INSTITUTO GEOGRÁFICO AGUSTÍN CODAZZI — IGAC

Dirección Territorial Meta

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS INTEGRALES

Legalización, certificación RETIE y puesta en servicio de la subestación eléctrica particular de 300 kVA

OBJETO: 1.2614.2.2.3.1 - PRESTAR LOS SERVICIOS DE GESTION Y REALIZACION DE LAS ACTIVIDADES Y TRAMITES NECESARIOS PARA LA LEGALIZACION DE LA RED DE ENERGIA DE LA DIRECCION TERRITORIAL META DEL INSTITUTO GEOGRAFICO AGUSTIN CODAZZI-IGAC ANTE LA EMPRESA ELECTRIFICADORA DEL META S.A E.S.P (EMSA)

Campo	Contenido
Objeto del documento	Anexo técnico para la contratación de los estudios, diseños, trámites, adecuaciones y certificación requeridos para legalizar el transformador y la subestación existente ante el Operador de Red.
Operador de Red (OR)	Electrificadora del Meta S.A. E.S.P. — EMSA
Activo a legalizar	Transformador trifásico tipo seco, 300 kVA, 13,2 kV / 214-123 V (dato de placa por verificar)
Ubicación	Barrio San Benito, Villavicencio, Meta
Fecha	Agosto de 2026

1. Objeto

Establecer las especificaciones técnicas mínimas, los productos entregables y los criterios de aceptación aplicables a la legalización, certificación RETIE y puesta en servicio de la subestación eléctrica particular de 300 kVA que atiende la sede del Instituto Geográfico

Instituto Geográfico Agustín Codazzi
Carrera 33 No. 24 - 101, Villavicencio Meta, Colombia.
(+57) 601 653 1888
www.igac.gov.co

Agustín Codazzi ubicada en el barrio San Benito del municipio de Villavicencio (Meta), ante la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P. — EMSA, en su condición de Operador de Red.

Este documento está redactado para ser utilizado como anexo técnico de los estudios previos del proceso de contratación (Ley 80 de 1993, Ley 1150 de 2007 y Decreto 1082 de 2015), y como base objetiva de evaluación de las propuestas que se reciban.

2. Antecedentes y situación actual

Del levantamiento de la información técnica disponible y de las consultas realizadas ante el Operador de Red se establece la siguiente situación:

- Existe físicamente instalado un transformador trifásico tipo seco de 300 kVA, relación 13,2 kV / 214-123 V, que atiende la sede del IGAC en el barrio San Benito.
- EMSA manifiesta que dicho transformador NO se encuentra registrado en su base de datos de activos, por lo cual el equipo opera actualmente sin nodo asignado ni legalización formal ante la Gerencia de Distribución.
- Existieron una factibilidad técnica del servicio y un proyecto eléctrico aprobados por EMSA; ambos se encuentran VENCIDOS por expiración de su vigencia, por lo cual carecen de efecto y el trámite debe reiniciarse.
- En consecuencia, el alcance real del proyecto NO es una obra de electrificación nueva, sino un proceso de regularización documental y técnica de una infraestructura ya construida, que incluye la actualización del diseño, la ejecución de las adecuaciones que se requieran para cumplir el reglamento vigente, la inspección y certificación, y la incorporación del activo en el sistema del OR.

Régimen de propiedad del activo: La infraestructura queda como subestación PARTICULAR (propiedad y mantenimiento a cargo del IGAC). En consecuencia, el proponente deberá contemplar obligatoriamente la medida del servicio en Media Tensión (13,2 kV), cumpliendo con todos los requisitos técnicos de EMSA para activos particulares, lo cual incluye el suministro e instalación de los transformadores de medida (TCs y TPs) y demás equipos necesarios para la frontera comercial en el nivel de tensión indicado.

3. Alcance del trabajo

El contratista deberá ejecutar, como mínimo, las siguientes actividades, entendiéndose que el alcance es «llave en mano» hasta la legalización efectiva del activo:

#	Componente	Descripción
1	Levantamiento y diagnóstico	Inventario en sitio, lectura de placas, verificación de estado, registro fotográfico y comparación contra el reglamento vigente. Informe de brechas (gap analysis) con las no conformidades detectadas.

Instituto Geográfico Agustín Codazzi
Carrera 33 No. 24 - 101, Villavicencio Meta, Colombia.
(+57) 601 653 1888
www.igac.gov.co

#	Componente	Descripción
2	Ingeniería de detalle	Memorias de cálculo, cuadros de carga, diagrama unifilar, planos «como construido», estudios de cortocircuito, coordinación de protecciones, regulación de tensión, puesta a tierra y riesgo de arco eléctrico.
3	Trámites ante EMSA	Factibilidad, aprobación de diseño, revisión/certificación de obra, consignaciones, maniobra de conexión y asignación de nodo. Incluye el pago de los derechos de trámite.
4	Adecuaciones físicas	Ejecución de las obras eléctricas y civiles necesarias para el cumplimiento del RETIE, cuantificadas y aprobadas previamente por el IGAC.
5	Ensayos y pruebas	Protocolo completo de pruebas de recepción, incluidas pruebas VLF al cable de media tensión, medición de puesta a tierra y ensayos al transformador.
6	Certificación RETIE	Dictamen de inspección emitido por Organismo de Inspección acreditado ante ONAC, independiente del diseñador y del constructor.
7	Medida	Verificación, adecuación o instalación del equipo de medida conforme al Código de Medida y a la norma del OR.
8	Entrega documental	Dossier técnico completo, actas y constancia de registro del activo en la base de datos de EMSA.

