conexión del existente transformador 110/34.5 kV, perteneciente al SDL de ELECTRICARIBE.

Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes, en caso de requerirse, podrán solicitar

a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de conexión.

2.2.9 En subestación Tebsa 110 kV

El punto de conexión en la subestación Tebsa 110 kV, es el barraje 110 kV.

Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes, en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de conexión.

3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

El Interventor o Interventores informarán 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 las obras 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 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de la Convocatoria.

3.1 Parámetros del Sistema

Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Inversionista seleccionado deberán ser nuevos y de última tecnología (salvo las excepciones indicadas en el presente anexo), y cumplir con las siguientes características técnicas, las cuales serán verificadas por la Interventoría o Interventorías para la UPME.

Tensión nominal	110 kV
Frecuencia asignada	60 Hz
Puesta a tierra	Sólida
Numero de fases	3

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

Líneas de Transmisión en 110 kV:

Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o estructuras compactas, y/o subterránea.
Circuitos por torre:	Según diseño. Se podrán compartir estructuras de soporte con infraestructura existente.
Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

Las líneas de transmisión podrán ser totalmente aéreas o parcialmente aéreas y subterráneas o subterráneas. Las longitudes de las líneas de transmisión serán función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista.

Se deben tener en cuenta las condiciones del entorno, las físicas, las técnicas, las de seguridad, las ambientales, las consideraciones de ordenamiento territorial (POT), etc. para determinar la tecnología de la línea, pudiendo predominar, por lo anterior, la subterránea. Sin embargo, se deben tener en cuenta, como consideración particular, aquellos casos en que se interviene o se hace uso de infraestructura aérea existente.

3.2 Nivel de Corto Circuito

El Inversionista seleccionado 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 será el adecuado durante la vida útil de estos. La duración asignada al corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas y los indicados en las normas IEC aplicables.

3.3 Materiales

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

3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible

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

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

3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión

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

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

Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la regulación vigente deberá ser certificado por el Inversionista seleccionado. Copia de estos acuerdos deberán entregarse al Interventor correspondiente.

3.6 Pruebas en Fábrica

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

Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de líneas y subestación, estos deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo

estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

4. ESPECIFICACIONES PARA LÍNEAS A 110 kV

4.1 General

La información específica referente a las líneas existentes, remitida por el propietario de la infraestructura, como costos, datos técnicos, etc, serán suministrados por la UPME conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas o tramos 110 kV, de la Convocatoria Pública UPME STR 02 – 2019:

Líneas a 110 kV				
Ítem	**Descripción**	**Observación**	**Unidad**	**Magnitud**
1	Tensión nominal trifásica Fase – Fase		kV	110
2	Frecuencia nominal		Hz	60
3	Tipo de línea			Aérea/Subterránea
4	Longitud aproximada	Esta longitud es de referencia y está basada en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el Inversionista para efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones. La longitud real será función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista	km	Longitud aproximada Líneas Termoflores– Oasis: 4 Longitud aproximada Línea Oasis – Estadio: 3 Longitud aproximada Línea Estadio– Centro: 4 Longitud aproximada Línea Las Flores hasta interceptar la línea Termoflores – Oasis: 1 Desconexión en la SE Oasis y conexiones para configurar Las Flores – El Rio: 0.5 Longitud aproximada Línea Magdalena – El Río 110 kV: 6

Líneas a 110 kV				
Ítem	**Descripción**	**Observación**	**Unidad**	**Magnitud**
				Longitud aproximada Línea Magdalena – Unión 110 kV: 2 Longitud aproximada Línea Tebsa – Magdalena 110 kV: 4
5	Altitud previsible sobre el nivel del mar	Será función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista	msnm	Entre 20 y 50
6	Ancho mínimo de servidumbre para línea aérea	RETIE Tabla 22.1 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	m	20 para línea en torres y 15 para línea en postes
7	Número de circuitos por torre o canalización		Unidad	Según diseño
8	Distancias de seguridad	RETIE Numeral 13.3 (o aquella que la modifique y/o sustituya)		Según altitud
9	Sub-conductores por fase		Unidad	Según diseño
10	Cantidad de cables de guarda-línea aérea		Unidad	Según diseño
11	Tipo de estructura para línea aérea			Auto soportada
12	Conductor de fase en línea aérea	Con capacidad de Corriente y resistencia DC a 20°C según numeral 4.4.2 de este Anexo.		AAC, ACAR o AAAC
13	Conductor de fase en línea subterránea	Con capacidad de Corriente y resistencia DC a 20°C según numeral 4.4.2 de este Anexo.		Cobre o Aluminio
14	Cables de guarda	Con características según numeral 4.4.3 de este Anexo.		Alumoclad
15	Máxima tensión mecánica de tendido de los conductores referida a su tensión de rotura	RETIE numeral 22.9 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	%	25
16	Tensión longitudinal máxima de los conductores y cable de guarda para línea aérea en cualquier condición, referida a su tensión de rotura	En cualquier condición, no deberá exceder el 50 % de su correspondiente tensión de rotura.	%	50
17	Valor de referencia para resistencia de puesta a tierra en líneas aéreas	RETIE numeral 15.4 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	Ohm	20

Líneas a 110 kV				
Ítem	**Descripción**	**Observación**	**Unidad**	**Magnitud**
18	Salidas por sobretensiones causadas por descargas atmosféricas en línea aérea		Flameos / 100 km-año	3
19	El aislamiento de la línea ante sobretensiones de frecuencia industrial.			Debe asegurar permanencia en servicio continuo

El Código de Redes corresponde a la Resolución CREG 025 de 1995 con sus anexos, incluyendo todas sus modificaciones.

El RETIE corresponde al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas en su versión vigente.

