

**ANEXO 1**

**DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO**

**CONVOCATORIA PÚBLICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL – STR  
UPME 04 – 2015**

**(UPME STR 04 – 2015)**

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,  
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y  
MANTENIMIENTO DE LAS COMPENSACIONES CAPACITIVAS EN LAS  
SUBESTACIONES EL CARMEN 66 kV, EL BANCO 110 kV Y MONTERIA 110 kV**

**DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA STR**

**Bogotá D. C., Mayo de 2014**

## ÍNDICE

1		
2		
3		
4	<b>1. CONSIDERACIONES GENERALES</b> .....	<b>4</b>
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales .....	4
6	1.2 Definiciones .....	5
7	<b>2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</b> .....	<b>5</b>
8	2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones: .....	8
9	2.1.1 En la Subestación El Carmen: .....	8
10	2.1.2 En la Subestación El Banco:.....	9
11	2.1.3 En la Subestación Montería:.....	10
12	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto .....	11
13	2.2.1 En la Subestación El Carmen .....	12
14	2.2.2 En la Subestación El Banco.....	12
15	2.2.3 En la Subestación Montería.....	12
16	<b>3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES</b> .....	<b>13</b>
17	3.1 Parámetros del Sistema .....	13
18	3.2 Nivel de Corto Circuito .....	13
19	3.3 Materiales .....	14
20	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible.....	14
21	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión .....	14
22	3.6 Pruebas en Fábrica.....	15
23	<b>4. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES</b> .....	<b>15</b>
24	4.1 General .....	15
25	4.1.1 Predio de las subestaciones .....	15
26	4.1.2 Conexiones con Equipos Existentes.....	17
27	4.1.3 Servicios Auxiliares.....	17
28	4.1.4 Infraestructura y Módulo Común.....	17
29	4.1.5 Espacios de Reserva.....	18
30	4.2 Normas para Fabricación de los Equipos.....	18
31	4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos .....	18
32	4.4 Procedimiento General del Diseño .....	18
33	4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica .....	20
34	4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle .....	20
35	4.4.3 Estudios del Sistema .....	21
36	4.4.4 Distancias de Seguridad.....	22
37	4.5 Equipos de Potencia .....	23
38	4.5.1 Interruptores .....	23
39	4.5.2 Compensación Capacitiva .....	23
40	4.5.3 Descargadores de Sobretensión.....	25
41	4.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	25

1	4.5.5	Transformadores de Tensión.....	26
2	4.5.6	Transformadores de Corriente.....	27
3	4.5.7	Equipo GIS o Híbrido.....	27
4	4.5.8	Sistema de puesta a tierra.....	28
5	4.5.9	Apantallamiento de la Subestación.....	29
6	4.6	Equipos de Control y Protección.....	29
7	4.6.1	Sistemas de Protección.....	29
8	4.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	29
9	4.6.2.1	Características Generales.....	31
10	4.6.3	Medidores multifuncionales.....	33
11	4.6.4	Controladores de Bahía.....	33
12	4.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	34
13	4.6.6	Switches.....	34
14	4.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	35
15	4.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	35
16	4.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	37
17	4.7	Obras Civiles.....	37
18	<b>5.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO.....</b>	<b>38</b>
19	5.1	Pruebas y Puesta en Servicio.....	38
20	5.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio.....	39
21	<b>6.</b>	<b>ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....</b>	<b>39</b>
22	<b>7.</b>	<b>INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO.....</b>	<b>39</b>
23	<b>8.</b>	<b>INFORMACIÓN ESPECÍFICA.....</b>	<b>39</b>
24	<b>9.</b>	<b>FIGURAS 40</b>	
25			

1 **ANEXO 1**

2  
3  
4 **1. CONSIDERACIONES GENERALES**

5  
6 Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente  
7 definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los  
8 Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME STR 01 -  
9 2015.

10  
11 Toda mención efectuada en este documento a "Anexo", "Apéndice", "Capítulo",  
12 "Formulario", "Formato", "Literal", "Numeral", "Subnumeral" y "Punto" se deberá entender  
13 efectuada a anexos, apéndices, capítulos, formularios, literales, numerales, subnumerales  
14 y puntos del presente documento, salvo indicación expresa en sentido contrario.

15  
16 Las expresiones que figuren en mayúsculas y que no se encuentren expresamente  
17 definidas en el presente documento o en los Documentos de Selección del Inversionista,  
18 corresponden a normas legales u otras disposiciones jurídicas colombianas.

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

37  
38 **1.1 Requisitos Técnicos Esenciales**

39  
40 De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última  
41 versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Resolución MME

1 90708 de agosto de 2013, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto  
2 será obligatorio que los trabajos deban contar con un diseño, efectuado por el profesional  
3 o profesionales legalmente competentes para desarrollar esta actividad como se establece  
4 en el Artículo 10 del RETIE de la fecha anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.  
5

6 Como requisito general, de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos  
7 técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE, con el Código de Redes, con  
8 normas técnicas nacionales o internacionales y con resoluciones de la CREG y del  
9 Ministerio de Minas y Energía, se establece que, de producirse una revisión o una  
10 actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del inicio de los diseños  
11 según cronograma presentado por el Inversionista seleccionado y aprobado por la UPME,  
12 la última de estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos requeridos,  
13 primará sobre cualquier versión anterior de los citados documentos.  
14

## 15 1.2 Definiciones

16  
17 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido  
18 en el Numeral 1.1 de los Documentos de Selección del Inversionista - DSI.  
19  
20

## 21 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

22  
23 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas,  
24 operación y mantenimiento de las siguientes obras:  
25

