



Unidad de Planeación
Minero Energética

REPÚBLICA DE COLOMBIA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
(MME)

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA
(UPME)

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 04 DE 2024
(UPME 04 – 2024)

SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE COMPENSADORES SINCRONOS Y SISTEMAS ASOCIADOS, EN
LAS SUBESTACIONES EL BANCO, GUATAPURI Y LA JAGUA

DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA

ANEXO NO. 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

Bogotá D. C., diciembre de 2024

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



Unidad de Planeación Minero Energética

TABLA DE CONTENIDO

1		
2		
3	ANEXO NO. 1.....	1
4	1. CONSIDERACIONES GENERALES	5
5	1.1 REQUISITOS TÉCNICOS ESENCIALES	5
6	1.2 DEFINICIONES.....	6
7	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	6
8	2.1 NORMAS TÉCNICAS APLICADAS Y/O ESTÁNDARES.....	6
9	2.2 ALCANCE DEL PROYECTO	10
10	2.3 SUBESTACIONES QUE HACEN PARTE DE LA ZONA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO.....	11
11	2.3.1 <i>Subestaciones El Banco, Guatapurí y La Jagua</i>	11
12	2.3.2 <i>Notas Vinculantes</i>	12
13	2.4 DESCRIPCIÓN DE OBRAS EN LAS SUBESTACIONES	13
14	2.4.1 <i>Descripción de Obras en las Subestación El Banco</i>	13
15	2.4.2 <i>Descripción de Obras en las Subestación Guatapurí</i>	14
16	2.4.3 <i>Descripción de Obras en las Subestación La Jagua</i>	15
17	2.5 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO	15
18	2.5.1 <i>En subestación El Banco 110 kV</i>	16
19	2.5.2 <i>En subestación Guatapurí 110 kV</i>	16
20	2.5.3 <i>En subestación La Jagua 110 kV</i>	17
21	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	17
22	3.1. PARÁMETROS DEL SISTEMA	17
23	3.2. CAPACIDAD DE LOS EQUIPOS.....	18
24	3.3. CONDICIONES DEL SITIO.....	18
25	3.4. NIVEL DE CORTO CIRCUITO	18
26	3.5. EQUIPOS Y MATERIALES	19
27	3.6. EFECTO CORONA, RADIO-INTERFERENCIA Y RUIDO AUDIBLE.....	19
28	3.7. LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN	19
29	3.8. PRUEBAS EN FÁBRICA (FAT)	20
30	3.9. MODELOS DINÁMICOS RMS Y EMT	20
31	3.10. SISTEMAS DE MEDICIÓN FASORIAL	20
32	3.11. SUPERVISIÓN Y CONTROL.....	21
33	3.12. SOPORTABILIDAD EN FRECUENCIA Y ROCOF	21
34	3.13. SOPORTABILIDAD ANTE PERTURBACIONES DE TENSIÓN	22
35	3.14. PROTECCIONES Y SERVICIOS AUXILIARES	22
36	3.15. ESTUDIO ELÉCTRICOS	23
37	4. CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN PARA UN	
38	COMPENSADOR SÍNCRONO Y SISTEMAS ASOCIADOS	23
39	4.1. CARACTERÍSTICAS NOMINALES DE DISEÑO DE LA MÁQUINA SÍNCRONA.....	25
40	4.1.1. <i>Equipamiento de Potencia</i>	26
41	4.1.2. <i>Estudios requeridos asociados con el sistema SC</i>	27
42	4.2. REQUISITOS DE SOBRECORRIENTE.....	27
43	4.2.1 <i>Corriente en el estator</i>	27
44	4.2.2 <i>Corriente en el rotor</i>	27
45	4.2.3 <i>Corrientes desbalanceada</i>	28
46	4.3. DISEÑO MECÁNICO	28
47	4.3.1 <i>Estator</i>	28

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1	4.3.2	Rotor.....	29
2	4.3.3	Rodamientos.....	29
3	4.3.4	Sistema de lubricación con aceite.....	29
4	4.4.	SISTEMA DE EXCITACIÓN.....	30
5	4.4.1	Requisitos generales de diseño.....	31
6	4.4.2	Excitador estático (Static Excitation Equipment).....	31
7	4.4.3	Estabilizador de sistemas de potencia (PSS).....	33
8	4.4.4	Excitador Brushless (Rotating Excitation System).....	33
9	4.5.	SISTEMA DE ARRANQUE.....	34
10	4.5.1	Convertidor de frecuencia de arranque estático (SFC).....	35
11	4.5.2	Pony motor (VSD - Variable Speed Drive).....	36
12	4.6.	SISTEMA DE REFRIGERACIÓN.....	37
13	4.7.	VOLANTE DE INERCIA (FLYWHEEL).....	38
14	4.8.	DUCTO BARRA AISLADO (IPB).....	38
15	4.9.	INTERRUPTOR GCB.....	39
16	4.10.	TRANSFORMADOR ELEVADOR.....	40
17	4.11.	PÉRDIDAS (CONSUMO DEL PROYECTO).....	40
18	4.12.	SISTEMA CONTROL Y PROTECCIÓN.....	40
19	4.12.1	Estación de control.....	40
20	-	Para operar el SC, deben estar disponibles diferentes despliegues HMI en la subestación de trabajo del operador o trasmisor.....	42
22	4.12.2	Panel de control del SC.....	43
23	4.12.3	Concepto de control general.....	45
24	4.12.4	Protecciones.....	46
25	4.13.	EQUIPOS AUXILIARES.....	49
26	4.13.1	Transformadores Auxiliares.....	50
27	4.13.2	Otros equipos auxiliares.....	50
28	4.14.	SINCRONIZACIÓN.....	50
29	4.15.	SHORT CIRCUIT RATIO (SCR).....	50
30	4.16.	REACTANCIAS DE EJE DIRECTO.....	50
31	4.17.	RUIDO AUDIBLE.....	51
32	5.	ESPECIFICACIONES PARA SUBESTACIONES.....	51
33	5.1.	GENERAL.....	51
34	5.2.	CONEXIÓN ENTRE EL SC Y LA INFRAESTRUCTURA DE LA SUBESTACIÓN.....	52
35	5.3.	PREDIO DE LAS SUBESTACIONES.....	52
36	5.3.1.	Subestación El Banco 110 kV.....	52
37	5.3.2.	Subestación Guatapurí 110 kV.....	53
38	5.3.3.	Subestación La Jagua 110 kV.....	54
39	5.3.4.	Espacios de Reserva.....	55
40	5.3.5.	Conexiones con equipos existentes.....	55
41	5.3.6.	Servicios Auxiliares.....	56
42	5.3.7.	Infraestructura y Módulo Común.....	56
43	5.4.	EQUIPOS DE POTENCIA.....	57
44	5.4.1.	Transformador de Potencia (Elevador).....	57
45	5.4.2.	Interruptores.....	58
46	5.4.3.	Descargadores de Sobretensión.....	59
47	5.4.4.	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	59
48	5.4.5.	Transformadores de Tensión.....	60

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1	5.4.6. Transformadores de Corriente.....	61
2	5.4.7. Equipo GIS o Híbrido.....	62
3	5.4.8. Sistema de puesta a tierra.....	62
4	5.4.9. Apantallamiento de la Subestación y del sistema SC.....	63
5	5.5. EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN.....	63
6	5.5.1. Sistemas de Protección.....	64
7	5.5.2. Sistema de Automatización y Control de las Subestaciones.....	66
8	5.5.2.1 Características Generales.....	68
9	5.5.3. Medidores multifuncionales.....	69
10	5.5.4. Controlador de Bahía.....	69
11	5.5.5. Controlador de los Servicios Auxiliares.....	70
12	5.5.6. Switches.....	70
13	5.5.7. Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	71
14	5.5.8. Equipos y Sistemas de Nivel 3 y 4.....	71
15	5.5.8.1 Controlador de la Subestación.....	71
16	5.5.8.2 Registradores de Fallas.....	72
17	5.5.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación.....	72
18	5.5.9. Requisitos de Telecomunicaciones.....	73
19	5.6. OBRAS CIVILES.....	73
20	5.7. MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO.....	73
21	5.8. CONTENEDOR.....	74
22	5.9. CONDICIONES SÍSMICAS DE LOS EQUIPOS.....	74
23	5.10. SEGURIDAD DE LAS INSTALACIONES.....	75
24	6. PROCEDIMIENTOS GENERALES DEL DISEÑO..... 75	
25	6.1. LOS DOCUMENTOS DE INGENIERÍA BÁSICA.....	76
26	6.1.1. Memorias de cálculo electromecánicas.....	77
27	6.1.2. Especificaciones equipos.....	77
28	6.1.3. Características técnicas de los equipos.....	77
29	6.1.4. Planos electromecánicos.....	78
30	6.1.5. Planos de obras civiles.....	78
31	6.1.6. Estudios y trabajos de campo.....	79
32	6.2. LOS DOCUMENTOS DE LA INGENIERÍA DE DETALLE.....	79
33	6.2.1. Cálculos detallados de obras civiles.....	80
34	6.2.2. Planos de obras civiles.....	80
35	6.2.3. Diseño detallado electromecánico.....	80
36	6.2.4. Estudios Generales del Sistema SC.....	82
37	6.2.5. Estudios eléctricos del Sistema SC.....	83
38	6.2.6. Distancias de Seguridad.....	84
39	7. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO 84	
40	7.1. PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO.....	84
41	8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO 84	
42	9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA 85	
43	10. DIAGRAMAS..... 85	
44		

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



Unidad de Planeación Minero Energética

ANEXO NO. 1 – ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista – DSI de la Convocatoria Pública UPME 04 - 2024.

Toda mención efectuada en este documento a “Condiciones Generales”, “Anexo”, “Formulario”, “Formato”, “Literal”, y “Numeral”, se deberá entender efectuada a las Condiciones Generales, Anexos, Formularios, Formatos, Literales y Numerales de este documento, respectivamente, 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 DSI, 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 DSI, los aplicables en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones, en especial CREG 038 de 2014), la Resolución CREG 098 de 2019, los acuerdos del CNO cuando apliquen 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 última versión (Resolución 40117 del 2 de abril de 2024). En los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados, el Transmisor 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 DSI, en el Código de Redes y en los reglamentos técnicos que expida el 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, 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 Libro 3, Título 2 del RETIE de la fecha anotada.

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 los acuerdos del CNO, con normas técnicas nacionales o internacionales y con resoluciones de la CREG y del MME, se establece que, de producirse una revisión o una actualización de cualquiera de los

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



Unidad de Planeación Minero Energética

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

6 1.2 Definiciones

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

11 Igualmente, para efectos de esta convocatoria y este documento que lo integra, se utilizarán,
12 además, las siguientes abreviaciones:

- 14 • **AVR:** Automatic Voltage Regulator.
- 15 • **AC:** Corriente Alterna (en inglés Alternating Current).
- 16 • **CNO:** Centro Nacional de Operaciones.
- 17 • **FAT:** Factory Acceptance Tests (Pruebas de Aceptación en Fábrica).
- 18 • **GCB:** Generator circuit breaker.
- 19 • **SC:** Condensador Síncrono o Compensador Síncrono, que incluye la máquina sín-
20 croma más todo el equipamiento secundario y auxiliar, tal como sistema de arranque,
21 excitación, refrigeración, transformador elevador, entre otros.
- 22 • **SCR:** Relación entre la corriente de campo requerida para generar voltaje nominal en
23 un circuito abierto y la corriente de campo requerida para hacer circular la corriente
24 nominal del inducido en un cortocircuito.
- 25 • **SCADA:** Supervisor y Control and Data Acquisition (Supervisión de Control y Adquisi-
26 ción de Datos).
- 27 • **SIN:** Sistema Interconectado Nacional.
- 28 • **STN:** Sistema de transmisión nacional.
- 29 • **STR:** Sistema de Transmisión Regional.
- 30 • **VSD:** Variable Speed Drive.

32 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

34 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, instalación,
35 pruebas, puesta en servicio, operación y mantenimiento de Sistemas de Compensadores
36 Síncronos (SC):

38 2.1 Normas Técnicas Aplicadas y/o Estándares

40 El Proyecto para diseñar y ejecutar deberá estar de acuerdo con los parámetros de diseño y
41 desempeño definidos en este Anexo y en todas las normas aplicables, en particular el RETIE,
42 Anexos Técnicos, y normativas internacionales aplicables para el Proyecto.

44 El orden de precedencia de aplicación será en primer lugar el RETIE, Resoluciones CREG,
45 Acuerdos del CNO y sus Anexos. En los casos donde no exista una norma o estándar nacional,

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 aplicarán las normas, estándares y referencias internacionales especificadas de forma explícita
2 en el presente Anexo. Finalmente, en los casos donde no exista una normativa nacional
3 aplicable al Proyecto y no se especifique una norma, estándar o referencia internacional en
4 particular, aplicarán las normas y estándares IEC, IEEE y CIGRE.

5
6 A menos que se especifique lo contrario, los estándares y normativa aplicables deberán
7 corresponder a la versión más reciente y vigente a la fecha de publicación de la convocatoria
8 definitiva.

9
10 A continuación, se presenta un listado no exhaustivo de estándares internacionales aplicables
11 al Proyecto que deberán ser considerado por el inversionista seleccionado.

12 13 **Normas Técnicas**

- 14 • RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
- 15 • Norma NTC 2050

16 17 **Estándares Generales**

- 18 • IEC-60060: High Voltage Test Techniques
- 19 • IEC-60156: Method for the Determination of the Electric Strength of Insulating Liquids
- 20 • IEC-60865: Short Circuit Currents
- 21 • IEEE 605-2008: IEEE Guide for Bus Design in Air Insulated Substations

22 23 **Diseño general de un generador sincrónico**

- 24 • IEC-60034: Rotating electrical machines - ALL PARTS.
- 25 • IEEE-C50.13: IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Gen-
26 erators Rated 10 MVA and Above.
- 27 • IEEE-115: IEEE Guide for Test Procedures for Synchronous Machines Including Ac-
28 ceptance and Performance Testing and Parameter Determination for Dynamic Analysis.
- 29 • IEEE-1031: IEEE Guide for the Functional Specification of Transmission Static Var Com-
30 pensators.
- 31 • IEC-60870-5-104: Telecontrol equipment and systems - Part 5-104: Transmission pro-
32 tocols – Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles.
- 33 • IEC-61850: International standard defining communication protocols for intelligent elec-
34 tronic devices at electrical substations.
- 35 • IEC 60085:2007: Electrical insulation - Thermal evaluation and designation

36 37 **Coordinación de Aislamiento y Diseño de aislación**

- 38 • IEC-60071-1: Insulation co-ordination - Part 1: Definitions, principles, and rules.
- 39 • IEC-60071-2: Insulation co-ordination - Part 2: Application guidelines.
- 40 • CIGRE TB 63: Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmis-
41 sion lines.
- 42 • IEC-60099-5: Selection and application recommendations.
- 43 • IEC-60815-1: Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in
44 polluted conditions - Part 1: Definitions, information, and general principles.



Unidad de Planeación Minero Energética

- IEC-60815-2: Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions - Part 2: Ceramic and glass insulators for a.c. systems.

Transformadores

- IEC-60076-1 to 5: Power Transformers
- IEC- 60076-6: Power Transformers – Part 6: Reactors
- IEC 60214-2: Tap Changers: Application Guidelines
- IEC-60076-10: Power Transformers – Part 10: Determination of Sound Levels
- IEC-60076-11: Dry Type Transformers

Equipamiento secundario y auxiliar

- IEC-60870-5-104: Telecontrol equipment and systems – Part 5-104: Transmission protocols – Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles.
- IEC-61850-1 to 10: Communication networks and systems for power utility automation.
- IEEE-421-1: IEEE Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines.
- IEEE-421-5: IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies
- IEC-60529: Degrees of protection provided by enclosures.
- IEC-60364: Low-voltage electrical installations.
- IEC-60269: Low-voltage fuses.
- IEEE C37.90.1: IEEE Standard Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus.
- IEC 60255-26: Measuring relays and protection equipment - Part 26: Electromagnetic compatibility requirements.

Interruptor para compensador sincrónico

- IEC/IEEE 62271-37-013: High-voltage switchgear and controlgear - Part 37-013: Alternating current generator circuit-breakers.

Pararrayos

- IEC-60099-4: Surge arresters - Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems.

Interruptores

- IEC-62271-1: High-Voltage Switchgear and Control gear Part1: Common Specifications
- IEC-62271-102: High Voltage Alternating Current Disconnectors and Earthing Switches
- IEEE C37.04-2018: IEEE Standard for Ratings and Requirements for AC High-Voltage Circuit Breakers with Rated Maximum Voltage Above 1000 V

Ciberseguridad

- IEC-27001: Information security management
- IEC-27002: Information Technology - Security Techniques – Code of practice for information controls
- NERC-CIP: North American Electric Reliability Corporation – Critical Infrastructure Protection



Unidad de Planeación Minero Energética

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44

Diseño y consideraciones sísmicas

- IEEE-693-2005: IEEE Recommended Practice for Seismic Design of Substations
- ETG-1020: Requisitos de diseño sísmico para equipo eléctrico
- NCH 433: Diseño sísmico de edificios.
- NCH 2369: Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales.

Guías y referencias Técnicas

- CIGRE TB 885 Guide on the Assessment, Specification and Design of Synchronous Condenser for Power System with Predominance of Low or Zero Inertia Generators.

Consultoría UPME SC

- Consultoría Compensadores Síncronos para el SIN Parte I, II y III. Autor: Power & Energy.

Datos Climatológicos

- Datos climatológicos proporcionados por el IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia), donde se encuentran mediciones de temperaturas mínimas y máximas, vientos máximos y humedad relativa, de los diferentes municipios y/o ciudades donde se van a instalar los Compensadores Síncronos.

Otras Normas

- ISO 9001 Quality management system
- DIN VDE1000 General principles for the safety design of technical products
- DIN VDE 0100 Erection of power installation with rated voltages up to 1000V
- DIN VDE 0101 Erection of power installation with rated voltage exceeding 1kV
- DIN VDE 0103 Rating of power installation to mechanical and thermal short-circuit strength.
- DIN VDE 0105 Requirements for the operation of electrical systems.
- DIN VDE 0108 Tower installation and operation in communal facilities
- DIN VDE 0140 protection against electrical shocking
- DIN VDE 0141 Earthing systems for special power installations with nominal voltages above 1kV
- DIN EN 62305 Lightning protection
- ANSI A117.1 Accessible and Usable Buildings and Facilities
- API 670 Machinery Protection Systems
- API 614 Lubrication, Shaft Sealing and Control-Oil
- ASME B31.3 Requirements for pressure piping
- ASME Section IX Welding & Brazing Qualifications
- IBC 2009 International Building Code
- ACI 301 Specifications for Structural Concrete
- ACI 302 Guide for Concrete Floor and Slab Construction
- ACI 318 Building Code Requirements for Structural Concrete



Unidad de Planeación Minero Energética

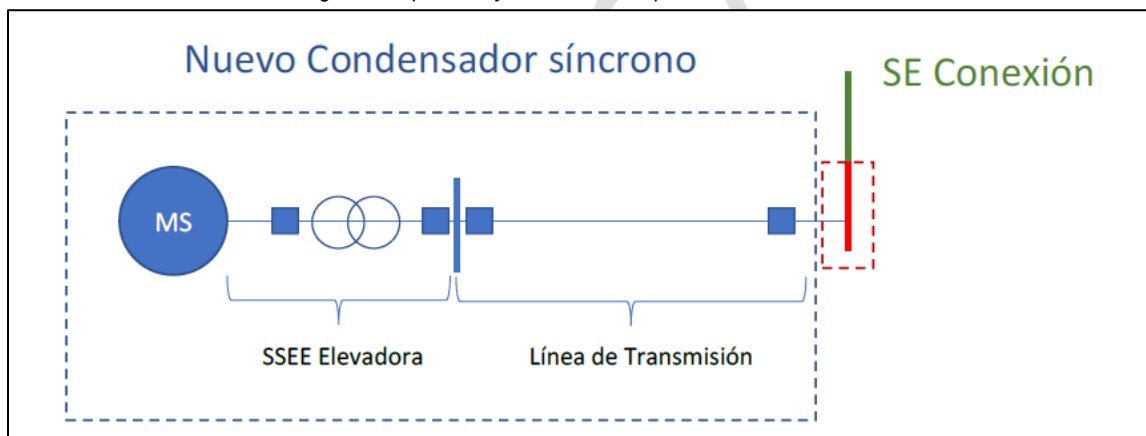
2.2 Alcance del Proyecto

El Inversionista, deberá cumplir con todos los requerimientos establecidos en las bases de la convocatoria y el contrato.