4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión

La selección de la ruta para las líneas objeto de la Convocatoria Pública UPME STR 02 – 2019, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto, a efectos de definir la ruta para las líneas a 110 kV, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las autoridades ambientales, a las autoridades nacionales, regionales y locales los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, a las autoridades que determinan las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia de cada Convocatoria y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local.

A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los “Documentos Relacionados” publicados en la página WEB de la UPME en el link de la Convocatoria Pública UPME STR 02 – 2019 o la información suministrados por la UPME conforme el Numeral 9 del presente Anexo 1. No obstante, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

4.3 Longitud Aproximada de las Líneas

La longitud anunciada en la tabla del numeral 4.1 de este documento son de referencia y está basada en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones.

4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV

Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución de la Convocatoria son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de Selección del Inversionista STR – DSI, en el Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y actualizaciones) y en el RETIE, y actualizaciones posteriores previas al diseño y construcción de la línea.

Para el caso de la reconfiguración de líneas, las especificaciones de diseño deben ser las mismas al diseño de la existente línea, excepto en los casos en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño hubiere cambiado y sea ahora más severa o restrictiva. El Inversionista correspondiente tendrá que recopilar al detalle todas las características del diseño original de la línea y confrontarlas con la normatividad actual.

El Interventor correspondiente verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor Regional correspondiente cumplan con las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.

4.4.1 Aislamiento

El Inversionista correspondiente deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de contaminación de la zona en la que se construirán las líneas, las nuevas subestaciones y/o las ampliaciones de las subestaciones existentes, con base en ello, hacer el diseño del aislamiento de las líneas y de los equipos de las subestaciones, y la coordinación de aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las barras de 110 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal y que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas de crecimiento.

Para el caso de líneas o tramos de líneas aéreas se considera como parámetro de diseño un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea/año ante descargas eléctricas atmosféricas y servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.

Para el caso de líneas o tramos de líneas subterráneas en todos los sitios de transición deberán preverse los descargadores de sobretensión que protejan el cable ante la ocurrencia de sobretensiones por descargas atmosféricas, fallas, desconexiones o maniobras. El aislamiento de los cables deberá garantizar la operación de continua de la línea ante sobretensiones de frecuencia de 60 Hz.

4.4.2 Conductores de Fase

Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características propias de la ruta y el lugar donde el Proyecto objeto de la Convocatoria operará, por tanto será responsabilidad del Inversionista su verificación. El Interventor correspondiente informará a la UPME si el diseño realizado por el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores límites establecidos.

El conductor de fase, de las líneas objeto de las Convocatoria Pública UPME STR 02 – 2019, de fase deberán cumplir con las siguientes exigencias técnicas:

- Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 1000 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.
- Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0,015 ohmios/km

En caso de conductores en haz o múltiples por fase la resistencia equivalente corresponderá a la resistencia de cada uno de los cables dividida por el número de cables y la capacidad de corriente, para líneas aéreas será el producto de las capacidades individuales por la cantidad de cables en haz, mientras que para las subterráneas las capacidades serán determinadas según la norma IEC 60287.

El Inversionista deberá garantizar los anteriores valores de capacidad de corriente y resistencia tanto en los tramos aéreos como en los subterráneos.

En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura. La tensión de tendido y halado de los cables asilados en líneas subterráneas no deberán exceder las recomendadas por el fabricante.

De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.3 del Artículo 14 del RETIE, los valores máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético son los indicados en la Tabla 14.1 del RETIE, donde el público o una persona en particular pueden estar expuestos durante varias horas.

De presentarse características en el ambiente**,** para estas nuevas líneas, que tuvieren efecto corrosivo, los conductores aéreos deberán ser de tipo AAC, ACAR o AAAC, con hilos de aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima, resistencia óhmica máxima y ruido audible especificados o establecidas en la normatividad aplicable. Para líneas subterráneas el conductor deberá ser cobre o aluminio con aislamiento XLPE y con capacidad adecuada para resistir las corrientes de corto circuito previsibles para la línea. En caso de que el Inversionista requiera cables de fibra óptica estas podrán ser incorporadas al cable o incluidas en la canalización. El Inversionista

deberá informar a la Interventoría su decisión sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.

4.4.3 Cable(s) de Guarda

El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.

Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda (convencionales u OPGW). Al menos uno de los cables de guarda deberá ser OPGW, con la única excepción de líneas a reconfigurar que no tengan instalados cables con fibra óptica.

De presentarse características en el ambiente con efecto corrosivo, los cables de guarda no deberán contener hilos en acero galvanizado y deberá ser del tipo Alumoclad o de otro material resistente a la corrosión, que cumpla con las especificaciones técnicas y los propósitos de un cable de guarda convencional u OPGW desde el punto de vista de su comportamiento frente a descargas atmosféricas. El o los cables de guarda a instalar deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por ellos.

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

El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor Regional cumpla con las normas técnicas aplicables.

En el evento de que el Inversionista decida usar alguna o todas las Líneas objeto de la presente Convocatoria Pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por fibra óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas del cable de guarda e informar de ellos al Interventor.

4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas

El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del sitio de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que fluye a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra tal que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación del Standard IEEE 80 y con lo establecido en el Artículo 15 del RETIE en su última revisión. La medición de las tensiones de paso y contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en servicio de la línea, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del RETIE

y específicamente con lo establecido en el numeral 15.5.3., o el numeral aplicable si la norma ha sido objeto de actualización.

Para los cables asilados subterráneos se deberá instalar un sistema de puesta a tierra de las pantallas metálicas que garanticen el adecuado funcionamiento de los cables y las tensiones de paso en la superficie de los terrenos aledaños.