- 26 i. Suministro e instalación de dos (2) nuevos módulos de compensación capacitiva de  
27 66 kV, cada uno deberá estar en capacidad de proveer 7.5 MVAR efectivos a la red,  
28 para un total de 15 MVAR efectivos, fuera de la potencia reactiva necesaria para  
29 equipos propios, en la Subestación El Carmen 66 kV ubicada en jurisdicción del  
30 Municipio de El Carmen de Bolívar – Bolívar. Estarán conformados por bancos de  
31 capacitores a 66 kV, tipo intemperie, con reactores limitadores de corriente de  
32 inserción y supresores de armónicos, transformador de corriente, con diseño para  
33 detectar las corrientes de desbalance del neutro, reactancias de amortiguamiento,  
34 sintonización o filtros de armónicos, según diseño. Se deberá tener en cuenta lo  
35 manifestado por el Operador de Red del área, sobre los equipos a instalar (ver nota  
36 b).  
37
- 38 ii. Suministro en instalación de dos (2) nuevas bahías maniobrables bajo carga a 66 kV  
39 para compensación capacitiva de barra, en configuración barra sencilla, para la  
40 conexión de los dos (2) nuevos módulos de compensación capacitiva en la

- 1 Subestación El Carmen 66 kV, ubicada en jurisdicción del Municipio de El Carmen de  
2 Bolívar – Bolívar.  
3
- 4 iii. Suministro e instalación de la extensión del barraje a 66 kV, y/o conexiones al mismo,  
5 para la instalación de las dos (2) nuevas bahías maniobrables bajo carga a 66 kV de  
6 compensación capacitiva de barra, en configuración barra sencilla, junto con todos los  
7 elementos, equipos y/o adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o  
8 protección, control, medición, y demás necesarios, para su correcto funcionamiento,  
9 en la Subestación El Carmen 66 kV ubicada en jurisdicción del Municipio de El Carmen  
10 de Bolívar – Bolívar.  
11
- 12 iv. Suministro e instalación de dos (2) nuevos módulos de compensación capacitiva de  
13 110 kV, cada uno deberá estar en capacidad de proveer 6 MVAR efectivos a la red,  
14 para un total de 12 MVAR efectivos, fuera de la potencia reactiva necesaria para  
15 equipos propios, en la Subestación El Banco 110 kV ubicada en jurisdicción del  
16 Municipio de El Banco – Magdalena. Estarán conformados por bancos de capacitores  
17 a 110 kV, tipo intemperie, con reactores limitadores de corriente de inserción y  
18 supresores de armónicos, transformador de corriente, con diseño para detectar las  
19 corrientes de desbalance del neutro, reactancias de amortiguamiento, sintonización o  
20 filtros de armónicos, según diseño. Se deberá tener en cuenta lo manifestado por el  
21 Operador de Red del área, sobre los equipos a instalar (ver nota c).  
22
- 23 v. Suministro en instalación de dos (2) nuevas bahías maniobrables bajo carga a 110 kV  
24 para compensación capacitiva de barra, en configuración barra sencilla, para la  
25 conexión de los dos (2) nuevos módulos de compensación capacitiva, en la  
26 Subestación El Banco 110 kV ubicada en jurisdicción del Municipio de El Banco –  
27 Magdalena.  
28
- 29 vi. Suministro e instalación de la extensión del barraje a 110 kV, y/o conexiones al mismo,  
30 para la instalación de las dos (2) nuevas bahías maniobrables bajo carga a 110 kV de  
31 compensación capacitiva de barra, en configuración barra sencilla, junto con todos los  
32 elementos, equipos y/o adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o  
33 protección, control, medición, y demás necesarios, para su correcto funcionamiento,  
34 en la Subestación El Banco 110 kV ubicada en jurisdicción del Municipio de El Banco  
35 – Magdalena.  
36
- 37 vii. Suministro e instalación de un (1) nuevo módulo de compensación capacitiva de 110  
38 kV, el cual deberá estar en capacidad de proveer 20 MVAR efectivos a la red, fuera de  
39 la potencia reactiva necesaria para equipos propios, en la existente Subestación  
40 Montería 110 kV, propiedad de Electricaribe, ubicada en jurisdicción del Municipio de  
41 Montería – Córdoba. Estará conformado por bancos de capacitores a 110 kV, tipo

1 intemperie, con reactores limitadores de corriente de inserción y supresores de  
2 armónicos, transformador de corriente, con diseño para detectar las corrientes de  
3 desbalance del neutro, reactancias de amortiguamiento, sintonización o filtros de  
4 armónicos, según diseño. Se deberá tener en cuenta lo manifestado por el Operador  
5 de Red del área, sobre los equipos a instalar (ver nota d).  
6

7 viii. Suministro en instalación de una (1) nueva bahía maniobrable bajo carga a 110 kV  
8 para compensación capacitiva de barra, en configuración barra sencilla, para la  
9 conexión del nuevo módulo de compensación capacitiva, en la existente Subestación  
10 Montería 110 kV, propiedad de Electricaribe, ubicada en jurisdicción del Municipio de  
11 Montería – Córdoba.  
12

13 ix. Suministro e instalación de la extensión del barraje a 110 kV, y/o conexiones al mismo,  
14 para la instalación de la nueva bahía maniobrable bajo carga a 110 kV de  
15 compensación capacitiva de barra, en configuración barra sencilla, junto con todos los  
16 elementos, equipos y/o adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o  
17 protección, control, medición, y demás necesarios, para su correcto funcionamiento,  
18 en la existente Subestación Montería 110 kV, propiedad de Electricaribe, ubicada en  
19 jurisdicción del Municipio de Montería – Córdoba.  
20