El Inversionista será responsable de ejecutar el Proyecto completamente integrado y operativo, incluida la interconexión a las instalaciones existentes. Esto significa que el Inversionista será totalmente responsable de la ingeniería de detalle, los estudios de diseño y sistémicos necesarios, la fabricación y suministro de todos los equipos e instalaciones, la ejecución de las obras civiles, mecánicas y eléctricas, la conexión a las subestaciones existentes, las pruebas, puesta en servicio, entrada en Operación, Periodo de Garantía, Operación y Mantenimiento de las instalaciones. Además, el Inversionista será responsable de la adquisición de los terrenos o derechos de uso de suelo, las aprobaciones regulatorias aplicables y los requisitos de permisos para la correcta ejecución del Proyecto.

Para efectos de esclarecer el alcance del Proyecto a continuación se muestra un esquema de la solución, a través de la instalación de un nuevo compensador síncrono.

Figura 1. Esquema Proyecto – Nuevo Compensador Síncrono.



Fuente: Licitación pública internacional para la adjudicación de la construcción y operación del servicio complementario de control de tensión por aportes de potencia de corto circuito- Chile

Cada elemento mostrado en la Figura 1 representa partes del Proyecto total, en azul los componentes asociados al proyecto de un nuevo compensador síncrono, en verde las instalaciones existentes y en rojo la solución de conexión del proyecto al sistema eléctrico. Cada parte del proyecto mencionado se conforma por equipos primarios, secundarios y auxiliares que deben ser definidos por el inversionista elegido. Mayor detalle de la solución de conexión en el capítulo 4 del presente Anexo.

El nuevo compensador síncrono, debe comprender la máquina síncrona, así como todo el equipamiento secundario y auxiliar que habilite su operación, tal como sistema de arranque, sistema refrigeración, interruptor, transformador elevador, entre otros, cuyo detalle se presenta en el capítulo 4 del presente Anexo.

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 Adicionalmente, la ingeniería de detalle debe contener la solución de conexión al STR y/o STN
2 donde se conecte el nuevo condensado.

3 4 **2.3 Subestaciones que hacen parte de la zona de influencia del proyecto**

5
6 Los Sistemas de Compensadores Síncronos se instalarán y operarán en una de las siguientes
7 subestaciones:

8 9 **2.3.1 Subestaciones El Banco, Guatapurí y La Jagua**

- 10
11 1) Unidades de sistemas de Compensadores Síncronos con una capacidad nominal mí-
12 nima de 50 MVAR que se conecta a la subestación El Banco 110 kV, junto con todos los
13 elementos, equipos, obras y adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o pro-
14 tección, control, medición y todo lo necesario para esta conexión (Tener en considera-
15 ción las notas c), d) y e) del numeral 2.3.2. del presente anexo).
- 16
17 2) Unidades de sistemas de Compensadores Síncronos con una capacidad nominal mí-
18 nima de 50 MVAR que se conecta a la subestación Guatapurí 110 kV, junto con todos
19 los elementos, equipos, obras y adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o
20 protección, control, medición y todo lo necesario para esta conexión (Tener en conside-
21 ración las notas c), d) y e) del numeral 2.3.2. del presente anexo).
- 22
23 3) Unidades de sistemas de Compensadores Síncronos con una capacidad nominal mí-
24 nima de 50 MVAR que se conecta a la subestación La Jagua 110 kV, junto con todos los
25 elementos, equipos, obras y adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o pro-
26 tección, control, medición y todo lo necesario para esta conexión (Tener en considera-
27 ción las notas c), d) y e) del numeral 2.3.2. del presente anexo).
- 28
29 4) Extensión de barraje (en caso de ser necesario) a 110 kV de las existentes subestacio-
30 nes El Banco 110 kV, Guatapurí 110 kV y La Jagua 110 kV, para la instalación de las
31 nuevas bahías referidas en el ítem 1, 2 y 4 con el fin de conectar las salidas de los
32 Compensadores Síncronos, junto con todos los elementos, equipos, obras y adecuacio-
33 nes mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición y todo lo ne-
34 cesario para esta conexión. Ampliación y/o construcción de la caseta para los equipos
35 de control, protección y comunicación con el Centro de Control del CND y/o Centro de
36 Control del Operador de Red.
- 37
38 5) Instalación tableros de control, protección y medida para la bahía de conexión de los
39 Compensadores Síncronos en las subestaciones existentes.
- 40
41 6) Instalación de los servicios auxiliares necesarios para la alimentación de las cargas
42 tanto en corriente directa como alterna de los equipos relacionados con las nuevas ins-
43 talaciones de los Compensadores Síncronos. Para la operación de los equipos de la
44 bahía de conexión de los Compensadores síncronos de energía a la subestación exis-
45 tente, así como de sus equipos de control y protección, el inversionista deberá estable-
46 cer la disponibilidad de alimentación de servicios auxiliares tanto en AC como en DC.

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



Unidad de Planeación Minero Energética



- 1
2 7) Todos los elementos y adecuaciones eléctricas, civiles, físicas, mecánicas, etc, nece-
3 sarias para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria durante la construcción,
4 operación y mantenimiento de las obras, garantizando siempre su compatibilidad con la
5 infraestructura existente. Estas acciones incluyen sistemas de control, protecciones, co-
6 municaciones e infraestructura asociada, etc., sin limitarse a estos.

8 2.3.2 Notas Vinculantes

9
10 Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente Convocatoria
11 Pública UPME 04 – 2024.

- 12
13 a) Los diagramas unifilares de las subestaciones El Banco 110 kV, Guatapurí 110 kV y La
14 Jagua 110 kV por motivo de la presente Convocatoria Pública hacen parte del Anexo 1.
15 El Inversionista seleccionado, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad,
16 podrá modificar la disposición de las bahías en los diagramas unifilares previa revisión
17 y concepto del Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de mo-
18 dificación presentada involucra o afecta a terceros como otros usuarios o al propietario
19 de la subestación (existente o ampliación), deberán establecerse acuerdos previos a la
20 solicitud.
- 21
22 b) El Inversionista seleccionado es quien se conectará a la infraestructura existente. Co-
23 rresponde al Inversionista seleccionado, objeto de la presente Convocatoria, llegar a
24 acuerdos con los OR y/o agentes responsables de la infraestructura; para definir la ubi-
25 cación y/o disposición física de los equipos en la subestación. En cualquier caso, se
26 deberá garantizar un alto nivel de confiabilidad.
- 27
28 c) El Inversionista seleccionado deberá identificar y especificar todos los elementos nece-
29 sarios para garantizar el correcto funcionamiento y operación de los equipos a instalar,
30 ya sean de potencia, control, medición, protecciones, etc., tanto en condiciones norma-
31 les, como en contingencias o fallas. Esto incluye también los equipos o elementos para
32 la conexión, operación que requiera el SC como por ejemplo el sistema de gestión de
33 energía, transformadores, la bahía de línea y de transformador para recibir la energía y
34 potencia desde / hacia los compensadores síncronos entre otros.
- 35
36 d) Los Sistemas de Compensadores Síncronos – SC, operarán de forma continua 7/24, y
37 siguiendo las instrucciones operativas impartidas por el CND.
- 38
39 e) Los Sistemas de Compensadores Síncronos – SC, deberán contar con sus correspon-
40 dientes equipos de conexión, corte y protección, la interfaz electrónica y los sistemas de
41 medición requeridos. Estos sistemas deberán contar con capacidad de control local y
42 remoto.
- 43



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 f) Todos los equipos o elementos a instalar en la presente Convocatoria Pública UPME,
2 deberán ser completamente nuevos, de última tecnología, fabricados bajo normas inter-
3 nacionales, y contar con sello de fabricación y certificado de producto RETIE según
4 aplique.
5
- 6 g) En caso que los Sistemas de Compensadores Síncronos – SC, no puedan ser instala-
7 dos al interior de las subestaciones El Banco 110 kV, Guatapurí 110 kV y La Jagua 110
8 kV, el Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, de-
9 berá hacerse cargo de la extensión del barraje en la subestación existente (de ser ne-
10 cesario), para la conexión de la nueva bahía y de transformador correspondiente al SC,
11 así como la construcción de la conexión eléctrica entre la salida de los nuevos equipos
12 y el barraje de la subestación existente, junto con los equipos de protección y adecua-
13 ciones físicas y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar el
14 barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual
15 o superior al barraje existente donde se conecta y no inferior a la capacidad de interrup-
16 ción máxima de las bahías o interruptores existen o nuevos que se integren como parte
17 de esta convocatoria.
18
- 19 h) La Potencia suministrada y el nivel de tensión especificados corresponderán a los me-
20 didos en el punto de conexión del barraje al cual se conecte en cada una de las subes-
21 taciones objeto de la presente Convocatoria.
22
- 23 i) La UPME pondrá a disposición de los Interesados la información técnica, costos de co-
24 nexión y demás información remitida por los propietarios de la infraestructura existente.
25 La información específica que no se publique en la página WEB, puede ser solicitada
26 en oficinas de la UPME en los términos señalados en el numeral 9 del presente Anexo
27 1, sin detrimento a lo anterior, el inversionista podrá consultar a los propietarios de la
28 infraestructura de manera directa. La información suministrada por la UPME no repre-
29 senta ninguna limitante y deberá ser evaluada por el Inversionista para su interés, en
30 concordancia con los numerales 5.5., Independencia del Proponente, y 5.6., Responsa-
31 bilidad, de los DSI de la presente Convocatoria.
32

2.4 Descripción de obras en las subestaciones

2.4.1 Descripción de Obras en las Subestación El Banco

37 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la adquisición del lote (en caso de ser
38 necesario), del diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas
39 en los capítulos 3 y 4. Los equipos podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera
40 letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o
41 una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad
42 técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.
43

44 La bahía de línea y de transformador a 110 kV a instalarse, deberán tener la misma
45 configuración de la existente subestación El Banco 110 kV, la cual es en configuración doble
46 barra. El propietario de la existente subestación El Banco de 110 kV es AFINIA S.A.S. ESP.

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1
2 Los equipos o elementos a instalar en la subestación deberán ser completamente nuevos y de
3 última tecnología.

4
5 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la
6 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de control,
7 protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y debe
8 garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente. En general, el Inversionista se
9 debe hacer cargo de las adecuaciones necesaria para cumplir con el alcance del proyecto.

10
11 El inversionista seleccionado deberá acordar con AFINIA, las condiciones de acceso y uso del
12 terreno para el desarrollo de la presente Convocatoria, lo cual deberá quedar plasmado en el
13 Contrato de Conexión.

14
15 El diagrama unifilar de la subestación El Banco 110 kV se muestra en el capítulo 10 del presente
16 anexo. El Inversionista seleccionado en coordinación con el propietario o el responsable de la
17 subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de la infraestructura y
18 en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De
19 cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas
20 que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

21 22 **2.4.2 Descripción de Obras en las Subestación Guatapurí**

23
24 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la adquisición del lote (en caso de ser
25 necesario), del diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas
26 en los capítulos 3 y 4. Los equipos podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera
27 letra del nombre en inglés "Gas Insulated Substations" Subestaciones aisladas en gas SF6) o
28 una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad
29 técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

30
31 La bahía de línea y de transformador a 110 kV a instalarse, deberán tener la misma
32 configuración de la existente subestación Guatapurí 110 kV, la cual es en configuración barra
33 sencilla. El propietario de la existente subestación Guatapurí 110 kV es el CONSORCIO
34 DESARROLLO ELÉCTRICO DEL RÍO GUATAPURÍ S.A.S. ESP.

35
36 Los equipos o elementos a instalar en la subestación deberán ser completamente nuevos y de
37 última tecnología.

38
39 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la
40 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de control,
41 protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y debe
42 garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente. En general, el Inversionista se
43 debe hacer cargo de las adecuaciones necesaria para cumplir con el alcance del proyecto.

44
45 El inversionista seleccionado deberá acordar con el CONSORCIO DESARROLLO ELÉCTRICO
46 DEL RÍO GUATAPURÍ S.A.S. ESP, las condiciones de acceso y uso del terreno para el

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 desarrollo de la presente Convocatoria, lo cual deberá quedar plasmado en el Contrato de
2 Conexión.

3
4 El diagrama unifilar de la subestación Guatapurí 110 kV se muestra en el capítulo 10 del
5 presente anexo. El Inversionista seleccionado en coordinación con el propietario o el
6 responsable de la subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de
7 la infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de
8 confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso
9 de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

10 11 **2.4.3 Descripción de Obras en las Subestación La Jagua**

12
13 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la adquisición del lote (en caso de ser
14 necesario), del diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas
15 en los capítulos 3 y 4. Los equipos podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera
16 letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o
17 una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad
18 técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

19
20 La bahía de línea y de transformador a 110 kV a instalarse, deberán tener la misma
21 configuración de la existente subestación La Jagua 110 kV, la cual es en configuración barra
22 sencilla. El propietario de la existente subestación La Jagua 110 kV es AFINIA.

23
24 Los equipos o elementos a instalar en la subestación deberán ser completamente nuevos y de
25 última tecnología.

26
27 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la
28 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de control,
29 protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y debe
30 garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente. En general, el Inversionista se
31 debe hacer cargo de las adecuaciones necesaria para cumplir con el alcance del proyecto.

32
33 El inversionista seleccionado deberá acordar con AFINIA S.A.S. ESP, las condiciones de
34 acceso y uso del terreno para el desarrollo de la presente Convocatoria, lo cual deberá quedar
35 plasmado en el Contrato de Conexión.

36
37 El diagrama unifilar de la subestación La Jagua 110 kV se muestra en el capítulo 10 del presente
38 anexo. El Inversionista seleccionado en coordinación con el propietario o el responsable de la
39 subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de la infraestructura y
40 en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De
41 cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas
42 que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

43 44 **2.5 Puntos de Conexión del Proyecto**

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la construcción
2 de la nueva infraestructura para las obras de la presenta convocatoria, independiente de la
3 modalidad (compra o arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código de
4 Conexión (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones), la Resolución CREG 098 de
5 2019 y las siguientes consideraciones en cada uno de los puntos de conexión, para los cuales
6 se debe establecer un contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los activos
7 relacionados.

9 **2.5.1 En subestación El Banco 110 kV**

11 El propietario de la subestación El Banco 110 kV es AFINIA S.A.S E.S.P. Esta subestación a
12 nivel de 110 kV tiene una configuración Barra Doble.

14 El punto de conexión del proyecto de la presente Convocatoria UPME 04 - 2024 en la
15 subestación El Banco, es en el barraje de 110 kV.

17 El contrato de Conexión, entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública
18 UPME 04 - 2024 y AFINIA S.A.S E.S.P., deberán incluir, lo relacionado, con las condiciones
19 para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio
20 para la ubicación de los tableros de control y protecciones, las adecuaciones físicas necesarias,
21 enlace al sistema de supervisión y control con el CND, el Operador de Red y sistema de
22 comunicaciones de la subestación, suministro de servicios auxiliares de AC y DC, y demás
23 acuerdos. El contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4)
24 meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales
25 Esperados del Inversionista de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones
26 básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante, las partes en
27 caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del
28 plazo de firma del contrato de conexión.

30 **2.5.2 En subestación Guatapurí 110 kV**

32 El propietario de la subestación Guatapurí 110 kV es el CONSORCIO DESARROLLO
33 ELÉCTRICO DEL RÍO GUATAPURÍ S.A.S. ESP. Esta subestación a nivel de 110 kV tiene una
34 configuración Barra Sencilla.

36 El punto de conexión del proyecto de la presente Convocatoria UPME 04 - 2024 en la
37 subestación Guatapurí, es en el barraje de 110 KV.

39 El contrato de Conexión, entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública
40 UPME 04 - 2024 y el CONSORCIO DESARROLLO ELÉCTRICO DEL RÍO GUATAPURÍ S.A.S.
41 ESP, deberán incluir, lo relacionado, con las condiciones para acceder al uso del terreno para
42 la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para la ubicación de los tableros de
43 control y protecciones, las adecuaciones físicas necesarias, enlace al sistema de supervisión y
44 control con el CND, el Operador de Red y sistema de comunicaciones de la subestación,
45 suministro de servicios auxiliares de AC y DC, y demás acuerdos. El contrato de conexión
46 deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Inversionista de la
2 presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto
3 en conocimiento del Interventor. No obstante, las partes en caso de requerirse, podrán solicitar
4 a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de
5 conexión.
6

7 **2.5.3 En subestación La Jagua 110 kV**

8
9 El propietario de la subestación La Jagua 110 kV es AFINIA S.A.S E.S.P. Esta subestación a
10 nivel de 110 kV tiene una configuración Barra Sencilla.

11
12 El punto de conexión del proyecto de la presente Convocatoria UPME 04 - 2024 en la
13 subestación La Jagua, es en el barraje de 110 KV.
14

15 El contrato de Conexión, entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública
16 UPME 04 - 2024 y AFINIA S.A.S E.S.P., deberán incluir, lo relacionado, con las condiciones
17 para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio
18 para la ubicación de los tableros de control y protecciones, las adecuaciones físicas necesarias,
19 enlace al sistema de supervisión y control con el CND, el Operador de Red y sistema de
20 comunicaciones de la subestación, suministro de servicios auxiliares de AC y DC, y demás
21 acuerdos. El contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4)
22 meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales
23 Esperados del Inversionista de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones
24 básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante, las partes en
25 caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del
26 plazo de firma del contrato de conexión.
27
28

29 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

30
31 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las
32 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y
33 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha de
34 realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del
35 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento, asegurando
36 en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para lo cual deberá
37 previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.
38

39 Las especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de las
40 subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.
41

42 **3.1. Parámetros del Sistema**

43
44 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Inversionista, para los
45 Compensadores Síncronos (SC), deberán ser nuevos y de última tecnología, cumplir con las

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



Unidad de Planeación Minero Energética

siguientes características técnicas del STN y/o STR, las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.

Generales 110 kV:

Tensión nominal de conexión a la red	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 la Subestación	Convencional o GIS o un híbrido

Subestaciones 110 kV:

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

3.2. Capacidad de los equipos

Los CS deben tener la capacidad de operar de forma continua de acuerdo en el punto de conexión de acuerdo con la siguiente tabla:

Voltaje en el punto de conexión [p.u.]	0.9 p.u.	0.95 p.u.	1 p.u.	1.05 p.u.	1.1 p.u.
Capacidad Capacitiva [MVar]	>50 MVars				
Capacidad Inductiva [MVar]					>25 MVar

3.3. Condiciones del sitio

Las condiciones climáticas se pueden consultar en la información anexa a esta convocatoria, de las ciudades de El Banco, Valledupar y La Jagua del Pilar (Subestaciones de El Banco, Guatapurí y La Jagua, respectivamente), donde se instalarán estos equipos.

3.4. Nivel de Corto Circuito

El Inversionista 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, no obstante, la capacidad de corto circuito asignada a los equipos y elementos asociados que se instalaran objeto de la presente Convocatoria no deberá ser inferior al valor nominal que actualmente se tiene asignado en las subestaciones existentes (Mínimo 40 kA). 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 o

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 equivalente, aplicables. Copia del estudio deberá ser entregada al Interventor para su conoci-
2 miento y análisis.

3.5. Equipos y Materiales

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

3.6. Efecto Corona, Radio-interferencia y ruido audible

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

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

3.7. Licencias, Permisos y Contrato de Conexión

29
30
31
32 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista
33 seleccionado. Se debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en
34 especial los artículos 52 y 53.

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

41
42 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán manejar
43 independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos técnicos y
44 administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la regulación vigente
45 deberá ser certificado por el Inversionista. Copia de estos acuerdos deberán entregarse al
46 Interventor.

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



Unidad de Planeación Minero Energética

3.8. Pruebas en Fábrica (FAT)

Una vez el Inversionista haya seleccionado los equipos a utilizar deberá entregar al Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores de corriente, de tensión y de potencia, módulos de compensadores sincrónicos y en general, de los equipos que fueran parte del suministro de esta convocatoria. En caso de que los reportes de las pruebas no satisfagan las normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del Inversionista.

Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales que se utilizarán en el proyecto del Sistema de Compensadores Síncronos y su conexión a la red, 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.

3.9. Modelos dinámicos RMS y EMT

Para el caso de los equipos objeto de esta convocatoria, el Inversionista deberá entregar a la UPME y el CND a través de interventor, 6 meses después de la asignación de la presente convocatoria, los modelos preliminares de las instalaciones a integrar al sistema y sus controles asociados para los estudios de simulación RMS y EMT. Lo anterior, en las herramientas utilizada por el CND. Estos modelos deben ser desarrollados con el fabricante, e incluir los requisitos técnicos definidos en la presente convocatoria para el control de tensión y potencia reactiva y aquellos a que hubiera lugar como parte del cumplimiento de las resoluciones CREG y los acuerdos del CNO. El modelo deberá permitir el ajuste de los parámetros que definen en las funcionalidades de control de voltaje y potencia reactiva. Así mismo, el modelo deberá incluir las funciones de protección asociadas a los componentes eléctricos y electrónicos de los equipos a instalar y permitir simulaciones balanceadas y desbalanceadas acorde con el comportamiento real del equipo. Los modelos deberán cumplir los lineamientos establecidos por el CND y publicados en su página WEB. El modelo entregado hará parte de la base de datos oficial para el planeamiento operativo eléctrico de mediano y largo plazo.