Tabla 1. Componentes del alcance.

4. Marco normativo aplicable

Todo el trabajo se ejecutará con sujeción estricta a la normativa colombiana vigente al momento de la ejecución. El desconocimiento de cualquiera de estas disposiciones no exime al contratista de su cumplimiento.

4.1 Reglamentos técnicos y normativa obligatoria

Norma	Contenido y aplicación al proyecto
Ley 1264 de 2008	Adopta el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas y establece su carácter obligatorio.
Resolución MME 40117 de 2024	RETIE vigente. Reorganiza el reglamento en cuatro libros; redefine requisitos de diseño, de esquema constructivo, de evaluación de la conformidad y de las personas que intervienen las instalaciones. Rige desde el 3 de abril de 2024.
Resolución MME 40304 de 2025	Modifica disposiciones del RETIE y amplía hasta el 31 de diciembre de 2025 el régimen de transición aplicable a productos, instalaciones y personas.

Norma	Contenido y aplicación al proyecto
Resolución MME 40284 de 2026	Modifica nuevamente el RETIE. Precisa que las instalaciones que hayan iniciado obra antes del 1 de enero de 2026 pueden demostrar conformidad bajo la Resolución 90708 de 2013, aun si el dictamen se emite después de esa fecha, dejando constancia expresa en el formato de inspección. Ajusta las reglas de acreditación de los organismos de inspección y la figura de revisión de instalaciones.
Resolución MME 90708 de 2013	RETIE anterior. Aplicable únicamente bajo el régimen de transición descrito arriba.
NTC 2050 — Código Eléctrico Colombiano	Instalaciones interiores, canalizaciones, conductores, protecciones, espacios de trabajo (Sección 110), puesta a tierra (Sección 250) y transformadores (Sección 450).
RETILAP — Res. 180540 de 2010 y modif.	Aplicable si el alcance incluye iluminación exterior, de vías internas o de la subestación.

Tabla 2. Reglamentación técnica obligatoria.

4.2 Determinación de la versión de RETIE exigible.

Determinación de la versión aplicable del reglamento

El RETIE vigente es el expedido mediante la Resolución 40117 de 2024, modificado por las Resoluciones 40304 de 2025 y 40284 de 2026. La Resolución 90708 de 2013 solo puede invocarse cuando la instalación inició obra antes del 1 de enero de 2026, caso en el cual el dictamen debe dejar constancia expresa de esa circunstancia.

Dado que el transformador ya está físicamente instalado, es probable que el proyecto pueda acogerse a esa transitoriedad; sin embargo, ello debe ACREDITARSE documentalmente (actas de obra, facturas, registros fotográficos fechados) y ser aceptado por el organismo de inspección. Si no se acredita, o si las adecuaciones que se ejecuten configuran una ampliación o remodelación, aplicará el reglamento de 2024 y su alcance de requisitos.

El proponente debe declarar expresamente bajo qué versión del reglamento certificará y sustentar técnicamente esa elección. Adicionalmente, debe verificarse que el organismo de inspección propuesto tenga el alcance de acreditación ONAC actualizado, ya que un organismo sin alcance vigente no puede emitir dictámenes.

4.3 Regulación sectorial

- Leyes 142 y 143 de 1994 — régimen de los servicios públicos domiciliarios y del sector eléctrico.
- Resolución CREG 070 de 1998 — Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica: condiciones de conexión al Sistema de Distribución Local.
- Resolución CREG 038 de 2014 — Código de Medida: requisitos de los equipos y fronteras de medición.
- Resolución CREG 015 de 2018 y sus modificatorias — metodología de remuneración de la actividad de distribución, cargos por conexión y tratamiento de activos.

- Resolución CREG 025 de 1995 — Código de Redes, en lo aplicable.

4.4 Normas técnicas colombianas de referencia

Norma	Aplicación
NTC 1340	Tensiones nominales y frecuencia en sistemas de energía eléctrica. Valida la relación 13 200 / 214-123 V.
NTC 3654	Transformadores de potencia tipo seco. Requisitos generales de diseño y ensayos.
NTC 3445	Transformadores trifásicos autor refrigerados tipo seco abierto y encapsulado en resina: corriente sin carga, pérdidas y tensión de cortocircuito máximas admisibles.
NTC 2050 Sección 450	Instalación de transformadores, bóvedas y protección contra sobre corriente.
NTC 4552 (partes 1, 2 y 3)	Protección contra descargas eléctricas atmosféricas — evaluación del nivel de riesgo y sistema de protección.
NTC 2050 Sección 250 / NTC 2206	Puesta a tierra y conectores.
NTC 3278	Conductores aislados para media tensión (cuando aplique al cable de acometida).
IEEE 400.2	Ensayo de campo de cables aislados de media tensión con muy baja frecuencia (VLF).
IEEE 1584 / NFPA 70E	Cálculo de energía incidente y clasificación del riesgo de arco eléctrico.
IEC 60529	Grados de protección (IP) de encerramientos.