21 x. Espacios de reserva definidos en el numeral 4.1.5 del presente Anexo.  
22

#### 23 NOTAS:

24  
25 a. Los diagramas unifilares de las Subestaciones a intervenir en la presente  
26 Convocatoria Pública hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, podrá  
27 modificar la disposición de las bahías en los diagramas unifilares previo concepto  
28 del Interventor y aprobación por parte de la UPME, garantizando en cualquier caso  
29 una disposición de alto nivel de confiabilidad. Si la propuesta de modificación  
30 presentada involucra a terceros, como al Operador de Red o propietarios de  
31 subestaciones existentes u otros, deberán establecerse acuerdos previos a la  
32 solicitud.  
33

34 b. Electricaribe, mediante comunicado con radicado UPME 20131260045122,  
35 manifestó lo siguiente: "... Teniendo en cuenta que los equipos a instalar son bancos de  
36 condensadores, Electricaribe realizó un estudio de armónicos en estas subestaciones con el fin de  
37 establecer la capacidad real de las compensaciones y la necesidad de bobinas de sintonización  
38 considerando la presencia de armónicos. Los resultados son los siguientes: ... 2. Para la  
39 compensación de la subestación El Carmen con capacidad propuesta de 15 MVar se requiere una  
40 capacidad real de 22.6 MVar y un reactor de sintonía de 1.78 MVar...". No obstante lo anterior,  
41 el Inversionista seleccionado deberá especificar los equipos a utilizar, garantizando

1 en cualquier caso los 15 MVAR efectivos en dos pasos de igual magnitud (MVAR  
2 capacitivos a 60 Hz y tensión 1 p.u. en la barra donde se conecta).  
3

4 c. Electricaribe, mediante comunicado con radicado UPME 20131260045122,  
5 manifestó lo siguiente: "... Teniendo en cuenta que los equipos a instalar son bancos de  
6 condensadores, Electricaribe realizó un estudio de armónicos en estas subestaciones con el fin de  
7 establecer la capacidad real de las compensaciones y la necesidad de bobinas de sintonización  
8 considerando la presencia de armónicos. Los resultados son los siguientes: ... 1. Para la  
9 compensación de la subestación El Banco con capacidad propuesta de 12 MVAR se requiere una  
10 capacidad real de 17.5 MVAR y no requiere bobina de sintonización...". No obstante lo anterior,  
11 el Inversionista seleccionado deberá especificar los equipos a utilizar, garantizando  
12 en cualquier caso los 12 MVAR efectivos en dos pasos de igual magnitud (MVAR  
13 capacitivos a 60 Hz y tensión 1 p.u. en la barra donde se conecta).  
14

15 d. Electricaribe, mediante comunicado con radicado UPME 20131260045122,  
16 manifestó lo siguiente: "... Teniendo en cuenta que los equipos a instalar son bancos de  
17 condensadores, Electricaribe realizó un estudio de armónicos en estas subestaciones con el fin de  
18 establecer la capacidad real de las compensaciones y la necesidad de bobinas de sintonización  
19 considerando la presencia de armónicos. Los resultados son los siguientes: ... 3. Para la  
20 compensación de la subestación Montería con capacidad propuesta de 20 MVAR se requiere una  
21 capacidad real de 32.4 MVAR y un reactor de sintonía de 2.73 MVAR...". No obstante lo anterior,  
22 el Inversionista seleccionado deberá especificar los equipos a utilizar, garantizando  
23 en cualquier caso los 20 MVAR efectivos en un paso (MVAR capacitivos a 60 Hz y  
24 tensión 1 p.u. en la barra donde se conecta).  
25

## 26 2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones:

### 27 2.1.1 En la Subestación El Carmen:

28 Las obras en la Subestación El Carmen, a cargo del Inversionista seleccionado, consisten  
29 en la adquisición del lote (en caso de ser necesario), el diseño y la construcción de las obras  
30 descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos. Los equipos a  
31 instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés  
32 "Gas Insulated Substations" Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de  
33 tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y  
34 todos los demás requisitos establecidos en los DSI.  
35

36 La bahía de compensación capacitiva de 66 kV, tendrá la misma configuración de la  
37 Subestación existente. En 66 kV existe la Subestación El Carmen, propiedad de  
38 ELECTRICARIBE, en configuración barra sencilla.  
39  
40  
41

1 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá  
2 hacerse cargo de dos (2) nuevas bahías maniobrables bajo carga para las compensaciones  
3 de barra, las compensaciones capacitivas asociadas y de la extensión del barraje a 66 kV  
4 (de ser necesario), para sus conexiones, junto con los equipos de protección y  
5 adecuaciones físicas y eléctricas, etc, necesarias. Toda la infraestructura utilizada para  
6 ampliar el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características  
7 técnicas, iguales o superiores al barraje existente donde ese conecta.

8  
9 Se deberá tener en cuenta lo manifestado por ELECTRICARIBE mediante comunicado con  
10 radicado UPME 20131260045122 sobre la presencia de armónicos en la Subestación. No  
11 obstante esto deberá ser verificado por el Inversionista seleccionado, con base en sus  
12 propios estudios y análisis.

13  
14 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la  
15 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de  
16 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y  
17 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente.

18  
19 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de  
20 Conexión.

21  
22 El diagrama unifilar de la existente Subestación El Carmen se muestra en la Figura 1. El  
23 Inversionista seleccionado y ELECTRICARIBE deberán llegar a acuerdos para la ubicación  
24 y/o disposición física de los equipos en la Subestación, no obstante, en cualquier caso se  
25 deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma los  
26 acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de los espacios previstos para  
27 futuras expansiones.