4.4.5 Estructuras

El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar considerando la combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las sobretensiones de frecuencia industrial.

Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto-soportadas, solo en condiciones especiales de diseño podrán utilizar ayudas, y en general, no deberán requerir para su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Inversionista podrá hacer uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de recursos.

El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la metodología establecida por el ASCE en la última revisión del documento *"Guidelines for Electrical Transmission Line Structural Loading - Practice 74"*. La definición del vano peso máximo y del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será el que se establezca a partir de los resultados del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo lo establecido por el ASCE en la última revisión del documento "*Design of Latticed Steel Transmision Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo de los que se obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE. Si ello resultara así, primarán estas últimas.

4.4.6 Localización de Estructuras

Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a peatones y las distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos, líneas de transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en metros. La temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la correspondiente a las condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante toda la vida útil del Proyecto según el RETIE.

4.4.7 Sistema Antivibratorio - Amortiguadores

El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección anti-vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias de 10 Hz a 100 Hz. El Inversionista correspondiente determinará los sitios de colocación, a lo largo de cada vano, de los amortiguadores de tal manera que la amortiguación de las fases sea efectiva. Copia del estudio de amortiguamiento será entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.

En los cables de guarda los amortiguadores serán del tipo "stockbridege" y su colocación medida desde la boca de la grapa y entre amortiguadores será la que determine el estudio de amortiguamiento que haga el Inversionista, copia del cual le será entregada al Interventor.

4.4.8 Cimentaciones

Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo de las cimentaciones propuestas, que deberán hacerse considerando la metodología establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for Electrical Transmission Line Structural Loading – Practice 74*" para la evaluación de las cargas y para el diseño estructural del concreto, la metodología del Código Colombiano de Construcción Sismo resistente NSR 10, así este último no aplique para la evaluación de las cargas en torres y fundaciones de líneas de transmisión; para estos documentos, si es del caso, se deberán tener en cuenta las actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras. Los diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión deben hacerse considerando los resultados de los estudios de suelos que mandatoriamente debe adelantar el Inversionista correspondiente en todos los sitios de torre, y las cargas a nivel de cimentación más críticas que se calculen a partir de las cargas mostradas en los árboles de cargas de diseño de cada tipo de estructura.

4.4.9 Canalizaciones y cajas para tramos o líneas subterráneas

De acuerdo con el numeral 22.12 del RETIE las canalizaciones para los tramos subterráneos podrán realizarse mediante ductos, o enterramiento directo, sin embargo dadas las dificultades para realizar las excavaciones sin obstaculizar el uso normal de tales vías, el Inversionista podrá considerar la posibilidad de utilizar el sistema de perforación dirigida. En la escogencia e instalación del tipo de canalización, se deben evaluar las condiciones particulares de la instalación y su ambiente y aplicar los elementos más apropiados teniendo en cuenta los usos permitidos y las prohibiciones, así como contar con los permisos de los propietarios o de las autoridades competentes según corresponda.

Los ductos se colocarán, con pendiente mínima del 0,1% hacia las cámaras de inspección, y con una profundidad de enterramiento que cumpla con normas técnicas internacionales o de reconocimiento internacional para este tipo de líneas.

Para cables de enterramiento directo, el fondo de la zanja será una superficie firme, lisa, libre de discontinuidades y sin obstáculos. El cable se dispondrá con una barrera de protección contra el deterioro mecánico. A una distancia entre 20 y 30 cm por encima del cable deben instalarse cintas de identificación o señalización no degradables en un tiempo menor a la vida útil del cable enterrado.

Todas las transiciones entre tipos de cables, las conexiones en los extremos o las derivaciones, deben realizarse en cámaras o cajas de inspección cuya construcción y sus sistemas de drenaje garanticen que ellas pueden mantenerse sin presencia de agua en su interior. Las dimensiones internas útiles de las cajas o cámaras de paso, derivación, conexión o salida deben ser adecuadas para la ejecución de empalmes, realizar las curvas de los cables cumpliendo con el radio de curvatura mínimo recomendado por el fabricante del cable y permitir el tendido en función de la sección de los conductores. Los cables deben quedar debidamente identificados dentro de las cámaras de inspección.

Las tapas de las cajas, podrán ser prefabricadas, siempre que sean de materiales resistentes a la corrosión, que resistan impacto y aplastamiento, dependiendo del ambiente y el uso del suelo donde se instalen, lo cual debe demostrarse mediante el cumplimiento de una norma técnica para ese tipo de producto, tal como la ANSI/STCE 77.

4.4.10 Señalización Aérea

El Inversionista correspondiente deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil, las Empresas Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, la Fuerza Aérea de Colombia, FAC, u otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito de aeronaves de cualquier índole (particulares, militares, de fumigación aérea, etc) que hagan imperioso que la línea lleve algún tipo de señales que impidan eventuales accidentes originados por la carencia de ellos.

Se mencionan en su orden: la pintura de las estructuras según norma de Aerocivil; balizas de señalización aérea ubicadas en el cable de guarda en vanos específicos y/o faros centelleantes en torres en casos más severos.

4.4.11 Obras Complementarias

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

4.5 Informe Técnico

El Interventor correspondiente verificará que el Inversionista suministre los siguientes documentos técnicos, en igual forma a lo requerido para las líneas del STN, de acuerdo con lo establecido en el numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o como se establezca en resoluciones posteriores a esta, durante las respectivas etapas de construcción de las líneas de transmisión del Proyecto:

- Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.

- Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.

- Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.

- Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.

- Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.

- Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.

5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES

Las siguientes son las especificaciones técnicas para las subestaciones.

5.1 General

La información específica referente a subestaciones, remitida por los propietarios de la infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME conforme lo establece el numeral 9 del presente Anexo.