Tabla 3. Normas técnicas de referencia. Se aplicará siempre la última versión vigente.

4.5 Seguridad y salud en el trabajo y ejercicio profesional

- Decreto 1072 de 2015 y Resolución 0312 de 2019 — Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo y estándares mínimos.
- Resolución 4272 de 2021 (Ministerio del Trabajo) — reglamento de seguridad para trabajo en alturas.
- Resolución 5018 de 2019 — lineamientos de SST para los trabajos en instalaciones eléctricas.
- Resolución 0491 de 2020 — trabajo en espacios confinados, si aplica a fosos o cámaras.
- Ley 51 de 1986 y Ley 842 de 2003 — ejercicio de la ingeniería; matrícula profesional expedida por el COPNIA.
- Ley 19 de 1990 — matrícula de técnicos electricistas expedida por el CONTE.

4.6 Normativa del Operador de Red

Son de obligatorio cumplimiento las normas de construcción, especificaciones de materiales y el instructivo para el desarrollo de proyectos eléctricos publicados por EMSA, así como los comunicados vigentes de su Gerencia de Distribución. Los formatos, plazos, costos y requisitos documentales de cada etapa se rigen por dicho instructivo, cuya versión aplicable debe verificarse al inicio del contrato por tratarse de un documento que la empresa actualiza periódicamente.

5. Caracterización del activo a legalizar

Los siguientes datos corresponden a la información técnica preliminar disponible y deben ser confirmados en sitio mediante lectura de placa y levantamiento del contratista. Las diferencias que se encuentren deben reportarse antes de radicar cualquier trámite.

Parámetro	Valor declarado	Observación
Tipo de equipo	Transformador trifásico tipo seco	Confirmar si es seco abierto o encapsulado en resina.
Potencia nominal	300 kVA	Verificar contra la demanda máxima real de la sede.
Relación de transformación	13,2 kV / 214-123 V (indicado como «13.27/214»)	La cifra «13,27» no corresponde a una tensión normalizada; se presume 13,2 kV. Verificar en placa.
Grupo de conexión	Por verificar	Típicamente Dyn5. Requerido para el estudio de protecciones.
Impedancia de cortocircuito	Por verificar	Referencia NTC 3445: del orden de 2,8 % para 300 kVA tipo seco.
Nivel de aislamiento (BIL)	Por verificar	Mínimo 95 kV para clase 15 kV.
Clase térmica	Por verificar	Determina si se exige bóveda (ver numeral 6.2).
Marca y número de serie	No declarado	Indispensable para el registro del activo en EMSA.
Corriente nominal en MT	≈ 13,1 A	Calculada para 13,2 kV.
Corriente nominal en BT	≈ 809 A	Calculada para 214 V.
Certificado de conformidad de producto	No declarado	Requisito RETIE. Si no existe, se requiere ruta alterna de demostración de conformidad.

Instituto Geográfico Agustín Codazzi
Carrera 33 No. 24 - 101, Villavicencio Meta, Colombia.
(+57) 601 653 1888
www.igac.gov.co

Tabla 4. Datos del transformador. Los campos «por verificar» son de diligenciamiento obligatorio por el contratista en la primera semana.

Transformador sin certificado de conformidad de producto

El RETIE exige que los productos objeto del reglamento cuenten con certificado de conformidad o declaración de conformidad del proveedor, expedidos conforme a las alternativas previstas en el Libro 4. Si el transformador instalado no cuenta con ese soporte, el organismo de inspección puede declarar la no conformidad y el activo no podrá certificarse ni legalizarse.

Dentro del diagnóstico inicial, el contratista debe verificar la existencia y validez del certificado del transformador y de los demás productos instalados (celdas, conductores, DPS, tableros, interruptores), y reportar por escrito cualquier faltante antes de continuar. Este es el hallazgo con mayor potencial de detener el proyecto, por lo que debe abordarse en la primera fase y no al final.

6. Especificaciones técnicas por componente

6.1 Transformador

- Debe cumplir NTC 3654 y NTC 3445, y contar con certificado de conformidad de producto vigente expedido conforme al Libro 4 del RETIE.
- Placa de características legible, en español, con potencia, tensiones, corrientes, grupo de conexión, impedancia, clase térmica, número de serie y fabricante.
- Las pérdidas sin carga, con carga y la corriente de vacío no deben superar los valores máximos de la NTC 3445 para la clase de aislamiento correspondiente.
- Debe disponer de conmutador de derivaciones sin carga (± 2 × 2,5 %) accesible y señalizado, con indicación de la posición en servicio.
- Marcación de bornes, señalización de riesgo eléctrico y conexión a tierra de la carcasa mediante conductor visible y verificable.

6.2 Encerramiento, obra civil y espacios de trabajo

Este es el capítulo donde con mayor frecuencia se generan no conformidades en instalaciones existentes, y su cuantificación debe quedar explícita en la propuesta.