3.10. Sistemas de medición fasorial

Las instalaciones deberán disponer de supervisión sincrofasorial en el punto de conexión al SIN. En este punto se deben medir los fasores de voltajes y corrientes cumpliendo la norma IEEE C37.118.1-2011 o la que la sustituya. La supervisión podrá ser realizada con una unidad de medición fasorial PMU o un equipo con funcionalidad sincrofasorial, siempre que el mismo posea una tasa de muestreo superior a 10 fasores por segundo. El envío de esta información deberá hacerse con la periodicidad, confiabilidad y el protocolo definido por el CND y/o por los acuerdos de CNO, ya sea a un punto de comunicación en la SE, a un concentrador de datos regional (PDC-regional) o a un concentrador en las instalaciones del CND (PDC-CND). La comunicación desde la Subestación (o desde el PDC regional) hacia el sistema que disponga

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 el CND, será responsabilidad de este último, según lo establecido en la resolución CREG 080
2 de 1999.

3.11. Supervisión y Control

6 Para la supervisión de los equipos aplicaran las mismas variables solicitadas en la reglamentación
7 para máquinas síncronas exceptuando aquellas que por la naturaleza del equipo no apliquen,
8 incluido los registros de SOE (Sequence of Events por sus siglas en inglés) y otros que apliquen,
9 más otras que el CND considere necesarias para garantizar la operación segura y confiable del
10 sistema. Esta información será intercambiada con el CND y el Operador de Red del área de
11 influencia del proyecto, utilizando los protocolos de comunicación de definidos en la
12 reglamentación actual.

14 El Compensador Síncrono debe estar en capacidad de recibir desde el CND de forma remota
15 consignas de potencia reactiva, tensión, factor de potencia y modo de operación (factor de
16 potencia, tensión y potencia reactiva). En todo caso, los operadores de estos equipos una vez
17 declarados en explotación comercial serán responsables de la ejecución de estas consignas.
18 Así mismo, y si el CND lo considera, los Compensadores Síncronos podrá ser integrado a la
19 función de Control Automático de Tensión de que trata la resolución CREG 080 de 1999.

21 El CS deberá tener la capacidad de controlar la tensión en forma continua en el rango operativo
22 normal del punto de conexión, por medio de la entrega o absorción de potencia reactiva de
23 acuerdo con la curva de carga solicitada en esta convocatoria y según las consignas de
24 operación definidas por el CND, para esto, se deberán cumplir los siguientes requisitos:

- El regulador de tensión deberá contar con al menos, los siguientes modos de control: tensión, potencia reactiva y factor de potencia.
- El regulador de tensión deberá disponer de un estatismo configurable.
- El control de potencia reactiva/tensión, debe ajustarse de tal manera que sea estable y que, ante cualquier cambio en lazo abierto tipo escalón en la consigna de tensión, potencia reactiva o factor de potencia, la potencia reactiva tenga un tiempo de respuesta inicial menor a 50 ms segundos y un tiempo de establecimiento menor a 2 segundos. El sobre impulso del control debe ser inferior al 3%.
- El control debe tener la capacidad de recibir al menos una consigna de potencia reactiva, de tensión o factor de potencia de forma local, y remota.

3.12. Soportabilidad en Frecuencia y Rocof

39 Los equipos objeto de esta convocatoria deberán operar de forma continua para frecuencias
40 en el rango 63Hz – 57.5 Hz. Para frecuencias superiores a 63 Hz y menores de 57.5 Hz, puede
41 ajustarse el disparo, siempre que el mismo sea justificado técnicamente y coordinado con el
42 CND.

44 Así mismo, el equipo deberá soportar tasas de cambio de la frecuencia respecto al tiempo de
45 hasta 3 Hz/seg, lo anterior medido en una ventana móvil de 500 ms. Por fuera de este rango,

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



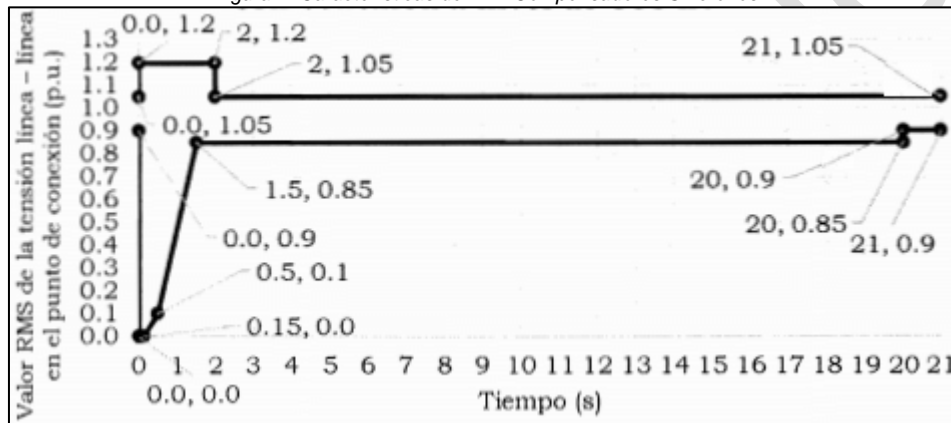
Unidad de Planeación Minero Energética

se podrán programar, en coordinación con el CND, disparos temporizados siempre que el mismo sea justificado técnicamente.

3.13. Soportabilidad ante perturbaciones de tensión

Los equipos objeto de esta convocatoria, deberán continuar inyectando potencia reactiva y realizando acciones de control continuo para excursiones del voltaje en el punto de conexión (para fallas simétricas y asimétricas) dentro de la curva definida la figura 2. Para excursiones del voltaje por fuera de la curva, se podrán programar disparos, siempre que los mismos sean justificados técnicamente ante el CND.

Figura 2. Características de FRT Compensadores Síncronos



Fuente: Tomada de la resolución CREG 060 de 2019

Adicionalmente, los CS deben continuar en operación continua e ininterrumpida frente a una serie de hasta 15 depresiones sucesivas de la tensión en 5 minutos. La depresión de tensión se considera superada cuando la tensión de línea-línea es mayor a 0.85 p.u.

3.14. Protecciones y Servicios Auxiliares

Las instalaciones deben cumplir con los lineamientos para equipos de protección definidos en la reglamentación vigente, los acuerdos y esquemas normalizados de protecciones del CNO. Específicamente para los sistemas de protección se requiere, según aplique:

- Para el transformador de conexión se requiere un sistema de protección redundante mediante dos sistemas de protección, que consideremos protecciones principales multifuncionales de diferente fabricante, con doble protección diferencial larga de transformadores y que no compartan modos comunes de falla. Cada relé de protección diferencial deberá contar con funciones de distancia y sobrecorriente de tiempo definido e inversas en cada bahía.
- Para el punto de conexión, la protección de falla interruptor debe implementarse en relé independiente o integrado a la protección diferencial de barra.
- Para el generador, se requiere redundancia de las protecciones propias de los equipos.



Unidad de Planeación Minero Energética

- Para los equipos de medida: transformadores de corriente y tensión, se deben de disponer de núcleos secundarios independientes para conectar cada relé y las funciones de tipo diferencial deberán tener núcleo dedicado de medida de corriente.
- Los transformadores de corriente deben ser diseñados para que no se presenten condiciones de saturación para la actual y futura.

Así mismo, los sistemas de servicios auxiliares deberán ser redundantes, independientes y supervisados de tal forma que el equipo continúe su operación durante fallas de la conexión principal.

3.15. Estudio Eléctricos

Se deben realizar estudios requeridos de estabilidad y de transitorios electromagnéticos del SVC y sus equipos de conexión para asegurar la operación segura del equipo ante condiciones de falla, post- falla o condiciones anormales de operación del SIN, aun con niveles de cortocircuito bajos. Así mismo, se deberán realizar estudios requeridos para asegurar la calidad de la potencia, según normatividad vigente.

4. CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN PARA UN COMPENSADOR SÍNCRONO Y SISTEMAS ASOCIADOS

En esta sección se presentan los criterios generales a considerar, por parte del Inversionista, en el diseño y construcción de proyectos que consideren la instalación de nuevos compensadores síncronos, tal y como lo señalan los DSI de esta convocatoria.

La instalación del compensador síncrono constará, y no limitándose solo a esto, de los siguientes componentes principales: (1) máquina síncrona; (2) transformador elevador; (3) sistema de excitación; (4) sistema de arranque; (5) ductos de barras de fase aislada; (6) Sistema de control y protección; (7) Transformador y equipos auxiliares; (8) Interruptor del generador GCB; (9) Sistema de refrigeración; (10) Obras Civiles y (11) Volante de Inercia. Dependiendo del emplazamiento, este puede ser construido dentro de un edificio o al aire libre. La Figura 3 muestra la configuración de una instalación típica de compensador síncrono.

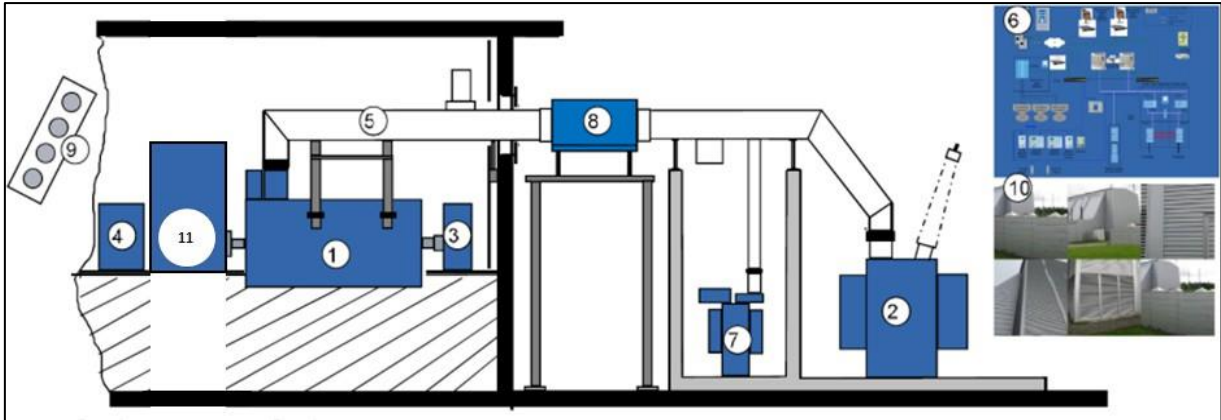
- **Recuerde:** Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "**Copia No Controlada**". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.



Unidad de Planeación Minero Energética

1

Figura 3: Configuración típica de un compensador síncrono.



Fuente: CIGRE TB 885.

2

3

4

Teniendo en cuenta la figura anterior, la configuración de un compensador síncrono, está dada por:

5

6

7

Máquina sincrónica: para las especificaciones de diseño y construcción, se considerarán las máquinas de rotor cilíndrico y de polos salientes.

8

9

10

Transformador elevador: para realizar la conexión del compensador síncrono a la barra, se debe considerar un equipo transformador que cumpla con lo establecido en la normativa IEC-60076.

11

12

13

14

Sistema de excitación: Es posible utilizar tanto sistemas estáticos como *brushless*. Al seleccionar el tipo y las características del excitador, se debe asegurar que el compensador síncrono cumpla con los requisitos de rendimiento especificados para el SIN y XM.

15

16

17

18

Sistema de arranque: Es posible utilizar dos tipos de esquemas de partida para un compensador síncrono, partida con Pony motor o partida con conversor estático de frecuencia (SFC - *Static Frequency Converter*). Se debe considerar que el sistema a utilizar debe seguir las recomendaciones del fabricante y las mejores prácticas utilizadas en la industria y en otros países (arranque en negro).

19

20

21

22

23

24

Sistema de control y protección: Los sistemas de protecciones deben permitir aislar la falla y disminuir la duración de las corrientes de cortocircuito a las que se ven sometidos los equipos eléctricos. Para lo cual, es necesario disponer de adecuados equipos de interrupción (interruptores), transformadores de medida y sistemas de control. Además, con el fin de analizar los eventos y fallas en el sistema eléctrico se debe contar con adecuados sistemas de medidas (Sistemas de monitoreo según lo indica la CREG) que, y como mínimo, registren: tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, frecuencia y armónicos. En las resoluciones CREG del tema vigentes y sus anexos técnicos, se indican los requerimientos mínimos que deben cumplir los equipos de protección, control y medida.

25

26

27

28

29

30

31

32

33

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 **Transformador auxiliar:** Diseñado para la alimentación de todos los sistemas auxiliares
2 necesarios para el compensador síncrono tales como: bombas, ventiladores, sistema de
3 excitación, HVAC de la caseta, si corresponde, etc.

4
5 **Interruptor del generador (GCB):** Se debe instalar un interruptor de generador (GCB –
6 *Generator circuit breaker*) entre el compensador síncrono y el transformador elevador. Este
7 interruptor debe considerar su operación durante un evento de cortocircuito trifásico o
8 corriente de falla de una fase en los terminales del compensador.

9
10 **Sistema de refrigeración:** deberá contar con una adecuada estructura de enfriamiento
11 para eliminar el calor causado por pérdidas eléctricas y mecánicas (p. ej., viento, fricción e
12 I^2R). El tipo de tecnología del sistema de refrigeración sea esta mediante circulación de
13 aire, gas de hidrógeno presurizado o agua, deberá seguir las recomendaciones del
14 fabricante dependiendo de la capacidad del compensador síncrono.

15
16 **Volante inercia:** disco/cilindro giratorio que está conectado al eje del rotor, que aumenta
17 la inercia del compensador síncrono.

18
19 **Obra Civil asociada:** El diseño de la estación dependerá del tamaño del compensador
20 síncrono, el sistema de arranque elegido, el transformador, el patio de maniobras y el punto
21 de conexión. Además, el entorno ambiental dictará los requisitos del sistema auxiliar y de
22 refrigeración, lo que define la obra civil asociada al proyecto.

23
24 En las siguientes subsecciones se presenta en mayor detalle los criterios de diseño y
25 construcción a considerar para la máquina síncrona, junto al equipamiento auxiliar que
26 habilita su operación como compensador sincrónico. Entre los criterios de diseño que se
27 deberán tener presentes se señalan: Características nominales de diseño máquina
28 síncrona; Requisitos de sobrecorriente (estator y rotor, corrientes de secuencia negativa);
29 Diseño mecánico (rotor, estator, sistema de lubricación, rodamientos); Sistema de
30 excitación; Sistema de arranque; Ducto barra aislado IPB; Interruptor GCB; Transformador
31 elevador; Sistema de refrigeración; Sistema Control y Protección; Equipos auxiliares;
32 Sincronización; *Short Circuit Ratio* (SCR); Reactancias transitorias y subtransitorias de eje
33 directo.

34 35 4.1. Características nominales de diseño de la máquina síncrona

36
37 La estructura de la máquina sincrónica para su uso como compensador sincrónico, es la
38 misma que para un generador sincrónico, pero dado que no habrá generación de potencia
39 activa, la máquina deberá poder suministrar continuamente potencia reactiva (capacitiva e
40 inductiva) hasta las limitaciones prácticas de corriente. A continuación se listan las
41 condiciones nominales necesarias para la especificación de una máquina sincrónica
42 funcionando como compensador.

- 43 • **Potencia nominal:** corresponde a la máxima potencia reactiva continua (MVA_r) a
44 la tensión nominal cuando la máquina está sobreexcitada (Q_n).
- 45 • **Tensión nominal:** correspondiente al valor de tensión nominal de la máquina
46 sincrónica definida por diseño.



Unidad de Planeación Minero Energética

- **Frecuencia Nominal:** corresponde a la frecuencia nominal del sistema igual a 60Hz. Para los regímenes de estado normal y emergencia se deben considerar los estándares definidos en el RETIE, NTC2050 y las resoluciones CREG
- **Factor de potencia:** el factor de potencia de una máquina sincrónica funcionando como compensador se desvía de cero solo en una cantidad que depende de las pérdidas, las cuales aporta la red.
- **Velocidad Nominal:** Para una frecuencia de 60Hz la velocidad nominal corresponde a $3000/p$ rpm, siendo p el número de pares de polos de la máquina.
- **Sentido de giro:** La secuencia de fases de la máquina debe coincidir con la secuencia de fases de la red a la que se conectará.
- **Inercia:** El diseño del Proyecto del SC debe considerar un mínimo de inercia de $H=5$ MW·s/MVAR e incluir la instalación de por lo menos un volante de inercia.
- **Nivel de aislamiento térmico:** El devanado del estator, así como el devanado de rotor, deben estar aislados con sistemas de aislamiento apropiados, definidos según lo indicado en la norma IEC 60085.

4.1.1. Equipamiento de Potencia

El equipamiento de potencia está determinado por el compensador síncrono, el volante de inercia y el motor de arranque. Para este grupo de infraestructura y en cada subestación, partiendo de una capacidad de 50 MVAR, se tienen las siguientes especificaciones básicas:

Tabla 2: Especificaciones técnicas conjunto de potencia Compensador Síncrono

Variable	Valor requerido
Potencia máxima capacitiva	Mayor o igual a 50 MVAR en el punto de conexión - la barra del STR a 110 kV, y para tensiones de hasta 0.9 p.u.
Potencia máxima inductiva	Mayor o igual a > 25 MVAR de la capacidad máxima reactiva inductiva, en el punto de conexión, y para tensiones de hasta 1.1 p.u.
Capacidad de sobrecarga transitoria	150% inductivos y capacitivos por al menos 1 minuto en el punto de conexión
Incremento o aporte al cortocircuito (corriente sub transitoria)	>1.5 kA considerando la reactancia del compensador síncrono y del transformador elevador y medido en el en el punto de conexión.
Incremento o aumento de la potencia de corto circuito sub transitoria trifásica.	>300 MVA en el punto de conexión.
Nivel SCR	Menor a 0,35
Incremento de inercia	>250 MVA-s en el punto de conexión, medido con base a la capacidad nominal de 50MVA (5 Segundos).
Requerimiento de volante o flywheel	Definido por el inversionista para cumplir con el valor de inercia solicitado en la presente convocatoria. Igualmente, se considerará un plus para aquellos inversionistas cuyos equipos de compensado-

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



Unidad de Planeación Minero Energética

res síncronos puedan manejar la constante de inercia solicitada (5s) y quedar físicamente listos para aumentar a una inercia de 10 (s) futura. Se debe informar de forma inequívoca de esta característica

4.1.2. Estudios requeridos asociados con el sistema SC

El inversionista deberá ejecutar los siguientes estudios especiales asociados con cada uno de los SC que desarrolle dentro del objeto de esta convocatoria:

- Estudios de estado estable en estado normal y en contingencia, pérdidas debidas a la eficiencia ida y vuelta del sistema, cargabilidad.
- Estudios de flujo de carga armónico y de impedancia armónica para estado normal.
- Estudios de Cortocircuito
- Estudios de Estabilidad Transitoria
- Estudios de sobretensiones (atmosféricas, maniobra y temporales)
- Estudios para el dimensionamiento y especificación de los principales componentes del SC.
- Estudios para determinar las principales características de los equipos y parametrización y ajuste del sistema de control.
- Estudios para la especificación de los interruptores.
- Estudios de coordinación de protecciones.
- Estudios transitorios de entrada/salida de los SC.
- Preparación de archivos de pruebas para puesta en servicio.
- Los demás estudios para la componente convencional, como transformadores de potencia, celdas MT, bahía 110 kV, entre otros.
- El horizonte de dichos estudios será de 15 años o del periodo de pagos (el caso más exigente), con año de entrada en operación, año final y un año intermedio.

4.2. Requisitos de Sobrecorriente

Se debe garantizar que el equipo entregue la corriente necesaria sin sufrir daños durante un cortocircuito. En esta condición no es requisito que se mantenga la tensión nominal, sin embargo, debe cumplir con lo indicado en la resolución CREG de calidad de la potencia.

4.2.1 Corriente en el estator

Para las especificaciones de máxima corriente y tiempo de duración de esta, se deben considerar las características de diseño que indica el numeral 4.14.2 de la norma IEC 60034-3.

4.2.2 Corriente en el rotor

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 Para las especificaciones de máxima corriente y tiempo de duración de esta, se deben
2 considerar las características de diseño que indica el numeral 4.14.3 de la norma IEC
3 60034-3.