5.1.1 Predio de las subestaciones

Subestación TermofloresI 110 kV

La existente subestación TermofloresI 110 kV, propiedad de CELSIA, se encuentra localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente, información que deberá verificar el Interesado:

Latitud: 11° 1'30.07"N
Longitud: 74°48'44.39"O

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

En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado correspondiente deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias de la Convocatoria.

El Inversionista y CELSIA deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los equipos en la subestaciones. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.

La nueva subestación Estadio 110 kV:

El predio para la nueva subestación Estadio 110 kV será el que adquiera el Inversionista. Sin embargo su ubicación está limitada a un radio de 1000 metros medidos desde el siguiente punto:

Latitud: 10°59'33.79"N
Longitud: 74°48'13.11"O

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

En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

El Inversionista deberá dotar la nueva subestación Estadio 110 kV del espacio físico necesario para la construcción de las obras objeto de la Convocatoria Pública UPME STR 02 – 2019 y los espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5.

Subestación Centro 110 kV):

La existente subestación Centro 110 kV, propiedad de ELECTRICARIBE, se encuentra localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente, información que deberá verificar el Interesado:

Latitud: 10°58'33.82"N
Longitud: 74°47'24.68"O

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

En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias de la Convocatoria.

El Inversionista y ELECTRICARIBE deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los equipos en la subestaciones. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.

Subestación Oasis 110 kV:

La existente subestación Oasis 110 kV, propiedad de ELECTRICARIBE, se encuentra localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente, información que deberá verificar el Interesado:

Latitud: 11° 0'32.00"N
Longitud: 74°47'44.09"O

El Inversionista seleccionado, es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para

la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberán considerar las facilidades para los accesos, equipos y obras.

En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias de la Convocatoria.

El Inversionista y ELECTRICARIBE deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los equipos en la subestaciones. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.

Subestación Las Flores 110 kV:

La existente subestación Las Flores 110 kV, propiedad de ELECTRICARIBE, se encuentra localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente, información que deberá verificar el Interesado:

Latitud: 11° 1'45.49"N
Longitud: 74°48'25.86"O

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

En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias de la Convocatoria.

El Inversionista y ELECTRICARIBE deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los equipos en la subestaciones. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.

Subestación El Río 110 kV:

La existente subestación El Río 110 kV, propiedad de ELECTRICARIBE, se encuentra localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente, información que deberá verificar el Interesado:

Latitud: 10°59'1.64"N
Longitud: 74°45'56.52"O

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

En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias de la Convocatoria.

El Inversionista y ELECTRICARIBE deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los equipos en la subestaciones. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.

La nueva subestación Magdalena 110 kV:

La nueva subestación Magdalena 110 kV se hará en el predio de la existente subestación Magdalena, propiedad de ELECTRICARIBE, que se encuentra localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente, información que deberá verificar el Interesado:

Latitud: 10°56'59.02"N
Longitud: 74°46'17.45"O

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

En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

El Inversionista deberá dotar la nueva subestación Magdalena 110 kV del espacio físico necesario para la construcción de las obras objeto de la Convocatoria Pública UPME STR 02 – 2019 y los espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5.

La normalizada subestación Unión 110 kV:

La normalización se hará en el predio de la existente subestación Unión, propiedad de ELECTRICARIBE, que se encuentra localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente, información que deberá verificar el Interesado:

Latitud: 10°56'54.58"N
Longitud: 74°47'10.33"O

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

En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

El Inversionista y ELECTRICARIBE deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los equipos en la subestaciones. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.

Subestación Tebsa 110 kV:

La existente subestación Tebsa 110 kV, propiedad de TEBSA, se encuentra localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente, información que deberá verificar el Interesado:

Latitud: 10°56'15.17"N

Longitud: 74°45'48.17"O

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

En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias de la Convocatoria.

El Inversionista y TEBSA deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los equipos en la subestaciones. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.

5.1.2 Espacios de Reserva

Los espacios de reserva, aquí señalados, son objeto de la presente Convocatoria Pública UPME STR 02 – 2019 y por lo tanto deben ser adecuados y dotados, como mínimo, con la Infraestructura civil y equipos constitutivos de la infraestructura y módulo común descrito en el Numeral 5.1.4 del presente Anexo 1; sin embargo, los equipos eléctricos no son parte de la presente Convocatoria.

La nueva **subestación Estadio 110 kV** deberá incluir espacios de reserva para:

- La futura instalación de cuatro (4) bahías a 110 kV. Todas las bahías podrán ser utilizadas para la conexión de líneas o módulos de transformación.

- La futura instalación de tres (3) Transformadores de potencia del SDL.

- Los espacios de reserva para las salidas por el lado de baja de los transformadores del SDL, deberán ser considerados por el Inversionista en coordinación con el Operador de Red pero ni los espacios para las salidas por baja ni los equipos serán objeto de la presente convocatoria pública. Para esto deberán lograr los acuerdos necesarios.

La nueva **subestación Magdalena 110 kV** deberá incluir espacios de reserva para:

- La futura instalación de cuatro (4) bahías a 110 kV. Todas las bahías podrán ser utilizadas para la conexión de líneas o módulos de transformación.

- Los espacios de reserva para las salidas por el lado de baja de los transformadores del SDL, deberán ser considerados por el Inversionista en coordinación con el Operador de Red pero ni los espacios para las salidas por baja ni los equipos serán objeto de la presente convocatoria pública. Para esto deberán lograr los acuerdos necesarios.

No obstante, el Inversionista podrá llegar a acuerdos con diferentes interesados como Operadores de Red o generadores o grandes consumidores con el fin de prever espacios de reserva para otros futuros desarrollos, sin que ello sea objeto de la Convocatoria Pública.