- **Bóveda o recinto resistente al fuego:** conforme a la Sección 450 de la NTC 2050 y al RETIE, los transformadores tipo seco de potencia superior a 112,5 kVA instalados en interiores deben alojarse en un recinto con resistencia al fuego mínima de una (1) hora, con puertas cortafuego certificadas, salvo que apliquen las excepciones de la Sección 450-21 (aislamiento clase 155 °C o superior con las separaciones a material combustible allí exigidas, o equipo completamente encerrado salvo aberturas de ventilación). El contratista debe determinar y sustentar en las memorias cuál de las dos condiciones aplica.
- **Espacios de trabajo:** para equipos de más de 600 V se aplican las distancias de trabajo de la Sección 110-34 de la NTC 2050. Para tensiones entre 9 001 V y 25 000 V las distancias mínimas de trabajo son de 1,5 m, 1,8 m y 2,8 m según la condición 1, 2 o 3 respectivamente, con altura libre mínima del espacio de trabajo conforme a la misma sección.

- **Ventilación:** aberturas dimensionadas para evacuar las pérdidas del transformador sin superar el incremento de temperatura admisible, con rejillas que impidan el ingreso de fauna y objetos, y grado IP acorde con la ubicación.
- **Accesos:** puertas con apertura hacia el exterior, cerradura de seguridad, y acceso restringido a personal calificado.
- **Dotación de seguridad:** extintor apropiado para riesgo eléctrico vigente y señalizado, tarima o banqueta aislante, guantes dieléctricos con ensayo vigente, pértiga de maniobra, botiquín, diagrama unifilar plastificado a la vista, y señalización de riesgo eléctrico en accesos y equipos.
- **Protección de fauna:** elementos de aislamiento y disuasión en partes energizadas expuestas, conforme a las disposiciones incorporadas en las últimas modificaciones del RETIE.

6.3 Acometida y equipos de media tensión

Elemento	Especificación mínima
Cable de media tensión	Conductor de cobre, aislamiento XLPE o EPR para 15 kV, con nivel de aislamiento 100 % o 133 % según el régimen de puesta a tierra del sistema del OR, pantalla metálica puesta a tierra en ambos extremos o según diseño. Calibre mínimo definido por criterio mecánico y de soportabilidad al cortocircuito, no por corriente nominal (13,1 A).
Terminales	Premoldeados o termocontraíbles, para interior o intemperie según ubicación, con certificado de conformidad y montaje por personal certificado por el fabricante.
Protección de MT	Seccionador con fusibles o celda de protección con interruptor, con capacidad de interrupción verificada contra el nivel de cortocircuito informado por EMSA en el punto de conexión. El calibre del fusible debe surgir del estudio de coordinación (orientativamente entre 20 A y 25 A tipo K para 300 kVA a 13,2 kV) y ser aprobado por el OR.
Descargadores de sobretensión (DPS)	Clase distribución, tensión nominal y MCOV acordes con el sistema de 13,2 kV, corriente nominal de descarga 10 kA, con conexión a tierra de la menor longitud posible.
Seccionamiento visible	Punto de corte visible y bloqueable para maniobras de mantenimiento, señalizado.
Nivel de aislamiento	BIL mínimo 95 kV para todos los equipos de clase 15 kV.

Tabla 5. Equipos de media tensión.

6.4 Adecuación técnica del Tablero General de Baja Tensión (Suministro y Montaje)

- Interruptor totalizador dimensionado para no menos de 1 010 A de capacidad de conducción continua (125 % de la corriente nominal de 809 A), conforme a los artículos 215-2 y 310-16 de la NTC 2050, con aplicación de los factores de corrección por temperatura y agrupamiento.

- **Capacidad de interrupción:** considerando una impedancia de cortocircuito del orden de 2,8 % a 4 % típica de un transformador seco de 300 kVA, la corriente de cortocircuito simétrica en el barraje de baja tensión puede alcanzar valores del orden de 20 kA a 29 kA. El interruptor y el tablero deben acreditar una capacidad de cortocircuito (Icu) superior al valor que arroje el estudio, con margen. Este es un punto que se subestima con frecuencia y que compromete la seguridad del personal.
- Barraje de cobre dimensionado por corriente y por esfuerzos electrodinámicos de cortocircuito, con soportes aislantes certificados.
- Tablero general con grado IP acorde con el ambiente, con barraje de tierra y de neutro independientes, marcación de circuitos y diagrama unifilar en el interior de la puerta.
- Dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias (DPS) tipo 1 o 2 según la evaluación de riesgo por rayo.
- Regulación de tensión conforme a la NTC 2050: máximo 3 % en el circuito ramal y 5 % en el conjunto alimentador más ramal.

6.5 Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra debe diseñarse, construirse y medirse. No se acepta la simple instalación de varillas sin cálculo ni medición.

Aplicación	Valor máximo de resistencia	Método de verificación
Subestación de media tensión	10 Ω	Caída de potencial (regla del 62 %)
Sistema de protección contra rayos	10 Ω	Caída de potencial
Neutro de acometidas en baja tensión	25 Ω	Caída de potencial
Resistividad del terreno	Dato de entrada	Método de Wenner de cuatro electrodos

Tabla 6. Valores máximos de resistencia de puesta a tierra según RETIE. Verificar contra la tabla del reglamento en la versión que resulte aplicable.