4.2.3 Corrientes desbalanceada

7 Según el numeral 7.2.3 de la norma IEC 60034-1 (Tabla 2) define limitaciones de carga
8 desequilibrada en cualquier máquina sincrónica, pero en específico para un compensador
9 sincrónico se diferencia según el tipo de rotor utilizado y el método de enfriamiento. Para
10 definir el máximo desequilibrio permitido en corriente se utilizan dos parámetros relevantes,
11 cada uno de ellos asociado a la corriente de secuencia negativa, para la máquina en estado
12 estable en p.u. (I_2/I_N) y para la máquina en falla ($[(I_2/I_N)^2 * t]$). De esta forma se definen
13 máximos permitidos:

- 15 • Rotor de polos salientes
 - 16 — $I_2/I_N < 0,1$ y $[(I_2/I_N)^2 * t < 20s$ (enfriamiento indirecto en devanados)
 - 17 — $I_2/I_N < 0,08$ y $[(I_2/I_N)^2 * t < 15s$ (enfriamiento directo en devanados)
- 18 • Rotor cilíndrico
 - 19 — $I_2/I_N < 0,1$ y $[(I_2/I_N)^2 * t < 15s$ (enfriamiento indirecto en devanados de rotor)
 - 20 — $I_2/I_N < 0,1$ y $[(I_2/I_N)^2 * t < 8s$ (enfriamiento directo en devanados de rotor) ¹.

21 En las expresiones I_N es la corriente nominal y I_2 corriente de secuencia negativa.
22 Se limitarán los armónicos de corriente siguiendo los requerimientos indicados en el
23 numeral 4.15.2 de la norma IEC 60034-3 y limitados a los valores indicados en la norma
24 IEC 60034-1 en su Tabla 2.

4.3. Diseño Mecánico

27 Para el diseño mecánico del compensador síncrono se deberá tener en consideración al
28 menos los siguientes criterios para el Estator, Rotor, Rodamientos y Sistema de
29 Lubricación.

4.3.1 Estator

32 Para el diseño del marco y núcleo del estator deberá considerarse:

- 33 • El marco del estator deberá ser de una construcción soldada, siguiendo las normas
34 ISO pertinentes.
- 35 • El núcleo del estator laminado se debe construir con placas de acero eléctricamente
36 aisladas. Los puntos de presión, placas de presión y las vigas del núcleo deben
37 diseñarse para proporcionar una presión estable y uniformemente distribuida so-
38 bre la laminación.
- 39 • El núcleo del estator se debe fijar elásticamente al marco del estator.
- 40 • El recinto deberá tener aberturas para inspeccionar el núcleo y los devanados.

¹ Estos valores son más exigentes en máquinas de mayor potencia, revisar norma IEC 60034-1.



Unidad de Planeación Minero Energética

- Toda la estructura de acero deberá estar completamente protegida contra la corrosión.

Y para los devanados:

- El devanado del estator será trifásico con 6 terminales sacados de la caja del compensador síncrono y los 3 terminales neutros deberán cortocircuitarse y conectarse a tierra fuera del compensador síncrono. Tanto los terminales neutros como los terminales de fase deberán tener espacio suficiente para la conexión de transformadores de corriente.
- Todo el material dentro de la ranura y el aislamiento del devanado se les debe diseñar con una clase de aislación siguiendo lo indicado en la norma IEC 60085.

4.3.2 Rotor

Mecánicamente

- El rotor completamente devanado deberá resistir sin deformación permanente las fuerzas mecánicas que puedan ocurrir durante un tiempo de 2 min al 120% de velocidad nominal.
- El rotor deberá ser diseñado para soportar al menos 3.000 arranques.

Devanado

- Deberá ser diseñado para soportar las temperaturas de operación siguiendo lo indicado en la norma IEC 60085.

4.3.3 Rodamientos

Será responsabilidad del Inversionista definir las características técnicas de los cojinetes o rodamientos de su instalación. Sin desmedro de lo anterior, a continuación, se listan recomendaciones normativas y de buenas prácticas en la industria para estos componentes:

- Los rodamientos serán del tipo deslizante. Las superficies de desgaste tendrán revestimiento metálico.
- Si se desconecta la conexión a la red, los rodamientos de la máquina serán alimentados por el sistema de suministro de aceite hasta que se detenga.
- Los rodamientos soportarán una sobre velocidad de al menos el 10% de forma continua.
- Ambos rodamientos estarán provistos de aislamiento contra las corrientes circuladas en el eje.
- Debe haber un eliminador de neblina de aceite central en el sistema de aceite para evacuar el aceite de la carcasa del rodamiento a través de la baja de presión.

4.3.4 Sistema de lubricación con aceite

Será responsabilidad del Inversionista definir las características técnicas de los sistemas de lubricación de su instalación. Sin desmedro de lo anterior, a continuación, se listan



Unidad de Planeación Minero Energética

1 recomendaciones normativas y de buenas prácticas en la industria para estos
2 componentes:

- 3
- 4 - Bombas de aceite lubricante.
 - 5 o El sistema de aceite lubricante deberá tener bombas de aceite redundantes
 - 6 (100%) para suministrar aceite lubricante a los rodamientos. Serán alimentados por fuente de alimentación AC. Se producirá un cambio automático
 - 7 de la bomba AC principal a la de respaldo en caso de pérdida de presión
 - 8 del aceite lubricante.
 - 9
 - 10 o Una bomba DC de emergencia de capacidad suficiente bombeará el aceite
 - 11 hasta que el compensador síncrono se haya detenido por completo en caso
 - 12 de que se dispare la conexión a la red. La bomba DC se alimentará de la
 - 13 batería del sistema SC.
 - 14
- 15 - Sistema de aceite de elevación.
 - 16 o Se incorporará un sistema de elevación de aceite de alta presión para aliviar
 - 17 la fricción de los rodamientos durante el arranque y también durante el pro-
 - 18 ceso de parada (giro lento, si es necesario).
 - 19 o El sistema debe incluir una bomba AC y una bomba DC de respaldo alimentadas desde la batería del sistema SC.
 - 20
- 21
- 22 - Eliminador de neblina de aceite
 - 23 o Se instalará un eliminador de neblina de aceite para extraer el vapor de
 - 24 aceite del tanque de aceite lubricante y generar vacío hasta los rodamientos
 - 25 para evitar fugas de aceite en los sellos del eje.
 - 26
- 27 - Calentador del tanque de aceite
 - 28 o Si la disipación de calor de las bombas de aceite no es suficiente para ca-
 - 29 lentar el aceite durante el arranque, se debe instalar un calentador de tan-
 - 30 que de aceite adicional.
 - 31
- 32 - Intercambiadores de calor aceite/agua
 - 33 o El sistema de aceite lubricante deberá incluir intercambiadores de calor de
 - 34 aceite/agua. El aceite se enfriará usando el mismo sistema de enfriamiento
 - 35 de agua cerrado que se usa para el compensador síncrono.
 - 36 o En caso de fugas de agua del (de los) enfriador(es), esta agua de fuga de-
 - 37 berá ser recolectada y detectada oportunamente.
 - 38 o Todos los enfriadores y las tuberías deben diseñarse para la presión de
 - 39 funcionamiento máxima, sin embargo, se establece un mínimo de diseño de
 - 40 al menos 6 bar, y probarse con al menos un 50% de sobrepresión.
 - 41 o Las tuberías deberán estar marcadas con códigos o colores y flechas para
 - 42 mostrar qué fluido está circulando en qué dirección en la tubería respectiva.
 - 43

4.4. Sistema de Excitación

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 Se podrán utilizar tanto sistemas estáticos como *brushless*. Al seleccionar el tipo y las
2 características del excitador, se deberá asegurar que el compensador síncrono cumpla con
3 los requisitos de rendimiento especificados en la correspondiente norma.

4.4.1 Requisitos generales de diseño

7 El sistema de excitación deberá cumplir con los requisitos de la resolución CREG definida
8 para este caso, IEC 60034 y IEEE 421. En particular, deberá tener en cuenta las siguientes
9 condiciones de diseño general:

- 10 - Debe considerar los transitorios en el peor de los casos y la recuperación de tensión
11 demandada por el sistema de potencia, según lo exigido en la resolución CREG
12 correspondiente.
- 13 - No debe llegar a sus límites durante la recuperación y debe estar coordinado con
14 las constantes de tiempo de la máquina.
- 15 - Cada canal del sistema de excitación deberá ser capaz de suministrar, sin daño en
16 los componentes, la tensión de campo y la corriente del sistema, por un período de
17 10s sin exceder los límites de temperatura, cuando el equipo arranca en tempera-
18 tura normal de funcionamiento según lo indicado en la norma IEC 60034-3.
- 19 - También se preverá un sistema de sincronización por separado o integrado en el
20 esquema de control general.

22 El sistema de excitación deberá tener características adecuadas para una operación
23 paralela satisfactoria con otros compensadores síncronos. El sistema de excitación tendrá
24 dos (2x100%) canales AVR que incluyen fuentes de alimentación y controles
25 completamente independientes. Cada canal estará equipado para la 'Operación
26 automática' con la posibilidad de seleccionar cualquier canal en modo 'Automático' o
27 'Manual'.

4.4.2 Excitador estático (Static Excitation Equipment)

31 El sistema de excitación estático, este deberá cumplir lo siguiente:

- 32 - Incluirá todos los componentes necesarios para aplicar el voltaje de excitación
33 apropiado al campo de la máquina para todas las condiciones de operación. Se
34 incluirá todo el equipo necesario para cumplir con este requisito.
- 35 - La corriente de excitación se aplicará al rotor mediante escobillas instaladas en el
36 colector del rotor de la máquina.
- 37 - El sistema deberá ser auto supervisado y dar una alarma al sistema de control del
38 sistema SC para condiciones críticas, indicando las que pueden causar un mal fun-
39 cionamiento.
- 40 - La redundancia será proporcionada por N-1 puentes de tiristores capaces de man-
41 tener la clasificación de corriente de excitación completa incluso con un puente
42 fuera de servicio.

Sección de potencia del excitador

- 45 - El excitador comprenderá un transformador de excitación y un conjunto de tiris-
46 tores en una conexión de puente trifásica totalmente controlada.



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 - El transformador de excitación se conectará al conducto de barra colectora de fase
2 aislada entre el interruptor de la máquina y el transformador elevador.
- 3 - Para un apagado seguro, se debe incluir un supresor de campo que reduce la
4 corriente en el circuito del puente después de operar en modo inversor.
- 5 - Si la retroalimentación de energía no es posible debido a una falla en la red, la
6 corriente de campo debe reducirse a través de una resistencia de desexcitación
7 diseñada para eso.
- 8 - Los tiristores en las ramas del puente estarán protegidos por fusibles semiconduc-
9 tores.
- 10 - La sección de potencia se enfriará con aire forzado mediante ventiladores redun-
11 dantes.

13 Lazo cerrado de Control del excitador

- 14 - El lazo cerrado de control para la tensión en terminales de la máquina comprenderá
15 dos reguladores de voltaje automáticos (AVR) digitales redundantes. Un cambio de
16 canal AVR se llevará a cabo sin saltos y no tendrá ningún efecto visible en la co-
17 rriente de excitación proporcionada. El canal inactivo estará siempre en espera ac-
18 tiva.
- 19 - Los puntos de ajuste se obtendrán a través de una función de seguimiento auto-
20 mático.
- 21 - Cada canal automático deberá tener su propio controlador manual para el control de
22 la corriente de campo y su propio transformador de tensión y corriente para el pro-
23 cesamiento de la tensión y la corriente en los terminales de la máquina.
- 24 - El sistema de excitación deberá proporcionar tres modos de operación:
25
 - 26 o Modo manual: la corriente de excitación se modifica localmente a través de
27 la interfaz hombre máquina (HMI) instalada en el panel de excitación, las
28 funciones de control automático de voltaje y los limitadores están desacti-
29 vados (modo de prueba o modo de puesta en marcha)
 - 30 o Modo Automático local: El control automático de tensión está activo, el
31 punto de ajuste de control para el control de tensión en terminales se puede
32 modificar a través de la pantalla HMI instalada en el panel de excitación.
 - 33 o Modo automático remoto: El control automático de tensión está activo, el
34 punto de ajuste de control para el control de tensión en terminales se puede
35 modificar a través de la operación del sistema SC y la interfaz de control.
- 36 - El sistema de excitación deberá ser eléctrica y térmicamente capaz de entregar
37 continuamente al menos la corriente nominal de campo requerida a la temperatura
38 ambiente nominal.
- 39 - El punto de ajuste de la tensión del SC debe mantenerse dentro del rango de regu-
40 lación de 95% a 105%, donde el 100% representa la tensión nominal.
- 41 - El lazo de control de tensión automático se implementará utilizando el estándar
42 IEEE 421-5.
- 43 - La máxima corriente de excitación (techo de excitación) del campo será definida
44 por el Inversionista, en concordancia a los servicios que deberá prestar el Compensador Sincrónico.
45



Unidad de Planeación Minero Energética

- Las funciones de limitación del canal automático aseguran que el SC funcione dentro de sus límites de capacidad durante el funcionamiento de la red. Se incluirán las siguientes funciones de limitación y control:
 - o Limitación de corriente del estator
 - o Limitación de sobreexcitación (corriente de campo)
 - o Límite para la subexcitación
 - o Limitación V/f

Aspectos de operación del excitador

- La interfaz de comunicación entre el excitador estático y el sistema de control operativo del sistema SC será mediante una conexión de Red de Campo redundante.
- Se instalará un panel de control para el operador del gabinete de control. Se puede seleccionar la operación local o remota usando un switch-selector.
- Se deberán proporcionar todas las herramientas de software necesarias para configurar, mantener y solucionar problemas de los sistemas de excitación.

4.4.3 Estabilizador de sistemas de potencia (PSS)

En lazo de control de voltaje deberá disponer de un sistema PSS (Power System Stabilizer por sus siglas en inglés), módulo destinado a amortiguar oscilaciones. La función deberá cumplir con los requisitos establecidos en la norma IEEE 421.5 (IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies), con las siguientes características principales:

- Desempeño óptimo en el rango de 0,01 a 3,0 Hz;
- Filtro rastreador de rampa para evitar variaciones de la tensión, de potencia reactiva debidas a variaciones de potencia mecánica y oscilaciones de frecuencia del sistema (modo lento de regulación de velocidad);
- Reset no lineal para garantizar la contribución a la amortiguación en grandes perturbaciones, evitando paradas del equipo por la acción de la protección 40 (Pérdida de Campo en Generadores Síncronos).
- Los ajustes iniciales, parametrización y puesta en operación de esta función serán responsabilidad del Inversionista, y se realizarán siguiendo los lineamientos definidos en los acuerdos del CNO (Acuerdo CNO 1457 o aquel que lo modifique o sustituya)

4.4.4 Excitador Brushless (Rotating Excitation System)

El sistema de excitación *brushless*, este deberá cumplir lo siguiente:

- Incluirá todos los componentes necesarios para aplicar la tensión de excitación apropiada al campo de la máquina síncrona para todas las condiciones de operación. Se incluirá todo el equipo necesario para cumplir con este requisito.
- La máquina excitadora será de conexión directa, de tipo rotativo y estará coordinada eléctrica y mecánicamente con el SC.
- El sistema de excitación deberá ser eléctrica y térmicamente capaz de entregar continuamente a temperatura ambiente nominal y con aumento de temperatura, al menos cualquier valor de corriente de campo de 0 a 100% de la corriente de campo



Unidad de Planeación Minero Energética

1 nominal requerida por el compensador síncrono a la máxima capacidad
2 continuamente sobreexcitada y durante todo el rango continuo desde 0.90 p.u. a
3 1,10 p.u.

- 4 - El AVR y el excitador *brushless* deben estar diseñados para mantener la excitación
5 del campo durante las fallas del sistema.
- 6 - El sistema debe tener provisiones para operación remota y monitoreo con una tec-
7 nología conforme a los requisitos del sistema de control y seguimiento de la planta,
8 y debe estar equipado con un panel o terminal de interfaz hombre- máquina (HMI)
9 permanentemente instalado.
- 10 - El sistema deberá ser auto supervisado y dar una alarma al sistema de control de
11 la planta para condiciones críticas, indicando las que pueden causar un mal funcio-
12 namiento. El disparo automático (SC) es aceptable si hay riesgo de operación peli-
13 grosa, de acuerdo con las buenas prácticas.

14 - 15 **Control automático electrónico del excitador**

16 El excitador estará equipado con un controlador automático electrónico redundante de 2
17 canales, con las siguientes características mínimas:

- 18 - La electrónica de potencia de control del excitador debe estar clasificada para pro-
19 porcionar continuamente la corriente de entrada máxima del excitador giratorio.
- 20 - El sistema de excitación deberá ser capaz de proporcionar un 200% de la corriente
21 de campo máxima normal durante 10 segundos en condiciones de cortocircuito.
- 22 - El control de la excitatriz deberá contar con los siguientes reguladores.
 - 23 o Regulador de corriente de campo (modo manual)
 - 24 o Regulador de tensión automático (AVR)
- 25 - El control del excitador deberá tener límites de excitación superior/inferior.
- 26 - El excitador deberá comunicarse con el sistema de control del SC para proporcionar
27 datos operativos, eventos y fallas.
- 28 - El sistema de excitación se montará en un cubículo independiente.
- 29 - Habrá un sistema de excitación por máquina.
- 30 - El sistema de excitación deberá incluir los siguientes limitadores y sistemas para
31 detectar operaciones anormales.
 - 32 o Detección de fallas de convertidor y alarmas.
 - 33 o Límite de subexcitación.
 - 34 o Limitador de sobreexcitación.
 - 35 o Transferencia automática a manual.
 - 36 o V/f control/protección.
- 37 - Se deberán entregar todas las herramientas de software necesarias para configu-
38 rar, mantener y solucionar problemas de los sistemas de excitación.
- 39 - El sistema de control de excitación debe contar con piezas de reparación críticas.

40 41 **4.5. Sistema de Arranque**

42
43 En general existen dos sistemas y se puede usar cualquiera de ellos para acelerar el
44 compensador síncrono.

- 45 a. Generador utilizado como motor de arranque: Dispositivo de arranque estático
46 o Convertidor de frecuencia de arranque.



Unidad de Planeación Minero Energética

b. Motor de arranque separado: Con Pony motor y variador de frecuencia (VSD)

4.5.1 Convertidor de frecuencia de arranque estático (SFC)

El SFC se utilizará para accionar el SC en el modo de operación de motor síncrono para acelerar la máquina hasta la velocidad de sincronización.

Sección de potencia

La sección de potencia del convertidor de frecuencia de arranque constará de los siguientes componentes:

- Dos puentes de tiristores trifásicos totalmente controlados: un convertidor del lado de la línea y un convertidor del lado del SC.
- Un reactor de enlace DC que desacopla los convertidores del lado de la línea y del lado del SC.
- Pararrayos en convertidores del lado línea y lado SC.
- Ventiladores radiales para disipación de calor.
- El puente de tiristores se sincronizará a través de un transformador de tensión Yy instalado en el equipo de media tensión. (nivel de tensión a definir durante la etapa de diseño de detalle).

El SFC se alimenta a través de un transformador SFC específico desde el suministro de media tensión del sistema de suministro de energía auxiliar del sistema SC o conectado directamente al transformador HV.

El transformador SFC debe ser adecuado para el funcionamiento del convertidor.

Aspectos operacionales

- El SFC deberá impulsar el SC hasta la velocidad de sincronización en un tiempo acotado al orden de minutos.
- SFC y sistema de excitación estático se operarán localmente usando el mismo panel local.
- SFC y sistema de excitación estático se comunicarán con el sistema de control de la planta usando la misma interfaz (Red de Campo).
- El SFC debe estar diseñado para admitir varios arranques de compensadores síncronos consecutivos con pausas limitadas entre arranques.
- Se deberá indicar cuántos arranques consecutivos puede realizar el SFC con tiempo de enfriamiento reducido.
- En caso de que se alcance el número permitido de arranques consecutivos, se deberá indicar un tiempo de enfriamiento necesario antes de que se pueda activar el siguiente arranque.
- Durante el arranque, el SFC acelerará el compensador hasta alcanzar una velocidad cercana a la nominal y luego se sincronizará con la red.
- Se deberán proporcionar todas las herramientas de software necesarias para configurar, mantener y solucionar problemas del SFC.
- Se sugiere que el SFC pueda contar con piezas de reparación críticas y los repuestos necesarios para 10 años de operación.



Unidad de Planeación Minero Energética

4.5.2 Pony motor (VSD - Variable Speed Drive)

El motor utilizado para arrancar el compensador síncrono debe tener el tamaño adecuado en función del torque de arranque necesario para impulsar la masa pesada del compensador síncrono y aumentar su velocidad más allá de la velocidad síncrona. El patio o sala del compensador síncrono deberá mantener el VSD en un área con aire acondicionado junto con los paneles de control y relé del compensador, y los paneles AVR del sistema de excitación.

En general esta solución deberá cumplir:

- El hardware y el software del sistema de control del convertidor completo sean de tipo industrial estándar.
- Para los SC equipados con un sistema de excitación *brushless*, se usa un motor asíncrono para acelerar el eje del compensador hasta la velocidad nominal durante el arranque.
- La aceleración del motor será controlada por un convertidor de frecuencia. Todos los intercambios de señales desde/hacia el convertidor de frecuencia se establecen mediante comunicación de bus industrial (Red de Campo).
- El compensador, el sistema de excitación, el sistema de arranque, el transformador de suministro de arranque, etc. no deben sobrecargarse en ningún aspecto: térmico, sobreflujo, altas corrientes/tensiones o torque, etc.
- El sistema de arranque se suministrará como un sistema completo que incluye todo el equipo, parte de control y potencia, hardware y software, para realizar, controlar y supervisar el proceso real.