### 28 29 **2.1.2 En la Subestación El Banco:**

30  
31 Las obras en la Subestación El Banco, a cargo del Inversionista seleccionado, consisten en  
32 la adquisición del lote (en caso de ser necesario), el diseño y la construcción de las obras  
33 descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos. Los equipos a  
34 instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés  
35 “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de  
36 tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y  
37 todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

38  
39 La bahía de compensación capacitiva de 110 kV, tendrá la misma configuración de la  
40 Subestación existente. En 110 kV existe la Subestación El Banco, propiedad de  
41 ELECTRICARIBE, en configuración barra sencilla.

1  
2 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá  
3 hacerse cargo de dos (2) nuevas bahías maniobrables bajo carga para las compensaciones  
4 de barra, las compensaciones capacitivas asociadas y de la extensión del barraje a 110 kV  
5 (de ser necesario), para sus conexiones, junto con los equipos de protección y  
6 adecuaciones físicas y eléctricas, etc, necesarias. Toda la infraestructura utilizada para  
7 ampliar el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características  
8 técnicas, iguales o superiores al barraje existente donde ese conecta.

9  
10 Se deberá tener en cuenta lo manifestado por ELECTRICARIBE mediante comunicado con  
11 radicado UPME 20131260045122 sobre la presencia de armónicos en la Subestación. No  
12 obstante esto deberá ser verificado por el Inversionista, con base en sus propios estudios  
13 y análisis.

14  
15 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la  
16 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de  
17 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y  
18 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente.

19  
20 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de  
21 Conexión.

22  
23 El diagrama unifilar de la existente Subestación El Banco se muestra en la Figura 2. El  
24 Inversionista seleccionado y ELECTRICARIBE deberán llegar a acuerdos para la ubicación  
25 y/o disposición física de los equipos en la Subestación, no obstante, en cualquier caso se  
26 deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma los  
27 acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de los espacios previstos para  
28 futuras expansiones.

### 29 30 **2.1.3 En la Subestación Montería:**

31  
32 Las obras en la Subestación Montería, a cargo del Inversionista seleccionado, consisten en  
33 la adquisición del lote (en caso de ser necesario), el diseño y la construcción de las obras  
34 descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos. Los equipos a  
35 instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés  
36 “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de  
37 tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y  
38 todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

39

1 La bahía de compensación capacitiva de 110 kV, tendrá la misma configuración de la  
2 Subestación existente. En 110 kV existe la Subestación Montería, propiedad de  
3 ELECTRICARIBE, en configuración barra sencilla.

4  
5 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá  
6 hacerse cargo una (1) nueva bahía maniobrable bajo carga para la compensación de barra,  
7 la compensación capacitiva asociadas y de la extensión del barraje a 110 kV (de ser  
8 necesario), para su conexión, junto con los equipos de protección y adecuaciones físicas y  
9 eléctricas, etc, necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar el barraje, deberá  
10 tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, iguales o superiores al  
11 barraje existente donde ese conecta.

12  
13 Se deberá tener en cuenta lo manifestado por ELECTRICARIBE mediante comunicado con  
14 radicado UPME 20131260045122 sobre la presencia de armónicos en la Subestación. No  
15 obstante esto deberá ser verificado por el Inversionista, con base en sus propios estudios  
16 y análisis.

17  
18 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la  
19 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de  
20 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y  
21 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente.

22  
23 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de  
24 Conexión.

25  
26 El diagrama unifilar de la existente Subestación Montería se muestra en la Figura 3. El  
27 Inversionista seleccionado y ELECTRICARIBE deberán llegar a acuerdos para la ubicación  
28 y/o disposición física de los equipos en la Subestación, no obstante, en cualquier caso se  
29 deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma los  
30 acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de los espacios previstos para  
31 futuras expansiones.

## 32 33 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

34  
35 El Inversionista seleccionado, además de garantizar el predio y/o los espacios para la  
36 construcción de la nueva infraestructura, independiente de la modalidad (compra o  
37 arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código de Conexión  
38 (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes consideraciones en  
39 cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de  
40 conexión con el responsable y propietario de los activos relacionados.

1 **2.2.1 En la Subestación El Carmen**

2  
3 El propietario de la Subestación El Carmen 66 kV es Electricaribe S.A. E.S.P.

4  
5 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación  
6 El Carmen 66 kV es el barraje. Este barraje es configuración barra sencilla.

7  
8 El contrato de conexión deberá incluir lo relacionado con la conexión a la Subestación  
9 existente, las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la  
10 infraestructura a instalar de ser necesario, del espacio para las previsiones futuras y para  
11 la ubicación de los tableros de control y protecciones; las adecuaciones físicas necesarias;  
12 enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. El  
13 contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, antes de iniciar las obras, al  
14 menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del  
15 Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con  
16 la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de conexión.

17  
18 **2.2.2 En la Subestación El Banco**

19  
20 El propietario de la Subestación El Banco 110 kV es Electricaribe S.A. E.S.P.

21  
22 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación  
23 El Banco 110 kV es el barraje. Este barraje es configuración barra sencilla.

24  
25 El contrato de conexión deberá incluir lo relacionado con la conexión a la Subestación  
26 existente, las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la  
27 infraestructura a instalar de ser necesario, del espacio para las previsiones futuras y para  
28 la ubicación de los tableros de control y protecciones; las adecuaciones físicas necesarias;  
29 enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. El  
30 contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, antes de iniciar las obras, al  
31 menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del  
32 Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con  
33 la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de conexión.

34  
35 **2.2.3 En la Subestación Montería**

36  
37 El propietario de la Subestación Montería 110 kV es Electricaribe S.A. E.S.P.

38  
39 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación  
40 Montería 110 kV es el barraje. Este barraje es configuración barra sencilla.