- Se debe ejecutar equipotencialización de todas las partes metálicas no destinadas a conducir corriente, incluidas carcasa del transformador, celdas, tableros, canalizaciones metálicas y estructuras de soporte.
- Cuando el estudio lo determine, deben verificarse las tensiones de paso y de contacto y compararse con los valores tolerables.
- Las conexiones enterradas deben ser soldadas exotérmicamente o realizadas con conectores certificados aptos para enterramiento directo; se debe dejar caja de inspección accesible.

6.6 Medida y frontera comercial

El equipo de medida hace parte del alcance y debe considerarse expresamente en la propuesta. El contratista debe:

- Definir con EMSA si la medida se realiza en media o en baja tensión, según el esquema de propiedad del activo que se adopte.
- Cumplir la Resolución CREG 038 de 2014 (Código de Medida) en cuanto a clase de exactitud, transformadores de medida, cableado, sellado y protocolos de calibración.
- Entregar los protocolos de calibración de los transformadores de corriente y de potencial y del medidor, exigidos por EMSA para la matrícula del servicio.
- Adelantar la actualización o creación de la matrícula del servicio a nombre del IGAC, con la carga contratada correspondiente.

6.7 Señalización, seguridad y arco eléctrico

- Rotulado de riesgo eléctrico en todos los accesos, tapas y equipos, con los símbolos y colores exigidos por el RETIE.
- Etiquetas de arco eléctrico en tableros y celdas, con energía incidente, distancia de trabajo, límite de aproximación y categoría de elementos de protección personal requeridos, según el estudio realizado bajo IEEE 1584.
- Marcación de conductores por colores según código adoptado por el RETIE, coherente en toda la instalación.
- Rótulo de identificación del transformador con potencia, tensiones y número de nodo asignado por EMSA una vez legalizado.

7. Estudios, memorias de cálculo y planos exigibles

7.1 Memorias de cálculo

Todas las memorias deben estar firmadas por ingeniero electricista con matrícula profesional vigente, indicando número de matrícula, y deben incluir criterios, datos de entrada, referencias normativas, desarrollo y conclusiones. No se aceptan memorias que consistan únicamente en salidas de software sin interpretación.

#	Memoria	Contenido mínimo
1	Cálculo de demanda y cuadro de cargas	Censo de carga real de la sede, factores de demanda y diversidad, demanda máxima proyectada y verificación de la suficiencia de los 300 kVA instalados.
2	Regulación de tensión	Cálculo desde el punto de conexión hasta los tableros terminales, con verificación de los límites de la NTC 2050.
3	Cortocircuito	Niveles de falla trifásica y monofásica en el punto de conexión (dato a solicitar a EMSA), en bornes de MT y en el barraje de BT.

#	Memoria	Contenido mínimo
4	Coordinación de protecciones	Curvas tiempo-corriente del fusible o interruptor de MT, del totalizador de BT y de las protecciones aguas abajo, con verificación de selectividad y de la curva de daño del transformador.
5	Selección de conductores	Por capacidad de corriente, caída de tensión y soportabilidad al cortocircuito, con factores de corrección aplicados.
6	Sistema de puesta a tierra	Resistividad medida, configuración adoptada, resistencia calculada, tensiones de paso y contacto cuando aplique.
7	Evaluación del nivel de riesgo por rayo	Conforme a la NTC 4552; conclusión sobre la necesidad o no de sistema de protección contra descargas atmosféricas.
8	Riesgo de arco eléctrico	Energía incidente y distancias de aproximación según IEEE 1584; base para el etiquetado.
9	Clasificación de áreas	Cuando existan zonas con riesgo especial; en caso contrario, declaración expresa de no aplicabilidad.
10	Análisis de carga de la infraestructura de soporte	Verificación mecánica de estructuras, apoyos o bases donde se instalen los equipos.

Tabla 7. Memorias de cálculo exigibles.

7.2 Planos

- Planta general de localización con georreferenciación de los puntos de conexión, nodos, apoyos y equipos, en el sistema de referencia y origen que exija EMSA para el trámite, entregados en formato editable de AutoCAD y en PDF.
- Diagrama unifilar general, con equipos, calibres, protecciones, ajustes y sistema de puesta a tierra.
- Planos de detalle de montaje de la subestación, cortes y elevaciones con distancias de seguridad acotadas.
- Plano del sistema de puesta a tierra con dimensiones, profundidades y detalles de conexión.
- Plano de canalizaciones y bandejas.
- Planos «como construido» al cierre, con el sello de aprobación de EMSA y la constancia de la revisión de obra.

Nota sobre georreferenciación: siendo el IGAC la autoridad nacional en materia cartográfica y geodésica, se recomienda que la entrega de coordenadas se realice de forma consistente con el marco de referencia oficial vigente, sin perjuicio del origen y formato específicos que EMSA exija para su trámite. Si existe discrepancia entre ambos, deben entregarse las dos versiones y dejar constancia de la transformación aplicada.

