MEMORIA DE CÁLCULO

Diseño de Ingeniería por red eléctrica

OPS 18-0140

Municipio de Pamplonita

Elaboración de diseños de ingeniería para soluciones energéticas por red eléctrica para **750** viviendas en los municipios de Arboledas, Cucutilla, Lourdes, Pamplona, Pamplonita y Salazar de las Palmas, departamento de Norte de Santander, en el marco del convenio interadministrativo de asociación **CV-001-2017-UPME-IPSE-UFPSO.**

upme Unidad de Planeacion Minero Energetica

Universidad Francisco de Paula Santander

pers NORTE DE SANTANDER

SEGEN INGENIERÍA

CONVENIO INTERADMINISTRATIVO DE ASOCIACIÓN CV-001-2017 UPME-IPSE-UFPS, PARA SOLUCIONES ENERGÉTICAS POR RED ELÉCTRICA PARA 750 VIVIENDAS EN LOS MUNICIPIOS DE ARBOLEDAS, CUCUTILLA, LOURDES, PAMPLONA, PAMPLONITA Y SALAZAR DEPARTAMENTO DEL NORTE DE SANTANDER

PROPIETARIO:

UNIVERSIDAD FRANCISCO DE PAULA SANTANDER-UFPS

"PLAN DE ENERGIZACIÓN RURAL SOSTENIBLE- PERS, NORTE DE SANTANDER"

2

DISEÑO REDES ELÉCTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN

SEGEN INGENIERÍA

Marzo 2018, San José de Cúcuta

TABLA DE CONTENIDO

..... 1

1. INTRODUCCIÓN 7

2. MUNICIPIO PAMPLONITA 11

3. METODOLOGÍA DE TRABAJO 13

4. GEORREFERENCIACIÓN DE USUARIOS E INFRAESTRUCTURAS 15

5. DISEÑO ELÉCTRICO 16

5.1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL ACTUAL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO 16
5.2. CRITERIO DE DISEÑO 16
5.3. ALCANCE 17
5.4. ASPECTOS AMBIENTALES 19

6. MEMORIA DE CÁLCULO ELÉCTRICO Y MECÁNICO 19

6.1. TIPO DE CARGA, SECTOR Y FACTOR DE POTENCIA 20
6.2. DISPOSICIÓN DE LAS REDES ELÉCTRICAS 20
6.3. PUNTOS DE ARRANQUE 20
6.4. SELECCIÓN DE ESTRUCTURAS PARA RED DE MEDIA TENSION A 13.200 V 21
6.5. SELECCIÓN DE ESTRUCTURAS PARA RED DE BAJA TENSION A 120/240 V 23
6.6. CÁLCULOS DE DISEÑO 23
a) Análisis y cuadros de cargas. 23
b) Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico. 24
c) Análisis de cortocircuito y falla a tierra. 27
d) Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos. 31
e) Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos. 33
f) Análisis del nivel de tensión requerido. 40
g) Cálculo de campos electromagnéticos. 41
h) Cálculo de transformador. 41
i) Consideraciones de diseño 43
j) Calculo del sistema de puesta a tierra. 44
k) Calculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos. 53
l) Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. 67
m) Cálculos de pérdidas de potencia y regulacion. 73
n) Elaboración de diagramas unifilares. 80
o) Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción. 81
p) Distancias de seguridad. 81
q) Distancias mínimas entre conductores en la misma estructura 85
r) Justificación técnica de desviación de la NTC 2050. 89

7. ANOTACIONES AMBIENTALES 90

ANEXOS 91

ANEXO 1. RELACIÓN DE USUARIOS NUEVOS POR TRANSFORMADOR 92

ANEXO 2. GEORREFERENCIACIÓN PUNTOS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN. 94
ANEXO 3. CÁLCULOS DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS DE POTENCIA EN BAJA Y MEDIA TENSIÓN 100
ANEXO 4. DIAGRAMAS TOPOLOGICOS 101
ANEXO 5. CÁLCULOS DE CATENARIA 102
ANEXO 6. CÁLCULOS DE ESFUERZOS DE APOYOS. 105
ANEXO 7. PLANO ELECTRICO 118
ANEXO 8. RESISTIVIDAD OBTENIDA DEL MUNICIPIO DE PAMPLONITA 135
ANEXO 9. PROTECCIONES PARA PUNTO DE ARRANQUE, DERIVACIONES Y TRANSFORMADORES PROYECTADOS. 145
ANEXO 10. ESTRUCTURAS DE BT, MT Y ACCESORIOS. 146
1) DESTRUCTURAS DE BAJA TENSIÓN 146
2) ESTRUCTURAS DE MEDIA TENSIÓN 154
3) ACCESORIOS 188
ANEXO 11. LISTADO DE USUARIOS. 225

LISTA DE FIGURAS

Figura. 1 Localización del municipio en el departamento 11
Figura. 2 Área de influencia de la estructura eléctrica de las veredas en el municipio. 12
Figura. 3 Cálculo del índice de riesgo por presencia de descargas atmosféricas. Estándar internacional, Norma 62305 del IEC. **¡Error! Marcador no definido.**
Figura. 4 Matriz de análisis de riesgos (RETIE) 36
Figura. 5 Matriz de análisis de riesgos (RETIE) 37
Figura. 6 Matriz de análisis de riesgos (RETIE) 37
Figura. 7 Matriz de análisis de riesgos (RETIE) 38
Figura. 8 Matriz de análisis de riesgos (RETIE) 38
Figura. 9 Matriz de análisis de riesgos (RETIE) 39
Figura. 10 Valoración de las actividades de riesgo 39
Figura. 11 Conexión SPT **¡Error! Marcador no definido.**
Figura. 12 Vista previa de Línea de Transmisión 57
Figura. 13 Parámetros para Cálculo de Catenaria 58
Figura. 14 Punto Máximo r 59
Figura. 15 Punto Mínimo r 60
Figura. 16 Diagrama Unifilar de Conexión a Usuarios **¡Error! Marcador no definido.**
Figura. 17 Distancias de Seguridad en zonas con Construcciones. 82

LISTA DE TABLAS

Tabla. 1 Limites Municipales 11
Tabla. 2 Características ambientales del municipio de Pamplonita 19
Tabla. 3 . Puntos de Arranque, municipio Pamplonita 21
Tabla. 4 Estructuras para red de media tensión 13.2 KV 22
Tabla. 5 Estructuras para red de baja tensión 120/240 v 23
Tabla. 6 Límites de la distorsión armónica en corriente en la acometida según la IEEE519. **¡Error! Marcador no definido.**
Tabla. 7 Cuadro de Cargas Instalaciones Internas 24
Tabla. 8 Tensión al impulso que deben soportar los equipos NTC 4152-1 27
Tabla. 9 Parámetros del transformador 27
Tabla. 10 Valores de potencia conforme a la capacidad del transformador 28
Tabla. 11 Parámetros del ramal en BT. Longitud del ramal BT al último poste. 28
Tabla. 12 Parámetros de la acometida hasta tablero vivienda. Longitud de la acometida al tablero 20m. 29
Tabla. 13 Corriente de corto circuito en bornes del interruptor automático para cable Dúplex 30
Tabla. 14 Corriente de corto circuito en bornes del interruptor automático para cable Tríplex 30
Tabla. 15 Factores de Riesgo Eléctrico 34
Tabla. 16 Niveles de tensión a manejarse en el proyecto en desarrollo 40
Tabla. 17 Tabla de demanda diversificada 43
Tabla. 18 Valores Permisibles de las Tensiones de Paso y Contacto 46
Tabla. 20 Características ACSR 2 56
Tabla. 21 Separación mínima de los conductores 66
Tabla. 22 Análisis de cortocircuito y falla a tierra **¡Error! Marcador no definido.**
Tabla. 23 Capacidad Fusible **¡Error! Marcador no definido.**
Tabla. 26 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones. **¡Error! Marcador no definido.**
Tabla. 27 Distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones 83
Tabla. 28 Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones 84
Tabla. 29 Distancia horizontal entre conductores soportados en la misma estructura de apoyo 85
Tabla. 30 Distancia vertical mínima en metros entre conductores sobre la misma estructura 87
Tabla. 31 Distancias Mínimas para Trabajos en o cerca de partes Energizadas en Corriente Alterna 88

1. INTRODUCCIÓN

En la presente década, el estado colombiano ha definido un Plan para ser aplicado a todas las regiones del territorio, con el objeto de optimizar los recursos energéticos que conlleven el desarrollo sostenible y eficiente de las regiones, denominado Plan de Energización Rural y Sostenible, PERS.

Plan que se caracteriza por identificar las necesidades de energía en las localidades rurales en un departamento o región, considerando opciones de desarrollo local, establecer la demanda y el suministro actual de energía, además,

identifica fuentes locales, caracterización de la demanda de energía rural, como la estructuración de proyectos para ampliar la cobertura eléctrica.

Para ejecutar el PERS, en el departamento de Norte de Santander, la Unidad de Planeación Minero-Energética-UPME, conjuntamente con el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas-IPSE, como líderes de la ejecución del Plan, designa a la Universidad Francisco de Paula Santander-UFPS, sede Cúcuta a través de convenio para realizar éste.

Al ejecutar la UFPS, identifica zonas rurales donde se ubican usuarios sin servicio de energía eléctrica, para la cual, establece estructurar y formular solución energética conforme a los parámetros exigidos por los fondos de apoyo de la Nación, FAER y FAZNI.

Uno de los parámetros o requisitos exigidos por los fondos de la acción, es que los proyectos o soluciones energéticas que se formulen deben contar con los respectivos diseños o estudios técnicos. Diseñar soluciones a través de red eléctrica que conlleva a cumplir las exigencias del operador de la zona, siendo este, Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., y con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE.

En consecuencia, la UFPS contrata el 1° de febrero de 2018 mediante la Orden de Servicios OPS N°18-140 a Segen Ingeniería S.A.S, con el objeto de la elaborar diseño de ingeniería para soluciones energéticas por red eléctrica para 750 viviendas en los municipios de Arboledas, Cucutilla, Lourdes, Pamplona, Pamplonita y Salazar de las Palmas, departamento de norte de Santander, en el marco de convenio interadministrativo de asociación CV-001-2017 UPME-IPSE-UFPS.

En desarrollo de las actividades objeto de la OPS, el presente documento registra información pertinente al diseño de las redes eléctricas de media y baja tensión requerida para suministrar energía eléctrica a usuarios del sector rural en el municipio de LOURDES, conforme al cumplimiento de la normatividad exigida por el operador de red, Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. ESP y en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE.

Para realizar el diseño, la UFPS, socializó ante la comunidad la estructuración a ejecutar, explicando el cómo se desarrollarían las diferentes labores, solicitando apoyo y colaboración al equipo de campo para la ubicación de los usuarios y el trayecto para llegar a ellos, labor que tuvo el acompañamiento de los presidentes de las Juntas de Acción Comunal-JAC.

Con esta socialización, se procede el ingreso del personal de campo para obtener información primaria, la cual es recopilada en dispositivos electrónicos, uno el GPS, con el objeto de obtener los puntos de georreferenciación donde se ubican los usuarios sin energía eléctrica, así como el lugar de los puntos donde se proyecta los apoyos para la red de media tensión, baja tensión. Como segundo dispositivo se utilizaron cámaras para obtener registros fotográficos de las viviendas donde se ubican los potenciales usuarios a beneficiar con la solución energética.

Un tercer dispositivo utilizado fueron los telurómetros, para con ellos obtener la medida de resistividad de terreno, básicamente en los puntos de arranque, transformadores y finales de circuitos.

Además, para el diseño, se tuvo en cuenta como información secundaria el documento de socialización obtenido con base a las encuestas realizadas, específicamente utilizar la información pertinente al aforo eléctrico de una vivienda tipo, parámetros para establecer la carga eléctrica.

Otra información secundaria, se obtuvo a través de CENS S.A. E.S.P., el cual permitió definir el punto de conexión eléctrica y las corrientes de fallas. Información relevante a utilizar en el diseño de la red.

Una vez obtenida la información primaria y secundaria, se lleva la información del GPS a AutoCAD, y conjuntamente con el equipo de ingeniería ambiental, se analiza el trazado, y conforme al documento de criticidad y restricciones ambientales se

define el trazado óptimo, ósea de menor impacto, considerando la menor tala posible, no ubicar infraestructura en la ronda de nacimientos de agua.

El documento de criticidad y restricciones por vereda, identifica parte de las especies de flora y fauna, que existe en el área de influencia de las obras proyectadas, información de importancia para el constructor de las obras, ya que podrá planear considerando las variables de impacto ambiental enunciadas.

Al obtener el trazado, se procede a seleccionar el conductor eléctrico tanta para la red de media tensión como de baja tensión y posteriormente elegir los apoyos como estructuras requeridas para las redes.

Con respecto al área o zona donde se plantean las obras, estás son de difícil acceso, debido a las condiciones climáticas, a la topografía altamente montañosa, y no existencia de vías de acceso, los últimos tramos donde están ubicados las viviendas a energizar, se llega por caminos de herraduras o trochas.

El traslado de materiales y personal hasta el casco urbano de la cabecera municipal es por medio de vehículo automotor que transitan por vías angostas y destapadas, que épocas de invierno se hace más difícil recorrer. Razón por la cual, se selecciona como elementos apoyo de la red, postes en fibra de vidrio en vez de postes en concreto, aunque su costo es mayor, por su peso facilita el acarreo a los sitios requeridos, también minimiza los tiempos de transporte y montaje, además, su utilización disminuye los riesgos de accidentes laborales y fatales al tener que acarrear poste de concreto.

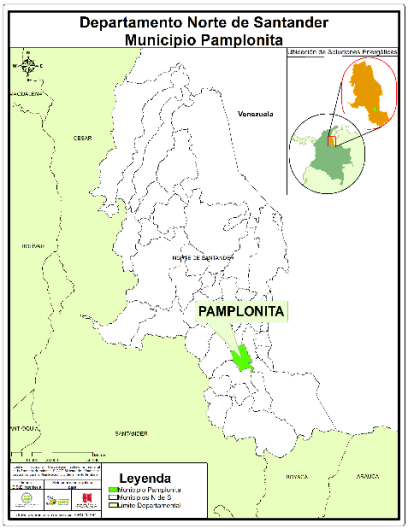
Una vez realizado los diseños y planos eléctricos, se enuncia que están planteados para beneficiar a cuarenta y nueve (49) nuevos usuarios del sector rural en el municipio de pamplona, departamento Norte de Santander, los cuales se encuentran distribuidos en 8 veredas así: El Volcán (2), Santa Lucia (13), El Cucano (4), La Palmita (5), San José de Tulanta (7), San Rafael (8), Llano Grande (5), Tescua (5).

Como resultado del diseño, se plantean obras para la red eléctrica de media y baja tensión con puntos de conexión autorizado por el operador de red, Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P., la cual contempla postes de fibra de vidrio, red primaria abierta en cable ACSR No.2 y red secundaria en red trenzada en cable triplex 2X4 AWG Al XLPE + 1X4 AWG ACSR y cable dúplex 1X4 AWG Al XLPE + 1X4 AWG ACSR, con subestaciones eléctricas monofásicas con protecciones y aterrizadas en poste.

2. MUNICIPIO PAMPLONITA

El municipio está situado al norte de la ciudad de Pamplona, al sur de Bochalema y Chinácota, también limita con Herrán, Ragonvalia y Cucutilla.

Figura. 1 *Localización del municipio en el departamento*



Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

Las coordenadas geográficas del municipio son: Latitud: 7.4366, Longitud: -72.6372 7° 26′ 12″ Norte, 72° 38′ 14″ Oeste.

Límites del Municipio

Según el Plan de Desarrollo Municipal 2016-2019 municipio de Pamplonita, a continuación, en la tabla 1 se enuncia los límites municipales.

Tabla. 1 Limites Municipales

LIMITE	MUNICIPIO
Norte	Bochalema y Chinácota
Sur	Pamplona
Occidente	Cucutilla

Oriente	Herrán y Ragonvalia

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

Otros datos del municipio

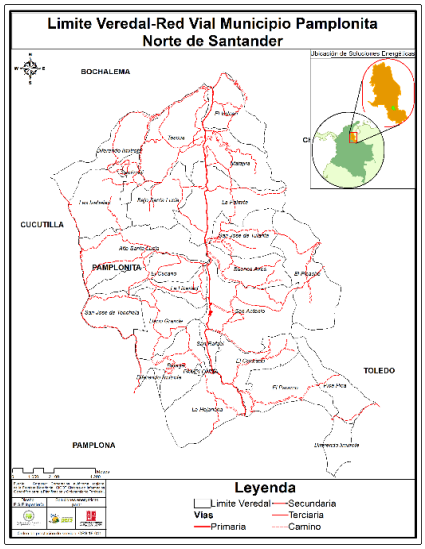
El municipio se caracteriza por tener una extensión territorial de 176 Km2, presenta una temperatura media de 18°C y dista de la capital del departamento, Norte de Santander, aproximadamente 54 Km.

Área de influencia de la solución energética

El área de influencia de la solución energética donde se ubicarán los usuarios son las veredas: Bajo Santa Lucia, el Cucano, el Volcán, Palmita, Libertad, Llano Grande, San José de Tulanta, San Rafael y Tescua, municipio de Pamplonita, departamento Norte de Santander.

La Figura. 2 registra el área de influencia de la infraestructura eléctrica proyectada en las veredas en el municipio.

Figura. 2 *Área de influencia de la estructura eléctrica de las veredas en el municipio.*



Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

3. METODOLOGÍA DE TRABAJO

La metodología que se lleva a cabo para la realización del diseño eléctrico de las soluciones energéticas es:

- Asistir a las instalaciones del operador de red CENS S.A. E.S.P. para realizar la calibración de GPS conforme a instrucciones. Esto se realiza con el fin de obtener medidas lo más precisas posibles y evitar datos equívocos al momento de diseñar.
- Desplazamiento de los linieros a los municipios asignados para la georreferenciación de los usuarios (Cucutilla, Pamplona, Pamplonita, Arboledas, Lourdes y Salazar). Los datos que se tomen en campo sirven de guía para realizar los planos eléctricos puesto que se toman tanto para puntos de conexión existentes, como para puntos en donde se pueda instalar estructura nueva, de igual manera, se referencian las coordenadas de los usuarios beneficiarios del proyecto.
- Realizar coordinación diaria del trabajo de campo. La actividad se desarrolla con la finalidad de llevar un monitoreo y control sobre las actividades que llevan a cabo los linieros en campo, ya que es necesario conocer el progreso del trabajo diario y evaluar los avances logrados.
- Recopilar información en campo por los encargados de esta labor. Los linieros entregan los gps para extraer la información tomada, (la cual viene en coordenadas planas) y se hace el debido tratamiento de los datos para visualizarlas en el software de diseño. Por otra parte, entregan un plano a mano alzada de cada vereda según la topología observada en campo y las debidas anotaciones que consideran necesarias.
- Realizar un trazado preliminar de las redes a construir, para ser evaluadas por el contratista encargado de la parte ambiental, con el objeto de analizar el impacto negativo que pueda causar la implementación de las soluciones energéticas a desarrollar en el área de influencia.

- Al recibir la información analizada por el equipo ambiental del trazado preliminar, se realiza socialización con los topógrafos de los nuevos trazos vistos desde el software de diseño con medidas y posicionamiento real.
- Por último, se procede a diseñar las redes de media y baja tensión incluyendo las memorias de cálculo y los planos, aplicando la normatividad vigente.

4. GEORREFERENCIACIÓN DE USUARIOS E INFRAESTRUCTURAS

Con el trabajo de campo, se obtienen los puntos de georreferenciación para la proyección de ubicación de los posibles apoyos, infraestructura, redes y usuarios. En el anexo 1 se puede observar la relación de usuarios por vereda y las coordenadas de los puntos de baja y media tensión de las veredas: Bajo Santa Lucia, el Cucano, el volcán, Palmita, Llano Grande, San José de Tulanta, San Rafael y Tescua.

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

5. DISEÑO ELÉCTRICO

5.1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL ACTUAL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO

Actualmente, CENS S.A E.S.P., como operador de red tiene construidas en su área de influencia redes rurales de distribución eléctrica en MT a un nivel de tensión 13.2 KV sin neutro y 7.62 KV con neutro.

- Tensión primaria: 13.200 V (disposición trifásica o monofásica aérea en MT)
- Tensión primaria 7620 V (disposición monofásica neutro corrido aérea en MT)
- Tensión secundaria 120 V (disposición monofásico bifilar DX o bifásica trifilar TX)

Por lo anterior, las redes rurales de uso general nuevas en MT y BT para cada municipio, se diseñan de acuerdo con la configuración existente en el punto de conexión más cercano y autorizado por CENS S.A. E.S.P.

Por lo tanto, el sistema de distribución eléctrico a construir para atender a 49 usuarios en el área de influencia enunciada en el numeral 1 del presente documento, tienen las características técnicas y eléctricas enunciadas anteriormente.

5.2. CRITERIO DE DISEÑO

En el presente diseño se aplicarán todos los requisitos generales necesarios para dar cumplimiento a las exigencias de:

- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).
- Normas para el diseño y construcción de redes de distribución, CENS S.A E.S.P
- Código Eléctrico Nacional NTC- 2050.
- Ley de Servicios Públicos 142/94.
- Ley eléctrica 143/94.
- En su defecto, aquellos que garanticen iguales o mejores especificaciones, sin que entre en conflicto con los descritos.
- Normas EPM.

- Considerar trazos con la menor afectación ambientales posible.

5.3. ALCANCE

El diseño tiene como alcance la selección óptima de: transformador, redes de distribución primaria, secundaria, acometida e instalaciones internas para atender la demanda cuarenta y nueve (49) nuevos usuarios del sector rural en el municipio de pamplona, departamento Norte de Santander, los cuales se encuentran distribuidos en 8 veredas así: El Volcán (2), Santa Lucia (13), El Cucano (4), La Palmita (5), San José de Tulanta (7), San Rafael (8), Llano Grande (5), Tescua (5).

Como alcance para realizar el diseño de la red eléctrica requerida, se establecen:

- Diseñar conforme al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE y la norma NTC 2050.
- Diseñar conforme a las normas exigidas por Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.
- Solicitar al operador de red los puntos de conexión eléctrica.
- Establecer el tipo de carga, sector y factor de potencia.
- Definir la disposición de la red eléctrica.
- Realizar georreferenciación y registro fotográfico de las viviendas.
- Realizar medida de resistividad del terreno en el punto de arranque, puntos finales y ubicación de trasformadores de distribución.
- Realizar registro fotográfico de la medida de resistividad.
- Para establecer el trazado de la red, coordinar con el equipo de ingeniería ambiental el trazado para minimizar el impacto ambiental.
- Selección de estructura tanto para la red de MT como de BT.
- Realizar cálculo carga eléctrica en las viviendas.

- Ejecutar análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.
- Generar análisis de cortocircuito y falla a tierra para el transformador, red y acometida eléctrica.
- Manifestar los niveles de riesgo y medidas de protección por rayos.
- Enunciar niveles de riesgo y medidas de mitigación de origen eléctrico.
- Efectuar cálculo y Selección de transformadores aéreos de distribución.
- Ejecutar cálculo del sistema de puesta a tierra.
- Elaborar cálculo económico selección de conductores eléctricos.

‘

- Plasmar cálculo mecánico de las estructuras.

- Efectuar cálculo de tensiones y establecer la longitud del cable.
- Establecer la coordinación de protecciones contra sobretensiones.
- Realizar cálculo de pérdidas de potencia y regulación.
- Elaboración de diagrama unifilar para conexión de usuarios desde el transformador de distribución aérea.
- Obtención de planos de planta y perfil.
- Obtención proyección de presupuesto general de obras, con respectivo análisis de precios unitarios.
- Realizar proyección cronograma y flujo de caja de las obras proyectadas en el presupuesto.

5.4. ASPECTOS AMBIENTALES

Para el diseño, se tiene presente los aspectos ambientales propios en la vereda y enunciados en la tabla 2, los cuales se tienen en cuenta en los cálculos matemáticos para el diseño de las soluciones energéticas.

Tabla. 2 *Características ambientales del municipio de Pamplonita*

PARÁMETRO	OBSERVACIÓN
Clima	templado
Subclima	lluvioso
Temperatura	10°C a 22°C
Precipitación	1000 a 2000mm
Pisos térmicos	1693 a 1980 msnm

Fuente: Climate-data.org

Además, para el diseño de las redes, se consideró la información suministrada en los documentos de criticidad y restricciones ambientales, el cual se encuentran en los documentos base de la estructuración de la solución.

6. MEMORIA DE CÁLCULO ELÉCTRICO Y MECÁNICO

Para el diseño de las redes eléctricas de media, baja tensión, acometidas e instalaciones internas, se consideran las normas técnicas: CNS-NT-01, CNS-NT-02, CNS-NT-03, CNS-NT-04, CNS-NT-05, CNS-NT-06, CNS-NT-08, RA4-000, RA6-000, RA7-000, RA8-025 de E.P.M. y los niveles de tensión 13.200/7.620/240/120 V, según el punto de conexión en media y baja tensión definido por CENS S.A. E.S.P., para alimentar la carga de los usuarios vinculados a la solución energética por red.

6.1. TIPO DE CARGA, SECTOR Y FACTOR DE POTENCIA

La carga que se va a alimentar es de tipo residencial correspondiente a un estrato rural con un factor de potencia F.P = 0.90 en atraso.

6.2. DISPOSICIÓN DE LAS REDES ELÉCTRICAS

Las redes de media tensión serán aéreas trifásicas y/o monofásicas, en disposición horizontal, con conductor ACSR calibre No.2, en postes de fibra de vidrio de 12 mt y una carga de resistencia de 510 y/o 1050 kg-f.

Las redes de baja tensión serán aéreas, fases y neutro, en conductor dúplex y triplex No.4 AWG, en postes de fibra de vidrio de 8 mt con una carga de ruptura de 510 y/o 1050 kg-f.

De acuerdo con el tipo de carga (residencial rural), el estrato y a la forma como están distribuidos geográficamente los usuarios a lo largo de la línea, se conectarán los transformadores proyectados de 5 KVA, 10 KVA, para lo cual se aplicarán los criterios de diseño de electrificación rural (normas técnicas) según RA8-025 de acuerdo con lo establecido por la resolución CREG 070 y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).

6.3. PUNTOS DE ARRANQUE

Los puntos de arranque será red de media tensión a 13,2 o 7,62 KV y se hace en estructura derivación horizontal trifásica y/o monofásica, según sea el caso.

A continuación, la tabla 3 registra las coordenadas geográficas como resultado del trabajo de campo, donde define los puntos de arranque base para el diseño de las soluciones energéticas por medio de red eléctrica interconectadas al SIN.

Tabla. 3 . *Puntos de Arranque, municipio Pamplonita*

PUNTO	ALTITUD	ESTE	NORTE	TIPO
SR-M286	1637	1159379	1315149	M,T EXI TRANSFORMADOR
SR-M287	1636	1159315	1315590	M,T EXI TRANSFORMADOR
SR-M301	1627	1159231	1316170	M,T EXI TRANSFORMADOR
LG-M331	2065	1156550	1318156	M,T EXI TRANSFORMADOR
LG-M327	2077	1156872	1317858	M,T EXISTENTE
LG-M319	2021	1156980	1317103	M,T EXI TRANSFORMADOR
LG-M314	2068	1156882	1315895	M,T EXI TRANSFORMADOR
EC-M337	1927	1155779	1319244	M,T EXI TRANSFORMADOR
EC-M345	1811	1157479	1319314	M,T EXI TRANSFORMADOR
EC-M346	1698	1157764	1319813	M,T EXI TRANSFORMADOR
EC-M357	1564	1158940	1318775	M,T EXI TRANSFORMADOR
ST-M367	2008	1161818	1321334	M,T EXI TRANSFORMADOR
ST-M372	1653	1159911	1321553	M,T EXI TRANSFORMADOR
ST-M360	1569	1160107	1320558	M,T EXI TRANSFORMADOR
TS-M432	1499	1157216	1326860	M,T EXI TRANSFORMADOR
TS-M442	1114	1158458	1328083	M,T EXI TRANSFORMADOR
TS-M446	1087	1159034	1328349	M,T EXI TRANSFORMADOR
TS-M450	1053	1159017	1328545	M,T EXI TRANSFORMADOR
LP-M386	1257	1159180	1322477	M,T EXI TRANSFORMADOR
SL-M387	1376	1158203	1323545	M,T EXI TRANSFORMADOR
SL-M396	1459	1157616	1323351	M,T EXI TRANSFORMADOR
SL-M401	1714	1157498	1322781	M,T EXI TRANSFORMADOR
SL-M404	1818	1157182	1322091	M,T EXI TRANSFORMADOR
SL-M407	1787	1156577	1322850	M,T EXI TRANSFORMADOR
SL-M412	1732	1156765	1323478	M,T EXI TRANSFORMADOR
SL-M414	1679	1157447	1324051	M,T EXI TRANSFORMADOR
SL-M425	1280	1158817	1324992	M,T EXISTENTE
EV-M429	1456	1160190	1327430	M,T EXI TRANSFORMADOR

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

6.4. SELECCIÓN DE ESTRUCTURAS PARA RED DE MEDIA TENSION A 13.200 V

De acuerdo a la norma de CENS S.A.S E.S.P., como además a las condiciones topográficas del terreno, la experiencia del personal de campo y del respectivo cálculo se seleccionan las estructuras que soportan la red a diseñar. Siendo para la solución energética por red en el municipio, las enunciadas en la tabla 4.

Tabla. 4 *Estructuras para red de media tensión 13.2 KV*

NORMA	DESCRIPCION
CNS-03-510-02	ESTRUCTURA DE PASO MONOFÁSICA DISPOSICIÓN HORIZONTAL 13.2 KV
CNS-03-511-02	ESTRUCTURA DE PASO TRIFÁSICA DISPOSICIÓN HORIZONTAL 13.2 KV
CNS-03-512-02	ESTRUCTURA DE PASO DOBLE MONOFÁSICA DISPOSICIÓN HORIZONTAL 13.2 KV
CNS-03-513-02	ESTRUCTURA DE PASO DOBLE TRIFÁSICA DISPOSICIÓN HORIZONTAL 13.2 KV
CNS-03-514-02	ESTRUCTURA TERMINAL MONOFÁSICA DISPOSICIÓN HORIZONTAL 13.2 KV
CNS-03-515-02	ESTRUCTURA RETENCIÓN MONOFÁSICA DISPOSICIÓN HORIZONTAL 13.2 KV
CNS-03-550-02	ESTRUCTURA TERMINAL TRIFÁSICA DISPOSICIÓN HORIZONTAL 13.2 KV
CNS-03-560-02	ESTRUCTURA RETENCIÓN TRIFÁSICA DISPOSICIÓN HORIZONTAL 13.2 KV
CNS-03-563-02	ESTRUCTURA TERMINAL TRIFÁSICA Y ARRANQUE MONOFÁSICO DISPOSICIÓN HORIZONTAL 13.2 KV
CNS-03-730	DERIVACIÓN TRIFÁSICA CON CORTACIRCUITO
CNS-03-731	DERIVACIÓN MONOFÁSICA CON CORTACIRCUITO
CNS-03-732	DERIVACIÓN TRIFÁSICA SIN CORTACIRCUITO
CNS-03-733	DERIVACIÓN MONOFÁSICA SIN CORTACIRCUITO

Fuente: CENS S.A. E.S.P.

a) Amortiguadores

La acción del amortiguador consiste en absorber continuamente la energía de las vibraciones iniciadas por los vientos de todas clases y evitar que estas vibraciones se formen en proporciones peligrosas

En todas las líneas trifásicas o monofásicas se instalarán amortiguadores a cada extremo del vano:

- Para vanos desde 250 m hasta de 366 metros requieren de la instalación de un amortiguador en cada extremo del vano.
- Para vanos entre 367 metros y 670 metros se recomienda instalar dos amortiguadores en cada extremo del vano, espaciados unas distancias entre el punto de soporte y el de instalación.

Nota: ver Anexo 10 NORMAS EPM ESTRUCTURAS DE BT, MT Y ACCESORIOS; ACCESORIOS, pag. 1.

6.5. SELECCIÓN DE ESTRUCTURAS PARA RED DE BAJA TENSION A 120/240 V

De acuerdo a la norma EPM E.S.P. RA4-000, como además a las condiciones topográficas del terreno, la experiencia del personal de campo y del respectivo cálculo se selecciona las estructuras que soportan la red a diseñar. Siendo para la solución energética por red en el municipio, las enunciadas en la tabla 5.

Tabla. 5 *Estructuras para red de baja tensión 120/240 v*

NORMA	DESCRIPCION
RA4-001	ESTRUCTURA RED TRENZADA BT EN SUSPENCIÓN
RA4-002	ESTRUCTURA RED TRENZADA BT EN ANGULO
RA4-003	ESTRUCTURA RED TRENZADA BT TERMINAL
RA4-004	ESTRUCTURA RED TRENZADA BT EN RETENCIÓN

Fuente: EPM E.S.P.

6.6. CÁLCULOS DE DISEÑO

Para realizar el diseño eléctrico de las soluciones energéticas, es necesario el desarrollo de los cálculos matemáticos según las diferentes características de los materiales, los conductores, la carga por usuario y demás aspectos mecánicos que se requieran, siendo:

a) Análisis y cuadros de cargas.

Las cargas que se van a usar en este proyecto son:

- Cargas de iluminación de baja potencia.
- Tomas de uso general para alimentar equipos de variado uso y de baja potencia.

En cada una de las soluciones pertenecientes se instalará un tablero de distribución general de tres (3) circuitos, un circuito monofásico de iluminación, uno para tomas, uno de reserva, con una carga instalada de diseño por usuario es de 700 W, como se observa en la tabla 7. Las protecciones se diseñan con valores altos para dejar la

posibilidad de instalar en un futuro cargas más altas sin necesidad de cambiar los breakers.

Tabla. 6 *Cuadro de Cargas Instalaciones Internas*

CUADRO DE CARGAS PARA INSTALACIONES INTERNAS										
Cto	**NOMBRE**	**UNIDADES**	**CARGA**	**F.P**	**POTENCIA (VA)**	**I (Amp)**	**CONDUCTOR (THHN)**		**DUCTO**	**PROTECCIÓN**
			(W)				CALIBRE	MATERIAL	(Amp)	
1	ILUMINACIÓN	5	100	0,9	111,111	0,926	12 AWG	Cu	1x15	
2	TOMA	6	600	0,9	666,666	5,555	12 AWG	Cu	1x15	
3	RESERVA									
TOTAL		11	700		777,777	6,481	8 AWG	Cu	1x20	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

b) Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.