41

1 El contrato de conexión deberá incluir lo relacionado con la conexión a la Subestación  
2 existente, las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la  
3 infraestructura a instalar de ser necesario, del espacio para las previsiones futuras y para  
4 la ubicación de los tableros de control y protecciones; las adecuaciones físicas necesarias;  
5 enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. El  
6 contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, antes de iniciar las obras, al  
7 menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del  
8 Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con  
9 la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de conexión.

### 3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

10  
11  
12  
13  
14 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las  
15 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y  
16 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha  
17 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del  
18 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,  
19 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para  
20 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.

21  
22 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de  
23 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

#### 3.1 Parámetros del Sistema

24  
25  
26  
27 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Inversionista seleccionado  
28 deberán ser nuevos y de última tecnología, cumplir con las siguientes características  
29 técnicas, las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.

30		
31	Tensión nominal	110 kV / 66 kV
32	Frecuencia asignada	60 Hz
33	Puesta a tierra	Sólida
34	Numero de fases	3
35		

#### 3.2 Nivel de Corto Circuito

36  
37  
38 El Inversionista seleccionado deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se  
39 garantice que el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás  
40 elementos será el adecuado durante la vida útil de estos. La duración asignada al corto  
41 circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas.

1  
2 **3.3 Materiales**  
3

4 Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor  
5 calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de  
6 fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras  
7 deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para  
8 el Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto  
9 según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista seleccionado deberá  
10 presentar para fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las  
11 anteriores consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE  
12 antes del inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará  
13 sobre el Reglamento actualmente vigente.  
14

15 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**  
16

17 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo  
18 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en  
19 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista seleccionado deberá  
20 presentar al Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo  
21 y/o reportes de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.  
22

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

28 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**  
29

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

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

1 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán  
2 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos  
3 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la  
4 regulación vigente deberá ser certificado por el Inversionista seleccionado. Copia de estos  
5 acuerdos deberán entregarse al Interventor.  
6

### 7 **3.6 Pruebas en Fábrica**

8  
9 Una vez el Inversionista seleccionado haya seleccionado los equipos a utilizar deberá  
10 entregar al Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas  
11 aceptadas en el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores  
12 de corriente y potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no  
13 satisfagan las normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas  
14 a costo del Inversionista seleccionado.  
15

16 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de líneas y subestación,  
17 estos deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo  
18 estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de  
19 aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.  
20

## 21 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**

22 Las siguientes son las especificaciones técnicas para las Subestaciones.  
23

### 24 **4.1 General**

25  
26 La información específica referente a subestaciones, remitida por los propietarios de la  
27 infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán  
28 suministrados por la UPME conforme lo establece el numeral 8 del presente Anexo.  
29  
30  
31

#### 32 **4.1.1 Predio de las subestaciones**

##### 33 **Subestación El Carmen**

34  
35 La existente Subestación El Carmen 66 kV se encuentra localizada en las siguientes  
36 coordenadas aproximadamente, información que deberá verificar el Interesado:  
37  
38

39 Longitud: 75° 6'37.78"O

40 Latitud: 9°42'40.66"N  
41

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

8  
9 En el predio para el desarrollo del Proyecto, el Inversionista seleccionado deberá analizar  
10 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán  
11 considerar los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por  
12 el Inversionista seleccionado. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser  
13 puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del  
14 proyecto.

### 15 16 **Subestación El Banco**

17  
18 La existente Subestación El Banco 110 kV se encuentra localizada en las siguientes  
19 coordenadas aproximadamente, información que deberá verificar el Interesado:

20  
21 Longitud: 73°58'1.71"O  
22 Latitud: 9° 1'11.63"N

23  
24 El Inversionista seleccionado es el responsable de realizar investigaciones detalladas y  
25 consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes  
26 Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para  
27 la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de  
28 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir  
29 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán  
30 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

31  
32 En el predio para el desarrollo del Proyecto, el Inversionista seleccionado deberá analizar  
33 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán  
34 considerar los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por  
35 el Inversionista seleccionado. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser  
36 puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del  
37 proyecto.

### 38 39 **Subestación Montería**

1 La existente Subestación Montería 110 kV se encuentra localizada en las siguientes  
2 coordenadas aproximadamente, información que deberá verificar el Interesado:

3  
4 Longitud: 75°52'0.79"O  
5 Latitud: 8°45'47.85"N  
6

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

15 En el predio para el desarrollo del Proyecto, el Inversionista seleccionado deberá analizar  
16 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán  
17 considerar los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por  
18 el Inversionista seleccionado. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser  
19 puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del  
20 proyecto.  
21

#### 22 **4.1.2 Conexiones con Equipos Existentes**

23  
24 El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer  
25 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de  
26 comunicaciones, control y protección con la infraestructura existente.  
27

#### 28 **4.1.3 Servicios Auxiliares**

29  
30 El Inversionista seleccionado deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes  
31 para la topología de Subestación.  
32

#### 33 **4.1.4 Infraestructura y Módulo Común**

34  
35 El Inversionista seleccionado deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos  
36 del módulo común que sean necesarios, como lo pueden ser accesos, vías internas y  
37 edificios según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el predio actual y  
38 las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en  
39 el área; toma de agua, vías de acceso, espacio para bahías futuras y sus adecuaciones;  
40 adecuación del terreno, drenajes, filtros, alcantarillado, barreras de protección,  
41 cerramientos, filtros, alumbrado interior y exterior y cárcamos comunes. Igualmente deberá

1 encargarse, de ser necesario, de la ampliación de la malla de puesta a tierra y dejar  
2 previstos los puntos de conexión para futuras ampliaciones.