Se debe garantizar que los espacios de reserva en las subestaciones existentes o nuevas no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) objeto de la Convocatoria Pública.

El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los equipos en los espacios de reserva objeto de la presente Convocatoria Pública, es decir, deberá dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y deberá realizar las obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se deteriore. Adicionalmente, tanto los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán estar incluidas dentro del mantenimiento, reparaciones, adecuaciones o nuevas obras que el Inversionista realice a la Subestación garantizando en todo momento que el terreno continua siendo adecuado para la fácil instalación de los equipos en los espacios de reserva, hasta tanto sean ocupados.

El Transmisor Regional preparará un documento en el cual se indiquen las características de los espacios de reserva establecidos en el presente numeral y los planos con la disposición propuesta de los espacios de reserva para la ubicación futura de las bahías y/o equipos. Esto deberá ser entregado al Interventor correspondiente quien verificará el cumplimiento de las exigencias para los espacios de reserva.

5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes

El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y protección con la infraestructura existente que pueda verse afectada por el desarrollo del Proyecto.

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

5.1.4 Servicios Auxiliares

El Inversionista seleccionado deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la topología de las Subestaciones, cumpliendo con lo señalado en el numeral 3.1 del presente Anexo 1. Para las obras objeto de la presente convocatoria, los servicios auxiliares deberán contar con alimentación independiente a los actualmente instalados.

5.1.5 Infraestructura y Módulo Común

El Inversionista seleccionado deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos del módulo común como se describe a continuación:

El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo inicial y futuro del patio de conexiones del nivel 110 kV, objeto de la Convocatoria Pública, junto con los espacios de acceso, vías internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en los predios y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías de acceso a los predios de las Subestaciones y/o adecuaciones que sean necesarias.

El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y módulo común en las subestaciones y/o adecuaciones que sean necesarias, es decir las obras civiles y los equipos que sirven a la subestación y que son utilizados por todas las bahías de la subestación, inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente Convocatoria Pública. La infraestructura y módulo común de una nueva o normalizada subestación, estarán conformados como mínimo por los siguientes componentes:

- **Infraestructura civil:** En el caso de las obras a cargo del Inversionista y para los espacios de reserva, está compuesta por, las vías de acceso a la subestación, las vías internas de acceso a los patios de conexiones y la adecuación del terreno para los espacios de reserva, alcantarillado, barreras de protección y de acceso al predio, todos los cerramientos para seguridad del predio, filtros y drenajes, pozo séptico y de agua y/o conexión a acueductos/alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior y exterior y cárcamos comunes, y en general, todas aquellas obras civiles utilizadas de manera común en la subestación. En el caso particular de las obras a cargo del Inversionista, es su responsabilidad el proveer todo lo necesario para su construcción, protección física, malla de puesta a tierra, etc., y deberá considerar espacio suficiente en los cárcamos y demás elementos construidos en la presente Convocatoria y que servirán de manera común a los espacios de reserva, según la propuesta que realice el Inversionista de conformidad con el numeral 5.1.2. Para los espacios de reserva se aclara que no deberán ser provistos de malla de puesta a tierra en la presente Convocatoria, pero si se deberán proveer los puntos de conexión para la ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.

- **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones propio de cada subestación, los materiales de la malla de puesta a tierra, apantallamiento y los equipos para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado necesario y las obras civiles asociadas. Se incluyen todos los equipos necesarios para integrar las nuevas bahías con las subestaciones existentes, en conexiones de potencia, control, medida, protecciones y servicios auxiliares. Se aclara que para los espacios de reserva no deberá suministrarse ningún elemento particular, sin embargo, los equipos instalados por la presente Convocatoria si deberán considerar capacidad o espacio (físico, servicios auxiliares, protecciones, control, etc.) suficiente para recibir la conexión de todos los elementos del STR que a futuro ocuparán los espacios de reserva. Se aclara que particularmente la protección diferencial de barras si deberá tener espacio suficiente para la conexión de todas las bahías a 110 kV actuales y futuras, señaladas en el presente Anexo 1.

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

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

NOTA: El Inversionista deberá prever y dejar disponible al Operador de Red todas las facilidades para que pueda dar cumplimiento a sus responsabilidades, en lo referente a conexiones de potencia, protecciones, comunicaciones y medidas, entre otras posibles.

5.2 Normas para Fabricación de los Equipos

El Inversionista seleccionado deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las Normas *International Electrotechnical Commission* – IEC, *International Organization for Standardization* – ISO, ANSI – American National Standars Institute, *International Telecomunicaciones Unión* - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations Radioélectriques – CISPR.

5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos

Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico Clase III de acuerdo con la publicación IEC 60068-3-3 *"Guidance Seismic Test Methods for Equipments"* o de acuerdo con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of Substations, la de mayores exigencias. El Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Interventor

de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

5.4 Procedimiento General del Diseño

Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

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

En dicho 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 especificaciones 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 Inversionista seleccionado. Para lo anterior

se efectuarán reuniones conjuntas con el fin de lograr los acuerdos modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

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

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

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

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

La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista seleccionado y entregada a la Interventoría para revisión.

5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica

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

Todos los documentos de Ingeniería Básica serán entregados por el Inversionista seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME de la respectiva recomendación si es del caso.

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

5.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas

- Criterios básicos de diseño electromecánico

- Memoria de cálculo de resistividad del terreno
- Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables
- Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares ac.
- Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares dc.
- Memoria de cálculo de distancias eléctricas
- Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
- Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
- Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
- Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- Memoria selección de conductores aéreos y barrajes.
- Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- Análisis de identificación de riesgos.