Control del convertidor

- El sistema de control del convertidor deberá estar basado en un microprocesador con un alto grado de autosupervisión.
- Deberá realizar procesamiento de alta capacidad y velocidad realizando todas las funciones de control, regulación, monitoreo y protección; necesarias para la operación segura y estable del sistema en todas las condiciones de operación (normal y anormal dentro del rango de frecuencia completo).
- La corriente en el inversor debe ser monitoreada.
- En caso de fallas importantes del sistema inversor, la corriente se reducirá a cero lo más rápido posible.
- Si se detecta una falla interna durante la operación, el proceso se interrumpirá inmediatamente.
- Si se produce un fallo interno en el sistema de arranque durante la parada del compensador síncrono, se bloqueará el arranque del compensador.
- Si ocurre una falla interna en el sistema de arranque durante la operación normal del compensador síncrono en la red, la operación continuará.

Sección de potencia

- La parte de potencia del sistema debe estar dimensionada para manejar todas las



Unidad de Planeación Minero Energética

condiciones de operación normales y anormales del equipo con márgenes aceptables.

- Las tensiones térmicas y de cortocircuito se manejarán sin dañar el sistema.
- Los tiristores del inversor se dimensionarán para soportar la mayor corriente de cortocircuito posible que se produzca en el sistema.
- Se tomarán medidas en el equipo primario para proteger los tiristores contra sobre corriente y sobretensión.
- El equipo será enfriado por aire o equivalente. La capacidad del sistema de refrigeración se dimensionará para todas las condiciones de funcionamiento.

4.6. Sistema de Refrigeración

El SC debe contar con un sistema de enfriamiento para eliminar el calor causado por pérdidas eléctricas y mecánicas (p. ej., viento, fricción e I^2R).

Los métodos de enfriamiento se seleccionan según el MVA nominal de la máquina y el sitio donde se instalarán los equipos y/o condiciones de operación de los mismos.

Refrigeración por Aire: Estas máquinas se pueden operar sin tripulación en áreas remotas. En general deberán cumplir con los siguientes requisitos normativos, en caso de que el inversionista escoja la refrigeración por aire:

- El sistema utilizado de ventilación podrá ser un circuito de aire cerrado o aire libre. Si se especifica un sistema al aire libre, se deberá evitar la contaminación de los conductos de ventilación con suciedad para evitar que la máquina se sobrecaliente y para minimizar la contaminación de las superficies aisladas.
- Si la excitación se proporciona mediante escobillas de carbón que conectan con anillos colectores, se ventilarán por separado para evitar contaminar el SC y el excitador con polvo de carbón.

Refrigeración por Gas Hidrogeno: Estas máquinas deberán cumplir lo siguiente, en caso de que el inversionista elija esta opción:

- Las máquinas enfriadas por hidrógeno utilizarán aceite de sello para mantener la presión del gas hidrógeno dentro de la máquina.
- Se deberá controlar la pureza del hidrógeno, así como los niveles de presión del aceite del sello y del hidrógeno para garantizar un funcionamiento seguro de la máquina. Se recomienda monitorear dichos parámetros críticos de la máquina continuamente.
- No se permitirá que las máquinas con refrigeración directa por hidrógeno funcionen en condiciones de refrigeración por aire para evitar aumentos excesivos de temperatura dentro de estos devanados.

Refrigeración por Agua junto con Gas Hidrogeno: Estas máquinas deberán cumplir lo siguiente, en caso de que el inversionista opte por esta opción:

- La bobina del rotor y el núcleo del estator se enfriarán con gas hidrógeno a presión, mientras que la bobina del estator se enfriará con agua.
- Si el SC se opera a una presión de hidrógeno reducida, la presión máxima del agua dentro del devanado puede ser mayor que la presión de hidrógeno. En caso de un



Unidad de Planeación Minero Energética

1 circuito de agua dañado, el agua puede filtrarse en el interior lleno de hidrógeno de
2 la máquina causando fallas según lo indicado en la sección 6.2 de la norma
3 IEC60034-3.

4.7. Volante de Inercia (Flywheel)

7 El volante de inercia deberá estar conectado al eje del rotor, el cual requiere de un
8 rodamiento adicional para su funcionamiento. En general el diseño contemplará lo
9 siguiente:

- 10 - Se deberá comprobar que el diámetro del volante diseñado no supera el valor límite
11 donde se superen las tensiones mecánicas admisibles por la máquina. Para esto,
12 en etapa de diseño, será necesario evaluar al detalle la integridad de la máquina
13 en operación normal y falla.
- 14 - Se deberá tener en cuenta el comportamiento térmico del volante, principalmente
15 se verificarán las pérdidas por fricción de aire directamente relacionadas a la velo-
16 cidad tangencial del volante y, por ende, a su diámetro. Deberá verificarse con pre-
17 cisión el aumento de temperatura, para predecir un sobrecalentamiento excesivo.
- 18 - Deberá considerar la utilización de una cámara de vacío para reducir las pérdidas
19 por fricción del aire. Esta cámara no puede contener los rodamientos, para evitar
20 que las bombas de vacío absorban el vapor de aceite, para esto debe tener un co-
21 rrecto sello.
- 22 - Se deberá contemplar en la solución un sistema de refrigeración forzado para la
23 cámara de vacío que solucione los problemas de convección debido al vacío.
- 24 - Se deberá calcular en etapa de diseño el comportamiento torsional mediante simu-
25 laciones de la combinación rotor – flywheel, con esto se deberán verificar los límites
26 de tensión mecánica que garantizan la integridad de toda la línea del eje para las
27 peores contingencias del sistema.
- 28 - Se deberá realizar en etapa de diseño una verificación de esfuerzos laterales ba-
29 sado principalmente en el análisis modal y la respuesta dinámica, para evitar fre-
30 cuencias naturales en el rango de los valores nominales y simular las amplitudes
31 de vibración considerando un desequilibrio residual admisible.
- 32 - Los resultados deben estar dentro del rango admisible, como los establecidos en
33 la norma ISO 20816.

35 Las principales características por definir para la implementación del volante de inercia son
36 los materiales constructivos, geometría, cantidad de discos y los sistemas de enfriamiento
37 – vacío. La solución deberá ser diseñada para operar en las condiciones ambientales
38 definidas según el punto de conexión de los compensadores.

40 El diseño del Proyecto del SC debe considerar un mínimo de inercia de $H=5 \text{ MW}\cdot\text{s/MVAR}$
41 e incluir la instalación de por lo menos un volante de inercia.

4.8. Ducto Barra Aislado (IPB)

45 Los conductores como las envolventes del IPB deberán ser fabricados con láminas de
46 aluminio prefabricadas y tubos de aluminio.



Unidad de Planeación Minero Energética

1
2 El diseño del IPB deberá cumplir al menos lo siguiente:

- 3 - La cobertura de las tres fases estará eléctricamente cortocircuitada en todos los
4 extremos cerca de los equipos.
- 5 - Todo el equipo operativo instalado dentro de la IPB estará encapsulado para cada
6 fase individual.
- 7 - El diseño de IPB cumplirá requisitos estrictos con respecto a la seguridad operativa
8 y la disponibilidad.
- 9 - Con el fin de compensar la dilatación térmica longitudinal, así como para evitar la
10 transmisión de vibraciones, se deberán proporcionar enlaces de conexión flexibles
11 en el recorrido del conductor y la envolvente.
- 12 - Para lograr el acceso al conductor en el área de conexión de los componentes en
13 el compensador y los transformadores, así como en el área donde los segmentos
14 del conductor están interconectados, se deberán proporcionar aberturas de mon-
15 taje removibles en el gabinete.
- 16 - Para todas las conexiones atornilladas de conductor y envolvente, se deberá utilizar
17 material no magnético.
- 18 - Los soportes IPB están eléctricamente aislados de la estructura civil.
- 19 - Las penetraciones de IPB a través de paredes o techos se deberán sellar con un
20 revestimiento estandarizado.
- 21 - El control de la temperatura del conductor en la zona de las conexiones roscadas
22 se realizará mediante adhesivos sensibles al calor.
- 23 - Clase de protección al menos IP65.

24 25 **4.9. Interruptor GCB**

26
27 Para el dimensionamiento del GCB (*Generator Circuit Breaker*) se deberán evaluar las
28 siguientes tres condiciones previas a la falla:

- 29 - En el punto de corriente campo crítica ($Q = 0$).
- 30 - En servicio en el punto de funcionamiento sobrecargado nominal (Inyección de Q).
- 31 - En servicio en el punto de funcionamiento subcargado nominal (Absorción de Q).

32
33 Los requisitos específicos están cubiertos en la IEC/IEEE 62271-37-013:2021, Cláusula
34 9.103.6.7.7.5. Además, para la correcta evaluación de un GCB se deberá considerar al
35 menos lo siguiente:

- 36 - La capacidad de un GCB para interrumpir corrientes de falla debe verificarse me-
37 diante cálculos que consideren el efecto del voltaje de arco del interruptor del ge-
38 nerador en la corriente de cortocircuito prevista.
- 39 - Se considera que un GCB es capaz de interrumpir una corriente de cortocircuito
40 que presente retraso en el cruce por cero, cuando los cálculos muestran que el
41 GCB es capaz de forzar la corriente a cero dentro de su tiempo de arco máximo
42 probado.
- 43 - El GCB deberá ser capaz de interrumpir las corrientes de falla resultantes de ángu-
44 los desfasados de hasta 180° . Esto puede ocurrir debido a la sincronización fuera
45 de fase por errores de cableado, tiempos de cierre mal coordinados o errores en el
46 circuito de control.



4.10. Transformador Elevador

Un generador síncrono generalmente funciona por debajo de 24 kV y está conectado a través de un transformador elevador de generador (*GSUT generator step-up transformer*) a la red de alta tensión. El transformador tiene un impacto en la salida de potencia reactiva y la contribución de potencia de cortocircuito del compensador síncrono en las terminales de la red. La impedancia del transformador elevador se deberá elegir para cumplir con los requisitos de contribución mínima de falla y el rango de potencia reactiva.

El transformador deberá ser diseñado para que influya lo menos posible en el aporte de cortocircuito en falla y en los reactivos entregados para el control de tensión. Además, deberá cumplir con los estándares IEEE e IEC aplicables para transformadores de poder indicados en la sección 2.1 del presente documento y sus anexos. También se deberán considerar para el diseño las Especificaciones Técnicas de Transformadores y Autotransformadores de Poder parte de las normas descritas en este documento.

4.11. Pérdidas (Consumo del Proyecto)

Las pérdidas eléctricas son la potencia activa que consumirá el compensador síncrono en diferentes puntos/condiciones de operación. Para el cálculo y la evaluación de pérdidas del SC se utilizará la evaluación de pérdidas, que se describe en IEEE 1031 (Capítulo 8.6 Evaluación de pérdidas y Capítulo B.5.6 Evaluación de pérdidas).

Se deberá realizar una evaluación de las pérdidas resumidas del SC, que incluyan las pérdidas a frecuencia fundamental en todos los componentes hasta el punto de conexión principal, en particular, incluir:

- Transformador elevador principal.
- SC incluido el sistema de excitación y sistema de aceite lubricante
- IPB
- Equipos de control y protección.
- Refrigeración del generador síncrono y equipos auxiliares.

Se deberá definir las pérdidas totales del SC a temperatura ambiente del punto de conexión y frecuencia de 60Hz. Las pérdidas deberán ser evaluadas para tres escenarios de operación:

- En el punto de corriente campo crítica ($Q = 0$).
- En servicio en el punto de funcionamiento sobrecargado nominal (Inyección de Q).
- En servicio en el punto de funcionamiento subcargado nominal (Absorción de Q).

4.12. Sistema Control y Protección

4.12.1 Estación de control

El sistema de control estará compuesto como mínimo por los siguientes equipos:

- Un sistema operativo central para la supervisión y el control a través de la interfaz



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 hombre-máquina, que incluye un puesto de trabajo operativo y un puesto de trabajo
2 de ingeniería.
- 3 - Un panel de control del generador dedicado que envía toda la información neces-
4 aria al sistema operativo para su visualización/operación.
 - 5 - Una unidad compacta redundante que consta de un convertidor de frecuencia de
6 arranque y un sistema de excitación estática (SFC/SEE) (variante 1: excitación es-
7 tática).
 - 8 - Un regulador de tensión redundante automático para la excitación sin escobillas
9 y un variador de frecuencia redundante para la puesta en marcha (variante 2:
10 excitación sin escobillas)
 - 11 - Un sistema de protección redundante.
 - 12 - Interfaces dentro de los sistemas mencionados.

13
14 El sistema de control del operador superior se conectará al centro de control del OR y/o
15 XM a través de fibra Ethernet, usando el protocolo de comunicación estándar IEC60870-
16 5-104 o IEC61850.

17 18 **Concepto de operación**

19 El sistema de control deberá ofrecer la posibilidad de controlar la solución del SC desde
20 diferentes ubicaciones utilizando varios niveles de autoridad de control, que incluyan al
21 menos:

- 22 - HMI local en la sala I&C del SC.
- 23 - HMI remota en la sala de control de la subestación.
- 24 - Operación SCADA remota usando IEC 60870-5-104 o IEC61850.

25
26 Solo un nivel de jerarquía tendrá control sobre el SC a la vez. Se deberá implementar una
27 adecuada jerarquía de enclavamientos y control. Todas las señales, las posiciones de los
28 interruptores y los valores analógicos se envían continuamente a todas las estaciones del
29 operador del sistema (XM), independientemente de la subestación del operador de red que
30 tenga prioridad.

31 32 33 **Comunicación**

34 Por razones de ciberseguridad, la red de comunicación de la estación se dividirá en dos
35 redes diferentes:

- 36 - una LAN de proceso
 - 37 - una LAN de servicio
- 38 1) LAN de proceso, constará de las siguientes partes:
- 39 o Conexiones desde dispositivos de protección y control a Sistema Operativo
40 vía protocolo IEC 61850 o similar.
 - 41 o Conexión desde SCADA al centro de control vía IEC 60870-5-104 o
42 IEC61850.

43 Esta conexión estará protegida por un firewall redundante.

- 44 2) LAN de servicio, se desacoplará de la LAN de proceso y ofrecerá la posibilidad
45 de cambiar la parametrización específica del sistema a través de una estación de
46 trabajo de ingeniería.



Unidad de Planeación Minero Energética

1 El LAN de servicio permitirá acceder a:

- 2 - Parametrización del panel de control del generador
- 3 - Parametrización de los dispositivos de protección eléctrica
- 4 - Parametrización del AVR

5 El sistema deberá permitir la gestión de usuarios o la protección con contraseña para
6 restringir el acceso a la estación de trabajo de ingeniería al personal capacitado.

8 **Control remoto desde el centro de control de la subestación**

9 Cuando el control del SC se establece en operación remota, el operador deberá poder realizar
10 al menos las siguientes tareas:

- 11 - La puesta en marcha y parada del SC.
- 12 - Cambios en las consignas de regulación.
- 13 - El seguimiento de los mensajes de alarma del SC

14 Los mensajes de alarma se agruparán para permitir que el operador reaccione
15 adecuadamente. Los modos de control remoto y local serán excluyentes, en términos de
16 comandos y mandos.

18 **Sincronización y distribución de tiempo**

- 19 - La hora de la subestación se sincronizará mediante el sistema de navegación por
20 satélite GPS.
- 21 - Los registros de tiempo para alarmas, eventos, comandos y mediciones se realiza-
22 rán en el sistema que emite las señales para facilitar el análisis en el orden de
23 tiempo cronológico correcto. Las excepciones deben ser documentadas.
- 24 - La resolución de los registros de tiempo para las señales de los dispositivos de
25 protección será de 1 ms.

27 **Interfaz hombre-máquina**

- 28 - **Para operar el SC, deben estar disponibles diferentes despliegues HMI en
29 la subestación de trabajo del operador o transmisor.**
- 30 - El HMI de la subestación deberá registrar y procesar la información proveniente de
31 los diferentes equipos del sistema de control de forma continua para que el opera-
32 dor esté informado sobre el estado actual de toda la subestación,
- 33 - Las imágenes de HMI serán auto explicativas y no requerirán conocimientos en
34 informática para su manejo.
- 35 - El sistema se instalará en una computadora industrial redundante.
- 36 - La HMI local deberá incluir como mínimo los siguientes diagramas como desplie-
37 gues diferentes en el sistema de visualización:
 - 38 o Diagrama unifilar completo de la solución del SC incluidos la red de AT y
39 MT
 - 40 o Suministro y distribución auxiliar de AC
 - 41 o Suministro y distribución auxiliar de DC
 - 42 o Sistemas de enfriamiento de mediciones de generador síncrono
 - 43 o Sistemas de aceite lubricante
 - 44 o Medidas de ejes y rodamientos
 - 45 o Descripción general de la comunicación



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 o Tendencias
- 2 o Lista de alarmas y eventos
- 3 - La estación de trabajo HMI estará equipada como mínimo con dos monitores
- 4 y se utilizará hardware con mantenimiento a condición, donde las condiciones
- 5 serán definidas por el fabricante.

7 **Función de discrepancia**

- 8 - La HMI deberá proporcionar la funcionalidad de discrepancia para los interruptores
- 9 y el estado del enlace deberá estar disponible.
- 10 - Si un dispositivo conmutable, un acoplador de barra o una sección de barra no está
- 11 bien debido a una discrepancia o falla de comunicación, el dispositivo específico
- 12 deja de estar disponible y se configura una alarma en la HMI local.
- 13 - Si un dispositivo no reacciona a una instrucción de conmutación, el dispositivo debe
- 14 dejar de estar disponible y configurarse en una condición perturbada. Se establece
- 15 una alarma en la HMI local.
- 16 - Cada comando debe ser monitoreado. En caso de un tiempo de transición dema-
- 17 siado largo, se emitirá una alarma en la HMI local. El objeto se bloqueará hasta que
- 18 se reconozca la alarma.
- 19 - En caso de que un objeto no esté en su posición final, solo se permitirá dar una
- 20 orden para que se desplace a una posición segura.
- 21 - No se permite la repetición automática de comandos.

23 **4.12.2 Panel de control del SC**

24
25 El SC y sus equipos auxiliares serán monitoreados y controlados por un gabinete

28 **Requerimientos generales**

- 29 - El control del SC utilizará un controlador industrial redundante para monitorear y
- 30 evaluar los valores de proceso y sus sistemas auxiliares.
- 31 - Los sensores de campo deben estar cableados al gabinete de control, la comuni-
- 32 cación con otro sistema de control local (por ejemplo, el sistema de excitación) debe
- 33 realizarse mediante comunicación industrial probada en uso.
- 34 - Las estaciones de Entradas-Salidas (I/Os) centralizadas ubicadas en el panel de
- 35 control del SC deberán recolectar todas las señales de proceso para controlar y
- 36 monitorear los diferentes sistemas. Éstas incluyen:
 - 37 o El propio SC,
 - 38 o El sistema de aceite,
 - 39 o El sistema de refrigeración
 - 40 o La energía auxiliar.
- 41 - El gabinete deberá tener al menos un 20% de reserva de espacio para futuras ex-
- 42 tensiones de hardware y un 25% de reserva de I/Os.

44 **Concepto de redundancia**

- 45 - Ambos controladores estarán constantemente conectados e intercambiarán infor-
- 46 mación continuamente entre sí creando así una redundancia activa o "hot-hot".



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 - La falla de un controlador de gabinete, de un alimentador de gabinete o de una
- 2 Tarjeta de I/Os no debe conducir a ninguna restricción en la disponibilidad y desem-
- 3 peño del SC.
- 4 - En caso de pérdida de redundancia de uno de los sistemas instalados en el panel
- 5 de control del SC, se generará una alarma.

7 **Funcionalidades**

- 8 - El algoritmo de software implementado en el panel de control del SC deberá cumplir
- 9 al menos la siguiente tarea:
 - 10 o Monitoreo de todas las señales de proceso analógicas y binarias instaladas
 - 11 en el SC y sus equipos auxiliares (sistema de aceite, sistema de enfria-
 - 12 miento).
 - 13 o Controlar todas las cargas (bombas, calentadores, válvulas) necesarias
 - 14 para sostener el proceso necesario para la operación segura del SC.
 - 15 o Ejecutar la secuencia de inicio o apagado automático para iniciar o detener
 - 16 de manera segura la SC a petición del operador y/o debido a criterios de
 - 17 apagado/Trip.
 - 18 o Proteger el SC emitiendo una solicitud de disparo al sistema de protección
 - 19 cuando los valores del proceso superan los límites de disparo (algoritmo de
 - 20 protección mecánica).
 - 21 o Controlar el lado de alta tensión.
- 22 - El panel de control del SC se conectará al sistema de protección a través de una
- 23 conexión cableada redundante.
- 24 - El panel de control del SC deberá integrar un sistema de monitoreo de vibraciones
- 25 para procesar las señales sin procesar provenientes de los captadores de vibracio-
- 26 nes. El sistema de monitoreo de vibraciones se comunicará con el controlador uti-
- 27 lizando comunicación de bus industrial redundante.
- 28 - El panel de control del SC también deberá contener el algoritmo necesario para el
- 29 control general de la subestación.
- 30 - Las secuencias automáticas de arranque/parada deberán contener un punto de
- 31 espera relevante, de modo que el operador pueda elegir al menos entre los siguien-
- 32 tes tres modos:
 - 33 o Operación: El SC se pone en marcha automáticamente mediante la secuen-
 - 34 cia de arranque hasta la sincronización con la red. Una vez sincronizada, el
 - 35 SC está disponible para la operación de control.
 - 36 o Turning: Todos los sistemas auxiliares están listos y funcionando, el SC está
 - 37 funcionando a velocidad de giro y listo para acelerar hasta la velocidad no-
 - 38 minal.
 - 39 o Shutdown: El SC está en Standstill y los sistemas auxiliares están apaga-
 - 40 dos.