3  
4 En cuanto a equipos todos los necesarios para la nueva bahía y la integración con la  
5 infraestructura existente, incluyendo sistemas de automatización, de gestión de medición,  
6 de protecciones, control y el sistema de comunicaciones y los equipos para los servicios  
7 auxiliares AC y DC, los equipos de conexión y todo el cableado necesario.

8  
9 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación  
10 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que  
11 la modifique o sustituya).

#### 12 13 **4.1.5 Espacios de Reserva**

14  
15 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva. Sin embargo, se debe  
16 garantizar que los espacios de reserva en las Subestaciones no se verán afectados o  
17 limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) objeto  
18 de la presente Convocatoria Pública.

#### 19 20 **4.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

21  
22 El Inversionista seleccionado deberá suministrar equipos en conformidad con la última  
23 edición de las Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International*  
24 *Organization for Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute,*  
25 *International Telecommunications Union – ITU-T, Comité Internacional Spécial des*  
26 *Perturbations Radioélectriques – CISPR.*

#### 27 28 **4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

29  
30 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico Clase III de acuerdo con la  
31 publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de acuerdo  
32 con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of Substations, la  
33 de mayores exigencias. El Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Interventor  
34 de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son aptos para  
35 soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

#### 36 37 **4.4 Procedimiento General del Diseño**

38  
39 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:  
40

- 1 a) Inicialmente, el Inversionista seleccionado preparará las Especificaciones Técnicas del  
2 Proyecto, que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.  
3

4 En este documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones  
5 para llevar a cabo la programación y control del desarrollo de los trabajos;  
6 especificaciones y procedimientos para adelantar el Control de Calidad en todas las  
7 fases del Proyecto; las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales como: resultados  
8 de estudios del sistema eléctrico asociado con el Proyecto; parámetros básicos de  
9 diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito,  
10 tiempos de despeje de falla, entre otros); hojas de datos de los equipos; diagramas  
11 unifilares generales; especificaciones técnicas detalladas de los equipos y materiales;  
12 filosofía de control, medida y protección; previsiones para facilitar la evolución de la  
13 Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle; procedimientos y  
14 especificaciones de pruebas en fabrica; procedimientos de transporte, almacenamiento  
15 y manejo de equipos y materiales; los procedimientos de construcción y montaje; los  
16 procedimientos y programaciones horarias durante los cortes de servicio de las  
17 instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos del Proyecto; los  
18 procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los procedimientos y  
19 especificación de pruebas en campo, los procedimientos para efectuar las pruebas  
20 funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en  
21 servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto y los procedimientos de  
22 operación y mantenimiento.  
23

24 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de  
25 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para  
26 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.  
27

28 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben  
29 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará  
30 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada  
31 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que  
32 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las  
33 Especificaciones Técnicas del Proyecto.  
34

- 35 b) Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien  
36 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las  
37 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista seleccionado. Para lo anterior  
38 se efectuarán reuniones conjuntas con el fin de lograr los acuerdos modificatorios que  
39 deberán plasmarse en comunicaciones escritas.  
40

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

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

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

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

17  
18 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista  
19 seleccionado y entregada a la Interventoría para revisión.

#### 20 21 **4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

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

29  
30 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán entregados por el Inversionista  
31 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y  
32 para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría  
33 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los  
34 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME la respectiva  
35 recomendación si es del caso.

#### 36 37 **4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**

38  
39 Son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir  
40 y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye todas  
41 las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se

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

3  
4 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán entregados por el Inversionista  
5 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y  
6 para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría  
7 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los  
8 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME si es del caso.

9  
10 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos que  
11 preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos  
12 documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará los  
13 comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista seleccionado.

14  
15 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en  
16 campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán objeto de  
17 revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista  
18 seleccionado y a la UPME si es del caso.

19  
20 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la  
21 UPME podrá trasladar consultas al Inversionista seleccionado.

#### 22 23 **4.4.3 Estudios del Sistema**

24  
25 El Inversionista seleccionado deberá presentar al Interventor los estudios eléctricos que  
26 permitan definir los parámetros útiles para los diseños básicos y detallados; se destacan  
27 como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo  
28 en lo que aplique:

- 29
- 30 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y  
31 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos  
32 y de resistividad.
  - 33
  - 34 - Cálculo de flechas y tensiones.
  - 35
  - 36 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar  
37 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
  - 38
  - 39 - Estudios de coordinación de protecciones.
- 40

- 1 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y distancias eléctricas.
- 2
- 3
- 4 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo y a corto circuito.
- 5
- 6
- 7 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores aislados.
- 8
- 9
- 10 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 11
- 12 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 13
- 14 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares ac y dc.
- 15
- 16 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 17
- 18 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- 19
- 20
- 21 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores de fallas.
- 22
- 23

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

- 26
- 27 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 28
- 29 - Origen de los datos de entrada.
- 30
- 31 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
- 32
- 33
- 34 - Resultados.
- 35
- 36 - Bibliografía.
- 37

#### 38 **4.4.4 Distancias de Seguridad**

39

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

1  
2 **4.5 Equipos de Potencia**

3  
4 **4.5.1 Interruptores**

5  
6 Los interruptores de potencia deben cumplir las prescripciones de la última edición de las  
7 siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a suministrar:

- 8  
9
  - 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"

10  
11  
12  
13  
14  
15 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado  
16 de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, el mecanismo  
17 de operación será tipo resorte. No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido  
18 o aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser  
19 totalmente independientes.

20  
21 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
22 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
23 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la  
24 Interventoría.