8. Trámites ante el Operador de Red

El proceso ante EMSA se desarrolla por etapas encadenadas; ninguna puede adelantarse sin haber cerrado la anterior. Los tiempos de respuesta del OR no son controlables por el contratista, pero sí lo es la calidad de las radicaciones, por lo que se penalizará la reincidencia en devoluciones por causas imputables al contratista.

#	Etapa	Descripción y productos
1	Factibilidad técnica del servicio	Documento en el que EMSA fija las condiciones técnicas con las cuales debe realizarse el proyecto. Requiere, entre otros: solicitud firmada dirigida a EMSA con los datos del solicitante; certificado de tradición y libertad no mayor a 30 días o documento equivalente que acredite la titularidad o posesión del predio; oficio del propietario del proyecto sobre la procedencia de los recursos; autorización escrita del propietario cuando se usen redes privadas; y el formulario de solicitud de servicio establecido por la empresa. Producto: factibilidad vigente.
2	Aprobación de diseños eléctricos	Radicación de memorias de cálculo y planos de detalle conforme al RETIE y a las condiciones aprobadas en la factibilidad. Producto: planos y memorias con sello de aprobación de EMSA.
3	Revisión y certificación de obra	Verificación en campo por EMSA de que lo construido corresponde a lo aprobado. Producto: certificación de obra y visto bueno para conexión.
4	Maniobra de conexión	Programación de los trabajos en sitio con grúa canasta y ejecución mediante trabajos en línea viva, cumpliendo estándares de calidad y seguridad, o mediante consignación programada del circuito. Producto: acta de maniobra y energización.
5	Legalización y asignación de nodo	Incorporación del transformador en la base de datos del OR, asignación del nodo y actualización del registro del activo. Producto: constancia escrita de EMSA del registro del transformador.

Tabla 8. Etapas del trámite ante EMSA. Los requisitos documentales específicos, costos y formatos se rigen por el instructivo para el desarrollo de proyectos eléctricos vigente de la Gerencia de Distribución.

El contratista debe verificar al inicio del contrato la versión vigente del instructivo y de los comunicados de la Gerencia de Distribución, y ajustar su plan de trabajo a ellos. La vigencia de la factibilidad y de la aprobación del diseño es limitada; el cronograma debe garantizar que la obra y la revisión se ejecuten dentro de esos plazos, dado que precisamente el vencimiento de estos documentos fue lo que originó la situación actual.

9. Protocolo de ensayos y pruebas

Todos los ensayos deben ejecutarse con equipos con certificado de calibración vigente trazable, cuyas copias se anexan al informe. Los resultados se consignan en protocolos firmados por el ingeniero responsable, con identificación del equipo de medida utilizado, condiciones ambientales y criterio de aceptación aplicado.

Ensayo	Alcance / referencia	Criterio de aceptación
Resistencia de aislamiento	Devanados MT-BT, MT-tierra y BT-tierra, con megóhmetro a la tensión de prueba apropiada	Valores corregidos a 20 °C dentro de lo recomendado por el fabricante; índice de polarización e índice de absorción documentados
Relación de transformación (TTR)	Todas las derivaciones del conmutador	Desviación máxima ± 0,5 % respecto del valor teórico
Resistencia óhmica de devanados	Las tres fases, en alta y baja	Desbalance entre fases dentro del límite del fabricante
Continuidad y polaridad	Grupo de conexión y secuencia de fases	Coincidente con el diagrama unifilar y con la red del OR
Pruebas VLF al cable de MT	Ensayo a muy baja frecuencia (0,1 Hz) conforme a IEEE 400.2, con tensión y duración según se trate de cable nuevo o en servicio	Sin falla del aislamiento durante el tiempo de ensayo; informe con curva y datos
Medición de puesta a tierra	Caída de potencial y resistividad por Wenner	Cumplimiento de la Tabla 6 del presente documento
Termografía	Conexiones de MT y BT bajo carga	Sin puntos calientes por encima del delta de temperatura admisible
Verificación de protecciones	Ajustes y disparo de los dispositivos instalados	Coincidencia con el estudio de coordinación aprobado
Verificación de equipo de medida	Protocolos de calibración de TC, TP y medidor	Conformidad con el Código de Medida y con la norma de EMSA

Tabla 9. Protocolo mínimo de pruebas de recepción.

10. Certificación RETIE

La demostración de conformidad de la instalación se realiza mediante dictamen de inspección emitido por un Organismo de Inspección (OIN) acreditado por el ONAC bajo la norma ISO/IEC 17020, con el alcance de acreditación correspondiente y vigente para la versión del reglamento bajo la cual se certifique.

Independencia del organismo de inspección

No se acepta que el inspector RETIE haga parte del equipo del diseñador o del constructor. Quien diseña o construye una instalación no puede, a la vez, actuar como tercera parte que dictamina sobre ella; la inspección debe provenir de un organismo acreditado e independiente del diseñador y del constructor.

Se recomienda estructurar el proceso en dos ítems claramente diferenciados: (i) diseño, trámites y obra, y (ii) inspección y certificación por OIN acreditado.