5.4.1.2 Especificaciones equipos

- Especificación técnica equipos de patio.
- Especificaciones técnicas sistema de puesta a tierra.
- Especificaciones técnicas sistema de apantallamiento.
- Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.
- Especificación técnica gabinetes de control y protección.
- Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicaciones.
- Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de equipos.
- Especificación funcional del sistema de control.
- Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la subestación.
- Especificación técnica de los servicios auxiliares ac / dc.
- Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de equipos, pruebas funcionales y puesta en servicio.

5.4.1.3 Características técnicas de los equipos 110/220 kV

- Características técnicas, equipos 110/220 kV.
  - Interruptores 110/220 kV
  - Seccionadores 110/220 kV.
  - Transformadores de corriente 110/220 kV.
  - Transformadores de tensión 110/220 kV.
  - Descargadores de sobretensión 110/220 kV.
  - Aisladores y cadenas de aisladores 110/220 kV.
- Dimensiones de equipos.
- Características técnicas, cables de fuerza y control.

- Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones
- Características técnicas, sistema de automatización y control.
- Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares ac/dc.
- Características técnicas, cables desnudos para interconexión de equipos y barrajes.

5.4.1.4 Planos electromecánicos

- Diagrama unifilar de la subestación
- Diagrama unifilar con características de equipos
- Diagrama unifilar de protecciones.
- Diagrama unifilar de medidas.
- Diagrama unifilar servicios auxiliares ac
- Diagrama unifilar servicios auxiliares dc.
- Arquitectura sistema de control de la subestación.
- Planimetría del sistema de apantallamiento
- Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- Planos en planta de ubicación de equipos 110 kV.
- Planos vista en cortes de equipos 110 kV.
- Planos ubicación de equipos en sala de control.
- Elevación general de edificaciones y equipos.
- Planimetría del sistema de apantallamiento.
- Planos de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.
- Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.

5.4.1.5 Planos de obras civiles

- Plano localización de la subestación.
- Plano disposición de bases de equipos.
- Planos cimentación del transformador de potencia.
- Plano cimentación de equipos y pórticos.
- Plano base cimentación del transformador de potencia.
- Plano de drenajes de la subestación.
- Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- Planos casa de control.
- Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- Plano cerramiento de la subestación.
- Plano obras de adecuación.

5.4.1.6 Estudios y trabajos de campo

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

5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle

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

Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán entregados por el Inversionista seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME si es del caso.

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

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

Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la UPME podrá trasladar consultas al Inversionista seleccionado.

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

5.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles

- 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.

5.4.2.2 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 a 110 kV.
- 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

5.4.2.3 Diseño detallado electromecánico

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

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

a. Sistema de puesta a tierra:

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

b. Equipos principales:

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

c. Equipos de patio 110 kV:

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

d. Para tableros:

- Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de c.a. y c.c.
- Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de control, señalización y protección.
- Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc., que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y catálogos respectivos con indicación clara del equipo suministrado.
- Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.
- Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.
- Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida, telecontrol y teleprotección, incluyendo:
  - Diagramas de principio y unifilares
  - Diagramas de circuito
  - Diagramas de localización exterior e interior.
  - Tablas de cableado interno y externo.
  - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.
  - Diagramas de principio
  - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes diagramas de principio:
    - Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
    - Diagramas del sistema de control de la subestación.
    - Diagramas de medición de energía.
    - Diagramas lógicos de enclavamientos.
    - Diagramas de comunicaciones.
  - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.
  - Listado de cables y borneras.
  - Planos de Interfase con equipos existentes.
  - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización, señalización y alarmas.

e. Reportes de Pruebas:

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

5.4.3 Estudios del Sistema

El Inversionista seleccionado deberá presentar al Interventor los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros útiles para los diseños básicos y detallados; se destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo en lo que aplique:

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

- Cálculo de flechas y tensiones.

- Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.

- Estudios de coordinación de protecciones.

- Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y distancias eléctricas.

- Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo y a corto circuito.

- Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores aislados.

- Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.

- Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas

- Dimensionamiento de los servicios auxiliares ac y dc.

- Informe de interfaces con equipos existentes.

- Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

- Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores de fallas.

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

- Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.

- Origen de los datos de entrada.

- Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.

- Resultados.

- Bibliografía.

5.4.4 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.

5.5 Equipos de Potencia

5.5.1 Interruptores

Los interruptores de potencia 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"

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 Inversionista seleccionado 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 Inversionista seleccionado 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 Interruptores de Potencia.

5.5.2 Descargadores de Sobretensión

Los descargadores de sobretensión, 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 60099-4: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for a.c. systems"
- IEC 61264: “Ceramic pressurized hollow insulators for high-voltage switchgear and controlgear”.

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

Pruebas tipo: en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado 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 descargadores.

5.5.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

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

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

Los seccionadores podrán ser de accionamiento tripolar y deberán poseer mecanismos de operación manual y motorizado, dispuestos en gabinetes de acero galvanizado o aluminio, con grado de protección IP54. El mecanismo de operación deberá ser suministrado con contactos auxiliares, eléctricamente independientes y deberá contar con un sistema de condena que evite la operación eléctrica y mecánica.

El control del mecanismo de operación podrá ser operado local o remotamente y el modo de operación se podrá realizar mediante un selector de tres posiciones: LOCAL DESCONECTADO-REMOTO. La operación local se realizará mediante dos pulsadores: CIERRE y APERTURA. El mecanismo de operación debe tener claramente identificadas las posiciones de cerrado (I) y abierto (O).

Para los seccionadores con cuchilla de puesta a tierra, se deberá suministrar un enclavamiento eléctrico y mecánico que no permita cerrar el seccionador mientras la cuchilla de puesta a tierra esté cerrada.