Las instalaciones eléctricas frecuentemente están sujetas a sobretensiones que pueden modificar los parámetros o variables del sistema eléctrico, debe existir una coordinación razonable entre las sobretensiones existentes, los aislamientos auto-regenerativos, los aislamientos de los equipos eléctricos y el nivel de respuesta de los descargadores.

Es importante también conocer las pruebas finales de evaluación de los aislamientos de las maquinas, componentes y equipos de media tensión y uso final.

El Objeto de este proyecto es analizar la coordinación de aislamiento, con el fin especificar los niveles de aislamiento que deben soportar los equipos de protección a instalar en Media tensión y baja tensión, verificando su adecuada coordinación entre los dispositivos del proyecto.

- Normatividad aplicable.

Para la evaluación de los niveles de aislamiento y la coordinación de aislamiento de la subestación de media tensión de este proyecto, se siguen los lineamientos de las normas relacionadas:

- [1] Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.
- [2] Norma colombiana NTC 4552-1.
- [3] IEC 60071-1 Términos, definiciones, principios y reglas.
- [4] IEC 60071-2 Guía de aplicación.
- [5] Libro, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión, Segunda edición, HMV Ingenieros 2003.
- [6] Ficha técnica de descargadores en Media tensión Marca Celsa, Gamma.

- Evaluación y coordinación de aislamiento

Para el sistema en media tensión, caso específico de las protecciones contra sobretensiones DPS, comúnmente llamados pararrayos, ubicados en el primario del centro de transformación, el BIL se calcula como sigue:

- Calculo de la tensión continua de operación COV.

$$COV=Um/(\sqrt{3})= (1,1*13,2)/(\sqrt{3}) = 14,52/(\sqrt{3})=8,38\ kV$$

De donde:

Um = Tensión máxima de operación del sistema = 1,1*U.

U = Tensión nominal entre fases.

Ur = Tensión asignada al pararrayos en kV.

Ke = Coeficiente de falta a tierra de la red. 1,4 para redes con neutro rígido a tierra.

Con lo anterior se selecciona en la tabla de especificaciones técnicas marca OHIO BRASS un DPS con un valor superior al COV calculado, el cual es de 8,4 kV o 10,2 kV, que son los superiores más cercanos al calculado.

- Calculo y verificación de la sobretensión temporal TOV.

TOV=Ke*COV= 8,38*1,4=11,73 kV

Del DPS anteriormente seleccionado se verifica que el TOV sea mayor al calculado cuyo valor es 11,73 kV, para un tiempo de duración de 1,0 segundo.

- Características del DPS a instalar

De la tabla de características de DPS en MT marca OHIO BRASS, ref. 12 KV 10,2 KA se obtienen los valores de:

NPR Nivel de protección para impulso atmosférico.
NPM Nivel de protección por impulso de maniobra.

Con un **COV = 10,2 kV** y **TOV = 12 kV** el **NPR = 40.3 kV** para una tensión de impulso de tiempo de frente 8/20µs a 40kAmp.

El nivel básico de aislamiento según IEC60071-1, la tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo debe ser mayor o igual a 40kV.

El BIL se calcula con un factor de seguridad Ke que relaciona el NPR y el BIL. Para sistemas con tensión nominal inferior a 52 kV, se establece que Ke=1,4. Luego.

BIL = 1,4 * 40,3 kV = 56,42 kV

Se selecciona similar a los cortacircuitos BIL de 110 kV. Para el transformador de potencia tipo poste se selecciona BIL de 90 kV.

En baja tensión, el BIL se especifica para los equipos correspondientes al usuario y están normalizados en la norma NTC4552-1 literal E.5 Información general relacionada con DPS, en la tabla E.3 "tensión al impulso que deben soportar los equipos" (Tabla. 8 del presente documento). En la que se especifica, por ejemplo, para tableros, interruptores y cables CAT IV: BIL4 kV para contadores CAT III: BIL 2.5 kV para sistemas de hasta 240Vde operación. (DPS Tipo 1 y tipo 2).

Tabla. 7 *Tensión al impulso que deben soportar los equipos NTC 4152-1*

Nivel de tensión de operación de los equipos [V]	BIL requerido [Kv]			
	Conductores	Tableros, interruptores, cables, etc.	Electrodomésticos, herramientas, portátiles.	Equipo electrónico.
	Categoría IV	Categoría III	Categoría II	Categoría I
120 – 140 ; 120/208	4	2,5	1,5	0,8
254/440 ; 277/480	6	4	2,5	1,5

Fuente: *Segen Ingeniería S.A.S.*

c) Análisis de cortocircuito y falla a tierra.

Para el análisis de cortocircuito y falla a tierra se realizan los siguientes cálculos:

- <u>Parámetros del Transformador</u>

Tabla. 8 *Parámetros del transformador*

PARÁMETRO	VALOR	UNIDADES	NORMA
Potencia	5	Kva	
Tensión	240	V	
I_n	20,83	A	
Impedancia	3	%	NTC 819; Tabla 1
P_{cu}	212,83	W	NTC 819; Tabla 1

P_o	33,83	W	NTC 819; Tabla 1
$Icc_{Bornes} = {I_n}/{U_z}$	694,44	A	
$R_t = {P_{CU\,[W]}}/{3{I_n}^2}$	0,16		
$X_t = (Z_t^2 - R_t^2)^{0,5}$	0,30		
$Z_t = {(Z\,[\%] * V^2)}/{100P}$	0,35		

Fuente: *Segen Ingeniería S.A.S.*

Se tiene en cuenta para calcular P_o y P_{cu} la tabla siguiente:

Tabla. 9 *Valores de potencia conforme a la capacidad del transformador*

RANGO [kVA]	P_o	P_{cu}
15-150	$10,14 * kVA^{0,7486}$	12,199*kVA + 151,83
225 -800	$13,27 * kVA^{0,7093}$	10,465*kVA + 537
1000 - 3750	$1,227 * kVA + 554,59$	9,2632*kVA +1875,1

Fuente: *Segen Ingeniería S.A.S.*

- <u>Parámetros de la red secundaria</u>

Tabla. 10 *Parámetros del ramal en BT. Longitud del ramal BT al último poste.*

PARÁMETRO	VALOR	UNIDADES	NORMA
$L_{Máx} = DX4$	0,20		
$L_{Máx} = TPX4$	0,60	Km	
$R_{L-DX} = (Resistencia\ DX)\ \ 75°\ C$	1,59	Ohm/Km	CNS-NT-11-8; Tabla.16
$X_{L-DX} = (Inductancia\ DX)\ \ 75°\ C$	0,37	Ohm/Km	CNS-NT-11-8; Tabla.16
$R_{L-DX} = R\left[{Ohm}/{Km}\right] * L\ [Km]$	0,95	Ohms	
$X_{L-DX} = \left(X\left[{Ohms}/{Km}\right]\right) *\ (L\ [Km])$	0,22	Ohms	
$Z_{L-DX} = \left({R_{L-DX}{}^2}/{X_{L-DX}{}^2}\right)^{0,5}$	0,98	Ohms	
$R_{L-TPX} = (Resistencia\ TPX)\ 75°C$	1,33	Ohm/Km	CNS-NT-11-8; Tabla.16
$X_{L-TPX} = (Inductancia\ TPX)\ 75°C$	0,37	Ohm/Km	CNS-NT-11-8; Tabla.16
$R_{L-TPX} = R\left[{Ohm}/{Km}\right] * L\ [Km]$	0,80	Ohms	
$X_{L-TPX} = \left(X\left[{Ohms}/{Km}\right]\right) * (L\ [Km])$	0,22	Ohms	

$Z_{L-TPX} = \left({R_{L-TPX}}^2 / {X_{L-TPX}}^2 \right)^{0,5}$	0,83	Ohms	

Fuente: *Segen Ingeniería S.A.S.*

- <u>Cálculo de la corriente de cortocircuito en la acometida</u>

Para un conductor concéntrico de cobre 2x8 AWG XLPE, la resistencia a 45ºC es 4,684 Ω/km y una inductancia de 0,066 Ω/km, y asumiendo una medida promedio de 20 metros se tiene:

Tabla. 11 *Parámetros de la acometida hasta tablero vivienda. Longitud de la acometida al tablero 20m.*

PARÁMETRO	VALOR	UNIDADES	NORMA
N° 2x8 AWG XLPE			
L	0,0200	Km	
R = R a 45 °C	4,648	Ohm/Km	Dato, Tabla CENTELSA
XL = XL Concéntrico a 45°C	0,066	Ohm/Km	Dato, Tabla CENTELSA
$R_{ACM} = R \left[{Ohm}/{Km} \right] * L\ [Km]$	0,0930	Ohms	
$X_{ACM} = X \left[{Ohm}/{Km} \right] * L\ [Km]$	0,0013	Ohms	
$Z_{ACM} = z_t^2 - R_t^2$	0,131465	Ohms	

Fuente: *Segen Ingeniería S.A.S.*

Y finalmente se calcula la corriente de cortocircuito teniendo en cuenta las diferentes impedancias, (de acuerdo a la norma ANSI C57 12.00 – 2000), de donde se obtiene:

$$Z_{CC-DX} = [(R_{ACM} + R_{L-DX} + R_t)^2 + (X_{ACM} + X_{L-DX} + X_t)^2]^{\,0,5}$$
$$Z_{CC-DX} = 1{,}32144853\ \Omega$$

$$Z_{CC-TPX} = [(R_{ACM} + R_{L-TPX} + R_t)^2 + (X_{ACM} + X_{L-TPX} + X_t)^2]^{\,0,5}$$
$$Z_{CC-TPX} = 1{,}18021796\ \Omega$$

El cálculo de la corriente de corto circuito en bornes del interruptor automático para los cables dúplex y tríplex, se realiza teniendo en cuenta lo siguiente:

Tabla. 12 Corriente de corto circuito en bornes del interruptor automático para cable Dúplex

ECUACIÓN	VALOR	UNIDADES
$I_{CC-DX} = \frac{V}{Z_{CC}}$	0,1816	kA
	181,62	A en BT
	3,30	A en MT
Diferencia de corrientes entre los bornes y el punto a 220 m	691	A

Fuente: *Segen Ingeniería S.A.S.*

Tabla. 13 *Corriente de corto circuito en bornes del interruptor automático para cable Tríplex*

ECUACIÓN	VALOR	UNIDADES
$I_{CC-TPX} = \frac{V}{Z_{CC}}$	0,2034	kA
	203,35	A en BT
	3,70	A en MT
Diferencia de corrientes entre los bornes y el punto a 620 m	691	A

Fuente: *Segen Ingeniería S.A.S.*

La distancia de 620m de la tabla 14 se toma de la máxima distancia del tríplex más los 20m de la acometida.

Por lo tanto, se selecciona una acometida en cable concéntrico 2x8 AWG como está establecido en la norma CNS-NT-05 en la sección Acometida en BT de la tabla 1. (Acometida monofásica bifilares a 120v) en el numeral 5.6.1.2.1 y una protección principal en el equipo de medida de 1x40 A, y dos protecciones parciales de 1x20 A para las instalaciones internas de la vivienda con capacidad de cortocircuito de 10KA. . Las protecciones se calculan más arriba de la carga estimada para dejar la posibilidad de aumentar la carga sin necesidad de cambiar los breakers en el futuro.

d) Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.

- <u>Análisis de riesgo contra descargas atmosféricas</u>

La evaluación del nivel de riesgo se realiza para determinar si se requiere implementar un sistema de protección contra rayos y las acciones que permitan disminuir el riesgo a un nivel tolerable.

El nivel de riesgo se obtiene de la ponderación de los indicadores de exposición al rayo y de la gravedad que puede implicar un impacto directo o indirecto de rayo sobre una estructura.

La norma ICONTEC 4552-2 de 2008 "Protección Contra Descargas Atmosféricas" plantea una metodología determinativa que evalúa en forma cualitativa el riesgo de exposición de las edificaciones y estructuras teniendo en cuenta dos parámetros asociados con el fenómeno del rayo (la densidad de descargas a tierra y la corriente pico) y los parámetros propios de la estructura a proteger (uso, tipo, altura y área). Aplicando esta metodología se obtuvo el factor de riesgo para las instalaciones del Proyecto del municipio de Lourdes, según anexo de análisis de la IEC, la cual nos indica según el riesgo calculado, que no necesita sistema de apantallamiento para protección contra rayos. Por consiguiente, se anexa el Cálculo del índice de riesgo por presencia de descargas atmosférica, Figura. 3.

Durante una tormenta eléctrica son evidentes los peligros a los que se exponen, no solo las edificaciones y los sistemas eléctricos y electrónicos, sino las personas. Es por ello que se deben conocer algunas recomendaciones para tener en cuenta durante una tormenta, evitando riesgos para las personas.

El riesgo de ser alcanzado por un rayo es mayor entre las personas que trabajan, juegan, caminan o permanecen al aire libre durante una tormenta eléctrica.

En la zona noroccidental de colombiana (zona del proyecto) la actividad de rayos es más intensa durante los meses de abril, mayo, octubre y noviembre.

Cuando se tiene indicio de tormenta eléctrica es recomendable, como medida de protección, tener en cuenta las siguientes instrucciones:

- Aterrice y proteja adecuadamente los equipos sensibles de uso eléctrico, electrónico, telefónico o de comunicaciones contra sobretensiones de acuerdo con los criterios y recomendaciones presentadas en esta norma, de lo contrario desconéctelos retirando el enchufe del tomacorriente evitando así el uso de ellos.
- Busque refugio en el interior de vehículos, edificaciones y estructuras que ofrezcan protección contra rayos.
- A menos que sea absolutamente necesario, no salga ni permanezca a la intemperie durante una tormenta eléctrica.
- Permanezca en el interior del vehículo, edificación o estructura hasta que haya desaparecido la tormenta.

Protéjase de los rayos en:

- Contenedores totalmente metálicos.
- Refugios subterráneos.
- Automóviles y otros vehículos cerrados con carrocería metálica.
- Viviendas y edificaciones con un sistema adecuado de protección contra rayos.

Estos sitios ofrecen poca o ninguna protección contra rayos:

- Edificaciones no protegidas alejadas de otras viviendas.
- Tiendas de campaña y refugios temporales en zonas despobladas.
- Vehículos descubiertos o no metálicos.

Aléjese de estos sitios en caso de tormenta eléctrica:

- Terrenos deportivos y campo abierto.
- Piscinas, playas y lagos.
- Cercanía a líneas de transmisión eléctrica, cables aéreos, vías de ferrocarril, tendederos de ropa, cercas ganaderas, mallas eslabonadas y varillas metálicas.
- Árboles solitarios.
- Torres metálicas: de comunicaciones, de líneas de alta tensión, de perforación, etc.

Si debe permanecer en una zona de tormenta:

- Busque zonas bajas.
- Evite edificaciones sin protección adecuada y refugios elevados.
- Prefiera zonas pobladas de árboles, evitando árboles solitarios.
- Busque edificaciones y refugios en zonas bajas.

Si se encuentra aislado en una zona donde se esté presentando una tormenta:

- No se acueste sobre el suelo.
- Junte los pies.
- No escampe bajo un árbol solitario.
- No coloque las manos sobre el suelo, colóquelas sobre las rodillas.
- Adopte la posición de cuclillas.

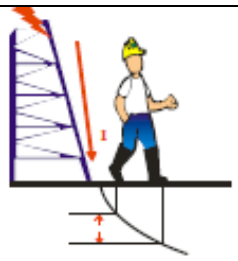
e) Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.

Algunos de los factores de riesgo eléctrico más comunes, sus posibles causas y medidas de protección, se presentan a continuación:

Tabla. 14 Factores de Riesgo Eléctrico

	ARCOS ELÉCTRICOS **POSIBLES CAUSAS:** Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de seccionadores. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar gafas de protección contra rayos ultravioleta.
	AUSENCIA DE ELECTRICIDAD. **POSIBLES CAUSAS**: Apagón o corte del servicio, no disponer de un sistema ininterrumpido de potencia - UPS, no tener plantas de emergencia, no tener transferencia. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN**: Disponer de sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.
	CONTACTO DIRECTO **POSIBLES CAUSAS**: Negligencia de técnicos o impericia de no técnicos. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión.
	CONTACTO INDIRECTO **POSIBLES CAUSAS**: Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y correctivo.
	CORTOCIRCUITO **POSIBLES CAUSAS:** Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN**: Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.

	ELECTRICIDAD ESTÁTICA **POSIBLES CAUSAS:** Unión y separación constante de materiales como aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN**: Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del ambiente, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos.
	EQUIPO DEFECTUOSO **POSIBLES CAUSAS:** Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético
	RAYOS **POSIBLES CAUSAS**: Fallas en el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además, suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.
	SOBRECARGA **POSIBLES CAUSAS:** Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles, dimensionamiento adecuado de conductores y equipos.
	TENSIÓN DE CONTACTO **POSIBLES CAUSAS:** Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.

	**TENSIÓN DE PASO** **POSIBLES CAUSAS:** Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.

Fuente: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas

Para evaluar el grado de riesgo de tipo eléctrico, aplicaremos la matriz de análisis de riesgo establecida en RETIE de agosto 30 de 2013.

Figura. 3 *Matriz de análisis de riesgos (RETIE)*

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución	por	Contacto directo	(al) o (en)	Tableros de BT
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE
	(Ej.: Quemaduras)		(Ej.: Arco eléctrico)		(Ej.: Celda de 13.8kV)

POTENCIAL [x] REAL [ ]

CONSECUENCIAS						FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces en el año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación.	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción.	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Fuente: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas

Figura. 4 *Matriz de análisis de riesgos (RETIE)*

RIESGO A EVALUAR:	Daño de equipos	por	Cortocircuito	(al) o (en)	Tableros de BT
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE
	(Ej.: Quemaduras)		(Ej.: Arco eléctrico)		(Ej.: Celda de 13.8kV)

POTENCIAL [x] REAL [ ]

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la empresa	B: Sucede varias veces en el año en la empresa	A: Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación.	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incpacidad)	Daños importantes. Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción.	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Fuente: *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas*

Figura. 5 *Matriz de análisis de riesgos (RETIE)*

RIESGO A EVALUAR:	Electrización	por	Electricidad estática	(al) o (en)	Superficies metálicas
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE
	(Ej.: Quemaduras)		(Ej.: Arco eléctrico)		(Ej.: Celda de 13.8kV)

POTENCIAL [x] REAL [ ]

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la empresa	B: Sucede varias veces en el año en la empresa	A: Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación.	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incpacidad)	Daños importantes. Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción.	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Fuente: *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas*

Figura. 6 *Matriz de análisis de riesgos (RETIE)*

RIESGO A EVALUAR:	Pérdida/graves daños en bienes	por	Rayos	(al) o (en)	servicios de energía
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE
	(Ej.: Quemaduras)		(Ej.: Arco eléctrico)		(Ej.: Celda de 13.8kV)

POTENCIAL [x]			REAL [ ]			FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces en el año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación.	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incpacidad)	Daños importantes. Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción.	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Fuente: *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas*

Figura. 7 *Matriz de análisis de riesgos (RETIE)*

RIESGO A EVALUAR:	Incendio	por	Sobrecarga	(al) o (en)	circuitos ramales
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO		FUENTE
	(Ej.: Quemaduras)		(Ej.: Arco eléctrico)		(Ej.: Celda de 13.8kV)

POTENCIAL [x]			REAL [ ]			FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces en el año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación.	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incpacidad)	Daños importantes. Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción.	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Fuente: *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas*

Figura. 8 *Matriz de análisis de riesgos (RETIE)*

RIESGO A EVALUAR:	Electrización	por	Tensión de paso	(al) o (en)	subestación
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO		FUENTE
	(Ej.: Quemaduras)		(Ej.: Arco eléctrico)		(Ej.: Celda de 13.8kV)

POTENCIAL [x]			REAL [ ]			FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces en el año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación.	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incpacidad)	Daños importantes. Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción.	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Fuente: *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas*

Los conceptos evaluativos se han plasmado en la Figura. 10, que define también la forma como se valoran las actividades de riesgos.

Figura. 9 *Valoración de las actividades de riesgo*

RIESGO	VALORACION	NIVEL	MEDIDAS DE MITIGACIÓN
Tensiones de paso de contacto y transferidas	Gravedad moderada y Freq Ocasional	Medio	Sistema de puesta a tierra
Choque eléctrico por contacto con partes energizadas	Gravedad severa ocasional - posible	Alto	Señalización, equipo de protección personal, protecciones eléctricas diferenciales, conservar distancias de seguridad. Cumplir las 5 reglas de oro.
Choque eléctrico por descargas atmosféricas	Gravedad severa ocasional - posible	Alto	Precaución al trabajar con mal tiempo
Incendio por cortocircuito o sobrecarga	Gravedad severa freq remota - improbable	Medio	Coordinación de protecciones, mantenimiento período
Lesiones osteomusculares, magulladuras, heridas ocasionadas por manejo de herramientas	Gravedad moderada y Freq Ocasional	Medio	Uso de elementos de protección personal, supervisión, pausas activas
Incidentes con vehículos en vía pública anexa	Gravedad moderada y Freq Ocasional	Medio	Demarcación del área de trabajo, supervisión

Fuente: *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas*

f) Análisis del nivel de tensión requerido.

Teniendo en cuenta lo estipulado en el RETIE, los niveles de tensión que aplica en este proyecto son:

Tabla. 15 *Niveles de tensión a manejarse en el proyecto en desarrollo*

	Baja Tensión (BT):	X	Los de tensión nominal mayor o igual a 25 V y menor o igual a 1000 V.
	Media tensión (MT):	X	Los de tensión nominal superior a 1000 V e inferior a 57,5 kV.
	Alta tensión (AT):		Tensiones mayores o iguales a 57,5 kV y menores o iguales a 230 kV.
	Extra Alta tensión (EAMT):		Corresponde a tensiones superiores a 230 kV.
JUSTIFICACIÓN:		Se selecciona un nivel de tensión (BT) y (MT), ya que el proyecto necesita redes e instalaciones internas a tensión a 120 V; y para los equipos nivel II se necita la instalación de redes y transformadores 13,2 y 7,62 kV.	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

Actualmente, CENS S.A E.S.P. tiene construidas en su área de influencia las redes rurales de distribución eléctrica en nivel de tensión 13.2 KV sin neutro (sistemas trifásicos y bifásicos) y 7.62 KV con neutro corrido.

- Tensión primaria: 13.200 V (disposición trifásica o monofásica aérea en MT)
- Tensión primaria 7620 V (disposición monofásica neutro corrido aérea en MT)
- Tensión secundaria 120 V (disposición monofásico bifilar DX o bifásica trifilar TPX).

Y teniendo en cuenta lo mencionado con anterioridad y la configuración de la red del punto de conexión más cercano que es autorizado por el operador de red CENS

S.A. E.S.P., se seleccionan las redes rurales nuevas de uso general en MT y BT para cada municipio.

g) Cálculo de campos electromagnéticos.

El cálculo de campos electromagnéticos no aplica para el presente proyecto, debido a que se tiene como parámetro de diseño un nivel de tensión de 13,2 kV y 7,62 kV y el RETIE establece en el artículo 14.4 que solo para los diseños de líneas o subestaciones de tensión superior a 57.5 Kv incluirán un análisis del campo electromagnético.

h) Cálculo de transformador.

Para realizar el cálculo del transformador proyectado y de la acometida necesaria, se requiere calcular la demanda máxima unitaria por usuario, la cual está definida en la norma CENS S.A. E.S.P, Capítulo 2.9, Cálculo de la Demanda Máxima a 8 y 15 años respectivamente, demanda verificada con el siguiente calculo:

Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$D.M.U. = \frac{800+((C-800)*0,3)}{F.P.*1000}$$

En donde:

C = Carga instalada en Vatios

C = 700 vatios

F.P = Factor de Potencia

F.P = 0.9

Entonces:

$$D.M.U. = \frac{800+((700-800)*0,3)}{0,9*1000}$$

D.M.U. = 0.85 KVA

- Demanda máxima Proyectada (D.M.P)

Para el cálculo de la demanda máxima proyectada se realizan los siguientes cálculos:

D.M.P (n años) = $(D.M.U) * (1 + r)^n$

En donde:

r : Tasa de crecimiento vegetativo (1%)

n : Número de años proyectados

D.M.U : Demanda Máxima Unitaria

Entonces:

✓ Demanda Máxima Proyectada a 8 años

D.M.P (8 años) = $(0.85) * (1 + 0.1)^8$

D.M.P (8 años) = 0,926 KVA

✓ Demanda Máxima Proyectada a 15 años

D.M.P (15 años) = $(0.85) * (1 + 0.085)^{15}$

D.M.P (15 años) = 2,02 KVA

Aplicando lo presentado en la Tabla. 17: "Demanda diversificada para el sector rural", que se encuentra en el numeral 2.10.3 de la norma CNS-NT-02, se tiene que las potencias normalizadas para los transformadores monofásicos son 3, 5 y 10 KVA, escogiendo para el caso presente 3kVA.

Nota: para el caso que las potencias de los transformadores sean de 3 KVA se seleccionará transformadores de 5KVA.

i) Consideraciones de diseño

De conformidad a la norma técnica CNS-NT-04 de CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A E.S.P, se define utilizar transformadores tipo monofásico convencional, para instalar con protecciones de cortacircuitos y de DPS en el lado primario, aterrizado mediante sistema de puesta a tierra, donde el constructor debe en el replanteo debe realizar nuevamente el cálculo.

Para elegir la capacidad del transformador se tiene en consideración lo indicado en la Tabla. 17, la cual registra los KVA/USUARIO y demanda diversificada por cantidad de usuarios por tramo y su cargabilidad.

Tabla. 16 *Tabla de demanda diversificada*

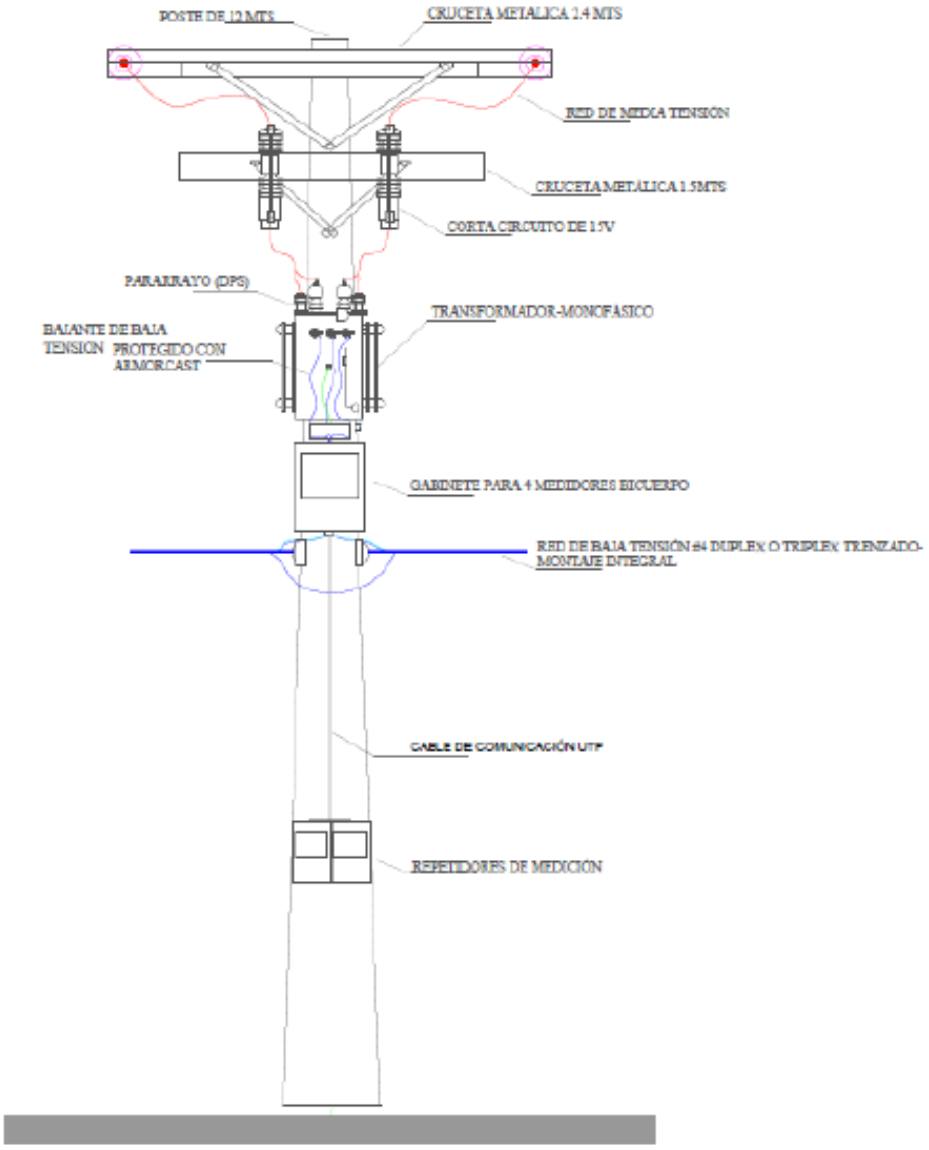
ELECTRIFICACION RURAL				
USUARIOS	**KVA / USUARIO**	**KVA TOTAL**	**KVA TRAFO**	**% CARGA**
6	0,8	4.8	5	96%
7	0,8	5.6	10	56%
8	0,8	6.4	10	64%
9	0,8	7.2	10	72%
10	0,8	8	10	80%
11	0,8	8.8	10	88%
12	0,8	9.6	10	96%
13	0,8	10.4	15	69%
14	0,8	11.2	15	74%
15	0,8	12	15	80%
16	0,8	12.8	15	85%
17	0,8	13.6	15	90%
18	0,8	14.4	15	96%

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

Nota: Según la tabla anterior se selecciona la capacidad del transformador.

Otra de las consideraciones que se tienen en cuenta al momento de diseñar, es la exigida por el operador de red, la cual consiste en implementar un sistema de medida concentrada en donde medidores bicuerpo se instalan en el poste del transformador con sus respectivos repetidores para realizar la medida a la salida de este y así

disminuir los riesgos de hurto de energía. Se usa un gabinete donde se instalan grupos de cuatro medidores y por medio de un cable UTP se envía la información de medida a los repetidores los cuales estarán en la parte inferior del poste. La configuración es la siguiente:



j) Calculo del sistema de puesta a tierra.

Los sistemas de puesta a tierra (SPT) se diseñan para los puntos de conexión en media tensión y subestaciones.

Para los SPT se construyen según la norma RA6-010 para la red de media tensión y para la red en baja tensión RA4-017, se proyecta el sistema de puesta a tierra con kit de puesta a tierra fabricados en material de acero inoxidable ANSI-304.

La conexión se realiza utilizando un conector de compresión tipo derivación, el cual debe cumplir lo dispuesto en la norma RA7-030; la varilla de puesta a tierra debe cumplir con lo dispuesto en la norma RA7-017 y el conector para empalmar el bajante con el electrodo de puesta a tierra debe cumplir con la norma RA7-018, y se adicionaran 45 kg de hidrosolta por sistema.

De acuerdo con lo determinado en el artículo 15 del RETIE, la resistencia de puesta a tierra establecida como referencia para los sistemas de distribución es de 10 ohmios.

En el área de estudio, en algunos sitios resulta muy difícil obtener el valor de 10 ohmios, debido a la alta resistividad del terreno, sin embargo, se hace un diseño para garantizar el valor considerado de las tensiones de paso y de contacto, que no deben superar los valores permisibles por el RETIE, que de acuerdo con el tiempo despeje de la falla de 150 ms esta no debe sobrepasar los 300 voltios. La Tabla. 18, registra los valores permisibles de tensión de paso y contacto.

Tabla. 17 *Valores Permisibles de las Tensiones de Paso y Contacto*

Tiempo de despeje de la falla	Máxima tensión de contacto admisible (rms c.a.) según IEC para 95% de la población. (Público en general)	Máxima tensión de contacto admisible (rms c.a.) según IEEE para personas de 50 kg (Ocupacional)
Mayor a dos segundos	50 voltios	82 voltios
Un Segundo	55 voltios	116 voltios
700 milisegundos	70 voltios	138 voltios
500 milisegundos	80 voltios	164 voltios
400 milisegundos	130 voltios	183 voltios
300 milisegundos	200 voltios	211 voltios
200 milisegundos	270 voltios	259 voltios
150 milisegundos	300 voltios	299 voltios
100 milisegundos	320 voltios	366 voltios
50 milisegundos	345 voltios	518 voltios

Fuente: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas

Este compendio pretende dar un estimativo en cuanto a la cantidad de material que se puede necesitar para la instalación de una puesta a tierra, y obtener de esta manera un presupuesto estimado para tipos de sistemas, los cuales se establecen en consideración al valor de la corriente de falla y a valores escalonados de la resistividad del terreno.

Es fundamental aclarar que este estudio no pretende generalizar, ni tabular los sistemas de puesta a tierra dentro de unos rangos de corriente de falla, ni resistividades del terreno, y los resultados presentados se deben considerar como casos netamente particulares.

Se presenta el estudio con mallas convencionales, siguiendo la metodología establecida por la norma ANSI/IEEE Stda 80-2000.

- Mallas IEEE 80-2000.

Las mallas de puesta a tierra se diseñan tomando como base la metodología de la norma IEEE 80-2000, las cuales tendrán una configuración cuadrada y en el caso de incluir electrodos (varillas), se ubicarán en la periferia de la malla.

- Corriente de falla

Los valores de las corrientes mínima y máxima de falla (monofásica y trifásica) en los puntos de conexión, serán suministrados por el operador de red, datos necesarios para el diseño de la malla de SPT.