42 **Comunicación**

- 43 - El panel de control del SC se conectará al sistema de control de la estación utili-
- 44 zando el protocolo IEC 60870-5- 104 o IEC61850 redundante al SCADA.
- 45 - El panel de control del SC deberá enviar todos los valores procesados (analógicos
- 46 y binarios), todas las advertencias, alarmas y estados generados al sistema de



Unidad de Planeación Minero Energética

1 control de la estación para su visualización en la HMI y en la lista de alarmas a
2 través de este protocolo de comunicación.

- 3 - El IEC 60870-5-104 o IEC61850 también permitirá que el panel de control del com-
4 pensador reciba comandos del operador a través de la interfaz de control del ope-
5 rador local/remoto.
- 6 - El algoritmo implementado en el panel de control del compensador deberá incluir
7 los enclavamientos necesarios para evitar cambios o manipulaciones no deseadas
8 o peligrosas por parte del operador.

10 4.12.3 Concepto de control general

11 El sistema de control deberá coordinar la operación del SC para regular el voltaje en la
12 barra AT. El algoritmo de control se implementará en el panel de control del SC. El operador
13 podrá establecer el valor de referencia para el control desde todos los niveles de operación
14 (local o remoto).

15 El algoritmo de control deberá funcionar de tal manera que, en condiciones normales de
16 funcionamiento, la salida del SC no debe presentar transitorios en el punto de conexión de
17 alta tensión. Debe haber dos modos de funcionamiento principales para el control de salida
18 del SC. Debería ser posible cambiar entre las dos estrategias a continuación, con solo
19 transitorios insignificantes vistos en la salida reactiva del SC.

22 **Modo de control de voltaje de red**

- 23 - En este modo de control, el sistema de control realizará una regulación basada en
24 un error de tensión.
- 25 - El error se determinará por la diferencia entre la tensión de referencia requerida en
26 el punto de conexión y la tensión medida en la línea de alta tensión cercana al punto
27 de conexión.
- 28 - El algoritmo de control adaptará automáticamente el voltaje del terminal de referen-
29 cia del controlador de voltaje del SC para adaptar la salida de potencia reactiva
30 dependiendo del error de voltaje medido.
- 31 - En cualquier momento, los límites implementados en el regulador automático de
32 tensión deberán anular la salida del regulador de tensión de red.

34 **Modo de potencia reactiva constante**

- 35 - En este modo de control, el sistema de control debe realizar una regulación basada
36 en una diferencia de potencia reactiva.
- 37 - El error se determinará por la diferencia entre el punto de ajuste de la potencia
38 reactiva de referencia y la potencia reactiva medida en el lado primario del trans-
39 formador elevador.
- 40 - El algoritmo de control adaptará automáticamente el voltaje del terminal de referen-
41 cia del controlador de voltaje para adaptar la salida de potencia reactiva depen-
42 diendo del error de control de potencia reactiva calculado.
- 43 - En cualquier momento, los límites implementados en el regulador automático de
44 voltaje (AVR), deberán anular la salida del regulador de potencia reactiva.



Unidad de Planeación Minero Energética

4.12.4 Protecciones

Se debe aplicar un concepto de redundancia en el diseño del sistema de protección para el SC y el transformador de la máquina de manera uniforme mediante la duplicación de todos los componentes esenciales. Todas las funciones de protección implementadas se duplicarán en los relés de protección sistema 1 y sistema 2. La redundancia comienza con núcleos de transformadores de instrumentos separados y continúa a través de los relés de protección y la señal de disparo (Trip), que tiene que pasar a través de rutas de voltaje DC separadas con 2 bobinas de interruptor automático.

Los transformadores auxiliares estarán protegidos con relés de protección contra sobrecorriente. Todas las zonas de protección deben superponerse mediante el uso de diferentes TC. Los relés de protección deben montarse en paneles separados para la protección sistema 1 y sistema 2.

Zonas de protección

El sistema de protección del SC debe dividirse en varias zonas de protección:

- Protección para el lado de alta tensión del transformador elevador.
- Protección para el transformador de la máquina incluida la IPB.
- Protección para el SC.
- Protección para el sistema auxiliar (MT y/o BT).

Para las protecciones principales, se deben utilizar relés de disparo comunes para las protecciones sistema 1 y sistema 2.

Funciones de protección

Las diferentes zonas deben contar las siguientes funciones mínimas de protección:

- Protección de transformador elevador
 - o Protección diferencial (87T)
 - o Protección de falla a tierra restringida (HV) (87N)
 - o Protección de sobrecorriente en las fases (HV) (50/51)
 - o Protección de sobrecorriente a tierra (HV) (50N/51N)
 - o Protección para sobretensión en el lado del generador (59)
 - o Protección de sobretensión por desplazamiento (59N)
- Protección para SC
 - o Protección de impedancia (21)
 - o Protección de sobreexcitación (24)
 - o Protección de subtensión (27)
 - o Protección de subexcitación (40)
 - o Protección de desbalance de carga (46)
 - o Protección de sobrecorriente de fase (50/51)
 - o Protección de falla del interruptor (50BF)
 - o Protección de sobretensión (59)
 - o Protección contra falla a tierra del estator (59N)
 - o Protección de falla a tierra en DC (59N DC)
 - o Protección de falla a tierra en rotor (1 – 3Hz) (64R)



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 o Protección de subfrecuencia (81U)
- 2 o Protección de sobrefrecuencia (81O)
- 3 o Protección diferencial del SC (87G)
- 4 - Protección para falla de interruptor (50BF)
- 5 o Lado de alta tensión del transformador - Sistema
- 6 o Lado de baja tensión para el interruptor SC-Transformador

Medición para el monitoreo y protecciones

El alcance del suministro incluirá todos los elementos necesarios, incluido todo el cableado y las tuberías del SC, y todas las cajas de conexión e interfaces para la conexión al sistema de control.

Se dispondrán al menos los siguientes detectores de control y protección:

- Devanado del estator
 - o RTD (resistance temperature detector), al menos 2 activos y 1 de repuesto por fase y por circuito distribuidos entre fases y circuitos alrededor del diámetro del estator, ubicado entre la barra superior e inferior en la misma ranura.
- Aire frío y caliente
 - o RTD de aire frío, se instalarán dos elementos dobles a cada lado del compensador síncrono para aire frío para monitoreo y protección mecánica.
 - o RTD de aire caliente, se debe instalar al menos un elemento doble para monitoreo.
- Detección de fugas
 - o Se instalarán detectores de fugas en la carcasa del compensador síncrono para monitorear las fugas y la condensación del enfriador.
- Termocupla o RTD, al menos un elemento triple por rodamiento o descanso, para monitorear la temperatura del metal.
- Sistema de aceite
 - o Se instalarán transmisores de presión redundantes para monitorear la presión del aceite lubricante.
 - o Se instalarán transmisores de presión redundantes para monitorear la presión del aceite de elevación.
 - o Se instalará RTD para monitorear la temperatura del aceite detrás de los enfriadores.
 - o Se instalará un transmisor RTD para monitorear la temperatura del aceite en el tanque de aceite.
 - o Se instalará un transmisor de nivel redundante para monitorear el nivel de aceite en el tanque de aceite.
- Sensores de velocidad y protección contra sobre velocidad
 - o Control de velocidad a través de tres codificadores rotatorios incrementales
- Sistema de medición/protección de vibraciones de rodamientos y ejes.
 - o Se instalarán dos sensores de proximidad (a 90° de distancia) y las provisiones necesarias para el monitoreo de las amplitudes de vibración del eje (S-max).
 - o Se instalarán al menos dos acelerómetros por cojinete para monitorear la



Unidad de Planeación Minero Energética

1 vibración de la carcasa del cojinete.

- 2 o La vibración de la carcasa del cojinete se utilizará como protección primaria
- 3 contra vibraciones.

4 5 **Control**

6
7 El control del interruptor automático del SC y los seccionadores/interruptores de puesta a

8 tierra relacionados se implementará en un dispositivo de control del paño. Estará ubicado

9 en un panel de control separado para el interruptor automático del SC.

10 El control del alimentador de media tensión y/o baja tensión para la alimentación auxiliar

11 se puede implementar en relés multifuncionales de control y protección.

12 - Enclavamiento

- 13 o El enclavamiento eléctrico se implementará en la lógica del software de la
- 14 unidad de control del paño. El enclavamiento se realizará con señales de
- 15 liberación cableadas.
- 16 o La señal de liberación del seccionador y seccionador de puesta a tierra ha-
- 17 cia y desde los equipos de maniobras de alta tensión se enviará como señal
- 18 eléctrica. El seccionador de puesta a tierra del lado del SC debe enclavarse
- 19 con una señal de liberación del sistema de control del generador (solo es
- 20 posible cerrar el seccionador de puesta a tierra si el generador está parado).

21 - Sincronización del SC

- 22 o Para la sincronización del SC se utilizará un relé de sincronización. Este
- 23 relé de sincronización tiene que funcionar como un sincronizador de 2 ca-
- 24 nales. La sincronización del SC con la red será parte de la secuencia de
- 25 inicio del control del SC. En el paso de sincronización, el control del SC pasa
- 26 un comando sobre la unidad del paño a los dispositivos de sincronización.
- 27 Supervisará el voltaje, la frecuencia y el ángulo de fase en ambos lados del
- 28 interruptor automático del SC. El dispositivo de sincronización enviará co-
- 29 mandos de aumento o disminución al sistema de excitación hasta que el
- 30 voltaje del SC coincida con el voltaje de la red. Si la tensión, la frecuencia y
- 31 el ángulo de fase están dentro de los límites establecidos, el dispositivo de
- 32 sincronización emitirá la orden de cierre del interruptor automático del SC.

34 **Comunicación y sincronización horaria**

35 - Comunicación al sistema de control

- 36 o Los dispositivos de protección y control se conectarán mediante un anillo
- 37 Ethernet óptico (o similar) al sistema de control de la estación. Se debe uti-
- 38 lizar el protocolo de comunicación IEC61850. Todas las señales y disparos
- 39 se transmitirán, procesarán en el sistema de control de la estación y luego
- 40 se visualizarán en el sistema HMI.
- 41 o La sincronización horaria debe realizarse a través de la misma interfaz.

43 **Software de la estación de ingeniería**

44 - Software de operación

- 45 o El software de operación de los relés de protección debe instalarse en la
- 46 PC de servicio.



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 - Comunicación PC de ingeniería a los relés de protección
- 2 o Todos los relés de protección y las unidades de los paños deben conectarse
- 3 a través de Ethernet (o similar) a la red de diagnóstico. Esta conexión per-
- 4 mite el acceso a los dispositivos para la parametrización y descarga de re-
- 5 gistros de faltas.

Panel de interfaz

8 Todas las señales a la subestación AT deben conectarse a través de un panel de interfaz.

- 9 - Disparos del interruptor de alta tensión
- 10 o En caso de fallas en el transformador elevador, en el ducto de barras aislado
- 11 (IPB), en los transformadores auxiliares o mal funcionamiento del interruptor
- 12 GCB, se debe enviar una señal de disparo al interruptor automático de alta
- 13 tensión aguas arriba.
- 14 o En la dirección opuesta, cada disparo al interruptor de alta tensión (por
- 15 ejemplo, desde la protección de barras) debe iniciar una señal de desen-
- 16 ganche directo al interruptor automático del generador aguas abajo. Estas
- 17 señales de disparo deben estar cableadas.

Registro de fallas

- 19 - Dispositivos
- 20 o La función de registro de fallas internas del relé de protección se utilizará
- 21 para registrar la corriente, el voltaje y las señales de disparo durante una
- 22 falla en el sistema eléctrico.
- 23 o Si ocurre un disparo en cualquier lugar dentro del sistema, todos los regis-
- 24 tradores de fallas de todos los relés de protección deben activarse mediante
- 25 una señal binaria cableada. Esto asegura que todas las señales binarias y
- 26 analógicas relevantes de todo el sistema se registrarán en caso de falla.
- 27 o Para propósitos de prueba y monitoreo, se debe prever un disparo manual
- 28 de los registradores de fallas.
- 29 - Almacenamiento de datos
- 30 o La lectura de los registros de fallas debe realizarse automáticamente a tra-
- 31 vés de la interfaz de comunicación y el protocolo IEC61850. El software del
- 32 analizador debe recopilar todos los datos de registro de fallas y almacenar-
- 33 los en las estaciones de trabajo de ingeniería.
- 34 - Análisis de fallas
- 35 o La evaluación y el análisis de los registros de fallas se llevan a cabo en la
- 36 estación de trabajo de ingeniería.

4.13. Equipos Auxiliares

40 A continuación, se describen los requisitos específicos para los diferentes componentes

41 de la fuente de alimentación auxiliar. Además, la propuesta puede considerar el suministro

42 auxiliar desde un transformador de potencia auxiliar conectado al IPB o a través de un

43 tercer devanado en el transformador elevador principal.

44

45



Unidad de Planeación Minero Energética

4.13.1 Transformadores Auxiliares

La oferta debe incluir un transformador auxiliar que transforme la tensión IPB (medida en bornes de la máquina) al nivel de tensión especificada para alimentación auxiliar. En el lado primario, este transformador se conectará al IPB. En el lado secundario este transformador alimentará por cables los equipos de media tensión.

Estos transformadores se utilizarán para alimentar:

- el convertidor de frecuencia del pony motor/convertidor de frecuencia de arranque (SFC).
- el sistema de excitación del SC.
- los suministros de baja tensión.

Se instalará un conmutador automático en los equipos de media tensión para garantizar que esté alimentada en caso de pérdida de una de las líneas de media tensión. Además, se instala un conmutador automático para garantizar que los consumos conectados reciban alimentación sin interrupciones prolongadas.

4.13.2 Otros equipos auxiliares

Dentro de los otros equipos auxiliares se encuentran *switchgear* de media tensión, transformadores para alimentar sistema de arranque y excitación, tableros de fuerza para alimentar baterías y sistemas DC para equipos de control. Para todos los equipos se deberán informar las características técnicas asociadas como niveles de tensión, corriente, rangos de operación, normativa aplicada, etc.

4.14. Sincronización

Antes de conectar un SC a la red por medio de un interruptor, las tensiones deben coincidir muy estrechamente con las tensiones de la red para evitar sobrecorrientes y torques no permitidos.

El fabricante del SC facilitará información sobre las desviaciones máximas admisibles de las amplitudes, frecuencia y fase de las tensiones del SC con respecto a las tensiones de red. También se tendrá en cuenta el instante de cierre del interruptor.

Una sincronización defectuosa puede dañar gravemente un SC. Las más críticas son las sincronizaciones defectuosas que ocurren con un error de fase entre 120° y 180°, lo que provoca torques y corrientes extremadamente altos. Es necesario inspeccionar el devanado del estator y el tren de ejes después de una sincronización defectuosa. Solo si se realizan todas las reparaciones, el SC estarán en condiciones de servicio.

4.15. Short Circuit Ratio (SCR)

Para las máquinas de todos los tamaños y tipos de enfriamiento, la relación del circuito SCR no deberá ser mayor a 0,35 en las condiciones nominales de funcionamiento, según lo indica la norma IEC 60034-3 en su numeral 4.18.

4.16. Reactancias de Eje Directo



Unidad de Planeación Minero Energética

1 Se deberán definir las reactancias de eje directo para estado estacionario (X_d : reactancia
2 sincrónica), transitorio (X_d' : reactancia transitoria) y subtransitorio (X_d'' : reactancia
3 subtransitoria). En específico, para la reactancia subtransitoria de eje directo (saturada y
4 no saturada), esta deberá ser informada por el Inversionista.

6 4.17. Ruido Audible

8 Se deberá limitar el ruido audible para en las diversas áreas de los edificios del
9 compensador síncrono a los valores indicados en la norma IEC 60034-9 y la Resolución
10 Número 1792² de 1990 y la resolución 0627³ de 2006, para todas las condiciones de
11 operación, y se deberá demostrar mediante cálculos y mediciones en terreno que no se
12 excederán los niveles especificados cuando corresponda según los hitos del proyecto. Sin
13 perjuicio de lo anterior, el diseño deberá cumplir al menos lo siguiente:

- 14 - El nivel máximo permisible debe establecerse en un lugar determinado crítico para
15 la perturbación del ruido, es decir, casas residenciales o en un contorno definido
16 como la línea de propiedad.
- 17 - El nivel de ruido audible dentro de la sala de control no debe exceder los 70 dB (A).
- 18 - El ruido constante de un CS, cuando está instalado y funcionando en cualquier
19 modo, no debe exceder los 65 dB(A) cuando se mide a una distancia de aproxima-
20 damente 100 m de la unidad.

21 -
22 Se deberá elaborar un informe de diseño de ruido audible para demostrar cómo cada
23 elemento de la planta acústicamente significativo contribuiría al nivel de sonido general y
24 qué medidas se requieren para garantizar que se cumpla el límite de presión de sonido.
25 También se deberán establecer los niveles de ruido audible existentes antes de la
26 construcción de las instalaciones. El informe final deberá registrar los niveles de ruido
27 audible antes y después de la puesta en servicio y serán revisados por el interventor.

29 5. ESPECIFICACIONES PARA SUBESTACIONES

30
31 Las siguientes son las especificaciones técnicas para las subestaciones, donde serán
32 instalados los sistemas de compensadores síncronos (SC).

34 5.1. General

35
36 La información específica referente a subestaciones, remitida por los propietarios de la
37 infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán
38 suministrados por la UPME como información anexa a esta convocatoria.

39
40 La siguiente tabla presenta las características de las subestaciones que hacen parte del
41 proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública:

² Ministerio del Trabajo: Por la cual se adoptan valores límites permisibles para la exposición ocupacional al ruido o la resolución que la modifique o sustituya.

³ Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible: Adopta y unifica valores límites permisibles para la exposición ocupacional al ruido, para su correcta aplicación en todo el territorio nacional o la resolución que la modifique o sustituya.

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1

ítem	Descripción	Subestación El Banco	Subestación Guatapurí	Subestación La Jagua
1	Configuración	Barra Sencilla	Barra Sencilla	Barra Sencilla
2	Tipo de subestación	Convencional	Convencional	Convencional
3	Subestación nueva	No	No	No
4	Nivel de tensión	110 kV	110 kV	110 kV
5	Propietario de la Subestación	AFINIA S.A.S E.S.P	CONSORCIO DESARROLLO ELÉCTRICO DEL RÍO GUATAPURÍ S.A.S. ESP	AFINIA S.A.S E.S.P.

2

3

4

5.2. Conexión entre el SC y la infraestructura de la subestación

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

5.3. Predio de las Subestaciones

17

18

5.3.1. Subestación El Banco 110 kV

19

20

La existente subestación El Banco 110 kV, propiedad de AFINIA S.A.S. E.S.P., la cual ésta ubicada en jurisdicción del municipio de El Banco en el departamento del Magdalena.

21

22

23

Las siguientes son las coordenadas aproximadas de la existente subestación El Banco 110 kV (información que deberá verificar el Interesado):

24

25

26

Latitud: 09° 01' 12.08" N

27

Longitud: 73° 58' 2.86" O,

28

29

El Inversionista deberá proveer el espacio físico necesario para la construcción de la extensión del barraje.

30

31

32

Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la anterior información con AFINIA S.A.S. E.S.P y en terreno.

33

34

35

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

36

37

38

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
2 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
3 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberán considerar las facilidades para
4 los accesos, equipos y obras.

5
6 En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá analizar
7 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento soporte,
8 el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las
9 memorias de la Convocatoria.

10
11 Los agentes involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de
12 los equipos en la subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto
13 nivel de confiabilidad.

14
15 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los Documentos "**COMPENSADORES**
16 **SÍNCRONOS PARA EL SIN**", los cuales suministran información de referencia. El objeto de
17 estos documentos es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones
18 ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados, sin
19 pretender determinar o definir espacios para la construcción del proyecto. Es responsabilidad
20 del Inversionista en asumir en su integridad los riesgos inherentes del Proyecto, para ello
21 deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades
22 competentes, entre otras. En general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios
23 estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

24 25 **5.3.2. Subestación Guatapurí 110 kV**

26
27 La existente subestación Guatapurí 110 kV, propiedad de CONSORCIO DESARROLLO
28 ELÉCTRICO DEL RÍO GUATAPURÍ S.A.S. ESP, la cual ésta ubicada en jurisdicción del
29 municipio de Valledupar en el departamento del Cesar.