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

Pruebas tipo: en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI, si el Inversionista seleccionado 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 seccionadores.

5.5.4 Transformadores de Tensión

Los Transformadores de Tensión, deben cumplir las prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente 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 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
- IEC 60186, "Voltaje Transfomers", IEC 60358, "Coupling capacitor and capacitor dividers".
- IEC-61869-1/3/5: "Inductive/capative Voltage Transformers".IEC 60296: "Specification for unused mineral insulating oils for transformers and switchgear"

Los transformadores de tensión podrán ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar cargas externas adicionales. La precisión, deberá ser según normas 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 tensión deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1.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 Inversionista seleccionado debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado 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 Tensión.

5.5.5 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" s – Part 2: Additional requirements for 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 Inversionista seleccionado 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 Inversionista seleccionado 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 Interruptores de Potencia

5.5.6 Equipo GIS o Híbrido

En caso que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado sea GIS (Gas Insulated Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe cumplir 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.

- IEC6189- Instrument transformer
- IEC60071-Insulation Coordination.
- IEC62271-203High voltage switchgear and controlgear.
- IEC60137-Insulated bushings above 1000V.
- IEC60270-Partial discharge measurement.
- IEC60376-Specification and acceptance of new SF6.
- IEC 60480-Guide for checking SF6.
- IEC62271-1-Common clauses or HV switchgear and controlgears standards.
- IEC60815-1/2-Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions.
- IEC 62271-209-Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears.
- IEC62271-303-Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears.
- IEC61639-Direct connection between GIS and power transformer.

|

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

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

5.5.7 Sistema de puesta a tierra

Deberá diseñarse para que en condiciones normales y anormales, no se presente ningún peligro para el personal situado en cualquier lugar de la subestación, al que tenga acceso. Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current Substation Grounding" y a los requerimientos del RETIE.

Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación estarán de acuerdo a la última revisión de la publicación IEEE No.80-2013 "Guide for Safety and Alternating Current Substation Grounding" e IEEE Std. 81-2012 “Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System” y deberán cumplir con los correspondiente al RETIE en su última versión.

Todos los elementos sin tensión como equipos, estructuras metálicas expuestas y no expuestas, accesorios metálicos, aisladores de soporte y otros, se conectarán directamente a la malla de tierra en el punto más cercano y conveniente, utilizando empalmes de soldadura exotérmica.

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

Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Inversionista seleccionado realizará los ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y realizará las mediciones de resistencia de puesta a tierra y de las tensiones de paso y contacto, según requerimientos del RETIE en su última versión, de tal manera que se garantice la seguridad de las personas en torno a la subestación.

5.5.8 Apantallamiento de la Subestación

El diseño del sistema de apantallamiento de la nueva subestación deberá realizar una evaluación del nivel de riesgo de las instalaciones ante descargas atmosféricas directas de acuerdo con los procedimientos de la norma IEC 62305-2 “Protection against lightning – Part 2: Risk management”.

El diseño del sistema de apantallamiento deberá considerar elementos captadores de descargas atmosféricas como cables de guarda y puntas captadoras, de material apropiado para las condiciones ambientales existentes en el sitio, particularmente del nivel ceraúnico, y deberá ser verificado según el método electrogeométrico referido en las normas IEC 62305-2 o NTC 4552. Todos los cables de guarda serán aterrizados mediante conductores bajantes de cobre que se conectarán con la malla de puesta a tierra mediante soldadura exotérmica. Se deberá garantizar la continuidad de la conexión entre el sistema de apantallamiento y el sistema de puesta a tierra de la subestación.

Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección contra descargas atmosféricas, incluyendo puntas captadoras, conductores bajantes y varillas de puesta a tierra. En general, los materiales e instalación del sistema de apantallamiento deberán cumplir con los requerimientos del RETIE (artículo 16°), la Norma IEEE Std. 998, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2, en su última versión.

5.6 Equipos de Control y Protección

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

5.6.1 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 seleccionado 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 de líneas deberá ser implementado con dos protecciones principales para líneas de transmisión con principio de operación y medición diferente, adicionalmente deben tener algoritmos de operación diferentes entre sí. El esquema completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y recepción del disparo directo transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo, protección de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de línea debe dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre. Para el caso de Fibra Óptica dedicada como medio de comunicación para la PPL1 y Fibra Óptica dedicada como medio de comunicación para la PPL2, se entiende como medio de comunicación para la PPL1, un cable diferente al del medio de comunicación para la PPL2. Para el caso de Fibra Óptica dedicada como medio de comunicación para el relé o función de protección distancia ANSI 21/21N, el esquema de comunicación se debe implementar con equipos digitales de teleprotección conectados directamente a la fibra óptica. Para el caso de Fibra Óptica multiplexada se entiende como medio de comunicación para la PPL2, un enlace (trayectoria) independiente del medio de comunicación para la PPL1. Para el caso de Fibra Óptica multiplexada, el canal de comunicación no deberá de exceder una asimetría de canal de 5 ms y retardo máximo de 16 ms. Si el medio de comunicación para la protección diferencial de línea ANSI 87L es multiplexado, éste deberá de ser único y dedicado.

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. 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, deberán ser seleccionado considerando las bahías a construirse objeto de la presente convocatoria y las ampliaciones futuras que se instalarán en los espacios de reserva, y deberán permitir la conexión de CT's con diferentes relaciones de transformación. El inversionista deberá implementar protección diferencial de barras multizona y de fase segregada para las subestaciones nuevas. Para las existentes depende de la disposición de ELECTRICARIBE.