- Resistividades del terreno

El parámetro de resistividad del terreno que se tendrá en cuenta para el diseño de los SPT de los puntos de conexión en media tensión y subestaciones proyectadas será el que resulte de la medida por el método de Wenner en los puntos de conexión por media tensión de cada vereda contemplada en el proyecto. La resistividad del municipio, se presenta en el ***"Anexo 9: Protecciones para punto de arranque, derivaciones y transformador proyectado".***

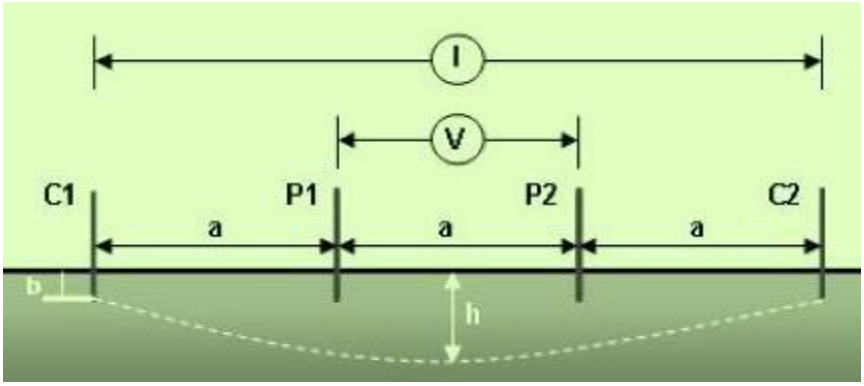
Medición de Resistividad Eléctrica del Terreno:

La medición de la resistividad es un parámetro de gran importancia para el diseño

des eléctricas ya que, por medo de las mismas, se realiza el dimensionamiento de los sistemas de puesta a tierra (SPT), propios de este tipo de instalaciones. Para este proyecto se implementó el método Wenner como medio para realizar el cálculo de la resistividad de los terrenos a trabajar en Lourdes, ya que el mismo ha demostrado ser más preciso en comparación con otras metodologías de cálculo existentes, las cuales son descritas en la "IEEE Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potencial of a ground system".

El método de Wenner consiste en el uso e implementación de 4 electrodos, los cuales se insertan en el suelo a ser examinado, ubicándolos en línea recta y a una misma distancia (a) y profundidad de penetración (b), [Figura 11]. Las mediciones de resistividad en este caso dependerán únicamente de la distancia entre electrodos y de la propia resistencia eléctrica del terreno, y por el contrario, no dependen de forma, tamaño o material de los electrodos.

Figura. 10 Distribución de electrodos - Método de Wenner



Fuente: Sectorelectricidad.com

La medición de la resistividad con el método Wenner, consiste en lo siguiente: Se hace circular entre los dos electrodos externos una corriente "I", en tanto la diferencia de potencial que se presenta en la pareja de electrodos interna, es medida por medio del empleo del telurómetro *[Figura 13]*, este instrumento mide la resistencia R (=V/I) del volumen de suelo cilíndrico de radio "a" encerrado entre los electrodos internos.

La resistividad aparente del suelo ρa, a la profundidad "a" es aproximada por medio de la siguiente ecuación:

$$\rho := \frac{4\cdot\pi\cdot A\cdot R}{\left[1+\left[\frac{2\cdot A}{\left(A^2+4\cdot B^2\right)^{0.5}}\right]-\frac{2\cdot A}{\left(4\cdot A^2+4\cdot B^2\right)^{0.5}}\right]}$$

Donde:

ρ=$Resistividad\ promedio\ a\ la\ profundidad\ (A)\ [Ohmm]$

A=$Distncia\ entre\ electrodos\ [m]$

B=$Profundidad\ de\ enterrado\ de\ los\ electrodos\ [m]$

R=$Lectura\ del\ aparato\ [Ohms]$

Sin embargo, esta ecuación se simplifica debido a que, en la práctica, la distancia o espaciamiento entre electrodos "a", es mucho mayor al enterramiento de los electrodos "b", quedando expresada de la siguiente manera:

$$q=2nRa$$

Para determinar el cambio de la resistividad del suelo con la profundidad, el espaciamiento entre electrodos (profundidad aproximada a la cual se lee la resistividad del terreno) es variable, comprendiendo desde unos pocos metros hasta llegar a un espaciamiento igual o mayor a la máxima dimensión esperada del sistema de puesta a tierra.

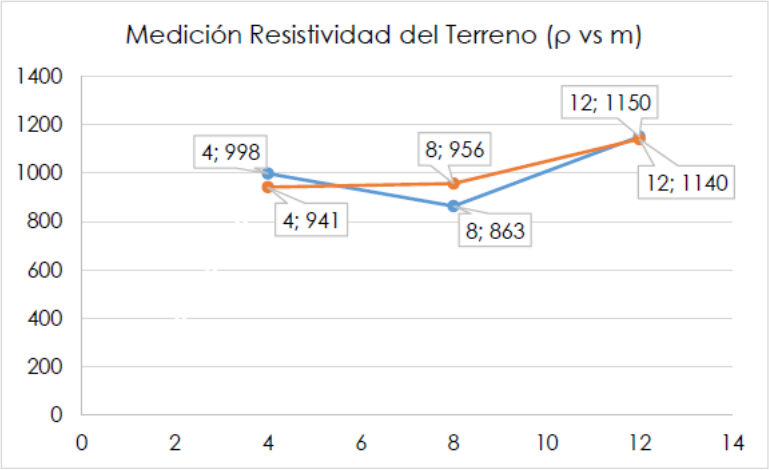
La caracterización de la resistividad del suelo dentro de un área específica, se debe realizar por medio de varios grupos de medidas tomadas en diferentes direcciones, denominados perfiles. Las diferentes lecturas que son tomadas con varios espaciamientos alineados dan un grupo de resistividades o perfil, las cuales, al ser graficadas contra el espaciamiento, indican si se tienen diferentes capas de suelo y dan una idea de su respectiva profundidad y resistividad. ***(Tabla. 19).***

Tabla. 18 *Datos de campo*

Separación entre Electrodos (m)	Trayectoria 1 Norte - Sur (Ω.m)	Trayectoria 2 Eeste - Oeste (Ω.m)
4	998	941
8	863	956
12	1150	1140
Promedio Trayectoria	1003.66	1012.33
Promedio Zona	**1008 Ω.m**	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

Figura. 11 *Curva de resistividad del terreno.*



Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

En el modelado, se asume el valor promedio de toda la data aportada por cada uno de los 4 electrodos implementados en campo, como la resistividad del terreno. En este punto, los suelos son considerados homogéneos cuando los valores definitivos y representativos de la resistividad aparente del terreno obtenidos para cada espaciamiento "a", no se apartan de más de un 30% del valor máximo de los mismos. El equipo utilizado para realizar la medición cuenta con su respectivo certificado de calibración (ver anexo 8), y es el que registra en la figura 13.

Figura. 12 *Equipo utilizado para la medición de resistividad del terreno.*

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

- Tiempo de despeje de la falla.

El valor del tiempo de despeje de la falla será suministrado por el operador de red datos necesarios para el diseño de la malla de SPT. Para este cálculo se tomará el valor de 150ms.

La selección de la configuración de los sistemas de puesta a tierra para los puntos de conexión y subestaciones, tendrán en cuenta tanto la seguridad de los seres humanos, animales, vegetales como la integridad de los equipos a instalar (Transformadores).

- Características del material

Se diseña un modelo teniendo en cuenta la resistividad promedio calculada por municipio y la mayor corriente de falla presentada.

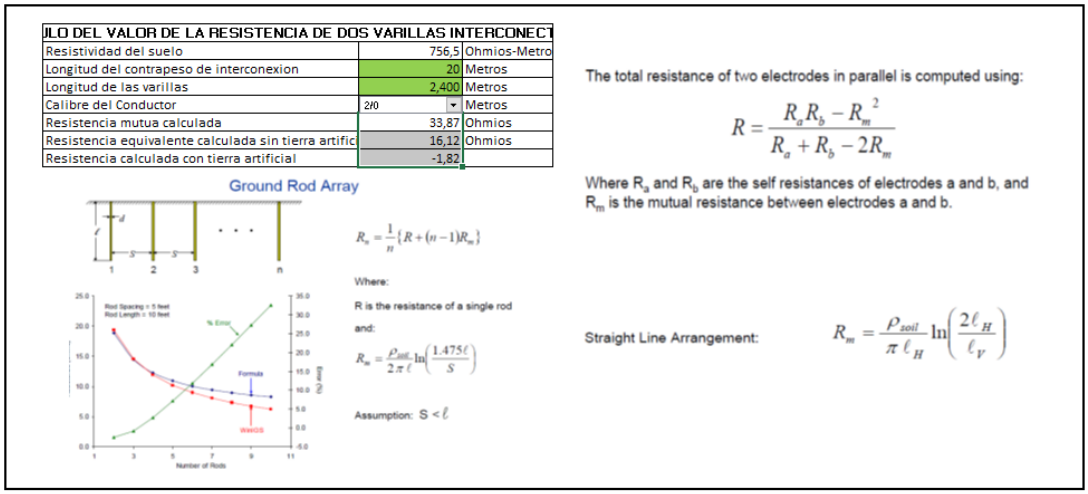
Se selecciona el conductor de la malla, Conductor bajante plano y varillas de 2.4 m de longitud x 5/8 Pulg. Ø. El conductor fabricado en Cobre, con dos contrapesos c/u con longitud de 10m (cable de cobre desnudo multifilar #2/0). Los materiales a

considerar para disminuir la resistividad del terreno son: Hidrogel, coque, bentonita e hidrosolta.

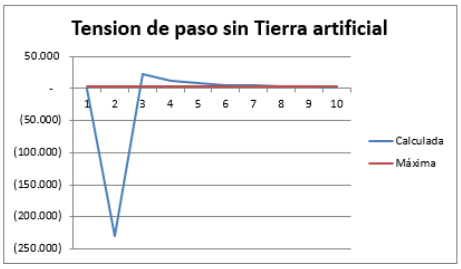
Nota 1: Incluir dos DPS para el caso de arranque monofásico a 13200 V.

En la Figura 14 se presenta la conexión del sistema de puesta a tierra a implementarse, según las características del terreno.

Figura. 13 *Conexion SPT*



JLO DEL VALOR DE LA RESISTENCIA DE DOS VARILLAS INTERCONECT		
Resistividad del suelo	756,5	Ohmios-Metro
Longitud del contrapeso de interconexion	20	Metros
Longitud de las varillas	2,400	Metros
Calibre del Conductor	2/0	Metros
Resistencia mutua calculada	33,87	Ohmios
Resistencia equivalente calculada sin tierra artific	16,12	Ohmios
Resistencia calculada con tierra artificial	-1,82	



Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

Además, se instalará una caja 30x30cm para la inspección del sistema de puesta a tierra, los cálculos completos de tensión de paso y contacto se encuentra en el Anexo 8. RESISTIVIDAD OBTENIDA DEL MUNICIPIO DE PAMPLONITA.

Fuente:

http://www.colombia.generadordeprecios.info/obra_nueva/Instalaciones/Electricas/Puesta_a_tierra/Toma_de_tierra_independiente_0_0_0_1_0_0_1.html.

Nota 2: En el anexo 8, se encuentra incluido los cálculos para la selección del tipo de puesta a tierra a implementarse en la vereda.

k) Calculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos.

El comportamiento mecánico de los conductores es de importancia fundamental en las líneas aéreas de transmisión y distribución, debido a los esfuerzos que se someten por el tensado en las estructuras de apoyo, por su propio peso, por la acción del viento y por las variaciones de temperatura.

Subir la temperatura del conductor ya sea por las condiciones ambientales o por el paso de la corriente eléctrica conlleva un alargamiento del mismo (flecha), lo cual produce grandes valores de desplazamiento, fuerzas verticales y longitudinales que pueden acarrear acercamientos al terreno o sobreesfuerzos en los mismos apoyos, llegando a violar las mínimas distancias de seguridad establecidas por las normas.

Por otra parte, es muy importante conocer las máximas tensiones que van a soportar los apoyos de amarre de los conductores y las mismas estructuras.

Para conseguir las flechas y tensiones adecuadas en necesario garantizar en el tenido del conductor que éste quede instalado en unas condiciones previamente determinadas.

Los cálculos mecánicos conllevan, por lo tanto, a los estudios de flechas y tensiones.

Los estudios de flechas y tensiones comprenden el cálculo de las tensiones máximas que soportarán los elementos y la forma que tomará el conductor en condiciones de máxima elongación.

Para el diseño de la red de media tensión, se utilizan conductores tipo ACSR Sparrow, calibre 2 AWG, este tipo de conductor es heterogéneo, conformado por 6 (seis) hilos de aluminio y 1 (uno) de acero; mientras que para el diseño de la red en baja tensión se propone cable trenzado tríplex calibre 2XN° 4 AWG Al XLPE + 1XN°4 AWG ACSR, y dúplex calibre 1XN° 4 AWG Al XLPE + 1XN°4 AWG ACSR.

Para los esfuerzos permisibles se tienen en cuenta y se aplican los siguientes criterios tomados de las normas del IPSE:

- La tensión a la temperatura promedio de diseño no deberá ser superior al 25% del esfuerzo de rotura del conductor.
- La tensión a la temperatura extrema de diseño no deberá ser superior al 50% del esfuerzo de rotura.

Con respecto a la temperatura, para el diseño se tienen en consideración temperaturas mínimas de 10 °C, máximas de 70 °C y promedio de 30 °C y una velocidad del viento máxima de 100 Km/h.

Teniendo en cuenta las variaciones ambientales se procede a formular las hipótesis de cálculo para poder dibujar la plantilla.

La curva a temperatura máxima, es utilizada para localizar en el perfil la posición más baja de los conductores y verificar las distancias mínimas a tierra y a otros circuitos de la construcción.

La curva a temperatura mínima se usa para verificar las condiciones de esfuerzo de levantamientos en los apoyos y la oscilación de los aisladores de suspensión.

Por último, está la curva de distancia a tierra, la cual se obtiene desplazando hacia abajo la curva a temperatura máxima, una distancia igual a la altura específica del conductor, más bajo a tierra.

La plantilla da la localización de los apoyos en el plano de perfil. Para localizar los apoyos en la plantilla, se coloca en posición vertical utilizando como guía el eje trazado en ella y colocando la curva del conductor inferior en el sitio de amarre del apoyo inicial.

La curva de distancia a tierra deberá tocar en forma tangente el perfil del terreno y en los puntos en que la curva de pie de apoyos intercepte el perfil del terreno determinaran la localización de las estructuras.

El procedimiento anterior es exacto para perfiles planos, en casi de ángulos pronunciados de los alineamientos, terrenos abruptos y cruce, puede que sea necesario determinar por aproximaciones sucesivas la altura y localización de los apoyos.

Los apoyos y los conductores de líneas aéreas están sujetos a la combinación de diferentes esfuerzos.

Además, los apoyos deben soportar esfuerzos debidos a la presión del viento, el ángulo de los conductores, el peso propio, el peso de los conductores y los herrajes, la presión del viento que actúa en dirección normal a los conductores.

Los esfuerzos se calculan para el vano viento que se supone igual a la suma de las mitades de los vanos continuos al apoyo. También están los esfuerzos por cambio de dirección de la línea, los esfuerzos por levantamiento cuando los apoyos se localizan en puntos topográficos bajos, los conductores por su parte deben soportar su propio peso y los esfuerzos producidos por el viento.

Para determinar los esfuerzos que soportan los conductores y apoyos es necesario conocer las características del conductor, presentadas a continuación:

Tabla. 19 *Características ACSR 2*

Material	ACSR	
Tipo	SPARROW	
Calibre	2	AWG
Número de hilos	6	Aluminio
	1	Acero
Diámetro de hilos	2,67	Aluminio
	2,67	Acero
Diámetro total	8,01	mm^2
Peso neto	0,136	Kg/mm^2
Tensión de rotura	1290	Kg
Módulo de elasticidad final	8000	Kg/mm^2
Coeficiente de dilatación lineal (final)	0,0000191	1/°C

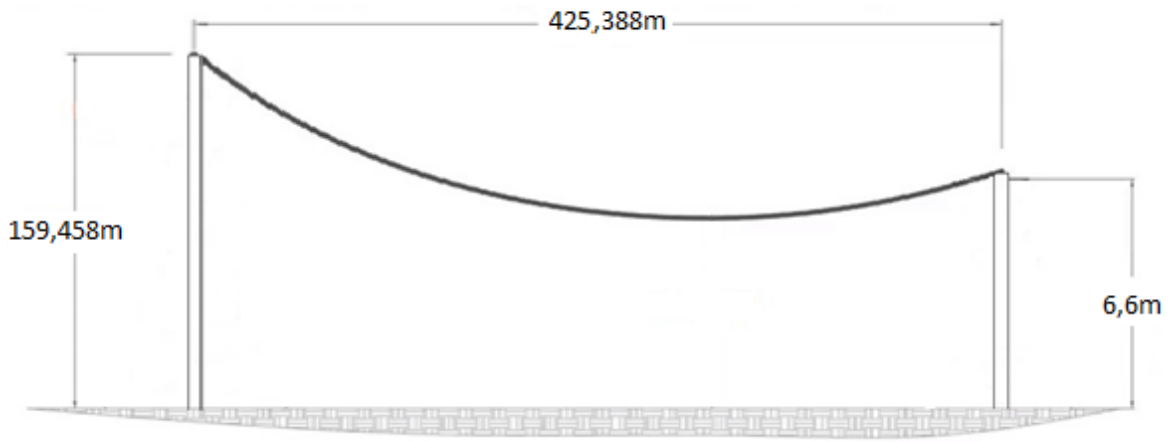
Fuente: http://www.nexans.co

Se considera la tensión en condiciones promedio de temperatura, en extremas condiciones de temperatura y viento.

El diseño de las veredas contempla un factor de seguridad mínimo de 2.5 y un factor de seguridad diario de 3 y al calcular el vano regulador, el cual es un equivalente ficticio, permite obtener la tensión mecánica media en los diferentes vanos de un tramo de línea, se podrá dibujar la plantilla.

Para el cálculo de tensiones y longitud del cable se tomó como objeto de estudio tramo TS-B449 – TS-B448 (figura 2), por este tramo pasa una línea de baja tensión con un conductor Tríplex #4.

Figura. 14 *Vista previa de Línea de Transmisión*



Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

$Y_{max} = altura\ máxima\ respecto\ al\ eje\ coordenadas.$

$r = Parámetro\ de\ la\ catenaria, distancia\ del\ punto\ más\ bajo\ al\ eje\ de\ coordenadas.$

$Y_0 min = Distancia\ en\ el\ eje\ x\ del\ punto\ más\ bajo\ al\ punto\ más\ bajo\ de\ la\ catenaria.$

$Y_0 max = Distancia\ del\ punto\ más\ alto\ al\ punto\ más\ bajo\ de\ la\ catenria.$

$Xmax = Distancia\ en\ el\ eje\ x\ del\ punto\ más\ alto\ al\ punto\ más\ bajo\ de\ la\ catenaria.$

$Xmin = distancia\ en\ el\ eje\ x\ del\ punto\ más\ bajo\ al\ punto\ más\ bajo\ de\ la\ catenaria.$

$Tmax = Tensión\ máxima\ que\ ejerce\ el\ cable.$

$Tmin = Tensión\ mínima\ que\ ejerce\ el\ cable.$

$W = Peso\ del\ cable.$

$S = Longitud\ del\ cable.$

$Smax, r =. Longitud\ del\ cable\ del\ punto\ más\ alto\ al\ punto\ mas\ bajo\ de\ la\ catenaria$

$Smin, r = Longitud\ del\ cable\ del\ punto\ más\ bajo\ al\ punto\ más\ bajo\ de\ la\ catenaria.$

$V = Vano\ (distancia\ entre\ los\ postes).$

Parámetros:

$Y_0 min = 0.3\ m$

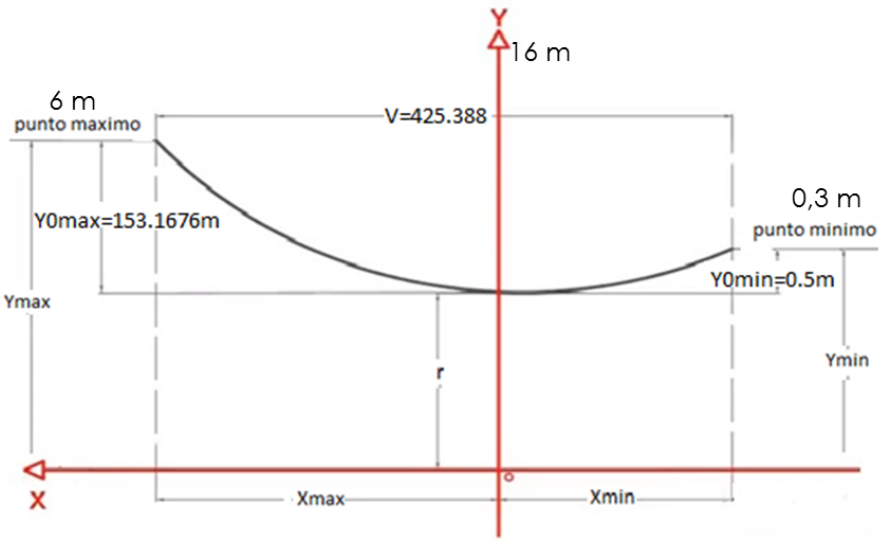
$Y_0 max = 6\ m$

$V = 16\ m$

$W = 0.262\ \frac{Kgf}{m}$

Por tratarse de una catenaria, primero se elige un sistema de coordenadas cuyo origen se halla a una distancia vertical "r" del punto más bajo del cable.

Figura. 15 *Parámetros para Cálculo de Catenaria*



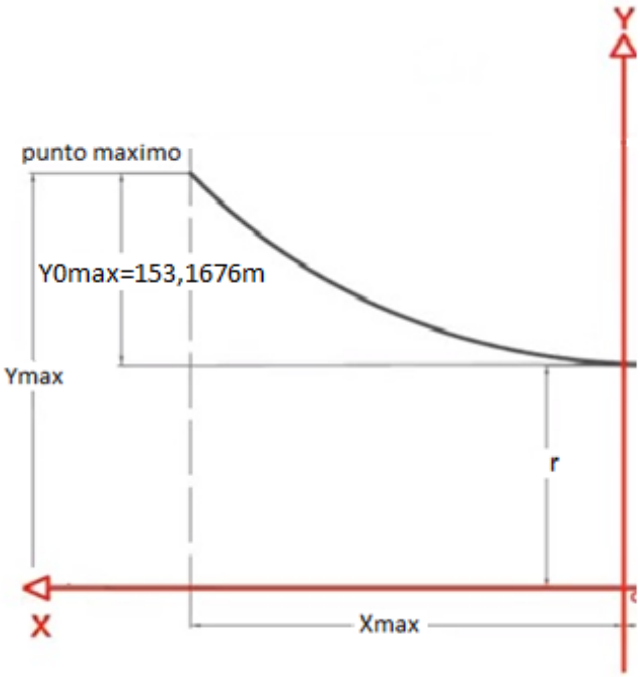
Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

La ecuación de la catenaria es:

$$Y = r * cosh(\frac{X}{r})$$

Para el segmento punto máximo, r

Figura. 16 *Punto Máximo r*



Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

$$Ymax = (r + Y_0\max)$$

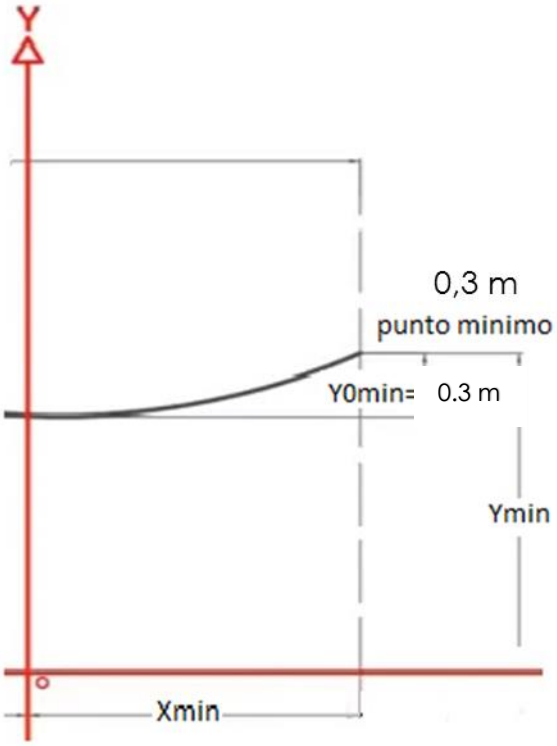
$$Ymax = r * \cosh(\frac{Xmax}{r})$$

$$r + Y_0\max = r * \cosh\left(\frac{Xmax}{r}\right)$$

$$Xmax = r * arcocosh(1 + \frac{Y0max}{r})$$

Para el segmento punto mínimo, r

Figura. 17 *Punto Mínimo r*



Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

$$Ymin = (r + Y_0min)$$

$$Ymin = r * cosh(\frac{Xmin}{r})$$

$$r + Y_0min = r * cosh\left(\frac{Xmin}{r}\right)$$

$$Xmin = r * arcocosh(1 + \frac{Y0min}{r})$$

Sumatoria de las distancias

$$Xmax + Xmin = 16\ m$$

Reemplazamos Xmax y Xmin

$$r * arcocosh\left(1 + \frac{Y0max}{r}\right) + r * arcocosh\left(1 + \frac{Y0min}{r}\right) = 16\ m$$

Reemplazamos valores

$$r * arcocosh\left(1 + \frac{153{,}1676}{r}\right) + r * arcocosh\left(1 + \frac{0{,}5}{r}\right) = 16\ m$$

Despejamos r de la ecuación con ayuda de un software o de una calculadora

$$r = 14.99$$

Teniendo r hallamos Xmax y Xmin

$$Xmax = 14.99 * arcocosh(1 + \frac{6}{14.99})$$

$$Xmax = 13.0005\ m$$

$$Xmin = 14.99 * arcocosh(1 + \frac{0{,}3}{14.99})$$

$$Xmin = \ 2.99\ m$$

Calculo de tensiones máximas y mínimas

Para Tmax

$$Tmax = W * (r + Y_0\max)$$

$$Tmax = 0.262\frac{Kgf}{m} * (14.99 + 6)m$$

$$Tmax = 3.65Kgf$$

Para Tmin

$$Tmin = W * (r + Y_0\min)$$

$$Tmin = 0.262\frac{Kgf}{m} * (14.99 + 0{,}3)m$$

$$Tmin = 2.66Kgf$$

Calculamos la longitud del cable

$$S = r * \sinh\left(\frac{X}{r}\right)$$

$$S = Smax, r + Smin, r$$

$$S = r * \sinh\left(\frac{Xmax}{r}\right) + r * \sinh\left(\frac{Xmin}{r}\right)$$

$$S = r * [\sinh\left(\frac{Xmax}{r}\right) + \sinh\left(\frac{Xmin}{r}\right)]$$

$$S = 268.7869 * [\sinh\left(\frac{401.914\ m}{551.104}\right) + \sinh\left(\frac{23.473}{551.104}\right)]$$

$$S = 17.711m$$

CÁLCULO DE ESFUERZOS

Los esfuerzos a los que quedan sometidos los conductores en líneas aéreas se derivan de su peso propio, de la carga debida al viento y de las variaciones de temperatura.

En cuanto a los esfuerzos permisibles se supone la presión del viento en dirección transversal a la línea y se calcula con las siguientes formulas:

$$P_v = 0.042 * v^2\ \frac{kg}{m^2}$$

Para este caso se analizó el nodo TS-B449.

Como la velocidad del viento en el municipio de arboledas es de aproximadamente 3.5 m/s, entonces:

$$P_v = 0.042 * 3.5^2\ \frac{kg}{m^2}$$

$$P_v = 0.5145\frac{kg}{m^2}$$

v= Velocidad del viento en kilómetros por hora.

Luego se calcula la fuerza del viento Fv, para determinar la fuerza del viento en los apoyos tenemos:

$$F_v = P_v * A\ (kg)$$

$$F_v = 0.5145 * 0.00747054(Kg)$$

$$Fv = 78.9371$$

Donde:

- A= área del poste, para postes troncocónicos el área es:

$$A = H * \frac{d1 + d2}{200}$$

$$A = 6.6 * \frac{0.29 + 0.15}{200}$$

Donde:

- d1 = diámetro a nivel de empotramiento.
- d2 = diámetro al extremo superior.
- H = altura del poste sobre el piso.
- H1 = altura de aplicación de la fuerza del viento sobre el poste.

$$H1 = \frac{H}{3} * \frac{d1 + 2d2}{d1 + d2} \Rightarrow (m)$$

$$H1 = \frac{6.6}{3} * \frac{0.29 + 2 * 0.15}{0.29 + 0.15}$$

$$H1 = 2.95\ m$$

Para los esfuerzos debidos al viento en los conductores:

$$Fv = 0.042 * V^2 * N * D * l \Rightarrow (kg)$$

$Fv = 0.042 * 3.5^2 * 1 * 0.017 * 95$

Fv =78,9371625

Donde:

- N = número de conductores.
- D = diámetro del conductor en metros.
- l = longitud del vano en metros.

Cálculo del momento por presión del viento en el apoyo:

$Mv1 = Fv * H \Rightarrow (kg * m)$

$$Mv1 = 3.65 * 6.6$$

$Mv1$ =24.09

Calculo del momento debido al viento en los conductores:

$$Mv2 = Fv * Hc \Rightarrow (kg * m)$$

$$Mv2 = 3.65 * 2.95$$

$$Mv2 = 10.767$$

Finalmente, con la curva de utilización del poste se puede determinar el ángulo de alineamiento y la longitud de los vanos que puede soportar, sin necesidad de templetes. La curva de utilización está determinada por la expresión:

$$Mr = Mv1 + Mv2$$

$$Mr = 24.09 + 10.767$$

$$Mr = 34.857$$

Este valor calculado es el momento máximo que va a soportar el poste sin templete, se debe tener en cuenta que los postes vienen diseñados para soportar una capacidad máxima de 510, 750 y 1050 Kg*f, si se multiplican estas fuerzas por la distancia del poste, desde el empotramiento hasta el extremo superior, y se divide en un factor de seguridad de 2.0 establecido por el fabricante se obtiene el momento máximo que puede soportar cada uno, de esta manera se determina el poste a utilizar.

CARGA DE ROTURA	MOMENTO max (Mr) POSTE DE BT	MOMENTO max (Mr) POSTE DE MT
510 Kg*f	1632 Kg*m	2550 Kg*m
750 Kg*f	2400 Kg*m	3750 Kg*m
1050 Kg*f	3360 Kg*m	5250 Kg*m

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

SEPARACIÓN MÍNIMA EN UN VANO DE LOS CONDUCTORES POR PENDULEO

$$d = K * \sqrt{((q+\beta)+kV)}/150 \Rightarrow (m)$$

Donde:

- d: Separación de conductores en metros.
- K: valor constante para el ACSR = 0.75 y para AAAC = 1.0.
- q: Flecha máxima del vano en metros.
- β: longitud de cadena de aisladores en metros.
- kV: voltaje en kilovoltios.

$$q = \frac{Wpeso_del_conductor * a12}{8 * t}$$

Donde:

- a: distancia del vano en metros.
- t: 0.25 de la tensión de rotura.
- k = 0.6
- λ = 0.4 (m)
- V = 7.62 (kV).
- Temperatura ambiente = 60 ° C.

La siguiente tabla muestra la separación entre los conductores en función del vano y flecha de la catenaria.

Tabla. 20 *Separación mínima de los conductores*

Vano	Flecha	Separación
a (m)	F (m)	D (m)
50	0,14	0,490
100	0,54	0,633
150	1,22	0,815
200	2,17	1,013
250	3,39	1,219
300	4,88	1,430
350	6,65	1,643
400	8,68	1,859
450	10,99	2,075
500	13,57	2,293
550	16,41	2,511
600	19,53	2,730
700	26,59	3,168
800	34,73	3,607

900	43,95	4,047
1000	54,26	4,487

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S

l) Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes.

✓ Cálculo Cortacircuitos

Se proyecta en media tensión utilizar cortacircuitos tipo abierto para instalación a la intemperie y el valor del hilo fusible a instalar por el lado primario del transformador se calcula a continuación.

Transformador

$$I_{protprimario} = \frac{S_t}{V_{lNprimario}}$$

Donde:

S_t=$Potencia\ nominal\ del\ TRF$

$V_{In_{primario}}$=$Voltaje\ de\ entrada\ en\ el\ devanado\ primario\ del\ TRF$

De esta manera

$$I_{protprimario} = \frac{5}{13{,}2} = 0{,}378A$$

$$I_{protprimario} = \frac{10}{13{,}2} = 0{,}75A$$

En las ecuaciones anteriores, se tiene que la capacidad o potencia nominal de los trasformadores a instalar es de 5 KVA, esto, teniendo en cuenta lo presentado en la "***Tabla. 17.*** *Demanda diversificada.*"

Para determinar la capacidad nominal del tipo de hilo a utilizar se plantea la utilización de la carga de manera continua, como lo dice la norma CNS-NT-02, página 24 (parámetros de diseño), factor de seguridad del 25% según NTC 2050.

- ✓ Se selecciona caja cortacircuitos de 1 Amperios tipo H para el de 5 KVA.

Características de los 2 cortacircuitos: 15 KV tensión nominal, 100 Amperios corriente Nominal, BIL 110 KV, 5 KA corriente de cortocircuito simétrica, 12,5 KV corriente de cortocircuito asimétrica, con hilo fusible de 1 amperios.

- ✓ Para cálculo de cortacircuitos en los puntos de arranque y/o derivaciones,

se suma la carga total de los transformadores vistos por el punto de arranque o derivación y se toma como carga continua.

De esta manera:

$$I_{Arranque-Derivacion} = \frac{S_{t1} + S_{t2} + S_{t3} + ... + S_{tn}}{V_{lNprimario}};$$

Corriente I_{cc} en bornes del totalizador:

Se utilizará un breaker de 20A (marca Luminex) como protección principal.