Instituto Geográfico Agustín Codazzi
Carrera 33 No. 24 - 101, Villavicencio Meta, Colombia.
(+57) 601 653 1888
www.igac.gov.co

Adicionalmente debe verificarse:

- Que el OIN tenga el alcance de su acreditación actualizado conforme a las resoluciones vigentes; un organismo que no haya actualizado su alcance no puede expedir nuevos dictámenes.
- Que los inspectores cuenten con certificado de competencias vigente y actualizado conforme al reglamento aplicable.
- Que el dictamen precise expresamente la versión del RETIE bajo la cual se realizó la inspección, con las constancias que el reglamento exige cuando se acude al régimen de transición.
- Que, si el activo se aborda por la vía de la revisión de instalaciones existentes en lugar de la certificación de instalación nueva, ello quede técnicamente sustentado y sea aceptado previamente por EMSA, ya que el OR es quien condiciona la energización.

11. Personal mínimo y requisitos de idoneidad

Como personal mínimo deberá disponer, como mínimo, de un (1) Ingeniero Electricista, con matrícula profesional vigente, mínimo dos (2) años de experiencia profesional, de los cuales un (1) año deberá corresponder a experiencia específica relacionada con la gestión de trámites de legalización, conexión, ampliación, modificación, revisión o puesta en servicio de instalaciones eléctricas ante empresas distribuidoras, comercializadoras u operadores de red de energía eléctrica; y un (1) Técnico o tecnólogo en electricidad, electromecánica o áreas afines, con mínimo un (1) año de experiencia relacionada con actividades de apoyo técnico en instalaciones eléctricas, tales como mediciones, pruebas, revisión de instalaciones o apoyo en actividades de legalización y conexión de redes eléctricas.

Para la obtención del Dictamen de Inspección RETIE, el contratista deberá gestionar y garantizar su realización a través de un Organismo de Inspección (OIN) debidamente acreditado ante el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC). No será requisito que el Organismo de Inspección sea de propiedad del proponente.

En todo caso, el contratista será responsable directo ante el IGAC por la correcta y oportuna ejecución integral del contrato y la legalización de la subestación, independientemente del mecanismo utilizado para disponer del personal, equipos, herramientas o servicios de inspección de terceros.

Personal mínimo. Todos los soportes deben entregarse antes del inicio de actividades y mantenerse vigentes durante la ejecución.

- Todo el personal debe contar con afiliación vigente al sistema de seguridad social y con los elementos de protección personal apropiados para riesgo eléctrico y arco eléctrico, acordes con la energía incidente calculada.

- Antes de cualquier intervención debe existir permiso de trabajo, análisis de riesgo de la tarea y aplicación de las cinco reglas de oro cuando el trabajo sea con la instalación desenergizada.
- El contratista debe acreditar capacitación en prevención del riesgo eléctrico, expedida por su ARL o por entidad certificada.

12. Entregables

El contratista entregará un dossier técnico completo, en medio físico y digital, organizado e indexado, que como mínimo contenga:

#	Entregable
1	Informe de diagnóstico inicial con registro fotográfico fechado y matriz de no conformidades
2	Memorias de cálculo completas, firmadas y con matrícula profesional
3	Planos aprobados por EMSA y planos «como construido»
4	Certificado de factibilidad técnica del servicio expedido por EMSA
5	Constancia de aprobación del diseño por EMSA
6	Certificación de revisión de obra expedida por EMSA
7	Acta de maniobra y de energización
8	Constancia escrita de EMSA de registro del transformador en su base de datos, con el número de nodo asignado
9	Dictamen de inspección RETIE con resultado conforme, expedido por OIN acreditado
10	Declaración de cumplimiento del constructor conforme al RETIE
11	Protocolos de todas las pruebas, incluidos los informes VLF y de puesta a tierra
12	Certificados de conformidad de producto de todos los equipos y materiales instalados
13	Certificados de calibración de los equipos de medición utilizados en los ensayos
14	Protocolos de calibración del equipo de medida y constancia de matrícula o actualización del servicio
15	Etiquetas de arco eléctrico instaladas y memoria del estudio que las sustenta
16	Manual de operación y mantenimiento de la subestación, con periodicidades recomendadas
17	Hojas de vida del personal con soportes de matrícula y certificaciones

#	Entregable
18	Acta de entrega de activos al OR, si se adopta ese esquema

Tabla 11. Entregables mínimos.

13. Criterios de aceptación y forma de pago.

El pago se realizará en un único desembolso, una vez finalizadas la totalidad de las actividades objeto del contrato y recibidos a satisfacción los productos y soportes exigidos, previa verificación del cumplimiento integral de las obligaciones contractuales por parte del supervisor.

Esquema de pago único

Modalidad de pago	Condición para el pago	Porcentaje
Pago único	Finalización integral de las actividades, entrega de la totalidad de los productos y soportes requeridos, cumplimiento de las obligaciones contractuales y recibo a satisfacción por parte del supervisor.	100 %

Nota: No se realizarán pagos parciales por avances de gestión, actividades en curso o trámites pendientes de culminación.

No se dará por recibido el objeto contractual hasta que el IGAC cuente con la constancia escrita de EMSA de que el transformador quedó registrado en su base de datos con nodo asignado, y con el dictamen RETIE conforme. La energización sin estos dos documentos no constituye cumplimiento.