25  
26 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe  
27 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o  
28 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su  
29 equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos  
30 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

31  
32 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias in situ para verificar las  
33 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia.

34  
35 **4.5.2 Compensación Capacitiva**

36  
37 El Transmisor Regional deberá considerar lo establecido en la norma IEC 60871 (Shunt  
38 capacitors for a.c. power systems having a rated voltage above 1 000 V) en su última  
39 versión y en los estándares IEEE 18 (Shunt Power Capacitors) e IEEE 519 (Recommended  
40 Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems), en sus últimas  
41 versiones y demás normas técnicas aplicables y las resoluciones de la CREG en especial

1 la Resolución CREG 070 de 1998, junto con sus modificaciones particularmente la  
2 Resolución CREG 024 de 2005.

3  
4 El Proyecto incluye la instalación de los módulos de compensación capacitiva descritos en  
5 el numeral 2 del presente Anexo 1 y sus correspondientes bahías de conexión a los barrajes  
6 de las Subestaciones. Todas las bahías deberán ser maniobrables bajo carga.

7  
8 Cada módulo de compensación será un banco de capacitores, tipo intemperie, con  
9 reactores limitadores de corriente de inserción y supresores de armónicos, transformador  
10 de corriente, con diseño para detectar las corrientes de desbalance del neutro, según  
11 diseño.

12  
13 En general, deberá tener el equipo necesario para su correcto funcionamiento, como  
14 equipos de protección, reactancias de amortiguamientos o sintonización, control, puesta a  
15 tierra, medida, equipos auxiliares, filtros de armónicos, etc, y se debe realizar la totalidad  
16 de las obras civiles correspondientes para el adecuado montaje del módulo de  
17 compensación.

18  
19 Especificaciones del Capacitor:

20  
21 TIPO DE OPERACIÓN: Exterior  
22 NORMAS DE FABRICACIÓN: ANSI - IEC  
23 FRECUENCIA: 60 Hz  
24 NÚMERO DE FASES: 3

25  
26 El Transmisor Regional deberá elaborar un documento soporte que contenga el estudio de  
27 calidad de la potencia, y que demuestre que la compensación no entra en resonancia con  
28 el sistema, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará  
29 parte de las memorias del proyecto. El Transmisor Regional se obliga a responder y  
30 solucionar los problemas de calidad de la potencia, especialmente amplificaciones  
31 armónicas, que se generen por la entrada en operación del módulo de compensación.

32  
33 **Pruebas de rutina:** los reactores deberán ser sometido a las pruebas de rutina establecidos  
34 en las publicaciones IEC o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán  
35 ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

36  
37 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe  
38 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en  
39 todo de acuerdo con las publicaciones IEC o ANSI. Si el Transmisor Regional no dispone  
40 de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

41

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

### 4.5.3 Descargadores de Sobretensión

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

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

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

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

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

### 4.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

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

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

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

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

11  
12 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
13 condiciones de estado y funcionamiento de los seccionadores.

#### 14 15 **4.5.5 Transformadores de Tensión**

16  
17 Los Transformadores de Tensión, deben cumplir las prescripciones de la última edición de  
18 las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a  
19 suministrar:

- 20  
21 • Publicación IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial  
22 discharges", o su equivalente en ANSI.  
23 • Publicación IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"  
24 • Publicación IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and  
25 capacitor dividers".  
26

27 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre  
28 fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar  
29 cargas externas adicionales. La precisión, deberá ser según normas IEC o su equivalente  
30 en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución  
31 CREG 025 de 1995, en su última revisión.  
32

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

38 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe  
39 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de  
40 tensión iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación  
41 IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el

1 Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas  
2 pruebas a su costa.

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

#### 7 **4.5.6 Transformadores de Corriente**

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

- 13 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su  
14 equivalente en ANSI.
- 15 • IEC 60044-1: "Current Transformers"

16  
17 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en  
18 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y  
19 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG  
20 025 de 1995, en su última revisión.

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

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

32  
33 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
34 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia

#### 36 **4.5.7 Equipo GIS o Híbrido**

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

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

- 4
- 5 • IEC60071-Insulation Coordination.
- 6 • IEC62271-203 High voltage switchgear and controlgear.
- 7 • IEC60137-Insulated bushings above 1000V.
- 8 • IEC60270-Partial discharge measurement.
- 9 • IEC60376-Specification and acceptance of new SF6.
- 10 • IEC 60480-Guide for checking SF6.
- 11 • IEC62271-1-Common clauses or HV switchgear and controlgears standards.
- 12 • IEC60815-1/2-Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions.
- 13 • IEC 62271-209-Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears.
- 14 • IEC62271-303-Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears.
- 15 • IEC61639-Direct connection between GIS and power transformer.

16 |  
17 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,  
18 pruebas mecánicas y pruebas de gas.

19  
20 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de  
21 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

#### 22 23 **4.5.8 Sistema de puesta a tierra**

24  
25 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la  
26 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current  
27 Substation Grounding" y a los requerimientos del RETIE.

28  
29 La subestación estará provista con una instalación de malla de tierra, diseñada para que en  
30 condiciones normales y anormales, no se presente ningún peligro para el personal situado  
31 en cualquier lugar, al que tenga acceso.

32  
33 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto  
34 más cercano y conveniente.

35  
36 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos  
37 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

38  
39 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Inversionista seleccionado hará los  
40 ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno.