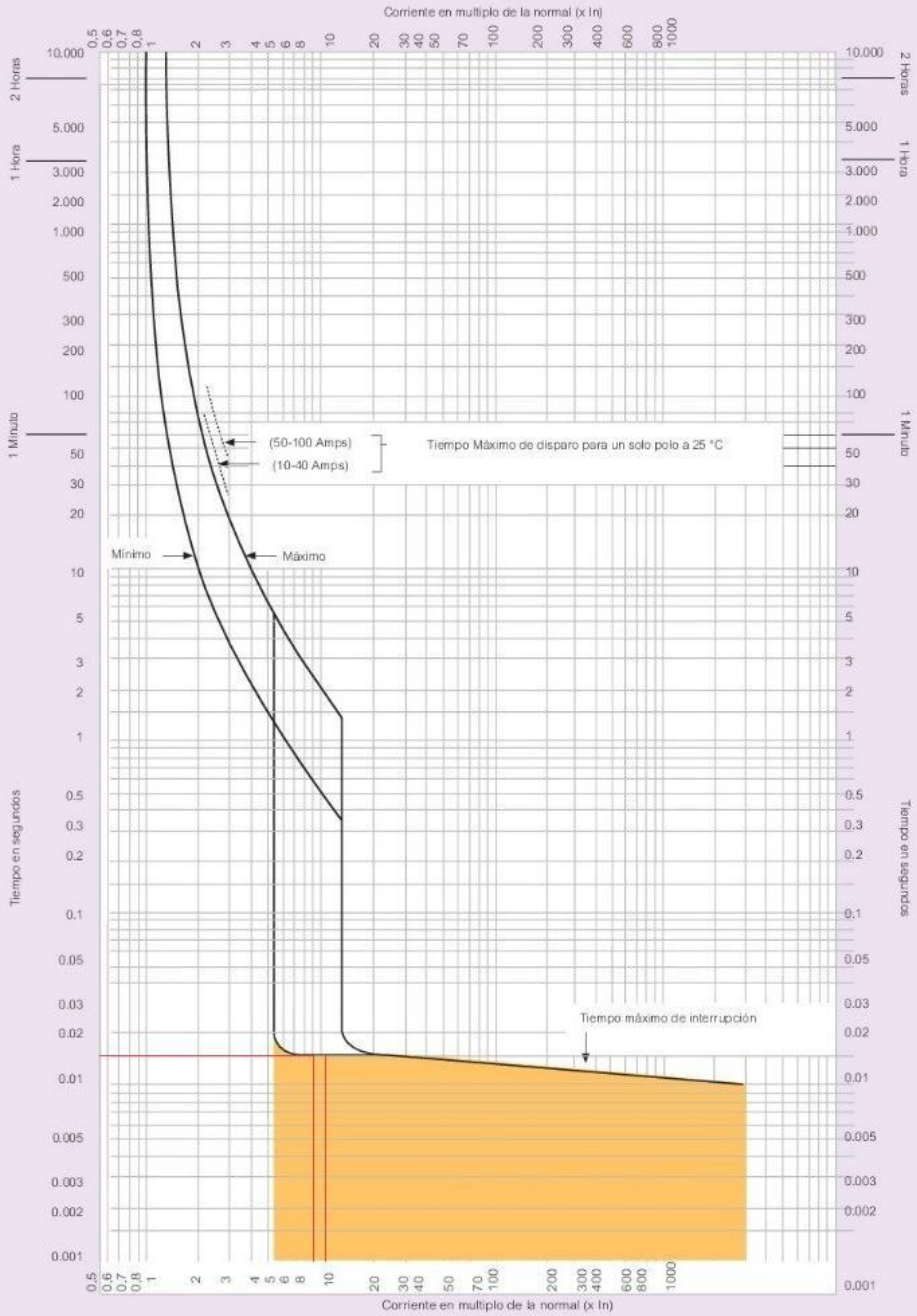
• I_{cc-DX} = 181.62 $A \rightarrow I_{cc}\ I_n$ = 181.62 20 = 9.081A, *de acuerdo a la curva del breaker el tiempo de disparo es* t = 0.015seg

• I_{cc-TX} = 203.35 $A \rightarrow I_{cc}\ I_n$ = 203.35 20 = 10.1675A, *de acuerdo a la curva del breaker el tiempo de disparo es* t = 0.015seg

legrand

Safic DSE
cortacircuitos termomagnéticos (1, 2 y 3 polos)

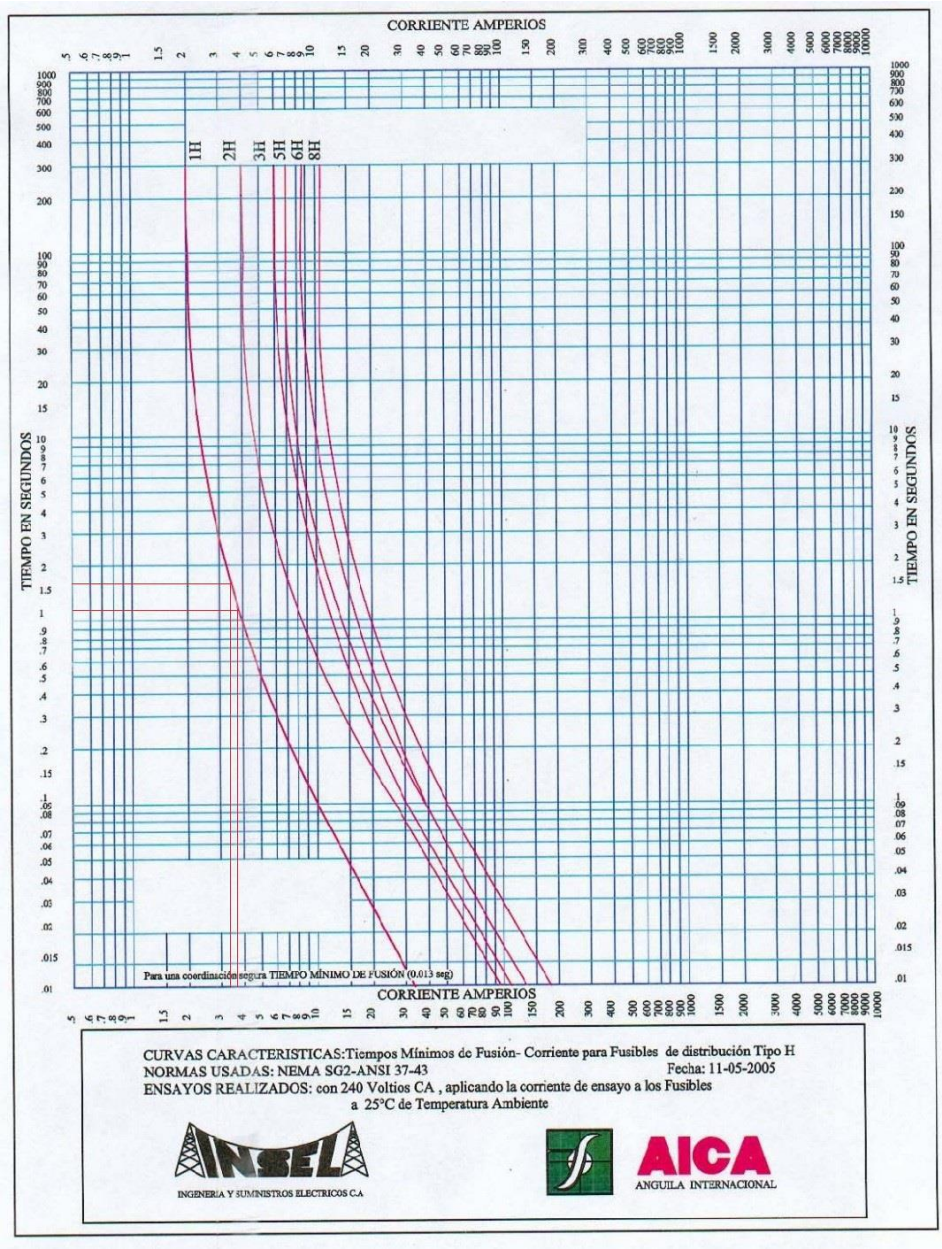
■ **Curva de disparo a temperatura de 40° C, ensayo al aire libre. Para propósitos de coordinación y aplicación**



Coordinación de protección en MT del Transformador

Referimos la I_{cc} de BT a MT

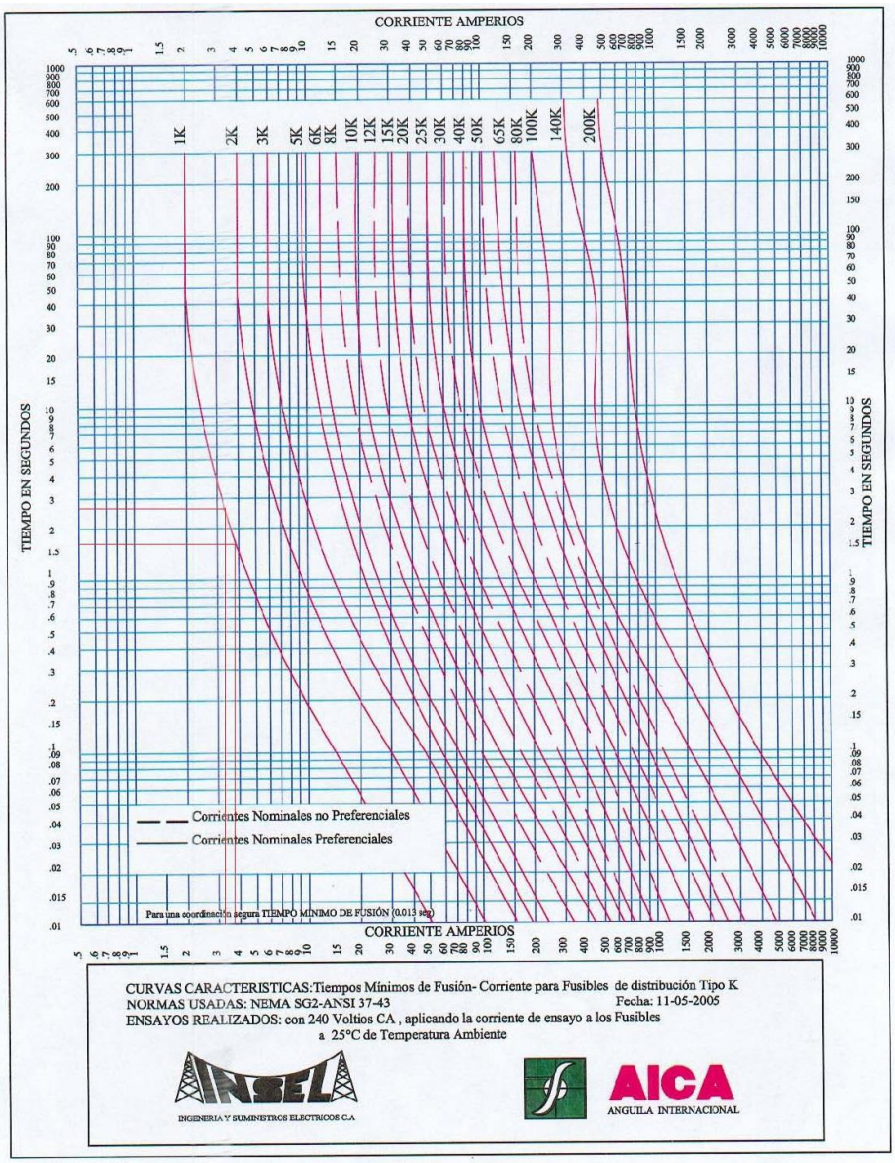
- $I_{cc,p-DX}$=181.62(24013200)=3.3A,*de acuerdo a la curva (para el fusible* 1H)*el tiempo minimo de fusión es* 1.7seg
- $I_{cc,p-TX}$=203.35(24013200)=3.7A, *de acuerdo a la curva (para el fusible* 1H) *el tiempo minimo de fusión es* 1.4seg



Coordinación de protección en MT del Arranque al Transformador

Referimos la I_{cc} de BT a MT

- $I_{cc,p-DX}$=181.62(24013200)=3.3A, $de\ acuerdo\ a\ la\ curva\ (para\ el\ fusible\ 1K) el\ tiempo\ minimo\ de\ fusión\ es\ 2.74seg$
- $I_{cc,p-TX}$=203.35(24013200)=3.7A,$de\ acuerdo\ a\ la\ curva\ (para\ el\ fusible\ 1K) el\ tiempo\ minimo\ de\ fusión\ es\ 1.75seg$



Como se puede observar, el tiempo del breaker en actuar ante un posible cortocircuito es de 0.015seg, seguido de la protección del transformador con un tiempo de 1.7seg y por último la protección del punto de arranque con un tiempo de 2.74seg.

Entonces:

La capacidad del fusible ser registra en la siguiente tabla

Tabla. 21 *Capacidad fusible*

7.600 V			13.200 V		
KVA	Carga Máx. [A]	Fusible	KVA	Carga Máx. [A]	Fusible
3	0,39	0,4	3	0,23	1
5	0,66	0,7	5	0,38	1

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S

Lo relacionado con protecciones, se presenta en el ***Anexo, 9 "PROTECCIONES PARA PUNTO DE ARRANQUE, DERIVACIONES Y TRANSFORMADORES PPROYECTADOS"***

Adicionalmente, la ***Tabla. 23*** expone lo correspondiente al análisis de los cortocircuitos y las fallas a tierra, para las dos capacidades de transformadores a implementarse en Pamplona.

Tabla. 22 *Análisis de cortocircuito y falla a tierra.*

PARÁMETRO	VALOR		UNIDADES
	MIN	MÁX	
Potencia del transformador	5	10	kVA
Impedancia del transformador a 85°C "Uz"	3	3	%
Potencia de cortocircuito debido a impedancia del tranformador	167	333	kVA
Tensión primaria (Vp)	13200	13200	V
Tensión secundaria (Vs)	120	120	V
Corriente eficaz de cortocircuito en BT	0,80	1,60	KA
Corriente de cortocircuito asimétrica en BT	1,39	2,00	A
Corriente de cortocircuito simétrica en BT	1,74	2,51	A

Corriente de cortocircuito asimétrica en BT (Dato CENS)			A
Corriente de cortocircuito simétrica en BT (Dato CENS)			A

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S

m) Cálculos de pérdidas de potencia y regulación.

La estimación de las pérdidas de potencia se realiza con base a la formulación de la norma CNS-NT-02, Parámetros de diseño (Pág.20), seleccionando el valor de resistencia (dúplex, tríplex ó ACSR) de acuerdo con la norma ET-TD-ME01-03 (CABLES ACSR, Resistencia Eléctrica cable ACSR de la Tabla 5, (Pág. 7)):

$$\%PL = \frac{r * M}{V_L^2 cos\varphi} * 100$$

Dónde:

$\%\boldsymbol{PL}$ **:** Porcentaje de pérdidas en el tramo

$\boldsymbol{r}$ **:** Resistencia del conductor (Ohm/km)

$\boldsymbol{M}$ **:** Momento eléctrico (KVA/m)

$\boldsymbol{V_L}$ **:** Voltaje de línea (V)

$\boldsymbol{\varphi}$ **:** Factor de potencia

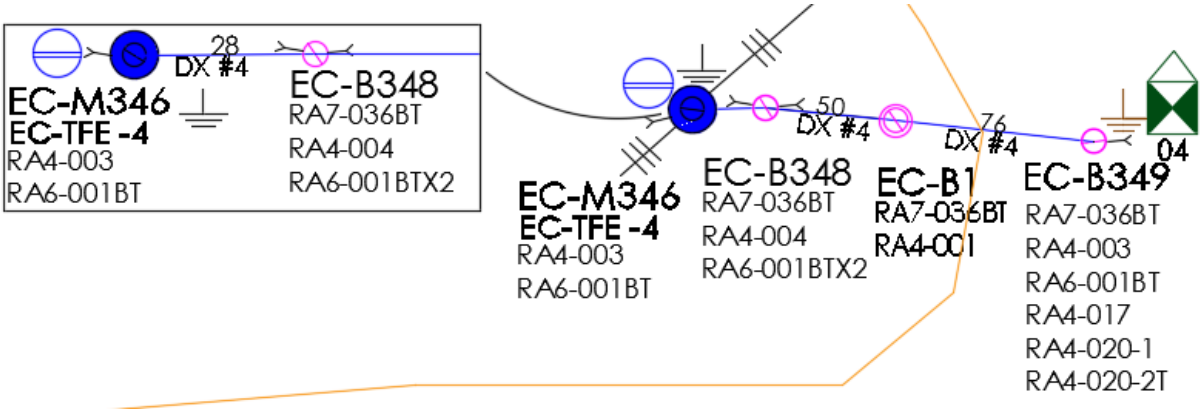
Las pérdidas de potencia totales en la red corresponden a la sumatoria de las pérdidas de cada tramo de las redes en análisis, es decir:

Pérdidas totales= Sumatoria Pérdidas tramo

CÁLCULOS DE REGULACIÓN.

El procedimiento de cálculo empleado para conocer la regulación y pérdidas de energía en las redes de baja tensión se abordará a continuación tomando un tramo como ejemplo, el resto de cálculos se presentan en el Anexo 3.

Se toma como referencia el tramo expuesto en la ***Figura.19***



Fuente: Segen Ingeniería S.A.S

I. Cálculos de Regulación

La determinación de este parámetro, se realiza con respecto a la siguiente ecuación:

$$\%Reg = \frac{F_C . K_G . M}{V^2{}_L}$$

Donde:

Fc=$Factor\ de\ correcion.\ Dependiente\ del\ tipo\ de\ conexion\ y\ del\ tipo\ de\ sistema\ del\ circuito.$

KG=$Constante\ de\ regulacion\ generalizada\ del\ conductor\ [-]$

M=$Momento\ eléctrico.\ [kVAm]$

$VL2$=$Voltaje\ de\ línea-linea\ de\ BT\ [V]$

TRAMO del EC-M346 al EC-B348 (Dúplex - DX)

F_C=8 [−] M=0,8 kVA∗28 m= 22.4kVA/m

K_G=131,9 [−] V_L=240 V

Entonces:

$$\%\text{Reg}_1 = \frac{(8)(131{,}9)(22.4\text{kVA/m})}{(240\ \text{V})^2}$$

Por lo que le porcentaje de regulación parcial seria:

$$\%\text{Reg1} = 0.410\ \%$$

TRAMO del EC-B348 al EC-B1 (Dúplex - DX)

F_C=8 [–] M=0,8 kVA∗50 m= 40kVA/m

K_G=131,9 [–] V_L=240 V

Entonces:

$$\%\text{Reg}_2 = \frac{(8)(131{,}9)(40\text{kVA/m})}{(240\ \text{V})^2}$$

Por lo que le porcentaje de regulación parcial seria:

$$\%\text{Reg2} = 0.733\ \%$$

porcentaje de regulación seria:

$$\%\text{Reg2} = 0.733\% + 0.410\%$$

$$\%\text{Reg2} = 1.143\%$$

F_C=8 [–] M=0,8 $kVA*76\ m$= 60.8kVA/m

K_G=131,9 [–] V_L=240 V

Entonces:

$$\%\text{Reg}_1 = \frac{(8)(131{,}9)(60.8\text{kVA/m})}{(240\ \text{V})^2}$$

Por lo que le porcentaje de regulación parcial seria:

$$\%\text{Reg3} = 1.114\%\ \%$$

porcentaje de regulación seria:

$$\%\text{Reg3} = 1.114\% + 1.143\%$$

$$\%\text{Reg3} = 2.257\%$$

II. Cálculo de pérdidas de energía

Las pérdidas de energía que presentan los tramos bajo estudio se determinan por medio de la siguiente ecuación:

$$\%\text{PL} = \frac{(\text{r} * \text{M}) * 100}{{V_L}^2 * \cos(\varphi)}$$

Donde:

r=$Resistencia\ por\ unidad\ de\ longitud$ [$\Omega Km/$]

M=$Momento\ eléctrico$ [$kVA*m$]

V_L=$Tensión\ de\ la\ línea$ [V]

φ=$Ángulo\ del\ factor\ de\ potencia\ de\ la\ carga$ [%]

TRAMO del EC-M346 al EC-B348 (Dúplex - DX)

r=1,3227 [$\Omega Km/$] VL=240 V

M= (0,8 kVA) $*$ (28m) =22.4kVA/m φ=90%

De esta manera:

$$\%\mathrm{PL1} = \frac{(1.3227 * 22.4) * 100}{(240)^2 * \cos(90)}$$

Por lo que el porcentaje de perdida parcial de energía seria:

$$\%\mathrm{PL1} = 0.057\%$$

TRAMO del EC-B348 al EC-B1 (Dúplex - DX)

r=1,3227 [$\Omega Km/$] VL=240 V

M= (0,8 kVA) $*$ (50m) =22.4kVA/m φ=90%

De esta manera:

$$\%\mathrm{PL2} = \frac{(1.3227 * 40) * 100}{(240)^2 * \cos(90)}$$

Por lo que el porcentaje de perdida parcial de energía seria:

$$\%\mathrm{PL2} = 0.102\%$$

porcentaje de perdida de energía seria:

$$\%PL2 = 0.102\% + 0.057\%$$

$$\%PL2 = 0.159\%$$

TRAMO del EC-M346 al EC-B348 (Dúplex - DX)

r=1,3227 [$\Omega Km/$] VL=240 V

M= (0,8 kVA) $*$ (76m) =60.8kVA/m φ=90%

De esta manera:

$$\%PL3 = \frac{(1.3227 * 60.8) * 100}{(240)^2 * \cos(90)}$$

Por lo que el porcentaje de perdida parcial de energía seria:

$$\%PL3 = 0.155\% + 0.159$$

$$\%PL3 = 0.314\%$$

Una vez establecida la metodología de cálculo para determinar el porcentaje de regulación y de pérdidas de energía de los tramos diseñados, se tienen en cuenta otras consideraciones:

El cálculo de regulación por cada ramal en BT, se realiza teniendo en cuenta los límites dispuestos en la norma del operador de red, donde establece como valor máximo el 3% de caída de tensión en redes secundarias; de no presentarse esto, se buscará otra alternativa, bien sea la prolongación de la red de MT, con la esencia de proyectar un nuevo transformador, que puede ser de uso exclusivo o en caso de presentarse una prolongación de una red existente de BT monofásica bifilar (FN), se evalúa la posibilidad de proyectar un tercer hilo en la red existente (FFN), con el fin de obtener el valor de caída de tensión deseado.

Por otro lado, en caída de tensión superior a lo permitido, no se estima el aumento en el calibre de los conductores para la red secundaria proyectada para mejorar el porcentaje de regulación, el operador de red EPM tiene normalizado en la red de baja tensión el uso de conductores Tríplex y Dúplex, ambos calibres N°4.

En cuanto a la regulación BT, se establece el factor de corrección de acuerdo con el tipo de conexión y al tipo de sistema del circuito (ver norma CNS-NT-02, tabla. 10, pág. 15), y el valor de la constante de regulación para triplex y dúplex será respectivamente: 131.81, 131.90; como lo indica la norma: Parámetros de diseño (CNS-NT-02, tabla. 16 y tabla. 17, pág. 18).

Tipo de Subestación	Tipo de red		
	Monofásica (FN)	bifilar (FF)	Trifilar (FFN)
Monofásica.	8,00	2,00	2,00
Trifásica	6,00	1,732	2,25

Factores de Corrección

Calibre (AWG)	*Constante K_G para distintos factores de potencia*		
	0,80	*0,90*	*0,95*
6	186.22	209.75	221.34
4	117.05	131.81	139.08
2	73.79	83.07	87.64
1/0	46.44	52.25	55.11
2/0	36.93	41.53	43.79
3/0	29.19	32.87	34.68
4/0	23.23	26.15	27.58

Constante de regulación Kg cable tríplex AAAC, AAC, ACSR B.T.

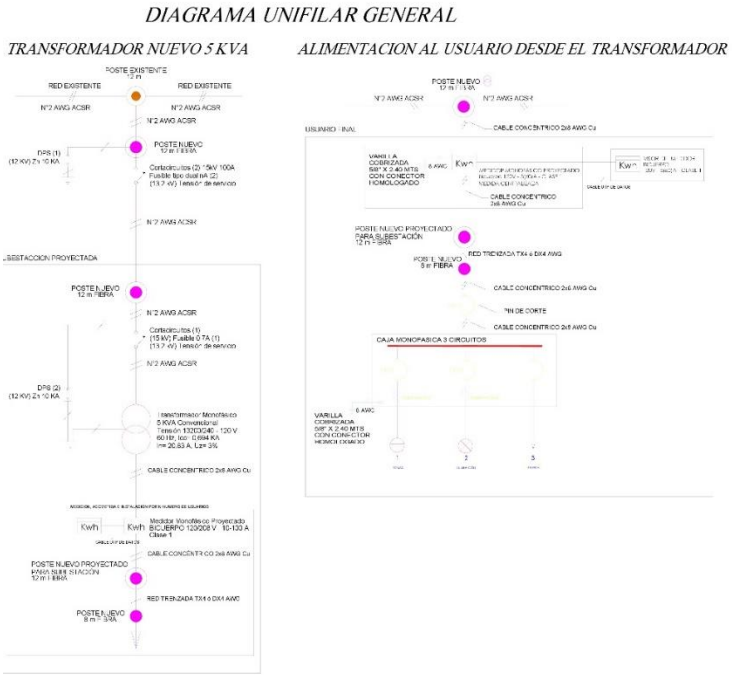
Calibre (AWG)	Constante K_G para distintos factores de potencia		
	0,80	0,90	0,95
6	186.35	209.85	221.41
4	117.18	131.90	139.14
2	73.90	83.15	87.69
1/0	46.55	52.33	55.16
2/0	37.03	41.61	43.85
3/0	29.23	32.89	34.69
4/0	23.27	26.17	27.60

Constante de regulación Kg cable dúplex AAAC, AAC, ACSR B.T.

El porcentaje de regulación por cada ramal en BT se realiza teniendo en cuenta los limites dispuestos en la norma del operador de red, donde se establece como valor máximo el 3% de caída de tensión en redes secundarias.

n) Elaboración de diagramas unifilares.

Figura. 18 Diagrama Unifilar de Conexión a Usuarios 13200 V



Fuente: Segen Ingeniería S.A.S

o) Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.

Los planos y esquemas eléctricos se diseñan basados en la norma CNS-NT-12 "Presentación de proyectos". Para la solución energética se definen en el anexo 7.

p) Distancias de seguridad.

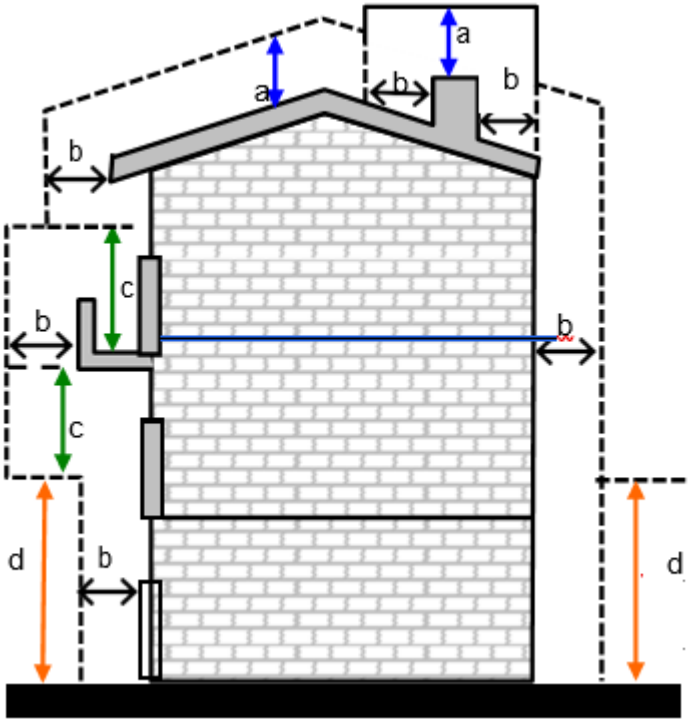
Las distancias mínimas de seguridad que deben guardar las partes energizadas respecto de las construcciones, en este caso las viviendas del sector rural, se establecen en la Tabla 26, y para su interpretación se debe tener en cuenta la Figura 7.

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES		
Descripción	**Tensión nominal entre fases (kV)**	**Distancia (m)**
Distancia vertical **"a"** sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación (Figura 13.1).	44/34,5/33	3,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8
	<1	0,45
Distancia horizontal **"b"** a muros, balcones, salientes, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. (Figura 13.1)	66/57,5	2,5
	44/34,5/33	2,3
	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3
	<1	1,7
Distancia vertical "**c**" sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura. (Figura 13.1)	44/34,5/33	4,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	4,1
	<1	3,5
Distancia vertical "**d**" a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. (Figura 13.1) para vehículos de más de 2,45 m de altura.	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5

Fuente: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE

En ningún caso se permitirá el paso de conductores de redes o líneas del servicio público, por encima de edificaciones donde se tenga presencia de personas.

Figura. 19 *Distancias de Seguridad en zonas con Construcciones.*



Fuente: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE

Nota: En redes públicas o de uso general no se permite la construcción de edificaciones debajo de los conductores; en caso de presentarse tal situación el OR solicitará a las autoridades competentes tomar las medidas pertinentes. Tampoco será permitida la construcción de redes para uso público por encima de las edificaciones.

En líneas de trasmisión o redes de distribución, la altura de los conductores respecto del piso o de la vía, se señalan en las Tablas 27 y 28, no podrán ser menores a las establecidas.

Tabla. 23 *Distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones*

Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia mínima al suelo "**d**" en **cruces** con carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular (Figura 13.2).	500	11,5
	230/220	8,5
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5,0
Cruce de líneas aéreas de baja tensión en grandes avenidas.	<1	5,6
Distancia mínima al suelo "**d1**" desde líneas que **recorren** avenidas, carreteras y calles (Figura 13.2).	500	11,5
	230/220	8,0
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5,0
Distancia mínima al suelo "**d**" en zonas de bosques de arbustos, áreas cultivadas, pastos, huertos, etc. Siempre que se tenga el control de la altura máxima que pueden alcanzar las copas de los arbustos o huertos, localizados en la zonas de servidumbre (Figura 13.2).	500	8,6
	230/220	6,8
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5,0
En áreas de bosques y huertos donde se dificulta el control absoluto del crecimiento de estas plantas y sus copas puedan ocasionar acercamientos peligrosos, se requiera el uso de maquinaria agrícola de gran altura o en cruces de ferrocarriles sin electrificar, se debe aplicar como distancia "e" estos valores (Figura 13.3)[9]	500	11,1
	230/220	9,3
	115/110	8,6
	66/57,5	8,3
	44/34,5/33	8,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	8,1
	<1	7,5
Distancia mínima vertical en el cruce "**f**" a los conductores alimentadores de ferrocarriles electrificados, teleféricos, tranvías y trole-buses (Figura 13.4)	500	4,8
	230/220	3,0
	115/110	2,3
	66/57,5	2,0
	44/34,5/33	1,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	1,8
	<1	1,2

Distancia mínima vertical respecto del máximo nivel del agua **"g"** en cruce con ríos, canales navegables o flotantes adecuados para embarcaciones con altura superior a 2 m y menor de 7 m (Figura 13.4)	500	12,9
	230/220	11,3
	115/110	10,6
	66/57,5	10,4
	44/34,5/33	10,2
	13,8/13,2/11,4/7,6	10,2
	<1	9,6
Distancia mínima vertical respecto del máximo nivel del agua **"g"** en cruce con ríos, canales navegables o flotantes, no adecuadas para embarcaciones con altura mayor a 2 m. (Figura 13.4)	500	7,9
	230/220	6,3
	115/110	5,6
	66/57,5	5,4
	44/34,5/33	5,2
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,2
	<1	4,6
Distancia mínima vertical al piso en cruce por espacios usados como campos deportivos abiertos, sin infraestructura en la zona de servidumbre, tales como graderías, casetas o cualquier tipo de edificaciones ubicadas debajo de los conductores.	500	14,6
	230/220	12,8
	115/110	12
	66/57,5	12
	44/34,5/33	12
	13,8/13,2/11,4/7,6	12
	<1	12
Distancia mínima horizontal en cruce cercano a campos deportivos que incluyan infraestructura, tales como graderías, casetas o cualquier tipo de edificación asociada al campo deportivo.	500	11,1
	230/220	9.3
	115/110	7,0
	66/57,5	7,0
	44/34,5/33	7,0
	13,8/13,2/11,4/7,6	7,0
	<1	7,0

Fuente: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE

Tabla. 24 *Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones*

		DISTANCIAS EN METROS								
Tensión nominal (kV) entre fases de la línea superior	500	4,8	4,2	4,2	4,2	4,3	4,3	4,6	5,3	7,1
	230/220	3,0	2,4	2,4	2,4	2,5	2,6	2,9	3,6	
	115/110	2,3	1,7	1,7	1,7	1,8	1,9	2,2		
	66	2,0	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5			
	57,5	1,9	1,3	1,3	1,3	1,4				
	44/34,5/33	1,8	1,2	1,2	1,3					
	13,8/13,2/11,4/7,6	1,8	1,2	0,6						
	<1	1,2	0,6							
	Comunicaciones	0,6								
		Comunicación	<1	13,8/ 13,2/ 11,4/ 7,6	44/ 34,5/ 33	57,5	66	115/ 110	230/ 220	500

	Tensión nominal (kV) entre fases de la línea inferior

Fuente: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas

q) Distancias mínimas entre conductores en la misma estructura

Los conductores sobre apoyos fijos deben tener distancias horizontales y verticales entre cada uno, no menores que el valor requerido en las Tablas 29 y 30.

Cuando se tienen conductores de diferentes circuitos, la tensión considerada debe ser la de fase-tierra del circuito de más alta tensión o la diferencia fasorial entre los conductores considerados.

Cuando se utilicen aisladores de suspensión y su movimiento no esté limitado, la distancia horizontal de seguridad entre los conductores debe incrementarse de tal forma que la cadena de aisladores pueda moverse transversalmente hasta su máximo ángulo de balanceo de diseño, sin reducir los valores indicados en la Tabla 29. El desplazamiento de los conductores debe incluir la deflexión de estructuras flexibles y accesorios, cuando dicha deflexión pueda reducir la distancia horizontal de seguridad entre los conductores.

Tabla. 25 *Distancia horizontal entre conductores soportados en la misma estructura de apoyo*

CLASE DE CIRCUITO Y TENSIÓN ENTRE LOS CONDUCTORES CONSIDERADOS	DISTANCIAS HORIZONTALES DE SEGURIDAD (cm)
Conductores de comunicación expuestos	15 (1) 7,5 (2)
Alimentadores de vías férreas 0 a 750 V (4/0 AWG o mayor calibre). 0 a 750 V (calibre menor de 4/0 AWG). Entre 750 V y 8,7 kV.	 15 30 30
Conductores de suministro del mismo circuito. 0 a 8,7 kV	30

Entre 8,7 y 50 kV Más de 50 kV	30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV Debe atender normas internacionales
Conductores de suministro de diferente circuito (3) 0 a 8,7 kV Entre 8,7 y 50 kV Entre 50 kV y 814 kV	30 30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV 71,5 más 1 cm por kV sobre 50 kV

Fuente: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE

Nota 1: No se aplica en los puntos de transposición de conductores.

Nota 2: Permitido donde se ha usado regularmente espaciamiento entre pines, menor a 15 cm. No se aplica en los puntos de transposición de conductores.

Nota 3: Para las tensiones que excedan los 57,5 kV, la distancia de seguridad debe ser incrementada en un 3% por cada 300 m en exceso de 1000 m sobre el nivel del mar. Todas las distancias de seguridad para tensiones mayores de 50 kV se basarán en la máxima tensión de operación.