30
31 Las siguientes son las coordenadas aproximadas de la existente subestación Guatapurí 110 kV
32 (información que deberá verificar el Interesado):

33
34 Latitud: 10° 29' 37.9" N
35 Longitud: 73° 15' 23.8" O,

36
37 El Inversionista deberá proveer el espacio físico necesario para la construcción de la extensión
38 del barraje.

39
40 Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la anterior información con el
41 CONSORCIO DESARROLLO ELÉCTRICO DEL RÍO GUATAPURÍ S.A.S. ESP y en terreno.

42
43 El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las
44 Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de
45 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la
46 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
2 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
3 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberán considerar las facilidades para
4 los accesos, equipos y obras.

5
6 En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá analizar
7 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento soporte,
8 el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las
9 memorias de la Convocatoria.

10
11 Los agentes involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de
12 los equipos en la subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto
13 nivel de confiabilidad.

14
15 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los Documentos "**COMPENSADORES**
16 **SÍNCRONOS PARA EL SIN**", los cuales suministran información de referencia. El objeto de
17 estos documentos es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones
18 ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados, sin
19 pretender determinar o definir espacios para la construcción del proyecto. Es responsabilidad
20 del Inversionista en asumir en su integridad los riesgos inherentes del Proyecto, para ello
21 deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades
22 competentes, entre otras. En general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios
23 estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

24 25 **5.3.3. Subestación La Jagua 110 kV**

26
27 La existente subestación La Jagua 110 kV, propiedad de AFINIA S.A.S. E.S.P., la cual ésta
28 ubicada en jurisdicción del municipio de La Jagua del Pilar en el departamento de La Guajira.

29
30 Las siguientes son las coordenadas aproximadas de la existente subestación La Jagua 110 kV
31 (información que deberá verificar el Interesado):

32
33 Latitud: 09° 34' 15.31" N
34 Longitud: 73° 19' 35.28" O,
35

36 El Inversionista deberá proveer el espacio físico necesario para la construcción de la extensión
37 del barraje.

38
39 Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la anterior información con AFINIA
40 S.A.S. E.S.P y en terreno.

41
42 El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las
43 Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de
44 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la
45 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
46 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
2 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberán considerar las facilidades para
3 los accesos, equipos y obras.

4
5 En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá analizar
6 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento soporte,
7 el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las
8 memorias de la Convocatoria.

9
10 Los agentes involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de
11 los equipos en la subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto
12 nivel de confiabilidad.

13
14 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los Documentos "**COMPENSADORES**
15 **SÍNCRONOS PARA EL SIN**", los cuales suministran información de referencia. El objeto de
16 estos documentos es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones
17 ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados, sin
18 pretender determinar o definir espacios para la construcción del proyecto. Es responsabilidad
19 del Inversionista en asumir en su integridad los riesgos inherentes del Proyecto, para ello
20 deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades
21 competentes, entre otras. En general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios
22 estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

23 24 25 **5.3.4. Espacios de Reserva**

26
27 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya
28 existentes en las subestaciones para futuras ampliaciones y no contempla adecuaciones sobre
29 terrenos adicionales a los necesarios para llevar a cabo las obras contempladas en esta
30 Convocatoria. No obstante, se debe garantizar que los espacios de reserva en las
31 subestaciones existentes no se verán afectados o limitados para su utilización, por
32 infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) objeto de la presente Convocatoria Pública.
33 Esto no implica que los espacios ocupados por las obras a construir en la presente convocatoria
34 se deban reponer en otro lugar, con excepción de aquellos casos en que el propietario de la
35 subestación lo hubiese declarado antes del inicio de la convocatoria.

36 37 **5.3.5. Conexiones con equipos existentes**

38
39 El Inversionista deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente compatibles
40 los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y protección de los
41 nuevos equipos, con la infraestructura existente que pueda verse afectada por el desarrollo del
42 Proyecto.

43
44 Cuando el Inversionista considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
45 existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el responsable

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en consideración del
2 Interventor. Estas obras estarán a cargo del Inversionista para la presente Convocatoria.

3 4 **5.3.6. Servicios Auxiliares**

5
6 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la topología
7 del SC, cumpliendo con lo señalado en el numeral 3.1 del presente Anexo. Para las obras de
8 la presente convocatoria, los servicios auxiliares deberán contar con alimentación
9 independiente a los actualmente instalados.

10 11 **5.3.7. Infraestructura y Módulo Común**

12
13 El Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos del módulo común
14 como se describe a continuación:

15
16 El Inversionista debe prever el espacio necesario para edificios, equipos y obras del desarrollo
17 de las conexiones a 110 kV en las subestaciones El Banco, Guatapurí y La Jagua, objeto de la
18 presente Convocatoria Pública, junto con los espacios de acceso, vías internas, etc., según se
19 requiera, considerando la disponibilidad de espacio en los predios y las eventuales restricciones
20 o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a
21 cargo del Inversionista las vías de acceso a predios de las Subestaciones y/o adecuaciones
22 que sean necesarias.

23
24 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y
25 módulo común en la subestación y/o adecuaciones que sean necesarias, es decir las obras
26 civiles y los equipos que sirven a las obras descritas en el Numeral 2 del Anexo 1. La
27 infraestructura y módulo común, estarán conformados como mínimo por los siguientes
28 componentes:

- 29
30
- 31 • **Infraestructura civil:** En el caso de las obras a cargo del Inversionista, está compuesta
32 por, las vías de acceso a la subestación, las vías internas de acceso a los patios de
33 conexiones y la adecuación del terreno, alcantarillado, barreras de protección y de ac-
34 ceso al predio, todos los cerramientos para seguridad del predio, filtros y drenajes, pozo
35 séptico y de agua y/o conexión a acueductos/alcantarillados vecinos si existen, alum-
36 brado interior y exterior y cárcamos comunes, y en general, todas aquellas obras civiles
37 utilizadas de manera común en la subestación. En el caso particular de las obras a cargo
38 del Inversionista, es su responsabilidad el proveer todo lo necesario para su construc-
39 ción, protección física, malla de puesta a tierra, etc., y deberá considerar espacio sufi-
40 ciente en los cárcamos y demás elementos construidos en la presente Convocatoria y
41 que servirán de manera común a los espacios de reserva, según la propuesta que
42 realice el Inversionista de conformidad con el numeral 5.1.2.
 - 43 • **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2 del
44 presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de gestión
45 de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones propio de cada
46 subestación, los materiales de la malla de puesta a tierra, apantallamiento y los equipos

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado neces-
2 sario y las obras civiles asociadas. Se incluyen todos los equipos necesarios para inte-
3 grar las nuevas bahías con las subestaciones existentes, en conexiones de potencia,
4 control, medida, protecciones y servicios auxiliares.

5
6 En caso de no ser posible la instalación de la bahía de conexión (bahía de línea y de
7 transformador) del Sistema de Compensadores Síncronos y/o demás equipos relacionados
8 (control, protección, servicios auxiliares) en las subestaciones requeridas en la presente
9 convocatoria, deberá considerarse la adquisición de los terrenos necesarios para realizar la
10 ampliación. Será responsabilidad del Inversionista investigar las facilidades y las obligaciones
11 que se requieren para los servicios auxiliares, obras civiles y ampliación de la malla de puesta
12 a tierra. Igualmente deberá respetar las disposiciones actuales de equipos y mantener los
13 arreglos y configuraciones existentes, en principio deberá suministrar todos los equipos y
14 elementos requeridos para la operación óptima y segura de la ampliación a realizar.

15
16 La Interventoría analizará todas las provisiones que faciliten la evolución de las obras descritas
17 en el Numeral 2 del presente Anexo 1, e informará a la UPME el resultado de su análisis.

18
19 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación pertinente,
20 en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique
21 o sustituya) y en la Resolución CREG 098 de 2019.

22
23 **NOTA:** El Inversionista seleccionado deberá prever y dejar disponible al Operador de Red todas
24 las facilidades (incluye espacios en tableros, celdas o gabinetes y rutas de conexión) para
25 que pueda dar cumplimiento a sus responsabilidades, en lo referente a conexiones de potencia,
26 protecciones, comunicaciones y medidas, entre otras posibles.

27 28 **5.4. Equipos de Potencia**

29 30 **5.4.1. Transformador de Potencia (Elevador)**

31
32 El Transmisor Regional suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le
33 permita analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de
34 la publicación IEC 60076, "Power Transformers".

35
36 La capacidad del transformador elevador se obtendrá de la ingeniería de detalle que desarrolle
37 el inversionista, teniendo en cuenta el sistema de compensadores síncronos que se instale bajo
38 la máxima etapa de enfriamiento y a las condiciones de altura sobre el nivel del mar y
39 temperatura ambiente en donde estará ubicada la subestación.

40
41 El transformador de potencia elevador debe tener una capacidad de sobrecarga según lo
42 estipula IEC 60076-7.

43
44 Se requiere que el transformador tenga devanado terciario, con una capacidad mínima de un
45 tercio de la capacidad de cada uno de los otros dos devanados. El devanado terciario dará las
46 facilidades necesarias para alimentación de servicios auxiliares de la Subestación, para lo cual

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 deben suministrarse e instalarse todos los equipos necesarios para hacer uso de servicios
2 auxiliares utilizando esta fuente.

3
4 El grupo de conexión de la transformación será el que determine el inversionista producto del
5 diseño, para el óptimo funcionamiento del sistema de compensadores síncronos.

6
7 El transformador elevador deberá estar dotado de cambiadores de derivaciones, para
8 regulación sin carga +/- 10% de su valor nominal, en pasos de 2.5%.

9
10 El transformador deberá tener una impedancia entre los devanados, medida con el cambiador
11 en la posición nominal, igual a 12.5%, sobre la base de la potencia nominal máxima y tensiones
12 nominales.

13
14 Las pruebas de cumplimiento de los niveles de regulación de tensión solicitados en operación
15 se deberán realizar en condiciones normales de operación, esto es en el Tap Central.

16
17 Se deberá garantizar que los niveles de pérdidas, para los siguientes niveles de carga
18 permanente: 100%, 75%, y 50%. Los valores garantizados deberán cumplir con lo establecido
19 en la norma IEC 60076 o su equivalente ANSI/IEEE.

20
21 **Pruebas de rutina:** los transformadores de Potencia deben ser sometidos a las pruebas de
22 rutina establecidos en las publicaciones IEC 60076. Copia de los respectivos protocolos de
23 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

24
25 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe entregar
26 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en todo de
27 acuerdo con las publicaciones IEC 60076. Si el Transmisor Regional no dispone de estos
28 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costo.

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

32 33 5.4.2. Interruptores

34
35 Los interruptores de potencia a 110 kV, deben cumplir las prescripciones de la última edición
36 de las siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a suministrar:

- 37 • IEC 62271-100: "High-Voltage Switchgear And Controlgear"
- 38 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear stand-
39 ards".
- 40 • IEC 60376: "Specification and acceptance of new sulfur hexafluoride"
- 41 • IEC 60427: "Synthetic testing on high-voltage alternating current circuit breakers".
- 42 • IEC 62155: "Hollow pressurized and unpressurized ceramic and glass insulators for use
43 in electrical equipment with rated voltages greater than 1 000 V".
- 44 • IEEE Std 693-2005 "Recommended Practice for Seismic Design of Substations"
- 45

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 Los interruptores automáticos deberán ser tripolares y podrán ser del tipo extinción de arco en
2 SF₆ o en vacío.

3
4 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado de
5 protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, el mecanismo de
6 operación será tipo resorte. No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido o aceite
7 para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser totalmente
8 independientes.

9
10 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidas
11 en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos
12 de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

13
14 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una
15 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o similares a los
16 incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en
17 ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas
18 a su costa.

19 20 **5.4.3. Descargadores de Sobretensión**

21
22 Los descargadores de sobretensión a 110 kV, deben cumplir las prescripciones de la última
23 edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a
24 suministrar

- 25
- 26 • IEC 60099-4: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for a.c.
27 systems"
- 28 • IEC 62039: "Selection guide for polymeric materials for outdoor use under HV stress"
- 29

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

33
34 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una
35 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores iguales o similares a los
36 incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI.
37 Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su
38 costa.

39
40 **Pruebas en Sitio:** Se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
41 condiciones de estado y funcionamiento de los descargadores.

42 43 **5.4.4. Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

44

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 Los seccionadores y seccionadores de Puesta a Tierra a 110 kV, deben cumplir las
2 prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se
3 aplique al tipo de equipo a suministrar:

- 4
- 5 • IEC 62271-102: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su equiva-
6 lente en ANSI.
- 7 • IEC 60273: "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with nom-
8 inal voltages greater than 1000 V".
- 9 • IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear standards".

10
11 Los seccionadores deberán ser de accionamiento tripolar y deberán poseer mecanismos de
12 operación manual y motorizado, dispuestos en gabinetes de acero galvanizado o aluminio, con
13 grado de protección IP54. El mecanismo de operación deberá ser suministrado con contactos
14 auxiliares, eléctricamente independientes y deberá contar con un sistema de condena que evite
15 la operación eléctrica y mecánica.

16
17 El control del mecanismo de operación debe realizarse para poder ser operado local o
18 remotamente y el modo de operación se debe realizar mediante un selector de tres posiciones:
19 LOCAL-DESCONECTADO-REMOTO. La operación local se realizará mediante dos
20 pulsadores: CIERRE y APERTURA. El mecanismo de operación debe tener claramente
21 identificadas las posiciones de cerrado (I) y abierto (O).

22
23 Para los seccionadores con cuchilla de puesta a tierra, se deberá suministrar un enclavamiento
24 eléctrico y mecánico que no permita cerrar el seccionador mientras la cuchilla de puesta a tierra
25 esté cerrada.

26
27 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
28 establecidas en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los
29 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
30 Interventoría.

31
32 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una
33 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o similares a los
34 incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en
35 ANSI, si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas
36 a su costa.

37
38 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
39 condiciones de estado y funcionamiento de los seccionadores.

40 41 **5.4.5. Transformadores de Tensión**

42
43 Los Transformadores de Tensión deben cumplir las prescripciones de la última edición de las
44 siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a suministrar:

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



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 • IEC 60044-4: "Instrument Transformers. Measurement of partial discharges", o su equiv-
2 alente en ANSI.
- 3 • IEC 60044-2: "Instrument transformers – Part 2: Inductive voltage transformers" o su
4 equivalente ANSI.
- 5 • IEC 60186, "Voltage Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor an capacitor divid-
6 ers".
- 7 • IEC 61869 – 1/3/5: "Inductive / capacitive Voltage Transformers".
- 8 • IEC 60296 IEC: Specification for unused mineral insulating oils for Transformers and
9 switchgear".

10
11 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre fase
12 y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar cargas
13 externas adicionales. La precisión, deberá ser según normas IEC o su equivalente en ANSI, y
14 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de
15 1995, en su última revisión.

16
17 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de rutina
18 establecidos en la IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1 o su equivalente en ANSI.
19 Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes
20 de la Interventoría.

21
22 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una
23 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión iguales o
24 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60186, sección 4 y
25 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o su equivalente ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos
26 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

27
28 **Pruebas en Sitio:** Se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
29 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores de tensión.

30 31 5.4.6. Transformadores de Corriente

32
33 Los Transformadores de Corriente deben cumplir las prescripciones de la última edición de las
34 siguientes normas, o su equivalente en ANSI, según se aplique al tipo de equipo a suministrar:

- 35 • Norma IEC 60044-1: "Instrument transformers – Part 1 Current transformers".
- 36 • Norma IEC 60044-6: "Instrument transformers – Part 6 Requirements for protective cur-
37 rent transformers for transient performance

38
39 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en el
40 secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
41 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de
42 1995, en su última revisión

43
44 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas de
45 rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en ANSI,

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes
2 de la Interventoría.

3
4 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una
5 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente iguales o
6 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60044-1 e IEC
7 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá
8 hacer las respectivas pruebas a su costa.

9
10 **Pruebas en Sitio:** Se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
11 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores de corriente.

12 13 5.4.7. Equipo GIS o Híbrido

14
15 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado sea GIS (Gas Insulated
16 Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe cumplirse
17 la siguiente normatividad:

18
19 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las
20 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como lo
21 indicado en estas especificaciones.

- 22
- 23 • IEC6189- Instrument transformer
- 24 • IEC60071-Insulation Coordination
- 25 • IEC62271-High voltage switchgear and controlgear.
- 26 • IEC60137-Insulated bushings above 1000V.
- 27 • IEC60270-Partial discharge measurement.
- 28 • IEC60376-Specification and acceptance of new SF6.
- 29 • IEC 60480-Guide for checking SF6.
- 30 • IEC62271-1-Common clauses or HV switchgear and controlgears standards.
- 31 • IEC60815-1/2-Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions.
- 32 • IEC 62271-209-Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears.
- 33 • IEC62271-303-Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears.
- 34 • IEC61639-Direct connection between GIS and power transformer.
- 35

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

38
39 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
40 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

41 42 5.4.8. Sistema de puesta a tierra

43
44 Deberá diseñarse para que en condiciones normales y anormales, no se presente ningún
45 peligro para el personal situado en cualquier lugar de la subestación, al que tenga acceso.

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



Unidad de Planeación Minero Energética



1
2 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la
3 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current
4 Substation Grounding" e IEEE Std. 81-2012 "Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground
5 Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System" y deberán cumplir con los
6 correspondiente al RETIE en su última versión.

7
8 Todos los elementos sin tensión, como equipos, estructuras metálicas expuestas y no
9 expuestas, accesorios metálicos, aisladores de soporte y otros, se conectarán directamente a
10 la malla de tierra en el punto más cercano y conveniente, utilizando soldaduras de empalme
11 exotérmica.

12
13 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos 2
14 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

15
16 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Inversionista seleccionado hará los
17 ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y
18 realizará las mediciones de resistencia de puesta a tierra y de las tensiones de paso y contacto,
19 según requerimiento del RETIE en su última versión, de tal manera que se garantice la
20 seguridad de las personas en torno a la subestación.

21 22 **5.4.9. Apantallamiento de la Subestación y del sistema SC**

23
24 El diseño del sistema de apantallamiento de la nueva subestación y del sistema de
25 compensador síncrono, deberá realizar una evaluación del nivel de riesgo de las instalaciones
26 ante descargas atmosféricas directas de acuerdo con los procedimientos de la norma IEC
27 62305-2 "Protection against lightning – Part 2: Risk management".

28
29 El diseño del sistema de apantallamiento deberá considerar elementos captadores de
30 descargas atmosféricas como cables de guarda y puntas captadoras, de material apropiado
31 para las condiciones ambientales existentes en el sitio, particularmente del nivel cerámico, y
32 deberá ser verificado según el método electro-geométrico referido en las normas IEC 62305-2
33 o NTC 4552. Todos los cables de guarda serán aterrizados mediante conductores bajantes de
34 cobre que se conectarán con la malla de puesta a tierra mediante soldadura exotérmica. Se
35 deberá garantizar la continuidad de la conexión entre el sistema de apantallamiento y el sistema
36 de puesta a tierra de la subestación.

37
38 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección contra
39 descargas atmosféricas, incluyendo puntas captadoras, conductores bajantes y varillas de
40 puesta a tierra. En general, los materiales e instalación del sistema de apantallamiento deberán
41 cumplir con los requerimientos del RETIE, la Norma IEEE Std. 998, la Norma NTC-4552-1-2-3
42 y la Norma IEC-62305-2, en su última versión.

43 44 **5.5. Equipos de Control y Protección**

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



Unidad de Planeación Minero Energética

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

3 4 **5.5.1. Sistemas de Protección**

5
6 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la
7 publicación IEC 60255 “*Electrical relays*”, en la IEC 60870 “*Telecontrol equipments and*
8 *systems*” y en el caso de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el
9 formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*), recomendación IEEE
10 C37.111 o en su defecto, el Inversionista deberá proveer el software que haga la transcripción
11 del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con las respectivas
12 normas equivalentes ANSI.

13
14 El esquema de protección de los módulos que conforman los almacenadores de baterías
15 deberá ser suministrado con cada uno de ellos. Para el nivel de 34, 5 kV deberá proveerse un
16 sistema de protección que consistirá en dos relés de protección principal multifuncionales, que
17 deberán tener como mínimo y sin limitarse a ellas, funciones de sobrecorriente de fases de
18 tiempo inverso y tiempo definido, sobrecorriente de tierra de tiempo inverso y tiempo definido,
19 falla interruptor y sobretensión. También deberán considerarse las funciones de sincronismo
20 para cierre manual. El Inversionista podrá proponer el esquema de protección que considere
21 necesario para las nuevas instalaciones, conservando las funciones indicadas anteriormente.
22 También deberá contarse con la función de registro de fallas. Las protecciones únicamente
23 deben dar orden de disparo tripolar.