14. Requisitos de presentación de la propuesta

Para que las propuestas sean técnicas y económicamente comparables y para evitar alcances indeterminados que deriven en sobrecostos durante la ejecución, cada proponente deberá presentar, como mínimo, la información que se relaciona a continuación. La ausencia de cualquiera de estos elementos hará que la propuesta se considere incompleta.

#	Requisito	Detalle exigido
1	Estructura de precios	Valor antes de IVA, IVA discriminado y valor total. No se aceptan valores globales que no precisen el tratamiento tributario.
2	Análisis de precios unitarios	Desglose por actividad de las etapas de diagnóstico, ingeniería, trámites, adecuaciones, ensayos y certificación, con cantidades, unidades y precios unitarios.

#	Requisito	Detalle exigido
3	Tratamiento de las adecuaciones	Las adecuaciones técnicas para el cumplimiento del reglamento deben presentarse como una partida con precios unitarios sujeta a aprobación previa del IGAC, y no como un valor global indeterminado. Solo se pagarán las cantidades efectivamente ejecutadas y aprobadas.
4	Suministro de materiales	Declaración expresa sobre si la propuesta incluye o no el suministro de materiales y equipos, con el listado correspondiente cuando aplique.
5	Cronograma	Programa de trabajo con ruta crítica, separando de forma explícita los tiempos propios del contratista de los tiempos de respuesta del Operador de Red. No se admite «a convenir» como plazo de ejecución.
6	Versión del reglamento	Declaración expresa de la versión del RETIE bajo la cual se ejecutarán el diseño y la certificación, con su sustento (ver numeral 4.2).
7	Organismo de inspección	Identificación del organismo de inspección propuesto, con número y alcance de acreditación ONAC vigente, y declaración de independencia respecto del diseñador y del constructor.
8	Equipo de trabajo	Hojas de vida y soportes de matrícula y certificaciones del personal relacionado en el numeral 11.
9	Experiencia	Certificaciones de contratos ejecutados de objeto similar, con indicación de la potencia de las subestaciones intervenidas y del operador de red ante el cual se tramitaron.
10	Garantías	Alcance y vigencia de la garantía ofrecida sobre mano de obra y sobre los materiales suministrados.
11	Validez de la propuesta	Vigencia no inferior al plazo previsto para la evaluación y adjudicación del proceso.
12	Exclusiones	Relación expresa de lo que no está incluido en el valor ofertado.

Tabla 13. Requisitos de presentación de la propuesta.

14.1 Componentes Obligatorios de Inclusión Expresa.

Cada proponente debe pronunciarse sobre todos ellos, indicando si los incluye y a qué precio, o si los excluye:

- Verificación del certificado de conformidad de producto del transformador existente y de los demás equipos instalados, y ruta de solución en caso de que no exista.
- Obra civil del recinto de la subestación, incluida la condición de resistencia al fuego o la sustentación de la excepción aplicable.
- Equipo de medida, transformadores de medida y protocolos de calibración.

- Estudio de riesgo de arco eléctrico y suministro e instalación del etiquetado resultante.
- Dictamen de inspección RETIE por organismo acreditado independiente.
- Derechos y costos de los trámites ante el Operador de Red.
- Dotación de seguridad de la subestación.
- Pruebas de campo, incluidas las de muy baja frecuencia al cable de media tensión y la medición del sistema de puesta a tierra.

15. Lista de verificación de cierre

Instrumento de control para el supervisor del contrato. El proyecto solo se considera cerrado cuando todos los ítems estén marcados con soporte documental.

#	Ítem de verificación	Cumple
1	Datos de placa del transformador verificados y consignados	
2	Certificado de conformidad de producto del transformador y equipos principales	
3	Memorias de cálculo completas y firmadas con matrícula profesional	
4	Factibilidad técnica vigente expedida por EMSA	
5	Diseño aprobado por EMSA con sello	
6	Adecuaciones ejecutadas y aprobadas por la supervisión del IGAC	
7	Bóveda o excepción de la Sección 450-21 debidamente sustentada	
8	Distancias de trabajo y de seguridad verificadas en sitio	
9	Sistema de puesta a tierra medido y dentro del valor máximo	
10	Pruebas VLF al cable de MT con resultado satisfactorio	
11	Ensayos al transformador con protocolos firmados	
12	Estudio y etiquetado de arco eléctrico instalado	
13	Dotación de seguridad de la subestación completa y vigente	
14	Revisión de obra aprobada por EMSA	
15	Maniobra ejecutada y acta de energización firmada	

#	Ítem de verificación	Cumple
16	Dictamen de inspección RETIE conforme, por OIN acreditado e independiente	
17	Equipo de medida instalado y con protocolos de calibración	
18	Constancia escrita de EMSA con el nodo asignado y el transformador registrado	
19	Planos como construido entregados	
20	Realizar la entrega del dossier o memoria técnica, deberá ser entregado e indexado	

Tabla 14. Lista de verificación de cierre del proyecto.

Proyectó: John Stiven Pardo Velasco, Profesional Jurídico.
Revisó: Karen Yajaira González Herrán, Profesional Jurídico.
Aprobó: Clara Ruth Garnica Yate – Profesional Especializado grado 13