Tabla. 26 *Distancia vertical mínima en metros entre conductores sobre la misma estructura*

			CONDUCTORES A MAYOR ALTURA	
			CONDUCTORES DE SUMINISTRO A LA INTEMPERIE (TENSIÓN EN kV)	
			HASTA 1 kV	ENTRE 7,6 Y 66 kV
CONDUCTORES A MENOR ALTURA	Conductores y cables de comunicación, localizados en el apoyo de empresa de energía, o de empresas comunicaciones.		0,4	0,4 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV.
	Conductores de suministro eléctrico a la intemperie	Hasta 1 kV	0,4	0,4 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV
		Entre 1 kV y 7,6 kV	No permitido	0,4 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV
		Entre 11,4 kV y 34,5 kV	No permitido	0,6 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV
		Entre 44 kV y 66 kV	No permitido	0,6 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV

Fuente: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE

Nota 1: Estas distancias son para circuitos de una misma empresa operadora. Para circuitos de diferentes empresas la distancia se debe aumentar en 0,6 m.

Nota 2: Para las tensiones que excedan los 66 kV, la distancia de seguridad vertical entre conductores debe ser incrementada por el factor de corrección por altura.

Nota 3: Los conductores del mismo circuito de una red compacta con cables cubiertos o semiaislados, no deben tener una separación menor a 18 cm para tensiones menores de 15 kV, ni menor a 27 cm para tensiones entre 15 kV y 34,5 kV.

Parágrafo. Se podrá usar tecnología de líneas compactas para una línea o varias líneas en la misma estructura, siempre que se cumplan las distancias de seguridad definidas en normas internacionales, de reconocimiento internacional como IEEE o recomendaciones del CIGRE para este tipo de configuraciones.

- *Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas*

Las distancias permitidas para trabajos en sitios energizados se encuentran en la Tabla. 31.

Tabla. 27 *Distancias Mínimas para Trabajos en o cerca de partes Energizadas en Corriente Alterna*

Tensión nominal del sistema (fase – fase)	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.	Límite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
50 V – 300 V	3,0	1,0	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V – 750 V	3,0	1,0	0,30	0,025
751 V – 15 kV	3,0	1,5	0,7	0,2
15,1 kV – 36 kV	3,0	1,8	0,8	0,3
36,1 kV – 46 kV	3,0	2,5	0,8	0,4
46,1 kV - 72,5 kV	3,0	2,5	1,0	0,7
72,6 kV – 121 kV	3,3	2,5	1,0	0,8

138 kV - 145 kV	3,4	3,0	1,2	1,0
161 kV - 169 kV	3,6	3,6	1,3	1,1
230 kV - 242 kV	4,0	4,0	1,7	1,6
345 kV - 362 kV	4,7	4,7	2,8	2,6
500 kV – 550 kV	5,8	5,8	3,6	3,5

Fuente: Reglamente Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE

r) Justificación técnica de desviación de la NTC 2050.

No aplica debido a que este proyecto se encuentra dentro de los parámetros establecidos por la norma NTC 2050.

7. ANOTACIONES AMBIENTALES

Cuando se implementen las soluciones energéticas por red eléctrica, el constructor que se seleccione debe ceñirse al trazado definido desde la perspectiva ambiental y diseñado por el equipo de ingeniería eléctrica, por ende, cualquier cambio que considere el constructor desde la actividad de replanteo será susceptible de revisión y aprobación ante la autoridad ambiental competente.

Además, considerar los documentos de criticidad ambiental y restricciones existentes desarrollados por el PERS Norte de Santander, la cual hacen parte de la estructuración de la solución energética y se encuentra desarrollado por vereda.

ANEXOS

ANEXO 1. RELACIÓN DE USUARIOS NUEVOS POR TRANSFORMADOR

VEREDA EL VOLCAN			
USUARIO	**NOMBRES**	**NODO**	**TRANSFORMADOR**
1	MARCELINO FERNANDEZ CAICEDO	EV-B426	***EV-TFE-1***
2	ELGAR ALFONSO FUENTES ORTEGA	EV-B428	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

VEREDA LA PALMITA			
3	MARIA AGUEDA LEAL LUNA	LP-B374	***LP-TFE-1***
4	PEDRO ANTONIO LEAL PARADA	LP-B380	
5	LUIS FRANCISCO GRANADOS MENDOZA	LP-B378	
6	CESAR GOYENECHE GAMBOA		
7	VIRGINIA ACERO VANEGAS		

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

VEREDA LLANO GRANDE			
8	HERNANDO GELVES CARVAJAL	LG-B309	***LG-TFE-1***
9	GREGORIO PEÑALOSA CRUZ	LG-B329	***LG-TFE-2***
10	OSCAR GIOVANI COTE SEPULVEDA	LG-B316	***LG-TF-4***
11	RAMIRO COTE CRUZ	LG-B315	
12	JOSE AVILIO SANDOVAL PEÑALOSA	LG-B318	***LG-TFE-3***

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

VEREDA SAN JOSÉ DE TULANTA			
13	ABIGAIL JAIMES CRUZ	ST-B366	**ST-TFE-2**
14	MARIA LEONOR LEAL OCHOA	ST-B368	**ST-TFE-1**
15	RICARDO ALONSO GOMES JAIMES	ST-B364	
16	BERNARDO GOMES JAIMES	ST-B363	
17	CAMILO MIRANDA BUITRAGO	ST-B369	**ST-TFE-3**
18	ROSA ELVIRABUITRAGO CARRERO	ST-B370	
19	LUIS ERNESTO LEAL SERRANO	ST-B371	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

VEREDA SAN RAFAEL			
20	NELSON ENRIQUE SUAREZ JAIMES	SR-B283	***SR-TFE-1***
21	MARIO GAMBOA ALVAREZ	SR-B284	
22	GONSALO PAVON CRUZ	SR-B284	
23	NANCY ESPERANZA GARCIA JAIMES	SR-B291	***SR-TFE-2***
24	ISABEL VERA DE ACUÑA	SR-B296	
25	CARLOS JULIO ANDRADE CARDOZO	SR-B299	
26	MARIA CANDELARIA ANDRADE CARDOZO	SR-B300	***SR-TFE-3***
27	MATILDE RUBIO DE COTE	SR-B305	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

VEREDA SANTA LUCÍA			
28	JOSE RAUL BUITRAGO SILVA	SL-B394	***SL-TFE-1***
29	LEONOR SIERRA CRUZ	SL-B399	***SL-TFE-2***
30	ARCADIO LUNA SIERRA	SL-B403	***SL-TFE-3***
31	PEDRO LEAL BOLIVAR	SL-B413	***SL-TFE-4***
32	JASE ANTONIO SILVA HERNANDES	SL-B391	***SL-TFE-5***
33	JOSE DE JESUS CRUZ GONSALES	SL-B389	
34	JOSE DE JESUS CRUZ GONSALES		
35	ROAN SILVA HERNANDES	SL-B392	
36	CARMEN ROSA PABON BERMON	SL-B416	***SL-TF-1***
37	HERNAN SILVA PABON	SL-B415	
38	FAUSTINO SILVA	SL-B419	
39	FERMIN GALVIS GAMBOA	SL-B409	***SL-TFE-6***
40	JOSE VALERIA LEAL BOLIVAR	SL-B410	***SL-TFE-8***

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

VEREDA TESCUA			
41	LUIS ANIBAL BLANCO RORÍGUEZ	TS-B447	***TS-TFE-1***
42	JHON JAIRO ARENAS CONTRERAS	TS-B445	**TS-TFE-2**
43	LUZ YAMILE FERNANDEZ PARRA	TS-B440	**TS-TFE-3**
44	DIANA FABIOLA FERNANDEZ PARRA		
45	JAIRO QUINTERO	TS-B431	**TS-TFE-4**

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

ANEXO 2. GEORREFERENCIACIÓN PUNTOS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN.

COORDENADAS			
BAJA TENSIÓN-EL VOLCAN			
PUNTO	**ESTE**	**NORTE**	**ALTITUD**
EV-B426	1160352,867	1327304,049	1484
EV-B427	1160304,628	1327336,081	1467
EV-B428	1160179,899	1327496,41	1445
EV-B430	1160189,648	1327419,665	1459
EV-M429	1160190	1327430	1456

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

COORDENADAS			
BAJA TENSIÓN – SANTA LUCÍA			
PUNTO	**ESTE**	**NORTE**	**ALTITUD**
SL-B388	1158237	1323547	1373
SL-B389	1158328	1323494	1360
SL-B390	1158301	1323512	1362
SL-B391	1158478	1323734	1626
SL-B392	1157909	1323560	1344
SL-B393	1157953	1323543	1356
SL-B394	1157935	1323176	1560
SL-B395	1157617	1323338	1458
SL-B397	1157598	1323060	1593
SL-B398	1157595	1323060	1593
SL-B399	1157514	1323011	1602
SL-B402	1157495	1322790	1712
SL-B410	1156822	1323709	1794
SL-B411	1156755	1323498	1743
SL-B413	1157450	1324106	1700
SL-B415	1157849	1324760	1538
SL-B416	1157966	1324556	1572
SL-B417	1158048	1324657	1554
SL-B418	1158075	1324760	1527
SL-B419	1158090	1324765	1549
SL-B420	1158092	1324707	1562
SL-B421	1158488	1324735	1399
SL-B1	1157494	1322878	1672
SL-B2	1157503	1322939	1640
SL-B3	11581519	1323543	1674

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

COORDENADAS			
MEDIA TENSIÓN – SANTA LUCÍA			
PUNTO	**ESTE**	**NORTE**	**ALTITUD**
SL-M401	1157498	1322781	1714
SL-M387	1158203	1323545	1376
SL-M420	1158092	1324707	1562
SL-M421	1158488	1324735	1399
SL-M424	1158808	1324986	1282
SL-M425	1158817	1324992	1280
SL-M404	1157182	1322091	1818
SL-M407	1156577	1322850	1787
SL-M396	1157616	1323351	1459
SL-M412	1156765	1323478	1732
SL-M414	1157447	1324051	1679

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

COORDENADAS			
BAJA TENSIÓN-LA PALMITA			
PUNTO	**ESTE**	**NORTE**	**ALTITUD**
LP-B374	1159244	1322028	1283
LP-B375	1159210	1322032	1280
LP-B376	1159209	1322041	1280
LP-B377	1159211	1322073	1279
LP-B378	1159237	1322417	1255
LP-B380	1159203	1322385	1256
LP-B381	1159190	1322385	1258
LP-B382	1159188	1322413	1261
LP-B383	1159192	1322443	1253
LP-B384	1159190	1322475	1255
LP-B385	1159182	1322470	1254
LP-B1	1159196	1322296	1283
LP-B2	1159208	13221074	1280

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

COORDENADAS			
MEDIA TENSIÓN-LA PALMITA			
PUNTO	**ESTE**	**NORTE**	**ALTITUD**
LP-M386	1159180	1322477	1257

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

COORDENADAS			
BAJA TENSIÓN-SAN JOSE DE TULANTA			
PUNTO	**ESTE**	**NORTE**	**ALTITUD**
ST-B361	1160112	1320621	1588
ST-B362	1160113	1320623	1588
ST-B363	1160168	1320697	1603
ST-B364	1160035	1320863	1653
ST-B366	1161773	1321332	2007
ST-B368	1160064	1321274	1678
ST-B369	1160106	1320568	1570
ST-B370	1159950	1321383	1646
ST-B371	1159902	1321430	1650
ST-B373	1159911	1321548	1654

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

COORDENADAS			
MEDIA TENSIÓN – SAN JOSÉ DE TULANTA			
PUNTO	**ESTE**	**NORTE**	**ALTITUD**
ST-M360	1160107	1320558	1569
ST-M367	1161818	1321334	2008
ST-M372	1159911	1321553	1653

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

COORDENADAS			
BAJA TENSIÓN – EL CUCANO			
PUNTO	**ESTE**	**NORTE**	**ALTITUD**
EC-B336	1155787	1319247	1925
EC-B338	1156000	1319359	1894
EC-B343	1157443	1319597	1783
EC-B344	1157478	1319322	1809
EC-B345	1157479	1319314	1811
EC-B346	1157764	1319813	1698
EC-B349	1157917	1319800	1613
EC-B354	1158917	1318535	1573
EC-B358	1158874	1318722	1591
EC-B359	1158936	1318772	1564

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

COORDENADAS			
MEDIA TENSIÓN-EL CUCANO			
PUNTO	**ESTE**	**NORTE**	**ALTITUD**
EC-M337	1155779	1319244	1927
EC-M345	1157479	1319314	1811

COORDENADAS			
MEDIA TENSIÓN-EL CUCANO			
EC-M346	1157764	1319813	1698
EC-M357	1158940	1318775	1564

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

COORDENADAS			
BAJA TENSIÓN-SAN RAFAEL			
PUNTO	**ESTE**	**NORTE**	**ALTITUD**
SR-B283	1159356	1315265	1631
SR-B284	1159316	1315259	1627
SR-B286	1159379	1315149	1637
SR-B289	1159323	1315523	1641
SR-B290	1159250	1315480	1624
SR-B291	1159197	1315474	1613
SR-B293	1159327	1315673	1634
SR-B294	1159321	1315677	1633
SR-B295	1159265	1315675	1623
SR-B296	1159260	1315712	1621
SR-B297	1159262	1315752	1623
SR-B298	1159266	1315790	1616
SR-B299	1159265	1315835	1615
SR-B300	1159193	1315865	1614
SR-B301	1159231	1316170	1627
SR-B302	1159201	1315911	1616
SR-B303	1159180	1315916	1610
SR-B304	1159067	1315889	1561
SR-B305	1159016	1315886	1557
SR-B306	1159129	1315916	1586
SR-B1	1159287	1315501	1633
SR-B2	1159224	1316117	1625
SR-B3	1159214	131602	1621

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

COORDENADAS			
MEDIA TENSIÓN-SAN RAFAEL			
PUNTO	**ESTE**	**NORTE**	**ALTITUD**
NE-M191	1164418	1297354	2090
NE-M193	1163785	1299118	2312
NE-M198	1164259	1299439	2507
NE-M209	1163016	1300017	2442

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

COORDENADAS			
BAJA TENSIÓN-TESCUA			
PUNTO	**ESTE**	**NORTE**	**ALTITUD**
TS-B431	1157401	1327189	1351
TS-433	1157373	1327004	1400
TS-B434	1157413	1327049	1386
TS-B440	1158500	1328157	1087
TS-B441	1158487	1328127	1102
TS-B443	1158515	1328171	1083
TS-B444	1158961	1328286	1079
TS-B445	1158990	1328265	1084
TS-B447	1159057	1328569	1061
TS-B448	1159055	1328549	1050
TS-B449	1159040	1328548	1055

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

COORDENADAS			
MEDIA TENSIÓN-TESCUA			
PUNTO	**ESTE**	**NORTE**	**ALTITUD**
TS-M450	1159017	1328545	1053
TS-M446	1159034	1328349	1087
TS-M442	1158458	1328083	1114
TS-B432	1157216	1326860	1499

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

COORDENADAS			
BAJA TENSIÓN-LLANO GRANDE			
PUNTO	**ESTE**	**NORTE**	**ALTITUD**
LG-B309	1156602	1315311	1965
LG-B310	1156675	1315493	2008
LG-B311	1156768	1315669	2033
LG-B312	1156824	1315778	2049
LG-B313	1156880	1315887	2060
LG-B315	1156410	1317538	2196
LG-B316	1156266	1317566	2402
LG-B317	1156323	1317544	2196
LG-B318	1156892	1317361	2068
LG-B329	1156486	1318277	2006
LG-B1	1156650	1315431	1997

COORDENADAS			
BAJA TENSIÓN-LLANO GRANDE			
LG-B2	1156971	1317111	2020
LG-B3	1156522	131823	2028
LG-B4	1156627	1315373	1978

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

COORDENADAS			
MEDIA TENSIÓN-LLANO GRANDE			
PUNTO	**ESTE**	**NORTE**	**ALTITUD**
LG--M314	1156882	1315895	2068
LG-M319	1156980	1317103	2021
LG-M327	1156872	1317858	2077
LG-M331	1156550	1318156	2065
LG-M1	1156678	1317808	2099
LG-M2	1156441	1317553	2188
LG-B328	1156874	1317850	2076

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

ANEXO 3. CÁLCULOS DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS DE POTENCIA EN BAJA Y MEDIA TENSIÓN

Los cálculos de regulación de Baja Tensión se anexan al presente documento.

CALCULO DE REGULACIÓN RED MEDIA TENSIÓN- SANTA LUCIA																
TRAMO		LONGITUD (M)	RED	NIVEL DE TENSIÓN (V)	N° TRAFOS	DEMANDA (Kva)	MOMENTO (Kva/m)	CALIBRE			F.P	FACTOR CORREC.	% REGULACIÓN MT		% PERDIDAS DE ENERGIA MT	
								ACSR	KG	r(Ω/Km)			PARCIAL	TOTAL	PARCIAL	TOTAL
SL-M420	SL-M1	47	FFF	13200	1	5	235	2	82,09	0,85	0,9	1	0,00011072	0,0001107	1,27379E-06	1,274E-06
SL-M421	SL-M424	407	FFF	13200	1	5	2035	2	82,09	0,85	0,9	1	0,00095875	0,0010695	1,10304E-05	1,23E-05
SL-M424	SL-M425	10	FFF	13200	1	5	50	2	82,09	0,85	0,9	1	2,3557E-05	0,001093	2,71018E-07	1,258E-05
SL-M1	SL-M421	350	FFF	13200	1	5	1750	2	82,09	0,85	0,9	1	0,00082448	0,0019175	9,48564E-06	2,206E-05

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

CALCULO DE REGULACIÓN RED MEDIA TENSIÓN- LLANO GRANDE																
TRAMO		LONGITUD (M)	RED	NIVEL DE TENSIÓN (V)	N° TRAFOS	DEMANDA (Kva)	MOMENTO (Kva/m)	CALIBRE			F.P	FACTOR CORREC.	% REGULACIÓN MT		% PERDIDAS DE ENERGIA MT	
								ACSR	KG	r(Ω/Km)			PARCIAL	TOTAL	PARCIAL	TOTAL
LG-M327	LG-M1	199	FF	13200	1	5	995	2	82,09	0,85	0,9	1,732	0,00081192	0,0008119	0,000539326	0,0005393
LG-M1	LG-M2	348	FF	13200	1	5	1740	2	82,09	0,85	0,9	1,732	0,00141984	0,0022318	0,000943144	0,0014825
LG-M327	LG-M328	9	FF	13200	1	5	45	2	82,09	0,85	0,9	1,732	3,672E-05	0,0022685	2,43916E-05	0,0015069

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

ANEXO 4. DIAGRAMAS TOPOLOGICOS

Los diagramas topológicos se encuentran adjuntos a los calculos de regulación de baja tensión anexos al presente documento.

ANEXO 5. CÁLCULOS DE CATENARIA

MUNICIPIOS DEL NORTE DE SANTANDER				
CONSTRUCCION DE REDES ELECTRICAS DE MT Y BT EN LAS VEREDAS DEL MUNICIPIO DE PAMPLONITA, DEPARTAMENTO DE NORTE DE SANTANDER.				
CALCULO DE CURVAS A TEMPERATURA MÍNIMA Y MAXIMA				
CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR				
Material				ACSR
Tipo				SPARROW
Calibre			2	AWG
Número de hilos:			6	Aluminio
			1	Acero
Diámetro de hilos		Aluminio	2.672,000	mm
		Acero	2.672	mm
		Total	8,02	mm
Area del conductor		Aluminio	33,64	mm^2
		Acero	5,61	mm^2
		Total	39,25	mm^2
Peso Neto			136	kg/m
Tensión de rotura			1.294	kg
Radio medio geométrico			2,58	mm
Resistencia eléctrica			0,829	ohm/km
Reactancia inductiva			0,3597	ohm/km
Reactancia capacitiva			0,2066	Mohm/km
Capacidad de corriente			162	Amp
Módulo de elasticidad (final)			8.000	kg/mm^2
Coeficiente de dilatación lineal (final)			1,91E-05	1/º C
CONDICIONES LIMITANTES - HIPOTESIS DE TENDIDO				
Temperatura mínima		10 º Cent.	< 50 % Rotura (kg)	647,0
Temperatura media		24 º Cent.	≤ 20 % Rotura (kg)	258,8
Temperatura maxima		40 º Cent.	< 50 % Rotura (kg)	647,0
Distancia de seguridad =		6,0	metros	
CURVAS PARABÓLICAS				
VANO REGULADOR = 130,11				
Abscisa	**Vano**	**Curva a Temp. Mínima**	**Curva a Temp. Máxima**	**Distancia mínima entre conductores a flecha máxima**
		10 º C	**40 º C**	**e=(0.75*√F+KV/150)*1.2**
x (m)	**a=2x (m)**	**h_f = 2,293**	**h_f= 1.657**	1.2= Factor de seguridad F= Flecha máxima
		FLECHA (MT)	**FLECHA (MT)**	

0	0	0,00	0,00	0,11
10	20	0,02	0,03	0,26
20	40	0,09	0,12	0,42
30	60	0,20	0,27	0,57
40	80	0,35	0,48	0,73
50	100	0,54	0,75	0,89
60	120	0,78	1,08	1,04
70	140	1,06	1,47	1,20
80	160	1,39	1,92	1,35
90	180	1,76	2,44	1,51
100	200	2,17	3,01	1,67
110	220	2,63	3,64	1,82
120	240	3,13	4,33	1,98
130	260	3,67	5,08	2,13
140	280	4,26	5,89	2,29
150	300	4,89	6,77	2,45
160	320	5,56	7,70	2,60
170	340	6,28	8,69	2,76
180	360	7,04	9,74	2,91
190	380	7,84	10,85	3,07
200	400	8,69	12,03	3,23
210	420	9,58	13,26	3,38
220	440	10,51	14,55	3,54
230	460	11,49	15,91	3,70
240	480	12,51	17,32	3,85
250	500	13,58	18,79	4,01
260	520	14,69	20,33	4,16
270	540	15,84	21,92	4,32
280	560	17,03	23,57	4,48
290	580	18,27	25,29	4,63
300	600	19,55	27,06	4,79
310	620	20,88	28,90	4,94
320	640	22,24	30,79	5,10
330	660	23,66	32,75	5,26
340	680	25,11	34,76	5,41
350	700	26,61	36,83	5,57
360	720	28,15	38,97	5,72
370	740	29,74	41,16	5,88
380	760	31,37	43,42	6,04
390	780	33,04	45,74	6,19
400	800	34,76	48,11	6,35
410	820	36,52	50,55	6,50
420	840	38,32	53,04	6,66
430	860	40,17	55,60	6,82
440	880	42,06	58,21	6,97
450	900	43,99	60,89	7,13

460	920	45,97	63,63	7,28
470	940	47,99	66,42	7,44
480	960	50,05	69,28	7,60
490	980	52,16	72,20	7,75
500	1000	54,31	75,17	7,91
510	1020	56,50	78,21	8,06
520	1040	58,74	81,31	8,22
530	1060	61,02	84,46	8,38
540	1080	63,35	87,68	8,53
550	1100	65,71	90,96	8,69
560	1120	68,13	94,30	8,85
570	1140	70,58	97,69	9,00
580	1160	73,08	101,15	9,16
590	1180	75,62	104,67	9,31
600	1200	78,20	108,25	9,47
610	1220	80,83	111,89	9,63
620	1240	83,51	115,59	9,78
630	1260	86,22	119,34	9,94
640	1280	88,98	123,16	10,09
650	1300	91,78	127,04	10,25
660	1320	94,63	130,98	10,41
670	1340	97,52	134,98	10,56
680	1360	100,45	139,04	10,72
690	1380	103,43	143,16	10,87
700	1400	106,45	147,34	11,03
710	1420	109,51	151,58	11,19
720	1440	112,61	155,88	11,34
730	1460	115,76	160,24	11,50
740	1480	118,96	164,66	11,65
750	1500	122,19	169,14	11,81
760	1520	125,48	173,68	11,97
770	1540	128,80	178,28	12,12
780	1560	132,17	182,94	12,28
790	1580	135,58	187,66	12,43
800	1600	139,03	192,44	12,59
810	1620	142,53	197,28	12,75
820	1640	146,07	202,18	12,90
830	1660	149,65	207,15	13,06
840	1680	153,28	212,17	13,21
850	1700	156,95	217,25	13,37
860	1720	160,67	222,39	13,53
870	1740	164,43	227,59	13,68
880	1760	168,23	232,85	13,84
890	1780	172,07	238,18	14,00
900	1800	175,96	243,56	14,15

ANEXO 6. CÁLCULOS DE ESFUERZOS DE APOYOS.

BAJO SANTA LUCIA

poste	longitud	tension	peso poste(Kg)	peso operario (Kg)	peso conductores (Kg)	peso transformador (Kg)	Esfuerzos verticales	tipo conductor	peso Kg/m conductores	d conductor	A conductor (m2)	# conductores	V de viento m/s	d1 (m)	d2 (m)	h poste	A poste(m2)	pto aplicación del viento	Pv	carga del viento	esfuerzos debidos al viento en los conductores	T conductor	F apoyo de alineacion	F apoyo de anclajes	F apoyo fin de linea	Mv1	Mv2	Mr
SL-M387	51	baja	62	80	8,874	110	260,874	duplex #2	0,174	0,017	0,867	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	22,7496465	19.055	1524,4	2667,7	773,633	150,147667	67,11145718	217,2591241
SL-B3	199	baja	62	80	69,252	-	211,252	duplex #2	0,174	0,0144	2,8656	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	586,7917776	143.735	22997,6	40245,8	11671,282	3872,82573	1731,035744	5603,861476
SL-B393	47	baja	62	80	24,628	-	166,628	triplex #4	0,262	0,0144	0,6768	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	32,7320784	16.465	2634,4	4610,2	1336,958	216,031717	96,559631 28	312,5913487
SL-M387	35	baja	62	80	9,17	-	151,17	triplex #4	0,262	0,0144	0,504	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	9,07578	12.393	991,44	1735,02	503,1558	59,900148	26,773551	86,673699
SL-B388	304	baja	62	80	238,944	-	380,944	triplex #4	0,262	0,0144	4,3776	3	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	2054,074982	253.155	60757,2	106325,1	30834,279	13556,8949	6059,521198	19616,41608
SL-B388	73	baja	62	80	38,252	110	290,252	triplex #4	0,262	0,0144	1,0512	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	78,9629904	25.095	4015,2	7026,6	2037,714	521,155737	232,9408217	754,0965583
SL-B390	32	baja	62	80	8,384	-	150,384	triplex #4	0,262	0,0144	0,4608	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	7,5866112	10.565	845,2	1479,1	428,939	50,0716339	22,38050304	72,45213696
SL-M396	13	baja	62	80	3,406	110	255,406	triplex #4	0,262	0,0144	0,1872	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	1,2520872	3.735	298,8	522,9	151,641	8,26377552	3,69365724	11,95743276
SL-B395	357	baja	62	80	93,534	-	235,534	triplex #4	0,262	0,0144	5,1408	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	944,2441512	290.492	23239,36	40668,88	11793,9752	6232,0114	2785,520246	9017,531644
SL-M401	9	baja	62	80	4,716	-	146,716	triplex #4	0,262	0,0144	0,1296	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	1,2002256	2.042	326,72	571,76	165,8104	7,92148896	3,54066552	11,46215448
SL-B402	35	baja	62	80	18,34	-	160,34	triplex #4	0,262	0,0144	0,504	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	18,15156	9.965	1594,4	2790,2	809,158	119,800296	53,547102	173,347398
SL-B400	56	baja	62	80	14,672	-	156,672	triplex #4	0,262	0,0144	0,8064	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	23,2339968	22.585	1806,8	3161,9	916,951	153,344379	68,54029056	221,8846694
SL-B1	61	baja	62	80	15,982	110	267,982	triplex #4	0,262	0,0144	0,8784	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	27,5681448	26.455	2116,4	3703,7	1074,073	181,949756	81,32602716	263,2757828
SL-B2	75	baja	62	80	19,65	-	161,65	triplex #4	0,262	0,0144	1,08	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	41,6745	39.025	3122	5463,5	1584,415	275,0517	122,939775	397,991475
SL-M407	4	baja	62	80	2,096	110	254,096	triplex #4	0,262	0,0144	0,0576	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	0,2370816	1	0,11768	0,20594	0,0597226	1,56473856	0,69939072	2,26412928
SL-B408	64	baja	62	80	16,768	-	158,768	triplex #4	0,262	0,0144	0,9216	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	30,3464448	34.485	2758,8	4827,9	1400,091	200,286536	89,52201216	289,8085478
SL-M404	13	baja	62	80	10,218	-	152,218	triplex #4	0,262	0,0144	0,1872	3	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	3,7562616	2.945	706,8	1236,9	358,701	24,7913266	11,08097172	35,87229828
SL-B405	226	baja	62	80	118,424	110	370,424	triplex #4	0,262	0,0144	3,2544	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	756,8237376	151.935	24309,6	42541,8	12337,122	4995,03667	2232,630026	7227,666694
SL-B406	339	baja	62	80	88,818	-	230,818	triplex #4	0,262	0,0144	4,8816	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	851,4267048	334	26,70456	46,73298	13,5525642	5619,41625	2511,708779	8131,125031
SL-M412	38	baja	62	80	19,912	110	271,912	triplex #4	0,262	0,0144	0,5472	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	21,3966144	13.395	2143,2	3750,6	1087,674	141,217655	63,12001248	204,3376675
SL-B411	202	baja	62	80	52,924	-	194,924	triplex #4	0,262	0,0144	2,9088	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	302,3086752	190.012	15200,96	26601,68	7714,4872	1995,23726	891,8105918	2887,047848
SL-M414	56	baja	62	80	14,672	-	156,672	triplex #4	0,262	0,0144	0,8064	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	23,2339968	39.185	3134,8	5485,9	1590,911	153,344379	68,54029056	221,8846694

poste	longitud	tension	peso poste(Kg)	peso operario (Kg)	peso conductores (Kg)	peso transformador (Kg)	Esfuerzos verticales	tipo conductor	peso Kg/m conductores	d conductor	A conductor (m2)	# conductores	V de viento m/s	d1 (m)	d2 (m)	h poste	A poste(m2)	pto aplicación del viento	Pv	carga del viento	esfuerzos debidos al viento en los conductores	T conductor	F apoyo de alineacion	F apoyo de anclajes	F apoyo fin de linea	Mv1	Mv2	Mr
SL-M420	58	media	110	80	45,588	110	345,588	ACSR#2	0,262	0,0144	0,8352	3	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	74,7696096	41.975	10074	17629,5	6522,915	762,650018	327,5484051	1090,198423
SL-M420	66	media	110	80	17,292	-	207,292	ACSR#2	0,262	0,0144	0,9504	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	32,2727328	54.085	4326,8	7571,9	2801,603	329,181875	141,3793948	470,5612694
SL-B417	131	baja	110	80	102,966	-	292,966	ACSR#2	0,262	0,0144	1,8864	3	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	381,4272504	81.585	19580,4	34265,7	12678,309	3890,55795	1670,944762	5561,502716
SL-B417	224	baja	110	80	58,688	-	248,688	ACSR#2	0,262	0,0144	3,2256	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	371,7439488	149.339	11947,12	20907,46	7735,7602	3791,78828	1628,524453	5420,31273
SL-M425	10	media	110	80	2,62	-	192,62	ACSR#2	0,262	0,0144	0,144	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	0,74088	2.096	167,68	293,44	108,5728	7,556976	3,245624308	10,80260031
SL-M424	407	media	110	80	106,634	-	296,634	ACSR#2	0,262	0,0144	5,8608	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	1227,260311	481.755	38540,4	67445,7	24954,909	12518,0552	5376,344209	17894,39938
SL-M421	397	media	110	80	104,014	-	294,014	ACSR#2	0,262	0,0144	5,7168	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	1167,693559	458.655	36692,4	64211,7	23758,329	11910,4743	5115,396015	17025,87032
SL-B3	51	baja	110	80	13,362	-	203,362	triplex #4	0,262	0,0144	0,7344	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	19,2702888	17.455	1396,4	2443,7	904,169	196,556946	84,41868824	280,975634
SL-B393	199	baja	110	80	52,138	-	242,138	triplex #4	0,262	0,0144	2,8656	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	293,3958888	140.395	11231,6	19655,3	7272,461	2992,63807	1285,299682	4277,937748
SL-B392	47	baja	110	80	12,314	-	202,314	triplex #4	0,262	0,0144	0,6768	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	16,3660392	14.865	1189,2	2081,1	770,007	166,9336	71,69584096	238,6294408
SL-B388	35	baja	110	80	9,17	-	199,17	triplex #4	0,262	0,0144	0,504	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	9,07578	11.315	905,2	1584,1	586,117	92,572956	39,75889777	132,3318538
SL-B391	304	baja	110	80	79,648	-	269,648	triplex #4	0,262	0,0144	4,3776	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	684,6916608	248.598	19887,84	34803,72	12877,3764	6983,85494	2999,47616	9983,3311
SL-B390	73	baja	110	80	19,126	-	209,126	triplex #4	0,262	0,0144	1,0512	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	39,4814952	22.275	1782	3118,5	1153,845	402,711251	172,9593194	575,6705704
SL-B389	32	baja	110	80	8,384	-	198,384	triplex #4	0,262	0,0144	0,4608	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	7,5866112	9.491	759,28	1328,74	491,6338	77,3834342	33,23519291	110,6186272
SL-B395	13	baja	110	80	3,406	-	193,406	triplex #4	0,262	0,0144	0,1872	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	1,2520872	3.355	268,4	469,7	173,789	12,7712894	5,48510508	18,25639452
SL-B394	357	baja	110	80	93,534	-	283,534	triplex #4	0,262	0,0144	5,1408	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	944,2441512	284.895	22791,6	39885,3	14757,561	9631,29034	4136,515724	13767,80607
SL-B402	9	baja	110	80	2,358	-	192,358	triplex #4	0,262	0,0144	0,1296	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	0,6001128	1.659	132,72	232,26	85,9362	6,12115056	2,628955689	8,750106249
SL-B400	35	baja	110	80	9,17	-	199,17	triplex #4	0,262	0,0144	0,504	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	9,07578	8.365	669,2	1171,1	433,307	92,572956	39,75889777	132,3318538
SL-B1	56	baja	110	80	14,672	-	204,672	triplex #4	0,262	0,0144	0,8064	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	23,2339968	20.985	1678,8	2937,9	1087,023	236,986767	101,7827783	338,7695456
SL-B2	61	baja	110	80	15,982	-	205,982	triplex #4	0,262	0,0144	0,8784	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	27,5681448	24.855	1988,4	3479,7	1287,489	281,195077	120,7696805	401,9647574
SL-B399	75	baja	110	80	19,65	-	209,65	triplex #4	0,262	0,0144	1,08	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	41,6745	37.425	299,4	5239,5	1938,615	425,0799	182,5663673	607,6462673
SL-B408	4	baja	110	80	1,048	-	191,048	triplex #4	0,262	0,0144	0,0576	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	0,1185408	1	0,04192	0,07336	0,0271432	1,20911616	0,519299889	1,728416049
SL-B409	64	baja	110	80	16,768	-	206,768	triplex #4	0,262	0,0144	0,9216	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	30,3464448	33.225	2658	4651,5	1721,055	309,533737	132,9407716	442,4745086
SL-B405	13	baja	110	80	3,406	-	193,406	triplex #4	0,262	0,0144	0,1872	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	1,2520872	2.215	177,2	310,1	114,737	12,7712894	5,48510508	18,25639452
SL-B406	226	baja	110	80	59,212	-	249,212	triplex #4	0,262	0,0144	3,2544	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,0136454	378,4118688	147.715	11817,2	20680,1	7651,637	3859,80106	1657,735071	5517,536133

poste	longitud	tension	peso poste(Kg)	peso operario (Kg)	peso conductores (Kg)	peso transformador (Kg)	Esfuerzos verticales	tipo conductor	peso Kg/m conductores	d conductor	A conductor (m2)	# conductores	V de viento m/s	d1 (m)	d2 (m)	h poste	A poste(m2)	pto aplicación del viento	Pv	carga del viento	esfuerzos debidos al viento en los conductores	T conductor	F apoyo de alineacion	F apoyo de anclajes	F apoyo fin de linea	Mv1	Mv2	Mr
SL-B403	339	baja	110	80	88,818	-	278,818	triplex #4	0,262	0,0144	4,8816	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,01364454	851,4267048	331.555	26524,4	46417,7	17174,549	8684,55239	3729,903911	12414,4563
SL-B411	38	baja	110	80	9,956	-	199,956	triplex #4	0,262	0,0144	0,5472	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,01364454	10,6983072	12.665	1013,2	1773,1	656,047	109,122733	46,866815	155,9895484
SL-B410	202	baja	110	80	52,924	-	242,924	triplex #4	0,262	0,0144	2,9088	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,01364454	302,3086752	187.545	15003,6	26256,3	9714,831	3083,54849	1324,344543	4407,89303
SL-B413	56	baja	110	80	14,672	-	204,672	triplex #4	0,262	0,0144	0,8064	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,01364454	23,2339968	38.455	3076,4	5383,7	1991,969	236,986767	101,7827783	338,7695456
SL-B419	58	baja	110	80	15,196	-	205,196	triplex #4	0,262	0,0144	0,8352	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,01364454	24,9232032	41.245	3299,6	5774,3	2136,491	254,216673	109,1828017	363,3994744
SL-B417	66	baja	110	80	17,292	-	207,292	triplex #4	0,262	0,0144	0,9504	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,01364454	32,2727328	53.355	4268,4	7469,7	2763,789	329,181875	141,3793948	470,5612694
SL-B416	131	baja	110	80	34,322	-	224,322	triplex #4	0,262	0,0144	1,8864	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,01364454	127,1424168	79.115	6329,2	11076,1	4098,157	1296,85265	556,9815874	1853,834239
SL-B415	224	baja	110	80	58,688	-	248,688	triplex #4	0,262	0,0144	3,2256	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,01364454	371,7439488	145.128	11610,24	20317,92	7517,6304	3791,78828	1628,524453	5420,31273
SL-M424	10	media	110	80	2,62	-	192,62	ACSR#2	0,262	0,0144	0,144	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,01364454	0,74088	1.365	109,2	191,1	70,707	7,556976	3,245624308	10,80260031
SL-M421	407	media	110	80	106,634	-	296,634	ACSR#2	0,262	0,0144	5,8608	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,01364454	1227,260311	477.545	38203,6	66856,3	24736,831	12518,0552	5376,344209	17894,39938
SL-M420	397	media	110	80	104,014	-	294,014	ACSR#2	0,262	0,0144	5,7168	1	3,5	0,37	0,15	10,2	0,02652	4,380769231	0,5145	0,01364454	1167,693559	454.395	36351,6	63615,3	23537,661	11910,4743	5115,396015	17025,87032