24
25 Los relés de protección deberán contar con curvas estandarizadas acordes con las normas IEC
26 y/o ANSI (sin mezclar dicha normativa), así como curvas programables por el usuario.
27 Adicionalmente deberán contar con por lo menos tres unidades de fase y tres unidades de
28 tierra.

29
30 En caso de existir protección diferencial de barras en alguna de las subestaciones existentes,
31 la nueva bahía de conexión de los SC, deberá acoplarse a la misma.

32
33 La función de falla interruptor deberá estar incluida en las protecciones de la bahía de conexión
34 de los compensadores síncronos y podrá habilitarse en un relé independiente o en los relés
35 destinados a las funciones de protección principales. Dicha función deberá tener arranques por
36 disparos externos por fase y arranques de sobrecorriente también por fase. En esta función
37 deberán habilitarse dos etapas: la etapa 1 o redisparo, que actúa en caso de presentarse una
38 falla en la apertura del interruptor al recibir disparo por las funciones de protección en un tiempo
39 determinado dando señal de disparo nuevamente al interruptor no operado y la etapa 2 o
40 respaldo, que actúa en caso de que la etapa 1 no tenga éxito, dando orden de disparo a todos
41 los interruptores asociados a la subestación de conexión de los almacenadores de energía, en
42 un tiempo que deberá ser menor al tiempo crítico de despeje de falla de la subestación de
43 conexión.

44
45 La función de sobretensión deberá poseer al menos dos etapas que deberán operar con tiempo
46 definido. Los temporizadores de cada etapa deberán actuar de forma separada. Deben tener

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 elementos de detección fase-tierra y elementos de actuación trifásicos y monofásicos para
2 supervisión de tensiones fase-fase y fase-tierra. Para los ajustes de las funciones de
3 sobretensión, deberá consultarse al Operador de Red sobre los esquemas de protección
4 sistémicos que se encuentren implementados en el área influencia del proyecto y seguir los
5 procedimientos y buenas prácticas establecidos por el CNO.

6
7 La función de verificación de sincronismo puede implementarse en un relé independiente o en
8 aquellos destinados a las funciones principales de protección. Deberá autorizar el cierre manual
9 del interruptor cuando las condiciones seleccionadas para diferencia de tensión, fase y
10 frecuencia obtenidas durante un tiempo ajustable, cumplan con las condiciones
11 predeterminadas. La verificación de sincronismo debe realizarse de manera permanente. El
12 relé debe poseer procesamiento independiente para el cálculo de las diferencias de tensión,
13 fase y frecuencia y permitir la selección de los modos de operación Barra viva - línea muerta,
14 Barra muerta – línea viva y Barra viva – línea viva, con verificación de sincronismo. Las entradas
15 de voltaje deberán permitir la selección de tensiones fase-tierra y/o fase-fase.

16
17 Otras funciones de protección relacionadas con directamente con los equipos almacenadores
18 de energía, podrán ser implementadas por el Inversionista, según las necesidades detectadas
19 durante el desarrollo de la ingeniería del proyecto.

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

29
30 Los bloques de prueba para el sistema de protección deberán poseer puntos con contacto
31 auxiliar para señalización, según lo estime la ingeniería secundaria del proyecto y permitir
32 probar las protecciones sin necesidad de intervenir borneras o cables en el interior del gabinete,
33 para lograr facilidad, velocidad, seguridad y la prevención de errores en el mantenimiento.

34
35 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las protecciones
36 según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus modificaciones.

37
38 El sistema de protecciones deberá contar con un sistema de gestión integrado por las
39 protecciones relacionadas con las nuevas instalaciones, así como los registradores de fallas, el
40 cual deberá incluir el suministro de un computador de gestión de protecciones y registradores
41 de fallas.

42
43 El software asociado a los registradores de falla debe permitir el registro de eventos con
44 señales, tiempo de ocurrencia y secuencia. Los registros oscilográficos deberán mostrar en
45 una ventana del evento las formas de onda con sus magnitudes, ángulos, y señales digitales,
46 para con esto realizar el análisis del evento. El software deberá permitir manipular las señales,

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 ampliar la ventana de visualización, mover cursores para ver diferencias de tiempo y /o
2 magnitud.

3
4 Las funciones que se deben poder ejecutar por medio del sistema de gestión son las siguientes:

- 5 • Lectura de los parámetros de los relés de protección y registradores de fallas.
- 6 • Configuración de los relés de protección y registradores de fallas.
- 7 • Adquisición de eventos de los relés de protección.
- 8 • Adquisición, almacenamiento y gestión de registros de fallas.
- 9 • Análisis de registros de fallas.
- 10 • Configuración de la red, adición y eliminación de elementos que componen el sistema.
- 11 • Parametrización de los relés de protección y registradores de fallas.
- 12 • Diagnósticos de la red y de los relés de protección y los registradores de fallas.
- 13 • Acceso remoto desde un centro de gestión central.

14 15 **5.5.2. Sistema de Automatización y Control de las Subestaciones**

16
17 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y equipos
18 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. Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y 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 del Operador del Equipo o desde el CND, esto último, de acuerdo con los lineamientos tecnológicos establecidos por el CND. 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	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.

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



Unidad de Planeación Minero Energética

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.	
	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 protecciones con el Sistema de Automatización.	
0	Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, etc.), por los servicios auxiliares de la Subestación, por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes. Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

1

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 El Inversionista deberá demostrar el cumplimiento de las características enumeradas
2 anteriormente, considerando las características del sistema de control que posee cada uno de
3 los módulos que conforman los compensadores síncronos y su integración con los demás IEDs
4 de las instalaciones que comprende el proyecto.

5.5.2.1 Características Generales

8 Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con las normas IEC o
9 equivalente.

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

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

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

- 30 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,
31 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
- 32 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
 - 33 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre
34 equipos vía la red.
 - 35 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y Automati-
36 zación de la Subestación.
- 37 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes funcio-
38 nes:
 - 39 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
 - 40 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
 - 41 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
 - 42 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación
43 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni
44 detener el sistema.
 - 45 ○ Mantenimiento de cada equipo.



Unidad de Planeación Minero Energética

- 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 centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de control, visualización o de mantenimiento).

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, como el del Centro Nacional de Despacho CND y recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este aspecto, el Inversionista será el único responsable de suministrar y hacer operativos los protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación.

5.5.3. Medidores multifuncionales

Los medidores multifuncionales 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 con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 038 de 2014, el cual modificó el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes.

5.5.4. Controlador de Bahía

El controlador de bahía es el encargado de recibir, procesar e intercambiar información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para aplicación en subestaciones eléctricas de alta tensión. El Inversionista 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. El controlador de bahía debe contar con un diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

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



Unidad de Planeación Minero Energética

- 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 LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la comunicación.

Este equipo también deberá ser capaz de recibir una señal de sincronización horaria para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

5.5.5. 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 LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la comunicación.

5.5.6. 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.



Unidad de Planeación Minero Energética

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

9
10 Los switches suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para conectar
11 todos los equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de protección y medida.

12 **5.5.7. Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

13
14 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:

15
16 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe conformar
17 para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez mecánica para ser
18 tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores, con chaqueta retardante
19 a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y demás accesorios de conexión,
20 según diseño detallado a cargo del Inversionista.

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

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

29 **5.5.8. Equipos y Sistemas de Nivel 3 y 4**

30
31 Se describen a continuación las características técnicas principales que deben cumplir los
32 equipos y sistemas del nivel 3 y 4:

33 **5.5.8.1 Controlador de la Subestación**

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



Unidad de Planeación Minero Energética

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

8 9 **5.5.8.2 Registradores de Fallas**

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

16 17 18 **5.5.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

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

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

- 26 • Adquisición de datos y asignación de comandos.
- 27 • Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- 28 • Comunicación con la red de área local.
- 29 • Facilidades de mantenimiento.
- 30 • Facilidades para entrenamiento.
- 31 • Función de bloqueo.
- 32 • Función de supervisión.
- 33 • Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- 34 • Guía de operación.
- 35 • Manejo de alarmas.
- 36 • Manejo de curvas de tendencias.
- 37 • Manejo de mensajes y consignas de operación.
- 38 • Marcación de eventos y alarmas.
- 39 • Operación de los equipos.
- 40 • Programación, parametrización y actualización.
- 41 • Reportes de operación.



Unidad de Planeación Minero Energética

- 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.

5.5.9. Requisitos de Telecomunicaciones

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

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

- Memorias de cálculo que soporten los diseños.
- Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos, listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
- Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones hechas en campo verificadas por el Interventor.

5.7. 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, recocado, sin estañar, trenzado en capas concéntricas. La malla de tierra deberá ser diseñada siguiendo los

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 lineamientos de la norma ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad del personal,
2 limitando las tensiones de toque y paso a valores tolerables. Adicionalmente, tanto la malla de
3 puesta a tierra como el sistema de apantallamiento deberán cumplir con los requerimientos
4 técnicos de diseño e implementación, que le apliquen, según el RETIE.

5.8. Contenedor

8 El PCS, el control, los sensores de corriente del SC, el sistema de refrigeración y los sistemas
9 de comunicaciones deberán ser modularizados y conectados de tal manera que sea posible el
10 reemplazo en campo de cada módulo. Se espera que la mayoría del mantenimiento sea llevado
11 a cabo mientras se mantiene el servicio u operación. Se deberá instalar un contenedor de metal
12 a prueba de agua, sellado contra humedad, resistente a los movimientos o manejos y al
13 vandalismo, en concordancia con los siguientes requerimientos:

- 15 • El contenedor podrá utilizar filtros recambiables, deshumificadores o características si-
16 milares requiriendo mantenimiento periódico. La admisión de aire está diseñada de tal
17 forma que cualquier entrada de agua o polvo es directamente retirada de los compo-
18 nentes internos y no afectará la operación de la unidad (IP 54).
- 19 • El contenedor deberá estar equipado con un mecanismo de seguridad de detención de
20 fuego y extinción de este, que preferiblemente cumpla con la norma NFPA 855: “*Stan-*
21 *dard for the Installation of Stationary Energy Storage Systems*”
- 22 • El contenedor deberá cumplir con los requerimientos de seguridad de la norma IEEE
23 C57.12.28 Sección 4. El contenedor deberá restringir el acceso a los controles y las
24 conexiones físicas de los circuitos.
- 25 • El contenedor deberá cumplir los requerimientos del sistema de recubrimiento de la
26 norma IEEE C57.12.28 Sección 5.
- 27 • Se deberá suministrar un sistema de aterrizaje a tierra para el contenedor.
- 28 • El contenedor deberá tener acceso al control.
- 29 • Si es aplicable, se debe suministrar una conexión de salida a prueba de intemperie para
30 una antena externa.
- 31 • Una placa debe ser suministrada y colocada en un lugar visible del contenedor que
32 especifique lo siguiente: Nombre del fabricante, diagrama de conexión, Unidades no-
33 minales: Potencia, energía, voltaje, BIL; datos del modelo: Número serial, datos de fa-
34 bricación
- 35 • La señalización deberá indicar barrajes AC de la fuente y de la carga, barraje del neutro,
36 barraje DC, contactor de aislamiento, nombre de los módulos. La señalización acostum-
37 brada estará en concordancia con las especificaciones requeridas por el Operador de
38 Red.
- 39 • Todos los signos y advertencias de seguridad descritos en la norma ANSI Z535-2002
40 deberán ser incluidos sobre la unidad.
- 41 • Todos los signos y advertencias para identificación de materiales peligrosos tal como lo
42 indica la norma NFPA 704 deberán ser incluidos sobre la unidad.

5.9. Condiciones Sísmicas de los equipos

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



Unidad de Planeación Minero Energética

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

7 8 **5.10. Seguridad de las instalaciones**

9
10 El inversionista deberá considerar y tomar todas las previsiones para el cumplimiento de los
11 siguientes estándares en seguridad de las instalaciones:

- 12
- 13 • NFPA 791: Recommended practice and procedures for unlabeled electrical equipment
14 evaluation
- 15 • UL 9540 (proposed): Outline for investigation for safety for ESSs and equipment
- 16 • UL 3001 (proposed): Safety for distributed energy generation and storage systems
- 17 • ASME TES(c)-1 (proposed): Safety standard for molten salt thermal energy storage sys-
18 tems
- 19
- 20

21 **6. PROCEDIMIENTOS GENERALES DEL DISEÑO**

22
23 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 24
- 25 a) Inicialmente, el Inversionista preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto, que go-
26 bernarán el desarrollo total del Proyecto.

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

46

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



Unidad de Planeación Minero Energética

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

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

- 10
11 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien hará
12 los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las aclaraciones y
13 justificaciones por parte del Inversionista. Para lo anterior se efectuarán reuniones conjuntas
14 con el fin de lograr los acuerdos modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones
15 escritas.
16
17 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Inversionista,
18 este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.
19
20 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el docu-
21 mento de cumplimiento obligatorio.
22

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

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

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

36 **6.1. Los documentos de Ingeniería Básica**

37
38 Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el
39 dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de equipos;
40 especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la
41 implantación física de las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del
42 Proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias
43 de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.
44

45 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán entregados por el Inversionista al Interventor
46 para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME.

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o
2 justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Inversionista y
3 a la UPME la respectiva recomendación si es del caso.

4
5 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica para nivel de
6 tensión 220 kV y 110 kV así como del SC:

8 **6.1.1. Memorias de cálculo electromecánicas**

- 10 • Criterios básicos de diseño electromecánico
- 11 • Memoria de cálculo de resistividad del terreno
- 12 • Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables
- 13 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares AC.
- 14 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares DC.
- 15 • Memoria de cálculo de distancias eléctricas
- 16 • Memoria de dimensionamiento de transformadores de potencia
- 17 • Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
- 18 • Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
- 19 • Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
- 20 • Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- 21 • Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- 22 • Memoria selección de conductores aéreos y barrajes.
- 23 • Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- 24 • Análisis de identificación de riesgos.

26 **6.1.2. Especificaciones equipos**

- 28 • Especificación técnica sistema de compensadores síncronos.
- 29 • Especificación técnica equipos de patio.
- 30 • Especificaciones técnicas sistema de puesta a tierra.
- 31 • Especificaciones técnicas sistema de apantallamiento.
- 32 • Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.
- 33 • Especificación técnica gabinetes de control y protección.
- 34 • Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicaciones.
- 35 • Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de equipos.
- 36 • Especificación funcional del sistema de control.
- 37 • Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la subestación.
- 38 • Especificación técnica de los servicios auxiliares AC / DC.
- 39 • Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- 40 • Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de equipos,
41 pruebas funcionales y puesta en servicio.

43 **6.1.3. Características técnicas de los equipos**



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 • Características técnicas, equipos.
- 2 - Compensador síncrono
- 3 - Interruptores
- 4 - Seccionadores
- 5 - Transformador elevador de potencia
- 6 - Transformadores de corriente
- 7 - Transformadores de tensión
- 8 - Descargadores de sobretensión.
- 9 - Aisladores y cadenas de aisladores
- 10 • Dimensiones de equipos.
- 11 • Características técnicas, cables de fuerza y control.
- 12 • Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones
- 13 • Características técnicas, sistema de automatización y control.
- 14 • Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- 15 • Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares AC/DC.
- 16 • Características técnicas, cables desnudos para interconexión de equipos y barrajes.

6.1.4. Planos electromecánicos

- 20 • Diagrama unifilar del sistema de compensador síncrono.
- 21 • Diagrama unifilar de la subestación.
- 22 • Diagrama unifilar con características de equipos.
- 23 • Diagrama unifilar de protecciones.
- 24 • Diagrama unifilar de medidas.
- 25 • Diagrama unifilar servicios auxiliares AC
- 26 • Diagrama unifilar servicios auxiliares DC.
- 27 • Arquitectura sistema de control de la subestación.
- 28 • Planimetría del sistema de apantallamiento
- 29 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 30 • Planos en planta de ubicación de equipos.
- 31 • Planos vista en cortes de equipos.
- 32 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 33 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 34 • Planimetría del sistema de apantallamiento.
- 35 • Planos de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.
- 36 • Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.

6.1.5. Planos de obras civiles

- 40 • Plano localización sistema de compensador síncrono.
- 41 • Plano localización de la subestación.
- 42 • Plano disposición de bases de equipos.
- 43 • Planos cimentación del sistema de compensador síncrono.
- 44 • Plano cimentación de equipos y pórticos.



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 • Plano base cimentación del transformador de potencia.
- 2 • Plano de drenajes de la subestación.
- 3 • Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- 4 • Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- 5 • Planos casa de control.
- 6 • Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- 7 • Plano cerramiento de la subestación.
- 8 • Plano obras de adecuación.

6.1.6. Estudios y trabajos de campo

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

6.2. Los documentos de la Ingeniería de Detalle

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

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

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

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

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



Unidad de Planeación Minero Energética

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

6.2.1. 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.

6.2.2. Planos de obras civiles

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

6.2.3. 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 detallada 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.



Unidad de Planeación Minero Energética

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

4
5 **a. Sistema de puesta a tierra:**
6

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

14
15 **b. Equipos principales:**
16

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

24
25
26
27
28
29
30
31
32 **c. Equipos de patio:**
33

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



Unidad de Planeación Minero Energética

d. Para tableros:

- Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de AC y DC.
- 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 (FAT) por cada uno de los aparatos, sistemas y equipos suministrados. Las instrucciones deberán estar en idioma español.

6.2.4. Estudios Generales del Sistema SC

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



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos y de resistividad.
- 2
- 3
- 4 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 5 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 6
- 7 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobretensión y distancias eléctricas.
- 8
- 9 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo y a corto circuito.
- 10
- 11 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores aislados.
- 12 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 13 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 14 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 15 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 16 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- 17
- 18 - Ajustes de relés de protecciones y registradores de fallas.
- 19 - Estudios mecánicos y civiles requeridos.
- 20 - Estudios de suelos.
- 21 - Estudios de medición de ruido

22

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

25

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

32

33 **6.2.5. Estudios eléctricos del Sistema SC**

34

35 El inversionista deberá ejecutar los siguientes estudios especiales asociados con cada uno de
36 los SC que desarrolle dentro del objeto de esta convocatoria:

37

- 38 • Estudios de estado estable en estado normal y en contingencia, pérdidas debidas a la eficiencia ida y vuelta del sistema, cargabilidad.
- 39
- 40 • Estudios de flujo de carga armónico y de impedancia armónica para estado normal.
- 41 • Estudios de Cortocircuito.
- 42 • Estudios de Estabilidad Transitoria.
- 43 • Estudios de sobretensiones (atmosféricas, maniobra y temporales).
- 44 • Estudios para el dimensionamiento y especificación de los principales componentes del SC.
- 45 • Estudios para determinar las principales características de los sistemas de compensadores síncronos y demás equipos y parametrización y ajuste del sistema de control.
- 46



Unidad de Planeación Minero Energética

- Estudios para la especificación de los interruptores.
- Estudios de coordinación de protecciones.
- Estudios transitorios de entrada/salida, carga/descarga de los SC.
- Preparación de archivos de pruebas para puesta en servicio.
- Los demás estudios para la componente convencional, como transformadores de potencia, celdas MT, bahía 110 kV, entre otros.

6.2.6. 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.

7. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

7.1. 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 y los acuerdos del Consejo Nacional de Operación C.N.O. En particular, y para la puesta en servicio de los equipos, se deberán cumplir todos los requisitos exigidos en el Acuerdo 1835 del CNO, o aquel que lo modifique, adicione 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 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 debe efectuar las pruebas definidas en el código de redes y los acuerdos del CNO. En particular, aplicaran para los equipos las mismas pruebas y requisitos exigidos a las maquinas síncronas, según apliquen para la tecnología de CS.

Pruebas de energización: El Inversionista será responsable por la ejecución de las pruebas de energización de acuerdo con los lineamientos establecidos en el código de redes y los acuerdos del CNO. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.

8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO

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



Unidad de Planeación Minero Energética

1 Antes de que termine el Contrato de Interventoría, el Transmisor debe entregar al Interventor
2 un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo requiere el Código
3 de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la UPME.
4

6 9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA

7
8 Información específica referente a la Convocatoria Pública, recopilada por la UPME, como
9 Costos de Conexión, datos técnicos y planos, etc., serán suministrados por la UPME en formato
10 digital en lo posible a través de su Página Electrónica junto con los presentes DSI o a solicitud
11 de los Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante
12 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información deberá ser
13 tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos será su
14 responsabilidad consultarlos e investigarlos.
15

17 10. DIAGRAMAS

18
19 La siguiente es la lista de diagramas referenciadas en este documento, que se pueden
20 encontrar como información anexa a esta convocatoria.
21

22 Diagrama 1 - Unifilar Subestación El Banco 110 kV
23

24 Diagrama 2 - Unifilar Subestación Guatapurí 110 kV.
25

26 Diagrama 3 - Unifilar Subestación La Jagua 110 kV.
27

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