Para líneas de transmisión con tensiones iguales o superiores a 110 kV, con SIR (Source Impedance Ratio, por sus siglas en inglés) mayor a 4 se solicita implementar sistemas de protecciones 100% selectivos, con esquema de comunicación por fibra óptica dedicada,

independiente para cada sistema de protección. Los datos del SIR podrán ser calculados por el Inversionista y deberán ser validados con el operador del sistema (XM).

Las bahías deberán estar acopladas al esquema de protección diferencial de barras de la Subestación.

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

El inversionista deberá implementar doble protección diferencial de línea (PPL1 y PPL2) de fase segregada, para las líneas de transmisión, en bahías de línea nuevas, entre las subestaciones a 110 kV: Termoflores – Oasis - Estadio – Centro, Las Flores - Termoflores, Las Flores – El Rio, Magdalena – Tebsa (solamente en la bahía de línea de Magdalena). Adicionalmente, estas protecciones diferenciales de línea deben contar con función distancia y deberán cumplir con los tiempos de operación establecidos por la resolución CREG 025 de 1995.

El inversionista deberá implementar al menos una protección diferencial de línea (PPL1) de fase segregada, para las líneas de transmisión entre las subestaciones a 110 kV: EL Rio – Magdalena y Magdalena – Unión. La PPL2 podrá ser una protección de distancia que cumplan con los tiempos de operación establecidos por la resolución CREG 025 de 1995. Adicionalmente, la PPL2 debe incluir funciones de sobrecorriente direccional de fases y de tierra, y la posibilidad de habilitar esquemas POTT y comparación direccional.

El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus modificaciones.

5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control

Nivel	Descripción	Modos de Operación
		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 para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.	Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.
	Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1. Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.	
1	Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.	Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal. Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.
	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	

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

5.6.2.1 Características Generales

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

El Inversionista seleccionado 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 IED´s de diversos fabricantes, razón por la cual deberán utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor Regional 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 Regional 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.

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

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

- Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la Subestación.

- Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente de un reloj GPS.

- Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).

Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación para el correcto envío de información hacia centros de control externos, Centro Nacional de Despacho CND y recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este aspecto, el Inversionista seleccionado será el único responsable de suministrar y hacer

operativos los protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con el CND.

5.6.3 Medidores multifuncionales

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

5.6.4 Controladores de Bahía

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

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

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

Deben también tener LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la comunicación.

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

5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares

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

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

- Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- Despliegue de alarmas.
- Despliegue de eventos.
- Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
- Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
- Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

Deben también tener LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la comunicación.

5.6.6 Switches

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

- Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.

- Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.

- Deberá incluir las siguientes características de red:
  - IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
  - IEEE 802.1q VLAN

- Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.

- Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.

- En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más exigente.

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

5.6.7 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 seleccionado.

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, IED's, registradores de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con auto-diagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2

5.6.8.1 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.

5.6.8.2 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 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo establecido en el Código de Redes CREG025 de 1995, en su última revisión.

5.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación

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

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

- Adquisición de datos y asignación de comandos.
- Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- Comunicación con el CND.
- Comunicación con la red de área local.
- Facilidades de mantenimiento.
- Facilidades para entrenamiento.
- Función de bloqueo.
- Función de supervisión.
- Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- Guía de operación.
- Manejo de alarmas.
- Manejo de curvas de tendencias.
- Manejo de mensajes y consignas de operación.
- Marcación de eventos y alarmas.
- Operación de los equipos.
- Programación, parametrización y actualización.
- Reportes de operación.
- Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- Secuencia de eventos.
- Secuencias automáticas.
- Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- Supervisión de la red de área local.

5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones

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

5.7 Obras Civiles

Estará a cargo del Inversionista seleccionado la construcción de las obras civiles necesarias en la subestación, cumpliendo con el PMA del Proyecto o la Subestación. 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 verificará e informará a 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 verificará e informará a la UPME y hará el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El Inversionista seleccionado deberá presentarle al Interventoría 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.

5.8 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 y la instalación son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a tierra del proyecto debe ser en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocido, sin estañar, trenzado en capas concéntricas. La malla de tierra 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. Adicionalmente, tanto la malla de puesta a tierra como el sistema de apantallamiento deberán cumplir con los requerimientos técnicos de diseño e implementación, que le apliquen, según el RETIE.

6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

6.1 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 o aquel que lo modifique o sustituya..

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 Inversionista seleccionado 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 Inversionista seleccionado debe efectuar las siguientes pruebas como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los requerimientos del CND, vigentes:

- Direccionalidad de las protecciones de línea.

- Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas asociadas.

- Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de protecciones.

- Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

Pruebas de energización: El Inversionista seleccionado 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**.**

6.2 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 coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del Proyecto.
- Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- Cronograma de pruebas.
- Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con información definitiva.
- Protocolo de energización.
- Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del punto de conexión.
- Carta de declaración en operación comercial.
- Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y actualizados por el CND.

7. 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.

8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO

Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor Regional 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.

9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA

Información específica referente a la presente Convocatoria Pública, como costos de conexión, datos técnicos y planos, 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.

10. FIGURAS

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

Figura 1 - Unifilar subestación TermofloresI 110 kV

Figura 2A - Existente Unifilar subestación Oasis 110 kV

Figura 2B - Futuro Unifilar subestación Oasis 110 kV

Figura 3 - Unifilar subestación Estadio 110 kV

Figura 4 - Unifilar nueva subestación Centro 110 kV

Figura 5 - Unifilar subestación Las Flores 110 kV

Figura 6 - Unifilar nueva subestación El Rio 110 kV

Figura 7 - Unifilar subestación Magdalena 110 kV

Figura 8A - Existente Unifilar subestación Unión 110 kV

Figura 8B - Futuro Unifilar subestación Unión 110 kV

Figura 9 - Futuro Unifilar subestación Tebsa 110 kV