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

EL CUCANO

poste	longitud	tension	peso poste(Kg)	peso operario (Kg)	peso conductores (Kg)	peso transformador (Kg)	Esfuerzos verticales	tipo conductor	peso Kg/m conductores	d conductor	A conductor (m2)	# conductores	V de viento m/s	d1 (m)	d2 (m)	h poste	A poste (m2)	pto aplicación del viento	Pv	carga del viento	esfuerzos debidos al viento en los conductores	T conductor	F apoyo de alineacion	F apoyo de anclajes	F apoyo fin de linea	Mv1	Mv2	Mr
EC-M337T	9	media	62	80	1,566	110	253,566	ASCR#2	0,174	0,017	0,153	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	0,7084665	2.042	163,36	285,88	82,9052	4,675879	2,089976	6,765851
EC-B336	240	baja	62	80	83,52	-	225,52	duplex#2	0,174	0,0144	3,456	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	853,49376	183	29,3584	51,3772	14,899388	5633,059	2517,807	8150,8654
EC-B338	228	baja	62	80	119,472	-	261,472	triplex #4	0,262	0,0144	3,2832	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	770,2781184	166	26,5664	46,4912	13,482448	5083,836	2272,32	7356,156
EC-M345T	8	media	62	80	2,096	110	254,096	ASCR#2	0,262	0,0144	0,1152	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	0,4741632	2	0,1368	0,2394	0,069426	3,129477	1,398781	4,5282586
EC-B344	277	baja	62	80	217,722	-	359,722	triplex #4	0,262	0,0144	3,9888	3	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	1705,409446	243	58,3032	102,0306	29,588874	11255,7	5030,958	16286,66
EC-M346T	28	media	62	80	14,672	110	266,672	ASCR#2	0,262	0,0144	0,4032	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	11,6169984	7	1,1952	2,0916	0,606564	76,67219	34,27015	110,94233
EC-B348	50	baja	62	80	13,1	-	155,1	triplex #4	0,262	0,0144	0,72	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	18,522	15	1,1896	2,0818	0,603722	122,2452	54,6399	176,8851
EC-B1	76	baja	62	80	19,912		161,912	triplex #4	0,262	0,0144	1,0944	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	42,7932288	31	2,4696	4,3218	1,253322	282,4353	126,24	408,67534
EC-M357T	5	media	62	80	1,31	110	253,31	ASCR#2	0,262	0,0144	0,072	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	0,18522	1	0,0784	0,1372	0,039788	1,222452	0,546399	1,768851
EC-B359	80	baja	62	80	41,92	-	183,92	triplex #4	0,262	0,0144	1,152	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	94,83264	25	3,9968	6,9944	2,028376	625,8954	279,7563	905,65171
EC-B358	192	baja	62	80	100,608	-	242,608	triplex #4	0,262	0,0144	2,7648	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	546,2360064	124	19,7776	34,6108	10,037132	3605,158	1611,396	5216,5539
EC-B336	9	baja	62	80	2,358	-	144,358	triplex #4	0,262	0,0144	0,1296	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	0,6001128	1.655	132,4	231,7	67,193	3,960744	1,770333	5,7310772
EC-B338	240	baja	62	80	62,88		204,88	triplex #4	0,262	0,0144	3,456	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	426,74688	179.635	14370,8	25148,9	7293,181	2816,529	1258,903	4075,4327
EC-B334	228	baja	62	80	59,736	-	201,736	triplex #4	0,262	0,0144	3,2832	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	385,1390592	162.175	12974	22704,5	6584,305	2541,918	1136,16	3678,078
EC-B344	8	baja	62	80	4,192		146,192	triplex #4	0,262	0,0144	0,1152	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	0,9483264	1.335	213,6	373,8	108,402	6,258954	2,797563	9,056571
EC-B343	277	baja	62	80	145,148		287,148	triplex #4	0,262	0,0144	3,9888	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	1136,93963	239.075	38252	66941	19412,89	7503,802	3353,972	10857,773
EC-B348	28	baja	62	80	14,672		156,672	triplex #4	0,262	0,0144	0,4032	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	11,6169984	5.445	871,2	1524,6	442,134	76,67219	34,27015	110,94233
EC-B1	50	baja	62	80	26,2		168,2	triplex #4	0,262	0,0144	0,72	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	37,044	12.585	2013,6	3523,8	1021,902	244,4904	109,2798	353,7702
EC-B349	76	baja	62	80	39,824		181,824	triplex #4	0,262	0,0144	1,0944	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	85,5864576	28.575	4572	8001	2320,29	564,8706	252,48	817,35067
EC-B359	5	baja	62	80	2,62		144,62	triplex #4	0,262	0,0144	0,072	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	0,37044	1	0,124	0,217	0,06293	2,444904	1,092798	3,537702
EC-B358	80	baja	62	80	41,92		183,92	triplex #4	0,262	0,0144	1,152	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	94,83264	21.301	3408,16	5964,28	1729,6412	625,8954	279,7563	905,65171
EC-B354	192	baja	62	80	100,608		242,608	triplex #4	0,262	0,0144	2,7648	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	546,2360064	119.925	19188	33579	9737,91	3605,158	1611,396	5216,5539

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

EL VOLCAN

poste	longitud	tension	peso poste(Kg)	peso operario (Kg)	peso conductores (Kg)	peso transformador (Kg)	Esfuerzos verticales	tipo conductor	peso Kg/m conductores	d conductor	A conductor (m2)	# conductores	V de viento m/s	d1 (m)	d2 (m)	h poste	A poste (m2)	pto aplicación del viento	Pv	carga del viento	esfuerzos debidos al viento en los conductores	T conductor	F apoyo de alineacion	F apoyo de anclajes	F apoyo fin de linea	Mv1	Mv2	Mr
EV-M249	10	baja	62	80	1,74	110	253,74	ASCR#2	0,174	0,017	0,17	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	0,87465	2.407	192,56	336,98	97,7242	5,77269	2,580218	8,352908
EV-B430	142	baja	62	80	49,416	-	191,416	duplex#2	0,174	0,0144	2,0448	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	298,7820864	86	13,7344	24,0352	6,970208	1971,962	881,4072	2853,369
EV-B427	58	baja	62	80	15,196	-	157,196	triplex #4	0,262	0,0144	0,8352	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	24,9232032	93	7,476	13,083	3,79407	164,4931	73,52345	238,0166
EV-B430	77	baja	62	80	20,174	-	162,174	triplex #4	0,262	0,0144	1,1088	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	43,9267752	38	3,04256	5,32448	1,540992	289,9167	129,584	419,5007
EV-B430	10	baja	62	80	2,62	-	144,62	triplex #4	0,262	0,0144	0,144	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	0,74088	2.025	162	283,5	82,215	4,889808	2,185596	7,075404
EV-B427	142	baja	62	80	37,204	-	179,204	triplex #4	0,262	0,0144	2,0448	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	149,3910432	83.025	6642	11623,5	3370,815	985,9809	440,7036	1426,684
EV-B426	58	baja	62	80	15,196	-	157,196	triplex #4	0,262	0,0144	0,8352	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	24,9232032	93.245	7459,6	13054,3	3785,747	164,4931	73,52345	238,0166
EV-B428	77	baja	62	80	20,174	-	162,174	triplex #4	0,262	0,0144	1,1088	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	43,9267752	36.255	2900,4	5075,7	1471,953	289,9167	129,584	419,5007

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

LA PALMITA

poste	longitud	tension	peso poste(Kg)	peso operario (Kg)	peso conductores (Kg)	peso transformador (Kg)	Esfuerzos verticales	tipo conductor	Peso Kg/m conductores	d conductor	A conductor (m2)	# conductores	V de viento m/s	d1 (m)	d2 (m)	h poste	A poste (m2)	pto aplicación del viento	Pv	carga del viento	esfuerzos debidos al viento en los conductores	T conductor	F apoyo de alineacion	F apoyo de anclajes	F apoyo fin de linea	Mv1	Mv2	Mr
SL-M386	7	media	110	80	1,218	110	301,218	duplex#2	0,174	0,017	0,119	1	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	0,4285785	1.645	131,6	230,3	66,787	2,8286181	1,264307	4,0929247
LP-B385	9	baja	62	80	3,132	-	145,132	duplex#2	0,174	0,0144	0,1296	2	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	1,2002256	2.535	405,6	709,8	205,842	7,921489	3,540666	11,462154
LP-B384	32	baja	62	80	16,768	-	158,768	triplex #4	0,262	0,0144	0,4608	2	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	15,1732224	11.725	1876	3283	952,07	100,14327	44,76101	144,90427
LP-B383	30	baja	62	80	7,86		149,86	triplex #4	0,262	0,0144	0,432	1	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	6,66792	10.445	835,6	1462,3	424,067	44,008272	19,67036	63,678636
LP-B382	28	baja	62	80	22,008	-	164,008	triplex #4	0,262	0,0144	0,4032	3	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	17,4254976	11.875	2850	4987,5	1446,375	115,00828	51,40522	166,4135
LP-B381	12	baja	62	80	6,288		148,288	triplex #4	0,262	0,0144	0,1728	2	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	2,1337344	16.495	2639,2	4618,6	1339,394	14,082647	6,294516	20,377164
LP-B380	47	baja	62	80	12,314	-	154,314	triplex #4	0,262	0,0144	0,6768	1	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	16,3660392	14.002	1120,16	1960,28	568,4812	108,01586	48,27982	156,29567
LP-B381	47	baja	62	80	12,314		154,314	triplex #4	0,262	0,0144	0,6768	1	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	16,3660392	36	2,8568	4,9994	1,449826	108,01586	48,27982	156,29567
LP-B1	89	baja	62	80	23,318		165,318	triplex #4	0,262	0,0144	1,2816	1	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	58,6851048	151	12,0872	21,1526	6,134254	387,32169	173,1211	560,44275
LP-B2	190	baja	62	80	99,56	-	241,56	triplex #4	0,262	0,0144	2,736	2	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	534,91536	12.395	1983,2	3470,6	1006,474	3530,4414	1578	5108,4417
LP-B377	35	baja	62	80	18,34	-	160,34	triplex #4	0,262	0,0144	0,504	2	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	18,15156	10.565	1690,4	2958,2	857,878	119,8003	53,5471	173,3474
LP-B376	32	baja	62	80	8,384	-	150,384	triplex #4	0,262	0,0144	0,4608	1	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	7,5866112	2.407	192,56	336,98	97,7242	50,071634	22,3805	72,452137
LP-B375	10	baja	62	80	2,62		144,62	triplex #4	0,262	0,0144	0,144	1	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	0,74088	13.102	1048,16	1834,28	531,9412	4,889808	2,185596	7,075404
LP-B385	7	baja	62	80	1,834	-	143,834	triplex #4	0,262	0,0144	0,1008	1	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	0,3630312	1.445	115,6	202,3	58,667	2,396005 9	1,070942	3,466948
LP-B384	9	baja	62	80	4,716		146,716	triplex #4	0,262	0,0144	0,1296	2	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	1,2002256	2.325	372	651	188,79	7,921489	3,540666	11,462154
LP-B383	32	baja	62	80	16,768		158,768	triplex #4	0,262	0,0144	0,4608	2	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	15,1732224	10.825	1732	3031	878,99	100,14327	44,76101	144,90427
LP-B382	30	baja	62	80	15,72		157,72	triplex #4	0,262	0,0144	0,432	2	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	13,33584	9.535	1525,6	2669,8	774,242	88,016544	39,34073	127,35727
LP-B381	28	baja	62	80	14,672		156,672	triplex #4	0,262	0,0144	0,4032	2	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	11,6169984	11.147	1783,52	3121,16	905,1364	76,672189	34,27015	110,94233
LP-B380	12	baja	62	80	6,288		148,288	triplex #4	0,262	0,0144	0,1728	2	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	2,1337344	3.255	520,8	911,4	264,306	14,082647	6,294516	20,377164
LP-B378	47	baja	62	80	24,628		166,628	triplex #4	0,262	0,0144	0,6768	2	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	32,7320784	11.875	1900	3325	964,25	216,03172	96,55963	312,59135
LP-B1	47	baja	62	80	24,628		166,628	triplex #4	0,262	0,0144	0,6768	2	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	32,7320784	32.895	5263,2	9210,6	2671,074	216,03172	96,55963	312,59135
LP-B2	89	baja	62	80	46,636		188,636	triplex #4	0,262	0,0144	1,2816	2	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	117,3702096	148.275	23724	41517	12039,93	774,64338	346,2421	1120,8855
LP-B377	190	baja	62	80	99,56		241,56	triplex #4	0,262	0,0144	2,736	2	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	534,91536	11.315	1810,4	3168,2	918,778	3530,4414	1578	5108,4417

poste	longitud	tension	peso poste(Kg)	peso operario (Kg)	peso conductores (Kg)	peso transformador (Kg)	Esfuerzos verticales	tipo conductor	Peso Kg/m conductores	d conductor	A conductor (m2)	# conductores	V de viento m/s	d1 (m)	d2 (m)	h poste	A poste (m2)	pto aplicación del viento	Pv	carga del viento	esfuerzos debidos al viento en los conductores	T conductor	F apoyo de alineacion	F apoyo de anclajes	F apoyo fin de linea	Mv1	Mv2	Mr
LP-B376	35	baja	62	80	18,34		160,34	triplex #4	0,262	0,0144	0,504	2	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	18,15156	9.491	1518,56	2657,48	770,6692	119,8003	53,5471	173,3474
LP-B375	32	baja	62	80	16,768		158,768	triplex #4	0,262	0,0144	0,4608	2	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	15,1732224	2.025	324	567	164,43	100,14327	44,76101	144,90427
LP-B374	10	baja	62	80	5,24		147,24	triplex #4	0,262	0,0144	0,144	2	3,5	0,29	0,2	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	1,48176	12.195	1951,2	3414,6	990,234	9,779616	4,371192	14,150808

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

LLANO GRANDE

poste	longitud	tension	peso poste(Kg)	peso operario (Kg)	peso conductores (Kg)	peso transformador (Kg)	Esfuerzos verticales	tipo conductor	peso Kg/m conductores	d conductor	A conductor (m2)	# conductores	V de viento m/s	d1 (m)	d2 (m)	h poste	A poste (m2)	pto aplicación del viento	Pv	carga del viento	esfuerzos debidos al viento en los conductores	T conductor	F apoyo de alineacion	F apoyo de anclajes	F apoyo fin de linea	Mv1	Mv2	Mr
LG-M331T	40	media	110	80	6,96	110	306,96	ASCR#2	0,174	0,017	0,68	1	3,5	0,37	0,15	6,6	0,01716	2,834615385	0,5145	0,008829	13,9944	15.795	1263,6	2211,3	818,181	92,36304	39,668742	132,031782
LG-B330	50	baja	62	80	17,4	-	159,4	duplex #2	0,174	0,0144	0,72	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,007471	37,044	23.955	3832,8	6707,4	1945,146	244,4904	109,2798	353,7702
LG-B3	56	baja	62	80	19,488	-	161,488	duplex #2	0,174	0,0144	0,8064	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,007471	46,4679936	33.685	5389,6	9431,8	2735,222	306,68876	137,08058	443,769339
LG-M327T	9	media	110	80	1,233	110	301,233	ASCR#2	0,137	0,0144	0,1296	1	3,5	0,37	0,15	6,6	0,01716	2,834615385	0,5145	0,008829	0,6001128	2.535	202,8	354,9	131,313	3,960745	1,701089	5,661833 46
LG-M328	199	media	110	80	81,789		271,789	ASCR#2	0,137	0,0144	2,8656	3	3,5	0,37	0,15	6,6	0,01716	2,834615385	0,5145	0,008829	880,1876664	132.475	31794	55639,5	20586,615	5809,2386	2494,9935	8304,2321
LG-M1	348	media	110	80	95,352		285,352	ASCR#2	0,137	0,0144	5,0112	2	3,5	0,37	0,15	6,6	0,01716	2,834615385	0,5145	0,008829	1794,47063	283.955	45432,8	79507,4	29417,738	11843,506	5086,6341	16930,1402
LG-M2T	36	media	110	80	9,432	110	309,432	ASCR#2	0,262	0,0144	0,5184	1	3,5	0,37	0,15	6,6	0,01716	2,834615385	0,5145	0,008829	9,6018048	9.535	762,8	1334,9	493,913	63,371912	27,217424	90,5893353
LG-B315	87	baja	62	80	15,138		157,138	duplex #2	0,174	0,0144	1,2528	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,007471	56,0772072	28.775	2302	4028,5	1168,265	370,10957	165,42776	535,537329
LG-B317	61	baja	62	80	10,614		152,614	duplex #2	0,174	0,0144	0,8784	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,007471	27,5681448	19.175	1534	2684,5	778,505	181,94976	81,326027	263,275783
LG-M319T	12	media	110	80	6,288	110	306,288	ASCR#2	0,262	0,0144	0,1728	2	3,5	0,37	0,15	6,6	0,01716	2,834615385	0,5145	0,008829	2,1337344	2.565	410,4	718,2	265,734	14,082647	6,048316 4	20,1309634
LG-B2	263	baja	62	80	137,812	-	279,812	triplex #4	0,262	0,0144	3,7872	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,007471	1024,918574	149.285	23885,6	41799,8	12121,942	6764,4626	3023,5098	9787,972 39
LG-M314	8	media	110	80	2,096	110	302,096	ASCR#2	0,262	0,0144	0,1152	1	3,5	0,37	0,15	6,6	0,01716	2,834615385	0,5145	0,008829	0,4741632	1.715	137,2	240,1	88,837	3,129471	1,344070 3	4,473547 42
LG-B313	123	baja	62	80	32,226		174,226	triplex #4	0,262	0,0144	1,7712	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,007471	112,0877352	81.435	6514,8	11400,9	3306,261	739,77905	330,65882	1070,437 87
LG-B312	122	baja	62	80	31,964	-	173,964	triplex #4	0,262	0,0144	1,7568	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,007471	110,2725792	80.155	6412,4	11221,7	3254,293	727,79902	325,30411	1053,103 13
LG-B311	200	baja	62	80	52,4	-	194,4	triplex #4	0,262	0,0144	2,88	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,007471	296,352	128.795	10303,6	18031,3	5229,077	1955,9232	874,2384	2830,1616
LG-B310	66	baja	62	80	17,292	-	159,292	triplex #4	0,262	0,0144	0,9504	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,007471	32,2727328	25.215	2017,2	3530,1	1023,729	213,00004	95,204562	308,204598
LG-B1	62	baja	62	80	16,244	-	158,244	triplex #4	0,262	0,0144	0,8928	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,007471	28,4794272	19.013	1521,04	2661,82	771,9278	187,96422	84,01431	271,97853
LG-B2	68	baja	62	80	17,816	-	159,816	triplex #4	0,262	0,0144	0,9792	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,007471	34,2582912	22.209	1776,72	3109,26	901,6854	226,10472	101,06196	327,166681
LG-B330	40	baja	62	80	10,48	-	152,48	triplex #4	0,262	0,0144	0,576	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,007471	11,85408	14.715	1177,2	2060,1	597,429	78,236928	34,969536	113,206464
LG-B3	50	baja	62	80	13,1	-	155,1	triplex #4	0,262	0,0144	0,72	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,007471	18,522	22.885	1830,8	3203,9	929,131	122,2452	54,6399	176,8851
LG-B329	56	baja	62	80	14,672	-	156,672	triplex #4	0,262	0,0144	0,8064	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,007471	23,2339968	32.785	2622,8	4589,9	1331,071	153,34438	68,540291	221,884669
LG-M328	9	baja	62	80	2,358	-	144,358	ASCR#2	0,262	0,0144	0,1296	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,007471	0,6001128	2.325	186	325,5	94,395	3,960745	1,770332 8	5,731077 24
LG-M1	199	baja	62	80	52,138	-	194,138	ASCR#2	0,262	0,0144	2,8656	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,007471	293,3958888	128.782	10302,56	18029,48	5228,5492	1936,4129	865,51787	2801,93074

poste	longitud	tension	peso poste(Kg)	peso operario (Kg)	peso conductores (Kg)	peso transformador (Kg)	Esfuerzos verticales	tipo conductor	peso Kg/m conductores	d conductor	A conductor (m2)	# conductores	V de viento m/s	d1 (m)	d2 (m)	h poste	A poste (m2)	pto aplicación del viento	Pv	carga del viento	esfuerzos debidos al viento en los conductores	T conductor	F apoyo de alineacion	F apoyo de anclajes	F apoyo fin de linea	Mv1	Mv2	Mr
LG-M2	348	baja	62	80	91,176	-	233,176	ASCR#2	0,262	0,0144	5,0112	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00771	897,2353152	278.525	22282	38993,5	11308,115	5921,7531	2646,8442	8568,59726
LG-B315	36	baja	62	80	9,432	-	151,432	triplex #4	0,262	0,0144	0,5184	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00771	9,6018048	7.585	606,8	1061,9	307,951	63,371912	28,325324	91,6972358
LG-B317	87	baja	62	80	22,794	-	164,794	triplex #4	0,262	0,0144	1,2528	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00771	56,0772072	25.085	2006,8	3511,9	1018,451	370,10957	165,42776	535,537329
LG-B316	61	baja	62	80	15,982	-	157,982	triplex #4	0,262	0,0144	0,8784	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00771	27,5681448	16.525	1322	2313,5	670,915	181,94976	81,326027	263,275783
LG-B2	12	baja	62	80	3,144	-	145,144	triplex #4	0,262	0,0144	0,1728	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00771	1,0668672	1.665	133,2	233,1	67,599	7,0413235	3,1472582	10,1885818
LG-B318	263	baja	62	80	68,906	-	210,906	triplex #4	0,262	0,0144	3,7872	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00771	512,4592872	143.155	11452,4	20041,7	5812,093	3382,2313	1511,7549	4893,98619
LG-B313	8	baja	62	80	2,096	-	144,096	triplex #4	0,262	0,0144	0,1152	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00771	0,4741632	1.335	106,8	186,9	54,201	3,1294771	1,3987814	4,52825856
LG-B312	123	baja	62	80	32,226	-	174,226	triplex #4	0,262	0,0144	1,7712	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00771	112,0877352	79.308	6344,64	11103,12	3219,9048	739,77905	330,65882	1070,43787
LG-B311	122	baja	62	80	31,964	-	173,964	triplex #4	0,262	0,0144	1,7568	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00771	110,2725792	78.035	6242,8	10924,9	3168,221	727,79902	325,30411	1053,10313
LG-B310	200	baja	62	80	52,4	-	194,4	triplex #4	0,262	0,0144	2,88	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00771	296,352	124.935	9994,8	17490,9	5072,361	1955,9232	874,2384	2830,1616
LG-B1	66	baja	62	80	17,292	-	159,292	triplex #4	0,262	0,0144	0,9504	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00771	32,2727328	23.089	1847,12	3232,46	937,4134	213,00004	95,204562	308,204598
LG-B2	62	baja	62	80	16,244	-	158,244	triplex #4	0,262	0,0144	0,8928	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00771	28,4794272	16.195	1295,6	2267,3	657,517	187,96422	84,01431	271,97853
LG-B309	68	baja	62	80	17,816	-	159,816	triplex #4	0,262	0,0144	0,9792	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00771	34,2582912	19.395	1551,6	2715,3	787,437	226,10472	101,06196	327,166681

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

SAN JOSE DE TULANTA

poste	longitud	tensión	peso poste (Kg)	peso operario (Kg)	peso conductores (Kg)	peso transformador (Kg)	Esfuerzos verticales	tipo conductor	peso Kg/m conductores	d conductor	A conductor (m2)	# conductores	V de viento m/s	d1 (m)	d2 (m)	h poste	A poste (m2)	pto aplicación del viento	Pv	carga del viento	esfuerzos debidos al viento en los conductores	T conductor	F apoyo de alineacion	F apoyo de anclajes	F apoyo fin de linea	Mv1	Mv2	Mr
ST-M372	5	media	110	80	0,87	110	300,87	ASCR#2	0,174	0,017	0,085	1	3,5	0,37	0,15	6,6	0,01716	2,834615385	0,5145	0,00882882	0,2186625	1	0,0784	0,1372	0,050764	1,4431725	0,619824	2,0629966
ST-B373	119	baja	62	80	41,412	-	183,412	duplex#2	0,174	0,0144	1,7136	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	209,8320336	81.695	13071,2	22874,6	6633,634	1384,8914	619,0045	2003,8959
ST-B371	67	baja	62	80	35,108	-	177,108	triplex #4	0,262	0,0144	0,9648	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	66,5162064	27.455	4392,8	7687,4	2229,346	439,00696	196,2228	635,22977
ST-B373	314	baja	62	80	82,268		224,268	triplex #4	0,262	0,0144	4,5216	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	730,4780448	232.355	18588,4	32529,7	9433,613	4821,1551	2154,91	6976,0653
ST-M360	10	media	110	80	7,86	110	307,86	ASCR#2	0,262	0,0144	0,144	3	3,5	0,37	0,15	6,6	0,01716	2,834615385	0,5145	0,00882882	2,22264	3.065	735,6	1287,3	476,301	14,669424	6,30033	20,969754
ST-B369	56	baja	62	80	29,344		171,344	triplex #4	0,262	0,0144	0,8064	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	46,4679936	19.865	3178,4	5562,2	1613,038	306,68876	137,0806	443,76934
ST-B362	92	baja	62	80	24,104	-	166,104	triplex #4	0,262	0,0144	1,3248	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	62,7080832	57.775	4622	8088,5	2345,665	413,87335	184,9888	598,86219
ST-B363	162	baja	62	80	42,444		184,444	triplex #4	0,262	0,0144	2,3328	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	194,4365472	96.565	7725,2	13519,1	3920,539	1283,2812	573,5878	1856,869
ST-B365	50	baja	62	80	13,1		155,1	triplex #4	0,262	0,0144	0,72	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	18,522	18.385	1470,8	2573,9	746,431	122,2452	54,6399	176,8851
ST-M367	45	media	110	80	23,58	110	323,58	ASCR#2	0,262	0,0144	0,648	2	3,5	0,37	0,15	6,6	0,01716	2,834615385	0,5145	0,00882882	30,00564	19.655	3144,8	5503,4	2036,258	198,03722	85,05445	283,09167
ST-B373	5	baja	62	80	2,62	-	144,62	triplex #4	0,262	0,0144	0,072	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	0,37044	1	0,124	0,217	0,06293	2,444904	1,092798	3,537702
ST-B71	119	baja	62	80	31,178	-	173,178	triplex #4	0,262	0,0144	1,7136	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	104,9160168	79.745	6379,6	11164,3	3237,647	692,44571	309,5022	1001,948
ST-B370	67	baja	62	80	17,554		159,554	triplex #4	0,262	0,0144	0,9648	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	33,2581032	25.507	2040,56	3570,98	1035,5842	219,50348	98,1114	317,61489
ST-B368	314	baja	62	80	82,268	-	224,268	triplex #4	0,262	0,0144	4,5216	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	730,4780448	226.925	18154	31769,5	9213,155	4821,1551	2154,91	6976,0653
ST-B369	10	baja	62	80	2,62	-	144,62	triplex #4	0,262	0,0144	0,144	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	0,74088	2,855	228,4	399,7	115,913	4,889808	2,185596	7,075404
ST-B362	56	baja	62	80	14,672	-	156,672	triplex #4	0,262	0,0144	0,8064	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	23,2339968	17.915	1433,2	2508,1	727,349	153,34438	68,54029	221,88467
ST-B363	92	baja	62	80	24,104	-	166,104	triplex #4	0,262	0,0144	1,3248	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	62,7080832	56.175	4494	7864,5	2280,705	413,87335	184,9888	598,86219
ST-B365	162	baja	62	80	42,444	-	184,444	triplex #4	0,262	0,0144	2,3328	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	194,4365472	93.225	7458	13051,5	3784,935	1283,2812	573,5878	1856,869
ST-B364	50	baja	62	80	13,1	-	155,1	triplex #4	0,262	0,0144	0,72	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	18,522	16.785	1342,8	2349,9	681,471	122,2452	54,6399	176,8851
ST-B366	45	baja	62	80	11,79	-	153,79	triplex #4	0,262	0,0144	0,648	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,00747054	15,00282	18.575	1486	2600,5	754,145	99,018612	44,25832	143,27693