1  
2 **4.5.9 Apantallamiento de la Subestación**  
3

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

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

12 **4.6 Equipos de Control y Protección**  
13

14 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de  
15 control y protección:  
16

17 **4.6.1 Sistemas de Protección**  
18

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

27 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las  
28 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus  
29 modificaciones.  
30

31 **4.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**  
32

33 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y  
34 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:  
35

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3.</p> <p>Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.</p>	<p>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.</p>
<b>2</b>	<p>Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.</p> <p>El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.</p>	<p>Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.</p>
	<p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.</p> <p>Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	
<b>1</b>	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.</p> <p>Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.</p>
	<p>Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0.</p> <p>Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las</p>	

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

1  
2 **4.6.2.1 Características Generales**  
3

4 Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con las norma IEC.  
5

6 El Inversionista seleccionado garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización  
7 permita la ampliación a medida que se expandan las Subestaciones y que sin cambios  
8 fundamentales en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware y  
9 software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de intercambiar y  
10 compartir recursos de información) con IED's de diversos fabricantes, razón por la cual  
11 deberán utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor Regional garantizará igualmente, que  
12 el Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de  
13 protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la  
14 información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el Sistema  
15 de Control, deberá ser entregada por el Transmisor Regional al Interventor para la  
16 verificación de cumplimiento.  
17

18 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la  
19 correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin  
20 limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de parametrización  
21 del sistema, etc.  
22

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

- 1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22
- 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.

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

30  
31 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de  
32 Subestación:

- 33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40
- 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.

- 1 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control  
2 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).  
3

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

#### 10 11 **4.6.3 Medidores multifuncionales** 12

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

#### 20 **4.6.4 Controladores de Bahía** 21

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

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

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

1  
2 Deben también tener LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos  
3 para la comunicación.

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

#### 7 8 **4.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

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

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

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

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

#### 30 31 **4.6.6 Switches**

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

- 35
- 36 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
  - 37 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
  - 38 • Deberá incluir las siguientes características de red:
  - 39
  - 40

- 1           ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
- 2           ○ IEEE 802.1q VLAN
- 3
- 4       • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 5
- 6       • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
- 7       describas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- 8
- 9       • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más
- 10       exigente.
- 11

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

#### 15 **4.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

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

17

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

24

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

28

29 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IED's, registradores  
30 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con auto-  
31 diagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

#### 32 **4.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

##### 33 **4.6.8.1 Controlador de la Subestación**

34

35 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del  
36 sitio de instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y  
37 control de la Subestación proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la

1 procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la  
2 entrega al Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con la programación realizada  
3 en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de ella.  
4 La información requerida para realizar la supervisión remota, se enviará por enlaces de  
5 comunicaciones.

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

#### 14 15 **4.6.8.2 Registradores de Fallas**

16  
17 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la  
18 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de  
19 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de  
20 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo  
21 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo  
22 establecido en el Código de Redes CREG025 de 1995, en su última revisión.

#### 23 24 **4.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

25  
26 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través de  
27 una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo SCADA.  
28 Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para mostrar la  
29 información del proceso.

30  
31 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos  
32 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la  
33 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

- 34 • Adquisición de datos y asignación de comandos.
- 35 • Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- 36 • Comunicación con el CND.
- 37 • Comunicación con la red de área local.
- 38 • Facilidades de mantenimiento.
- 39 • Facilidades para entrenamiento.
- 40 • Función de bloqueo.
- 41 • Función de supervisión.

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

#### 17 **4.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

18  
19 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de 1995,  
20 en su última revisión.

#### 22 **4.7 Obras Civiles**

23  
24 Estará a cargo del Inversionista seleccionado la construcción de las obras civiles necesarias  
25 en la subestación, cumpliendo con el PMA del Proyecto o la Subestación. Todos los diseños  
26 de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas  
27 Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10

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

- 36 • Memorias de cálculo que soporten los diseños.
- 37
- 38 • Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,  
39 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
- 40

- 1 • Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y  
2 editarse la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones  
3 hechas en campo verificadas por el Interventor.  
4  
5

## 6 5. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

### 7 5.1 Pruebas y Puesta en Servicio

8  
9  
10 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo  
11 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio  
12 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG  
13 vigente, los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND y los acuerdos del Consejo  
14 Nacional de Operación C.N.O, en particular el 646 de 2013.  
15

16 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,  
17 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”  
18 diseñados por el Inversionista seleccionado de tal forma que la Interventoría, pueda verificar  
19 el cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por  
20 ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta  
21 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen con  
22 la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.  
23

24 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista seleccionado debe efectuar las siguientes  
25 pruebas como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los  
26 requerimientos del CND, vigentes:  
27

- 28 • Direccionalidad de las protecciones de línea.  
29  
30 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas  
31 asociadas.  
32  
33 • Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto  
34 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de  
35 protecciones.  
36  
37 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.  
38

39 **Pruebas de energización:** El Inversionista seleccionado será responsable por la ejecución  
40 de las pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser  
41 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.

1  
2 **5.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

3  
4 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:

- 5  
6 • Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.  
7 • Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.  
8 • Diagrama Unifilar.  
9 • Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del  
10 Proyecto.  
11 • Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.  
12 • Cronograma de desconexiones y consignaciones.  
13 • Cronograma de pruebas.  
14 • Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con  
15 información definitiva.  
16 • Protocolo de energización.  
17 • Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.  
18 • Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del  
19 punto de conexión.  
20 • Carta de declaración en operación comercial.  
21 • Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y  
22 actualizados por el CND.  
23

24  
25 **6. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

26  
27 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG  
28 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.  
29

30  
31 **7. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**

32  
33 Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor Regional debe entregar al  
34 Interventor un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo  
35 requiere el Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la  
36 UPME.  
37

38  
39 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**  
40

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

8  
9  
10 **9. FIGURAS**

11  
12 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:

13  
14 Figura 1 - Unifilar Subestación El Carmen.

15  
16 Figura 2 - Unifilar Subestación El Banco.

17  
18 Figura 3 - Unifilar Subestación Montería.