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

SAN RAFAEL

poste	longitud	tension	peso poste(Kg)	peso operario (Kg)	peso conductores (Kg)	peso transformador (Kg)	Esfuerzos verticales	tipo conductor	peso Kg/m conductores	d conductor	A conductor (m2)	# conductores	V de viento m/s	d1 (m)	d2 (m)	h poste	A poste (m2)	pto aplicación del viento	Pv	carga del viento	esfuerzos debidos al viento en los conductores	T conductor	F apoyo de alineacion	F apoyo de anclajes	F apoyo fin de linea	Mv1	Mv2	Mr
SR-M301	53	media	110	80	9,222	110	309,222	ASCR#2	0,174	0,017	0,901	1	3,5	0,37	0,15	6,6	0,0172	2,8346153 85	0,5145	0,0088288	24,5689185	18.031	1442,48	2524,34	934,0058	162,15486	69,643434	231,7983
SR-B2	92	baja	62	80	32,016	-	174,016	duplex#2	0,174	0,0144	1,3248	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	125,4161664	43.997	7039,52	12319,16	3572,5564	827,7467	369,97769	1197,724
SR-B3	116	baja	62	80	40,368	-	182,368	duplex#2	0,174	0,0144	1,6704	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	199,3856256	53.479	8556,64	14974,12	4342,4948	1315,9451	588,1876	1904,133
SR-B302	21	baja	62	80	3,654		145,654	duplex#2	0,174	0,0144	0,3024	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	3,2672808	6.270	501,6	877,8	254,562	21,564053	9,6384784	31,20253
SR-B303	51	baja	62	80	26,622		168,622	duplex#2	0,174	0,0144	0,7344	3	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	57,8108664	17.850	4284	7497	2174,13	381,55172	170,54206	552,0938
SR-B306	67	baja	62	80	23,316		165,316	duplex#2	0,174	0,0144	0,9648	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	66,5162064	29.300	4688	8204	2379,16	439,00696	196,22281	635,2298
SR-B304	51	baja	62	80	8,874		150,874	duplex#2	0,174	0,0144	0,7344	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	19,2702888	22.437	1794,96	3141,18	910,9422	127,18391	56,847352	184,0313
SR-B302	47	baja	62	80	12,314		154,314	triplex#4	0,262	0,0144	0,6768	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	16,3660392	24.050	1924	3367	976,43	108,01586	48,279816	156,2957
SR-M287	84	media	110	80	22,008	110	322,008	ASCR#2	0,262	0,0144	1,2096	1	3,5	0,37	0,15	6,6	0,0172	2,8346153 85	0,5145	0,0088288	52,2764928	44.729	3578,32	6262,06	2316,9622	345,02485	148,18375	493,2086
SR-B293	6	baja	62	80	3,144		145,144	triplex#4	0,262	0,0144	0,0864	2	3,5	0,37	0,15	6,6	0,0172	2,8346153 85	0,5145	0,0088288	0,5334336	1.285	205,6	359,8	133,126	3,5206618	1,5120791	5,032741
SR-B294	56	baja	62	80	29,344	-	171,344	triplex#4	0,262	0,0144	0,8064	2	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	46,4679936	26.747	4279,52	7489,16	2171,8564	306,68876	137,08058	443,7693
SR-B295	37	baja	62	80	9,694		151,694	triplex#4	0,262	0,0144	0,5328	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	10,1426472	13.699	1095,92	1917,86	556,1794	66,941472	29,920809	96,86228
SR-B296	40	baja	62	80	10,48		152,48	triplex#4	0,262	0,0144	0,576	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	11,85408	15.795	1263,6	2211,3	641,277	78,236928	34,969536	113,2065
SR-B297	39	baja	62	80	10,218		152,218	triplex#4	0,262	0,0144	0,5616	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	11,2687848	16.897	1351,76	2365,58	686,0182	74,37398	33,242915	107,6169
SR-B298	45	baja	62	80	11,79		153,79	triplex#4	0,262	0,0144	0,648	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	15,00282	19.650	1572	2751	797,79	99,018612	44,258319	143,2769
SR-M286	118	media	110	80	30,916	110	330,916	ASCR#2	0,262	0,0144	1,6992	1	3,5	0,37	0,15	6,6	0,0172	2,8346153 85	0,5145	0,0088288	103,1601312	60.295	4823,6	8441,3	3123,281	680,85687	292,41929	973,2762
SR-B283	40	baja	62	80	10,48		152,48	triplex#4	0,262	0,0144	0,576	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	11,85408	15.795	1263,6	2211,3	641,277	78,236928	34,969536	113,2065
SR-B2	53	baja	62	80	13,886		155,886	triplex#4	0,262	0,0144	0,7632	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	20,8113192	16.083	1286,64	2251,62	652,9698	137,35471	61,393392	198,7481
SR-B3	92	baja	62	80	24,104		166,104	triplex#4	0,262	0,0144	1,3248	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	62,7080832	41.700	3336	5838	1693,02	413,87335	184,98885	598,8622
SR-B302	116	baja	62	80	30,392		172,392	triplex#4	0,262	0,0144	1,6704	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	99,6928128	50.312	4024,96	7043,68	2042,6672	657,97256	294,0938	952,0664
SR-B303	21	baja	62	80	5,502		147,502	triplex#4	0,262	0,0144	0,3024	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	3,2672808	5.539	443,12	775,46	224,8834	21,564053	9,6384784	31,20253
SR-B306	51	baja	62	80	13,362		155,362	triplex#4	0,262	0,0144	0,7344	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	19,2702888	16.075	1286	2250,5	652,645	127,18391	56,847352	184,0313
SR-B304	67	baja	62	80	17,554		159,554	triplex#4	0,262	0,0144	0,9648	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	33,2581032	27.525	2202	3853,5	1117,515	219,50348	98,111404	317,6149

poste	longitud	tension	peso poste(Kg)	peso operario (Kg)	peso conductores (Kg)	peso transformador (Kg)	Esfuerzos verticales	tipo conductor	peso Kg/m conductores	d conductor	A conductor (m2)	# conductores	V de viento m/s	d1 (m)	d2 (m)	h poste	A poste (m2)	pto aplicación del viento	Pv	carga del viento	esfuerzos debidos al viento en los conductores	T conductor	F apoyo de alineacion	F apoyo de anclajes	F apoyo fin de linea	Mv1	Mv2	Mr
SR-B305	51	baja	62	80	13,362		155,362	triplex #4	0,262	0,0144	0,7344	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	19,2702888	21.184	1694,72	2965,76	860,0704	127,18391	56,847352	184,0313
SR-B300	47	baja	62	80	12,314		154,314	triplex #4	0,262	0,0144	0,6768	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	16,3660392	23.145	1851,6	3240,3	939,687	108,01586	48,279816	156,2957
SR-B293	84	baja	62	80	22,008		164,008	triplex #4	0,262	0,0144	1,2096	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	52,2764928	42.780	3422,4	5989,2	1736,868	345,02485	154,21565	499,2405
SR-B294	6	baja	62	80	1,572		143,572	triplex #4	0,262	0,0144	0,0864	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	0,2667168	1,08	0,0864	0,1512	0,043848	1,7603309	0,7868146	2,547145
SR-B295	56	baja	62	80	14,672		156,672	triplex #4	0,262	0,0144	0,8064	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	23,2339968	25.494	2039,52	3569,16	1035,0564	153,34438	68,540291	221,8847
SR-B296	37	baja	62	80	9,694		151,694	triplex #4	0,262	0,0144	0,5328	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	10,1426472	12.621	1009,68	1766,94	512,4126	66,941472	29,920809	96,86228
SR-B297	40	baja	62	80	10,48		152,48	triplex #4	0,262	0,0144	0,576	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	11,85408	14.716	1177,28	2060,24	597,4696	78,236928	34,969536	113,2065
SR-B298	39	baja	62	80	10,218		152,218	triplex #4	0,262	0,0144	0,5616	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	11,2687848	15.992	1279,36	2238,88	649,2752	74,37398	33,242915	107,6169
SR-B299	45	baja	62	80	11,79		153,79	triplex #4	0,262	0,0144	0,648	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	15,00282	18.571	1485,68	2599,94	753,9826	99,018612	44,258319	143,2769
SR-B283	118	baja	62	80	30,916		172,916	triplex #4	0,262	0,0144	1,6992	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	103,1601312	57.476	4598,08	8046,64	2333,5256	680,85687	304,32239	985,1793
SR-B284	40	baja	62	80	10,48		152,48	triplex #4	0,262	0,0144	0,576	1	3,5	0,29	0,15	6,6	0,0145	2,95	0,5145	0,0074705	11,85408	14.716	1177,28	2060,24	597,4696	78,236928	34,969536	113,2065

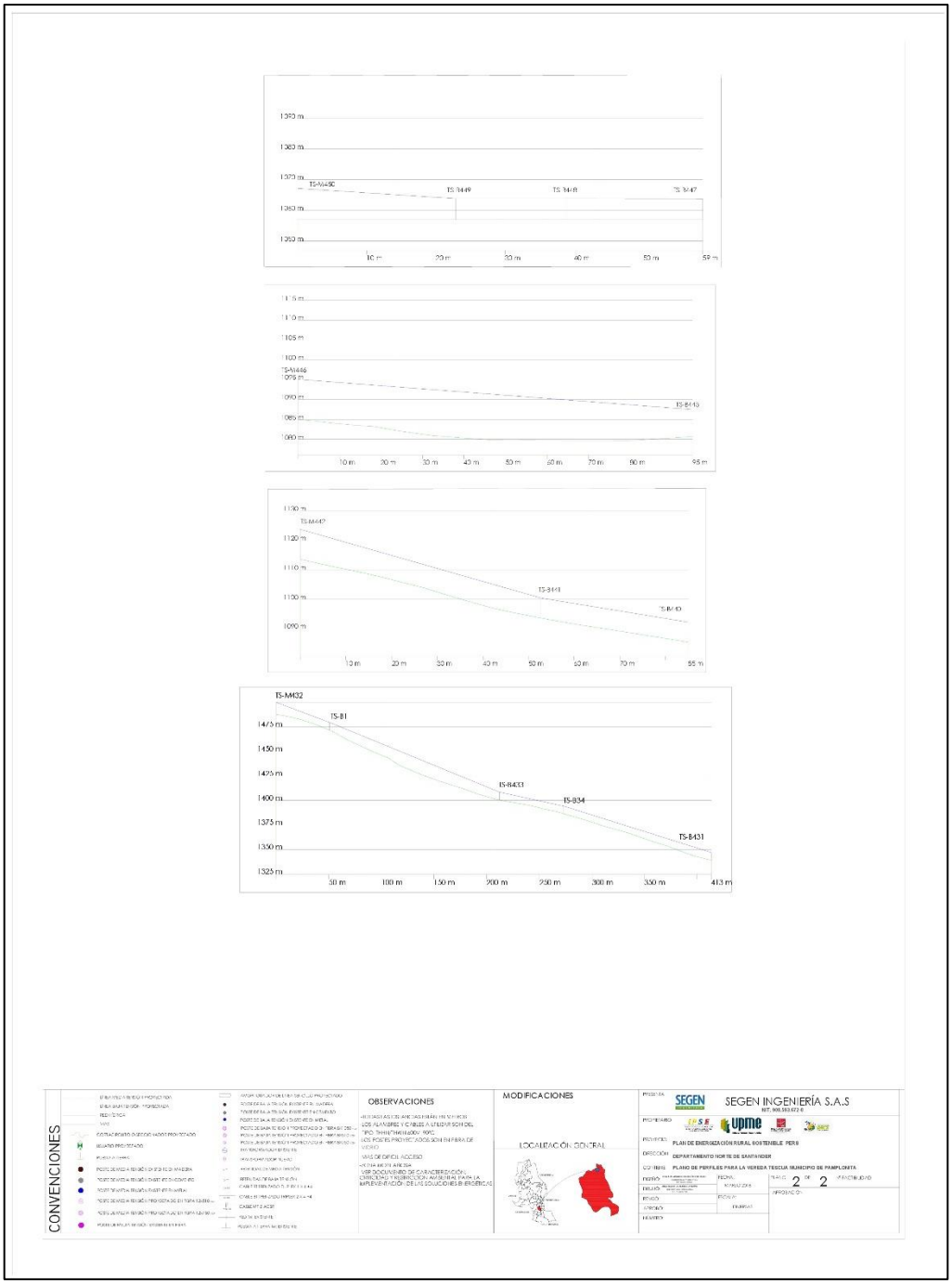
Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

TESCUA

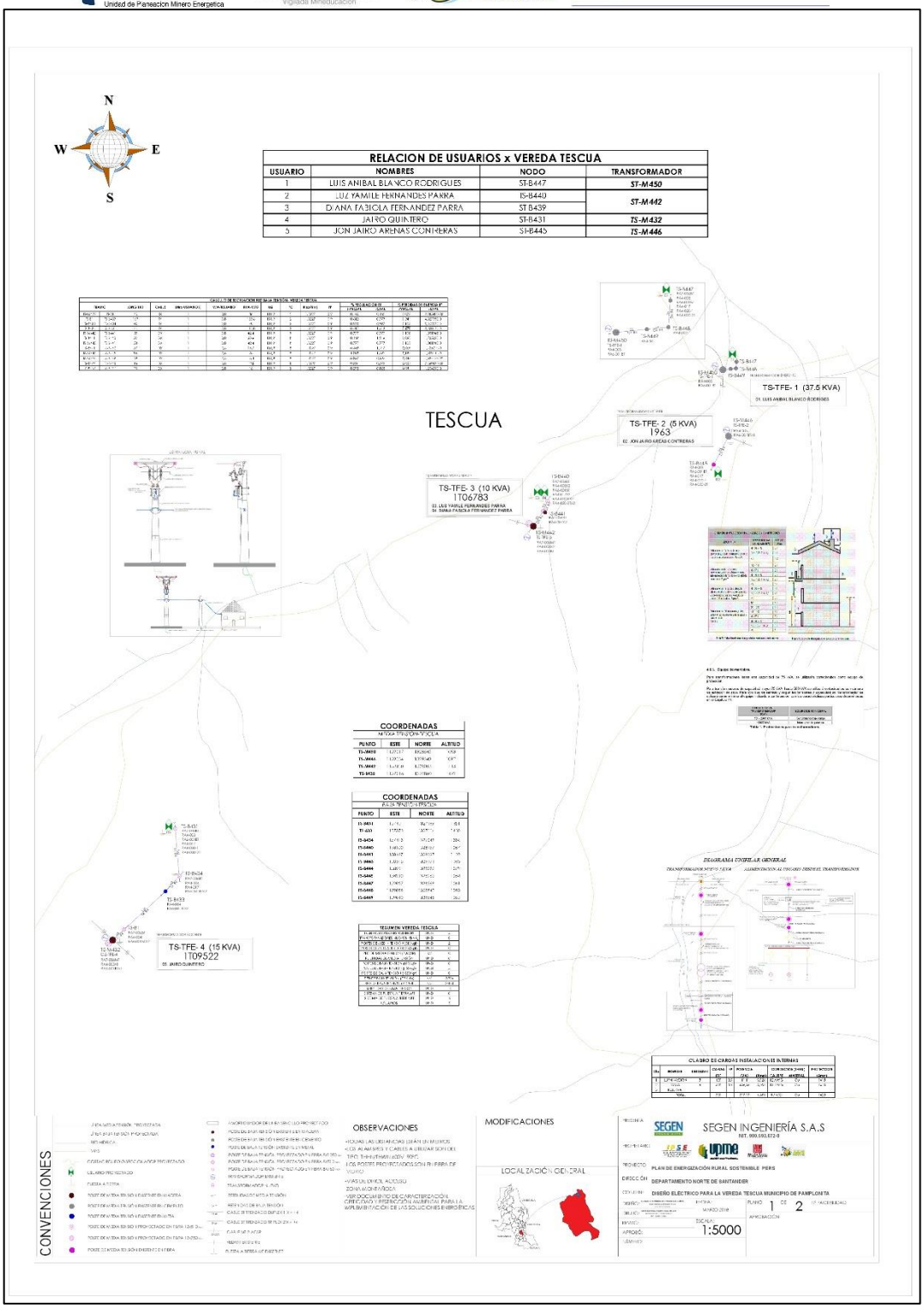
poste	longitud	tension	peso poste(Kg)	peso operario (Kg)	peso conductores (Kg)	peso transformador (Kg)	Esfuerzos verticales	tipo conductor	peso Kg/m conductores	d conductor	A conductor (m2)	# conductores	V de viento m/s	d1 (m)	d2 (m)	h poste	A poste (m2)	pto aplicación del viento	Pv	carga del viento	esfuerzos debidos al viento en los conductores	T conductor	F apoyo de alineacion	F apoyo de anclajes	F apoyo fin de linea	Mv1	Mv2	Mr
TS-M450T	23	media	110	80	4,002	110	304,002	ASCR#2	0,174	0,017	0,391	1	3,5	0,37	0,2	6,6	0,01716	2,8346153 85	0,5145	0,0088288	4,6268985	6	0,4856	0,8498	0,314426	30,5375301	13,1154777	43,6530078
TS-B449	16	baja	62	80	5,568	-	147,568	duplex #2	0,174	0,0144	0,2304	2	3,5	0,29	0,2	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	3,7933056	4	0,5744	1,0052	0,291508	25,035817	11,1902515	36,2260685
TS-B448	20	baja	62	80	6,96	-	148,96	duplex #2	0,174	0,0144	0,288	2	3,5	0,29	0,2	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	5,92704	4.904	784,64	1373,12	398,2048	39,118464	17,484768	56,603232
TS-M446T	95	media	110	80	16,53	110	316,53	ASCR#2	0,174	0,0144	1,368	1	3,5	0,37	0,2	6,6	0,01716	2,8346153 85	0,5145	0,0088288	66,86442	40	3,2184	5,6322	2,083914	441,305172	189,534914	630,840086
TS-M442T	53	media	110	80	27,666	110	327,666	ASCR#2	0,174	0,0144	0,7632	3	3,5	0,37	0,2	6,6	0,01716	2,8346153 85	0,5145	0,0088288	62,4339576	18.031	4327,44	7573,02	2802,0174	412,06412	176,976257	589,040377
TS-B441	32	baja	62	80	11,136		153,136	duplex #2	0,174	0,0144	0,4608	2	3,5	0,37	0,2	6,6	0,01716	2,8346153 85	0,5145	0,0088288	15,1732224	9.105	1456,8	2549,4	943,278	100,143268	43,0102496	143,153517
TS-M432T	45	media	110	80	7,83	110	307,83	ASCR#2	0,174	0,0144	0,648	1	3,5	0,37	0,2	6,6	0,01716	2,8346153 85	0,5145	0,0088288	15,00282	15	1,22	2,135	0,78995	99,018612	42,5272244	141,545836
TS-B1	167	baja	62	80	43,754		185,754	triplex #4	0,262	0,0144	2,4048	1	3,5	0,29	0,2	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	206,6240232	102	8,1896	14,3318	4,156222	1363,71855	609,540868	1973,25942
TS-B433	60	baja	62	80	15,72		157,72	triplex #4	0,262	0,0144	0,864	1	3,5	0,29	0,2	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	26,67168	26	2,052	3,591	1,04139	176,033088	78,681456	254,714544
TS-B434	141	baja	62	80	73,884		215,884	triplex #4	0,262	0,0144	2,0304	2	3,5	0,37	0,2	6,6	0,01716	2,8346153 85	0,5145	0,0088288	294,5887056	80.766	12922,56	22614,48	8367,3576	1944,28546	835,045677	2779,33113
TS-B449	23	baja	62	80	12,052	-	154,052	triplex #4	0,262	0,0144	0,3312	2	3,5	0,29	0,2	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	7,8385104	4.995	799,2	1398,6	405,594	51,7341686	23,1236057	74,8577743
TS-B448	16	baja	62	80	4,192		146,192	triplex #4	0,262	0,0144	0,2304	1	3,5	0,37	0,2	6,6	0,01716	2,8346153 85	0,5145	0,0088288	1,8966528	2.515	201,2	352,1	130,277	12,5179085	5,37628121	17,8941897
TS-B447	20	baja	62	80	5,24		147,24	triplex #4	0,262	0,0144	0,288	1	3,5	0,29	0,2	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	2,96352	3.825	306	535,5	155,295	19,559232	8,742384	28,301616
TS-B445	95	baja	62	80	24,89		166,89	triplex #4	0,262	0,0144	1,368	1	3,5	0,29	0,2	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	66,86442	37.415	2993,2	5238,1	1519,049	441,305172	197,250039	638,555211
TS-B441	53	baja	62	80	13,886		155,886	triplex #4	0,262	0,0144	0,7632	1	3,5	0,29	0,2	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	20,8113192	16.083	1286,64	2251,62	652,9698	137,354707	61,3933916	198,748098
TS-B440	32	baja	62	80	8,384		150,384	triplex #4	0,262	0,0144	0,4608	1	3,5	0,29	0,2	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	7,5866112	7.675	614	1074,5	311,605	50,0716339	22,380503	72,452137
TS-B1	45	baja	62	80	11,79		153,79	triplex #4	0,262	0,0144	0,648	1	3,5	0,29	0,2	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	15,00282	13.655	1092,4	1911,7	554,393	99,018612	44,258319	143,276931
TS-B433	167	baja	62	80	43,754		185,754	triplex #4	0,262	0,0144	2,4048	1	3,5	0,29	0,2	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	206,6240232	99.034	7922,72	13864,76	4020,7804	1363,71855	609,540868	1973,25942
TS-B434	60	baja	62	80	15,72		157,72	triplex #4	0,262	0,0144	0,864	1	3,5	0,29	0,2	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	26,67168	24.053	1924,24	3367,42	976,5518	176,033088	78,681456	254,714544
TS-B431	141	baja	62	80	36,942		178,942	triplex #4	0,262	0,0144	2,0304	1	3,5	0,29	0,2	6,6	0,01452	2,95	0,5145	0,0074705	147,2943528	77.775	6222	10888,5	3157,665	972,142728	434,518341	1406,66107

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S

ANEXO 7. PLANO ELECTRICO

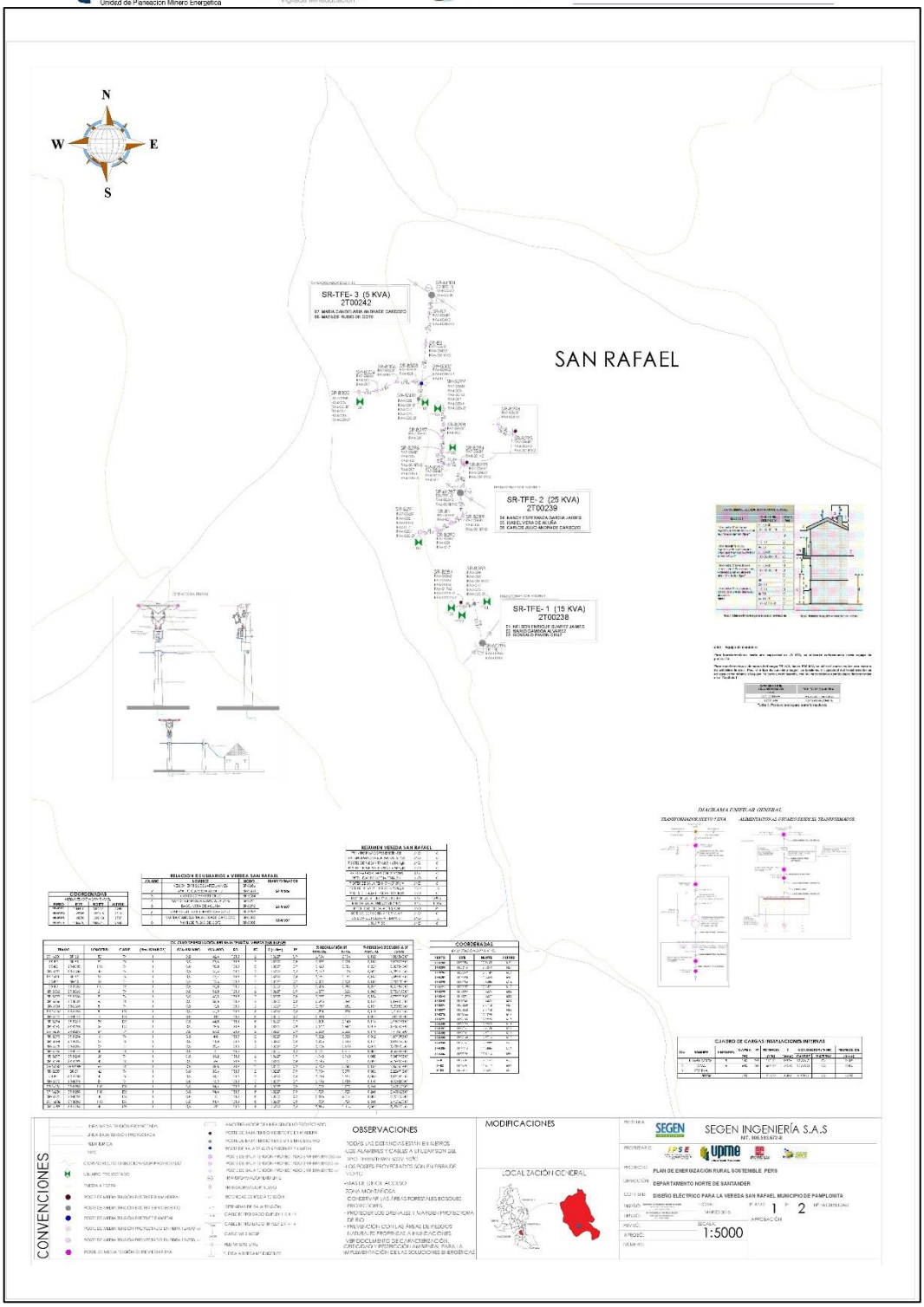


Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

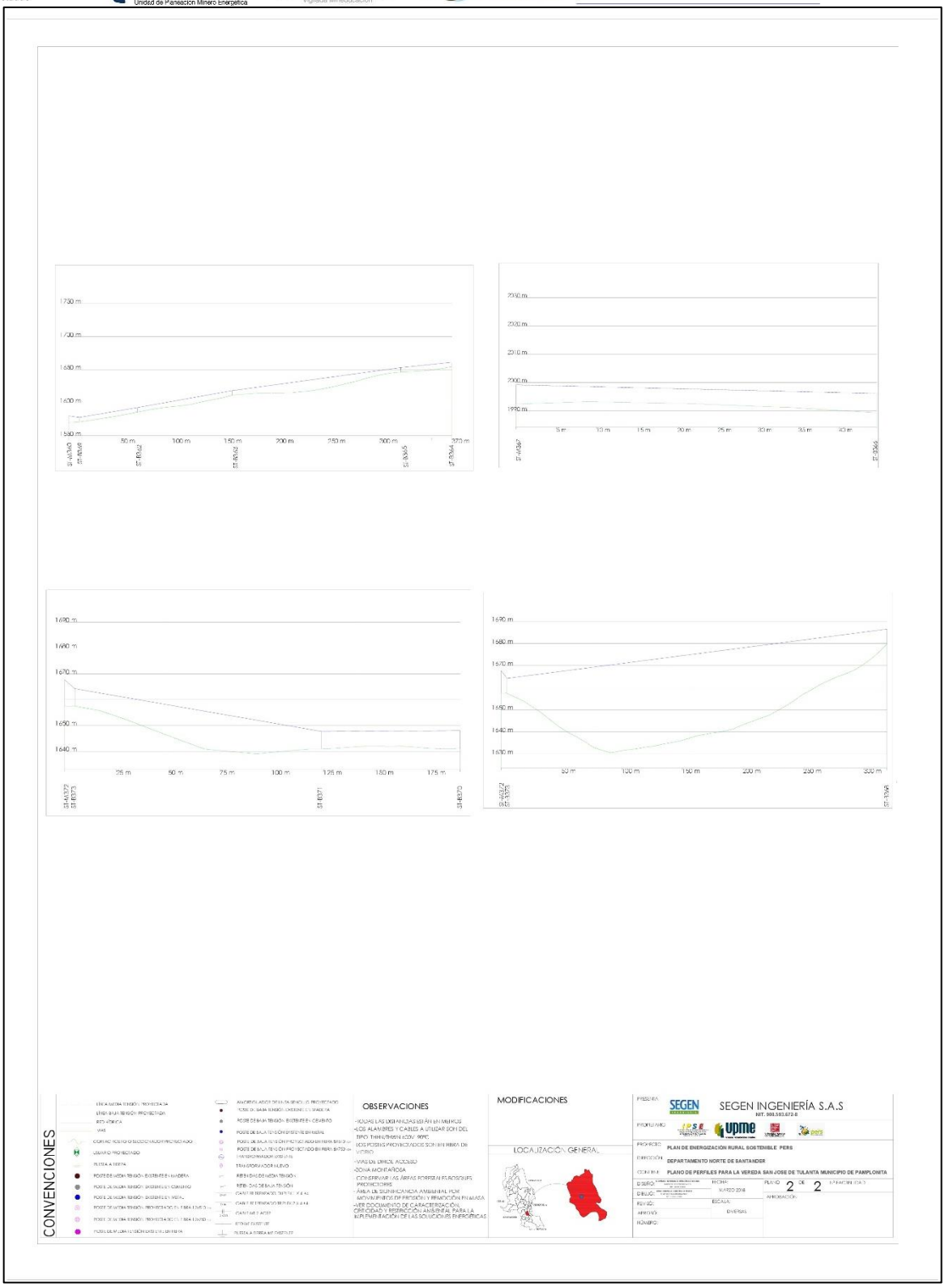


Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

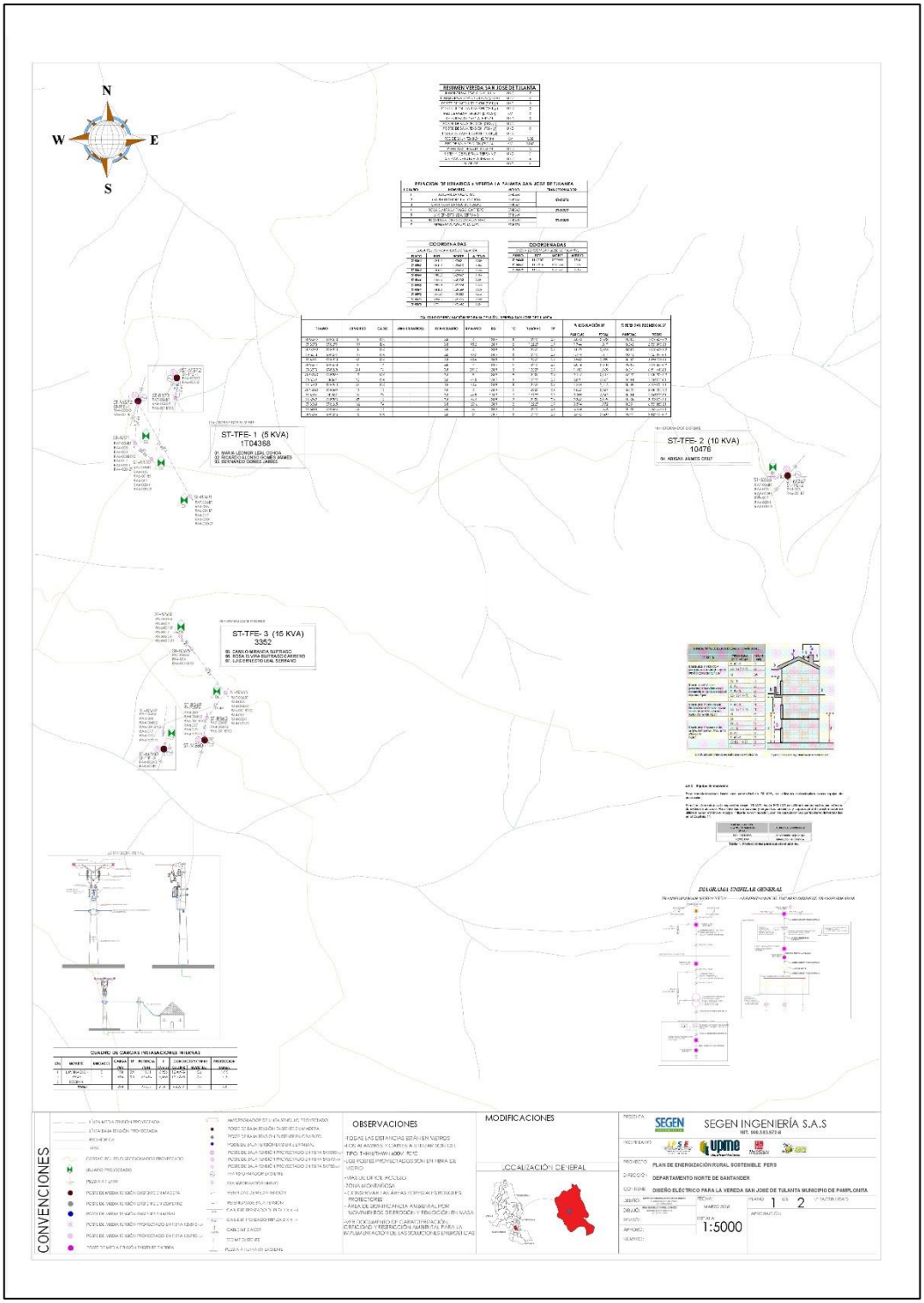
Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.



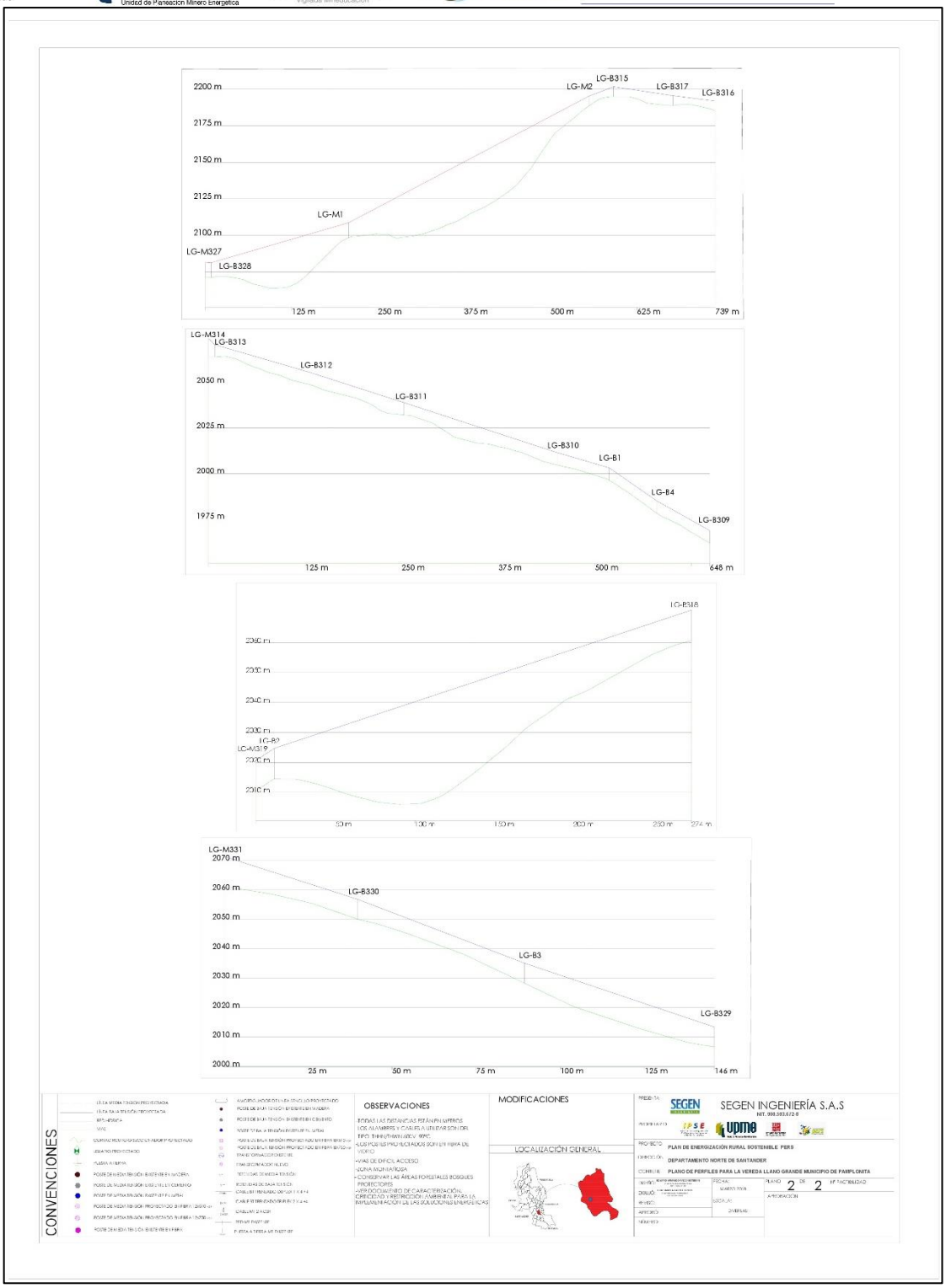
Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.



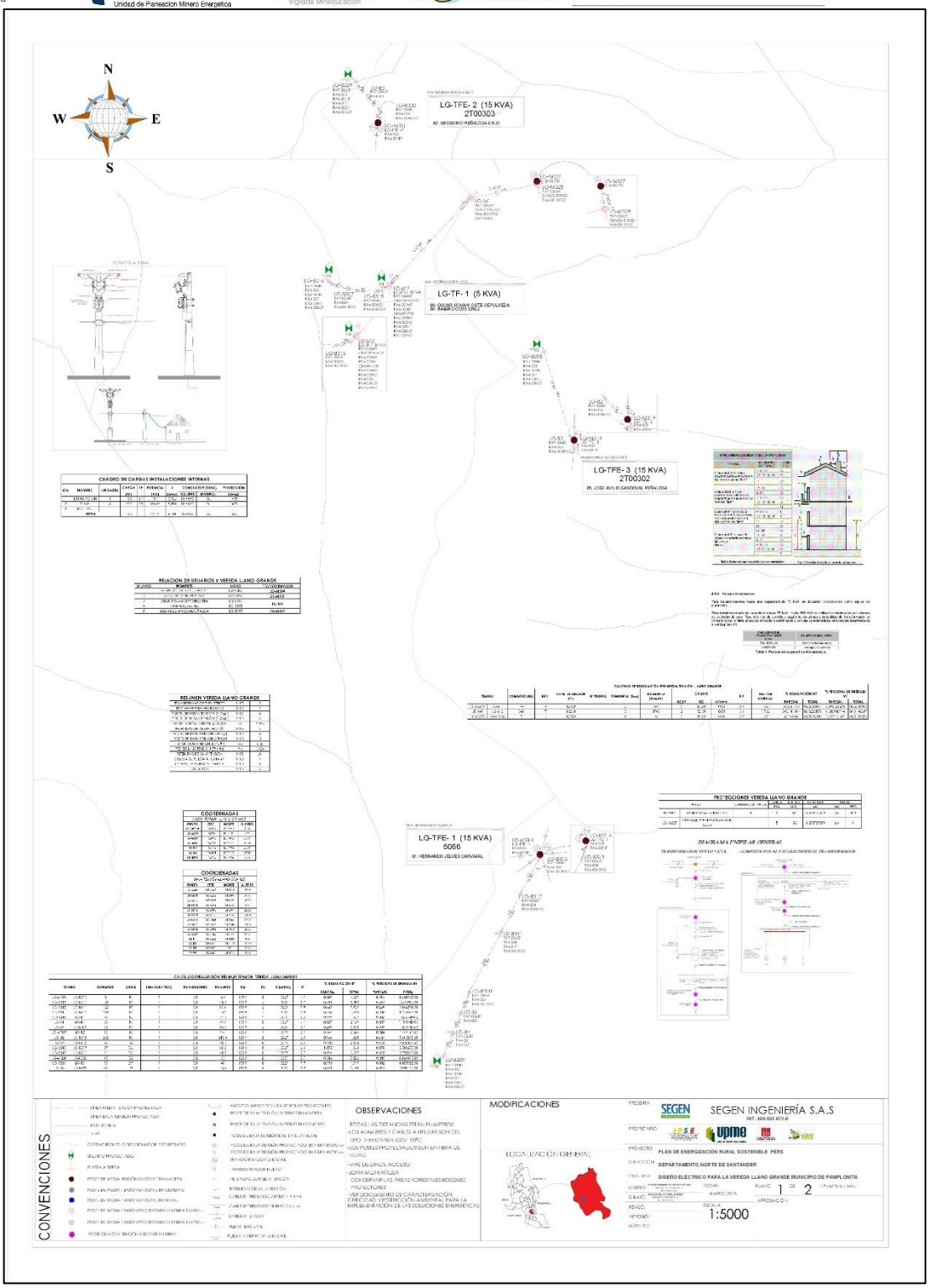
Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.



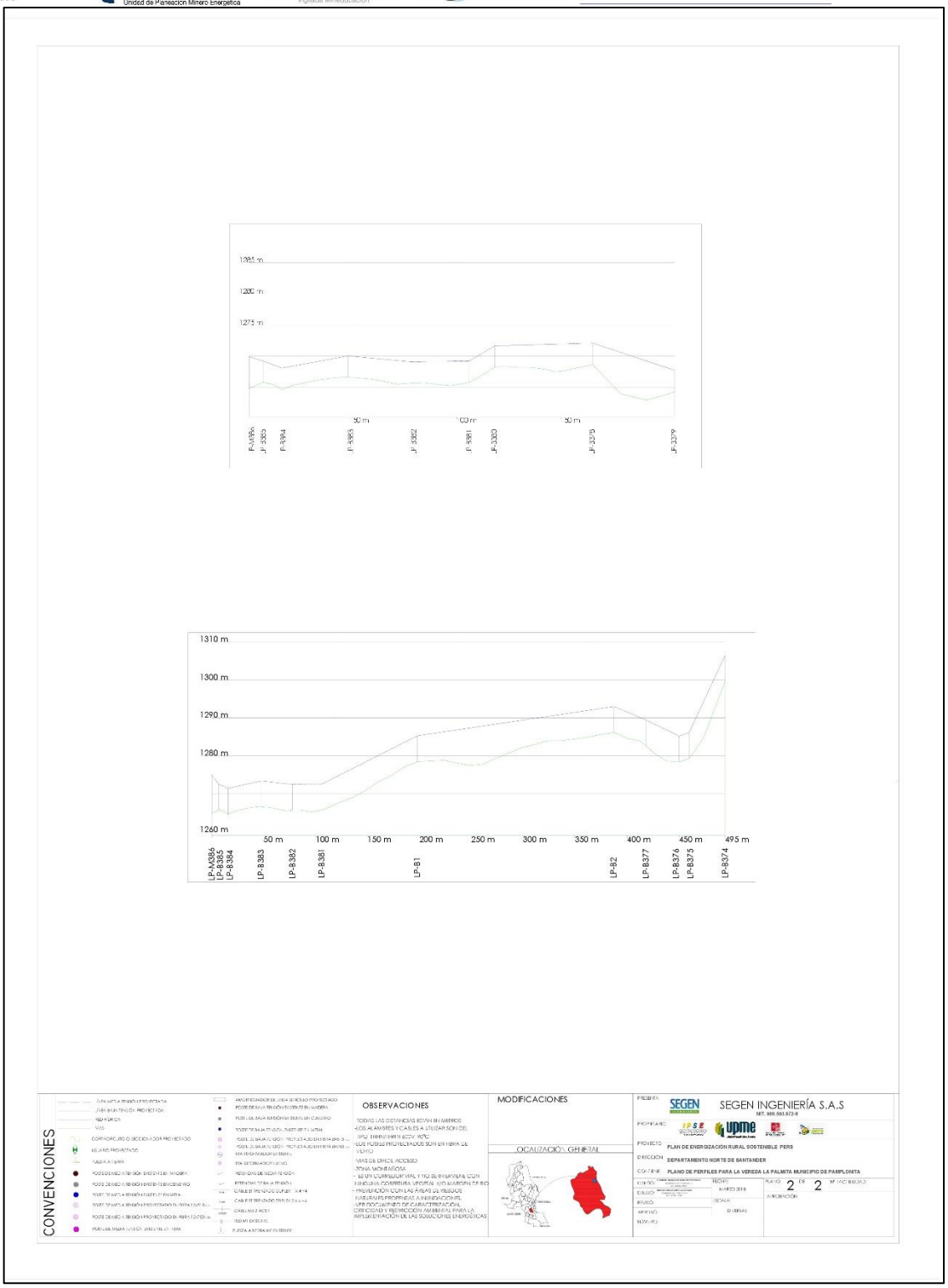
Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.



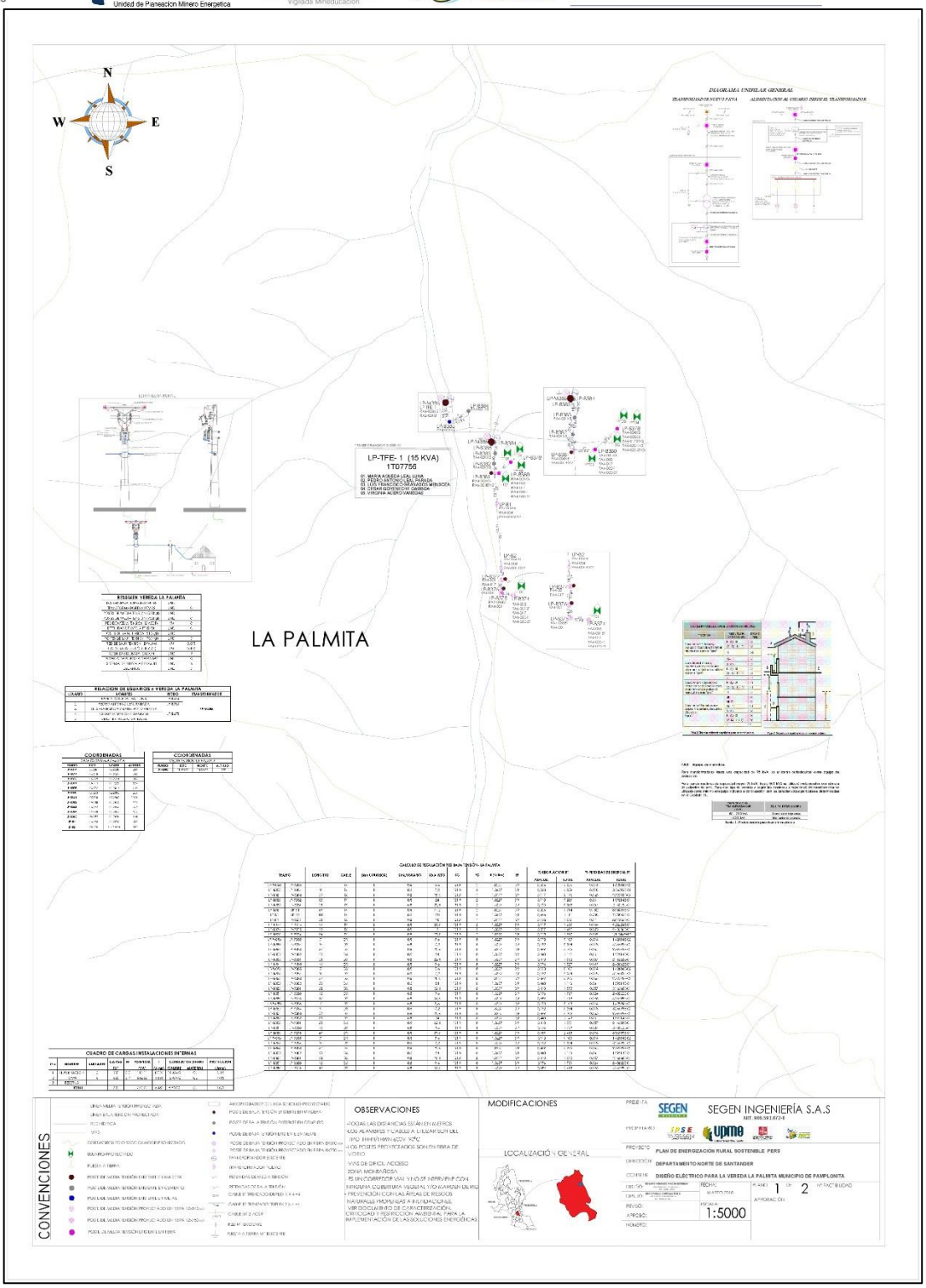
Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.



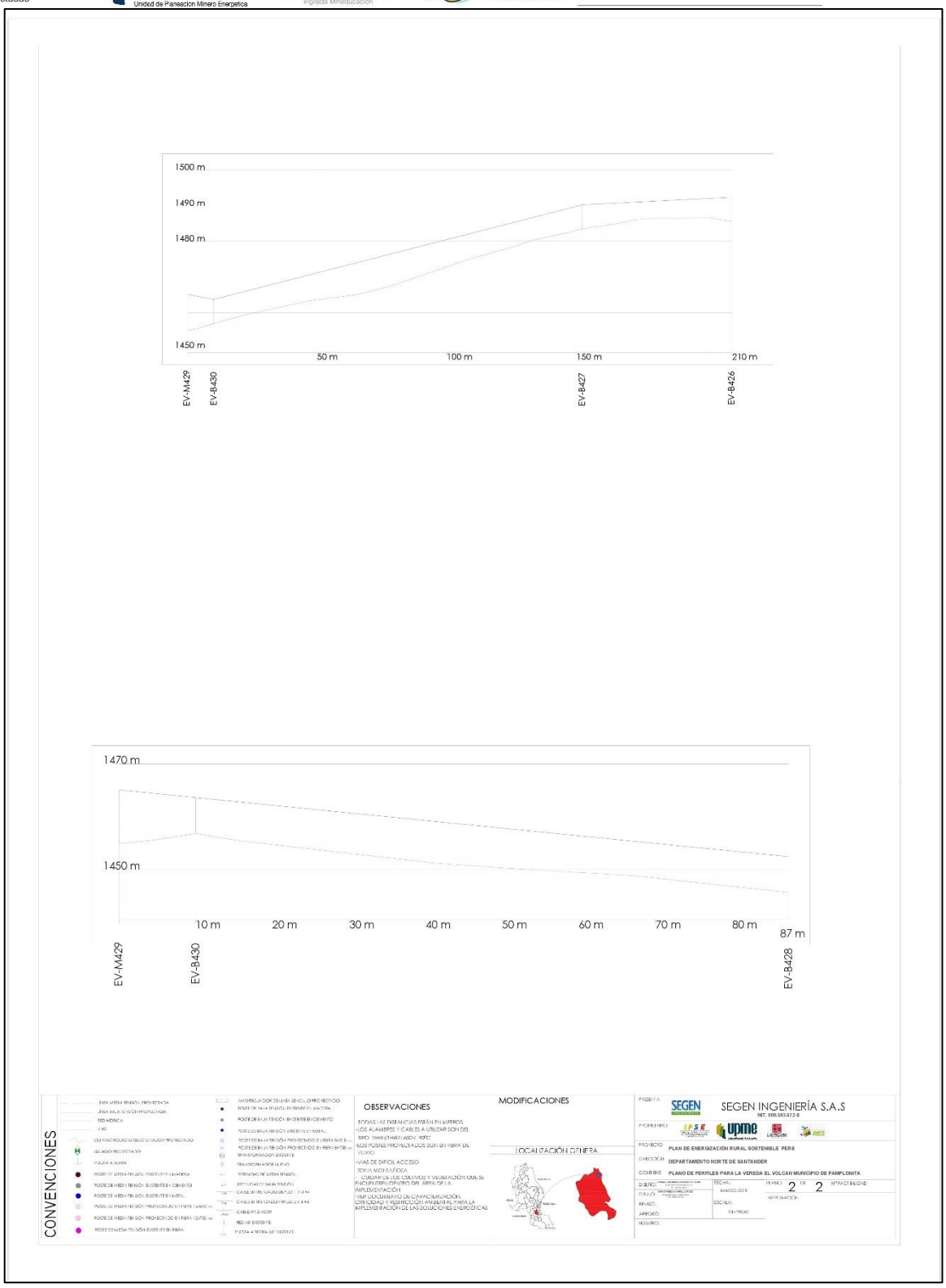
Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.



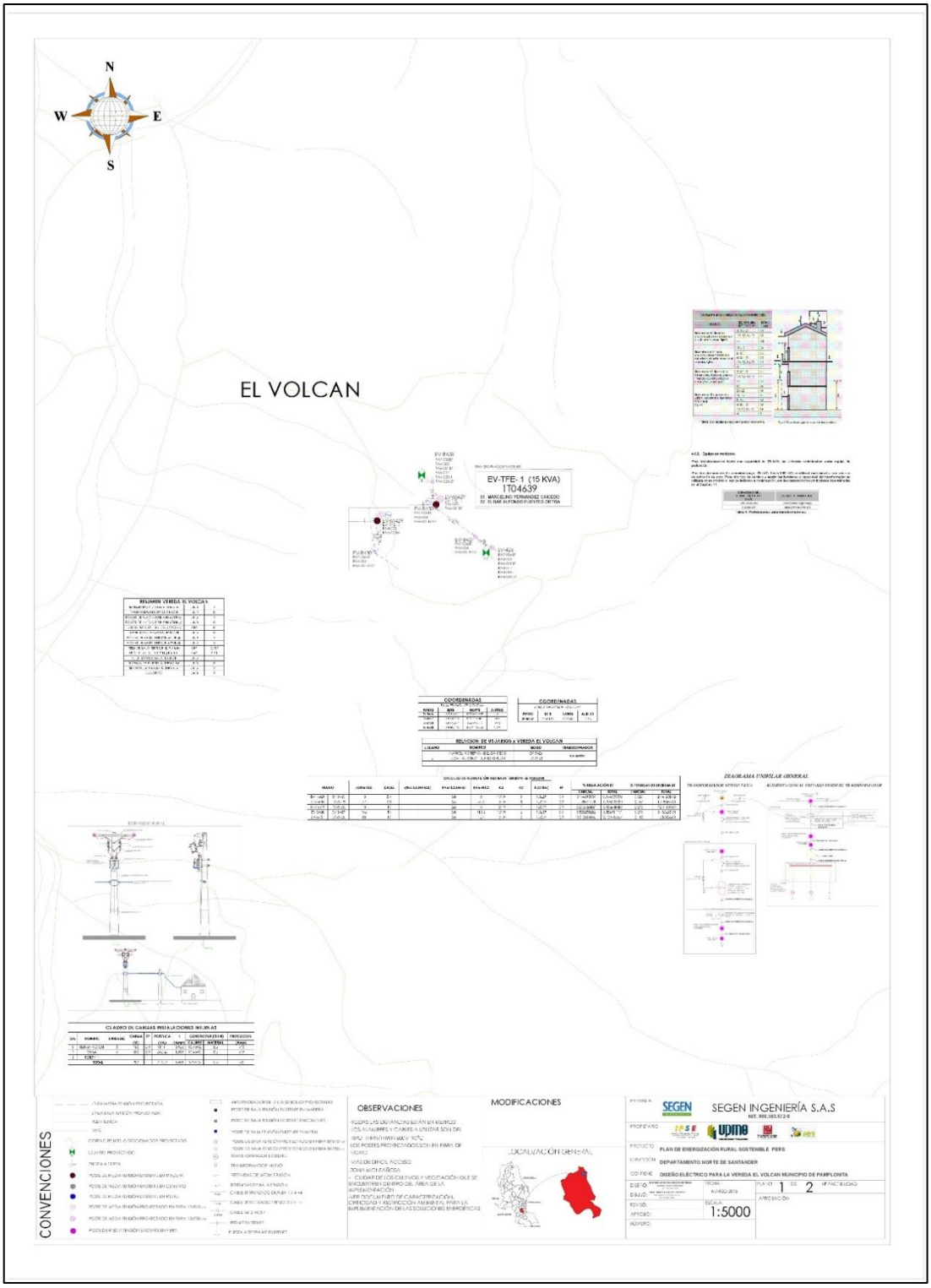
Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.



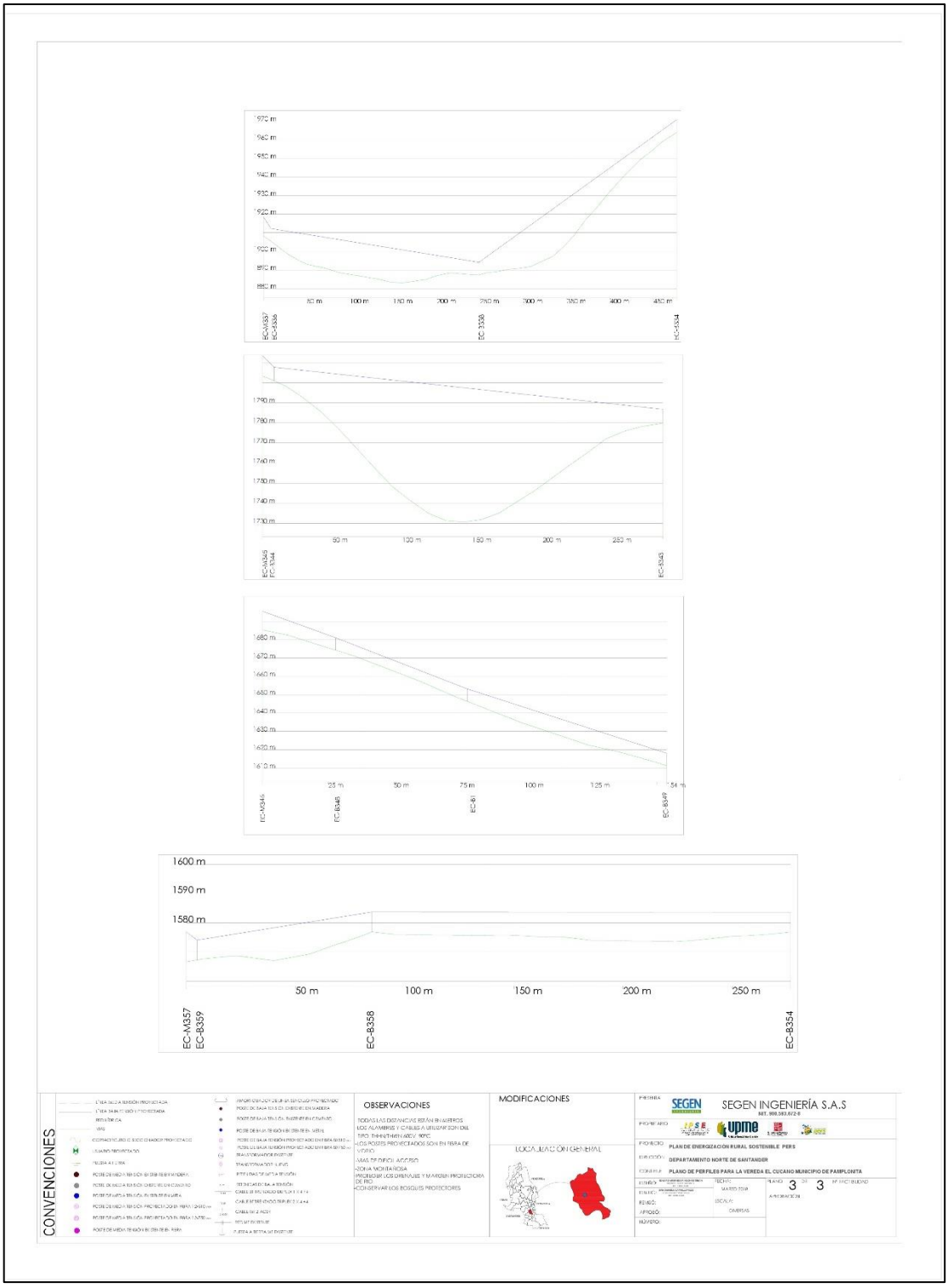
Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.



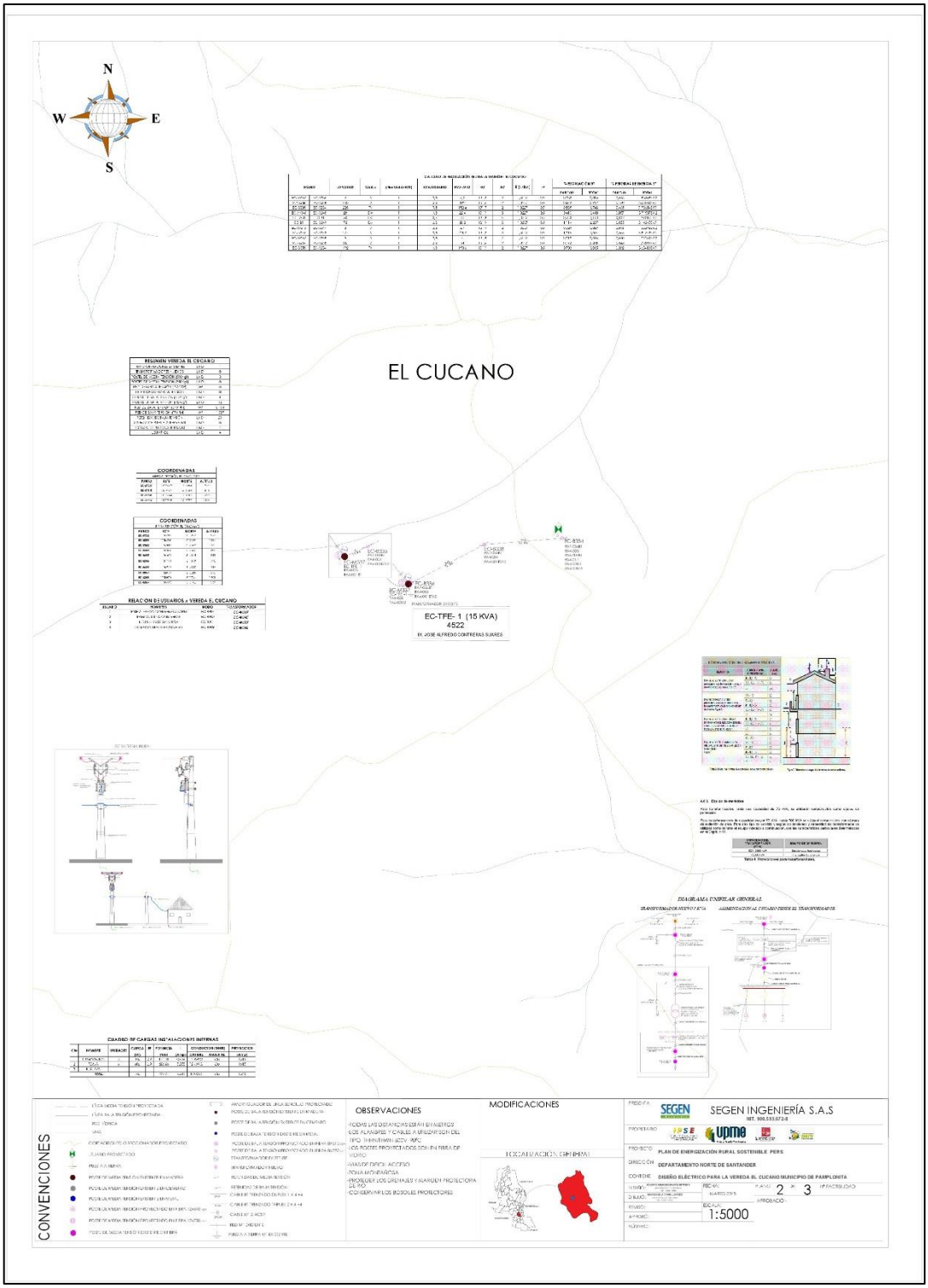
Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.



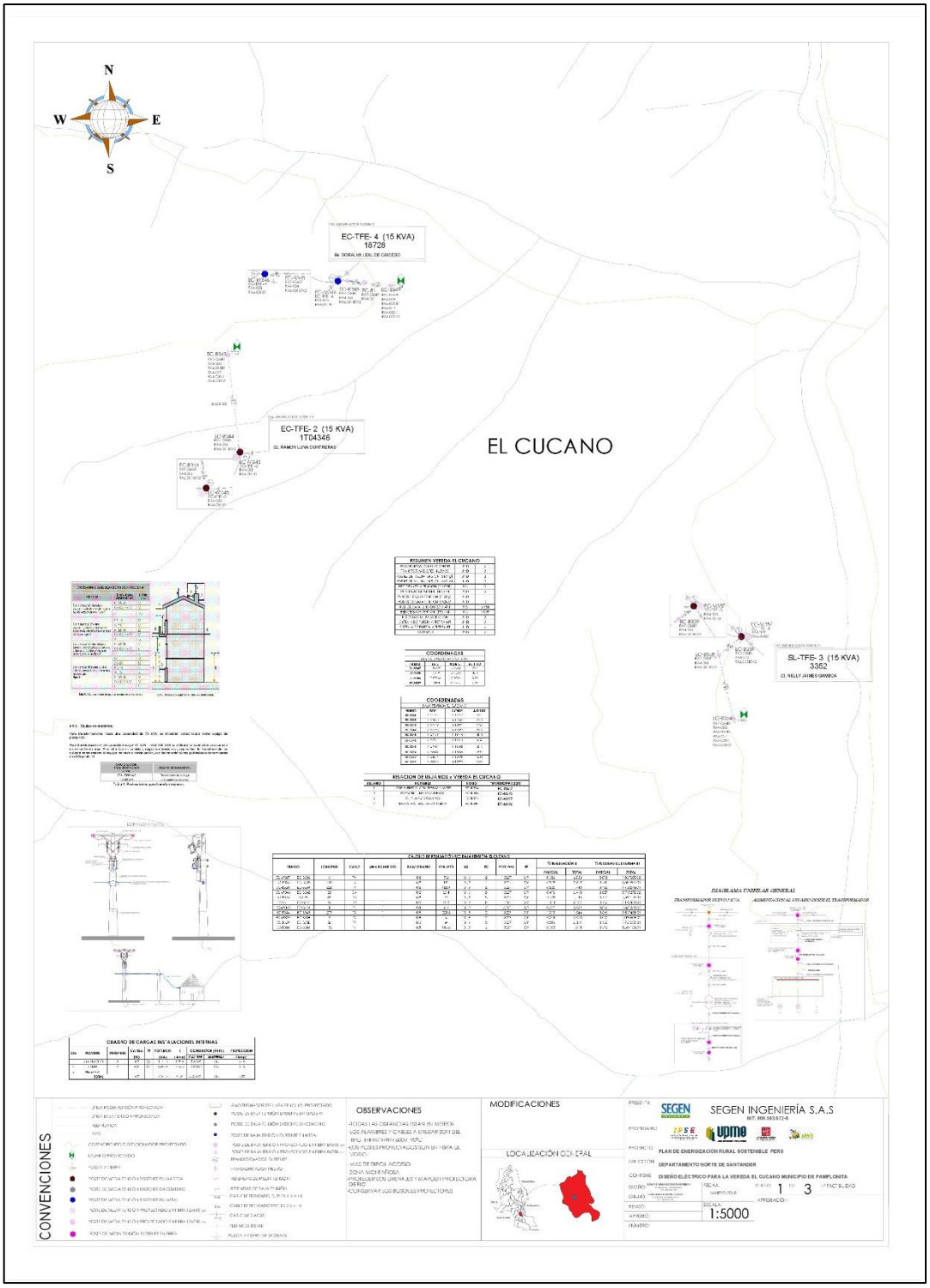
Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.



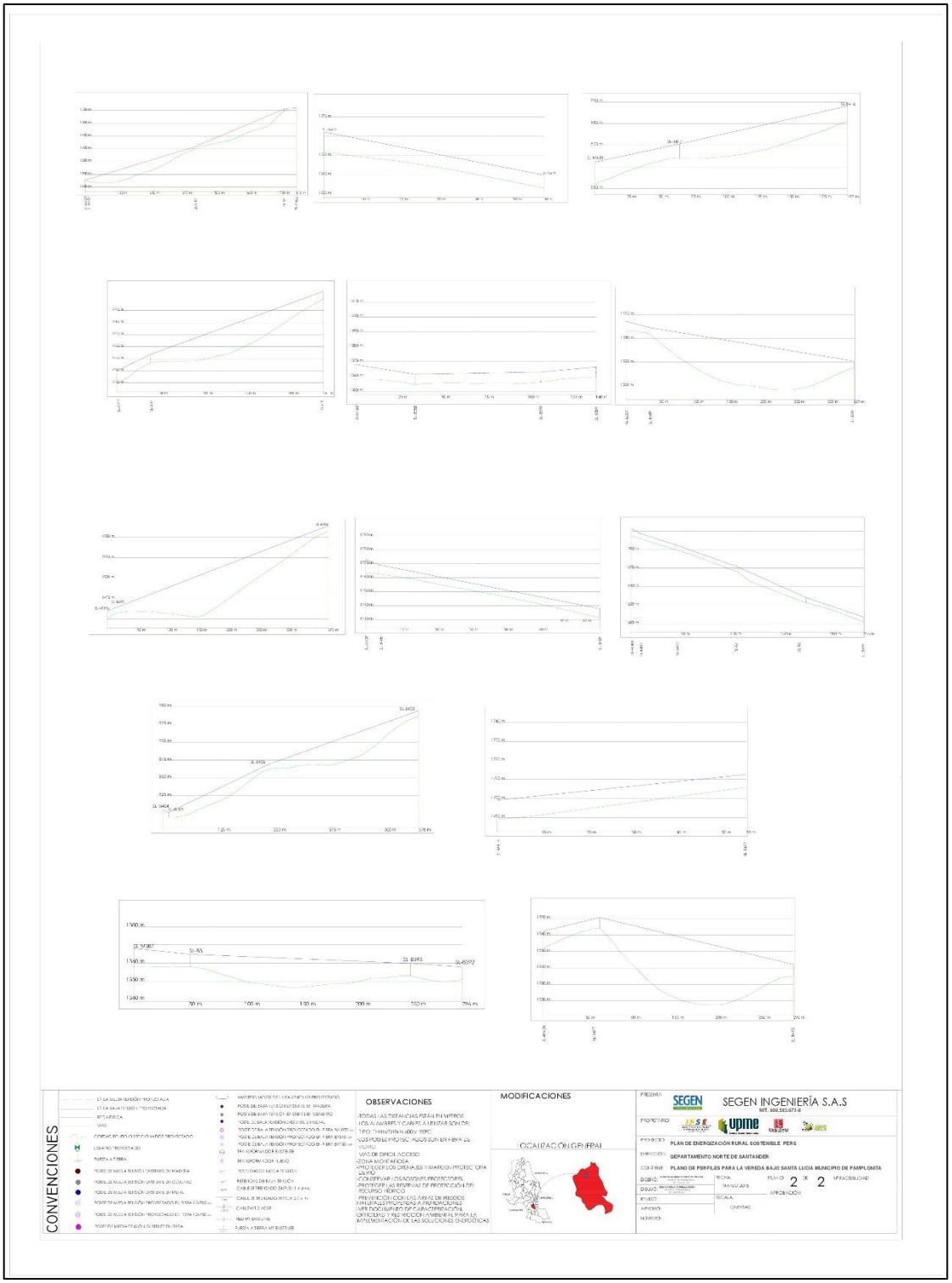
Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.



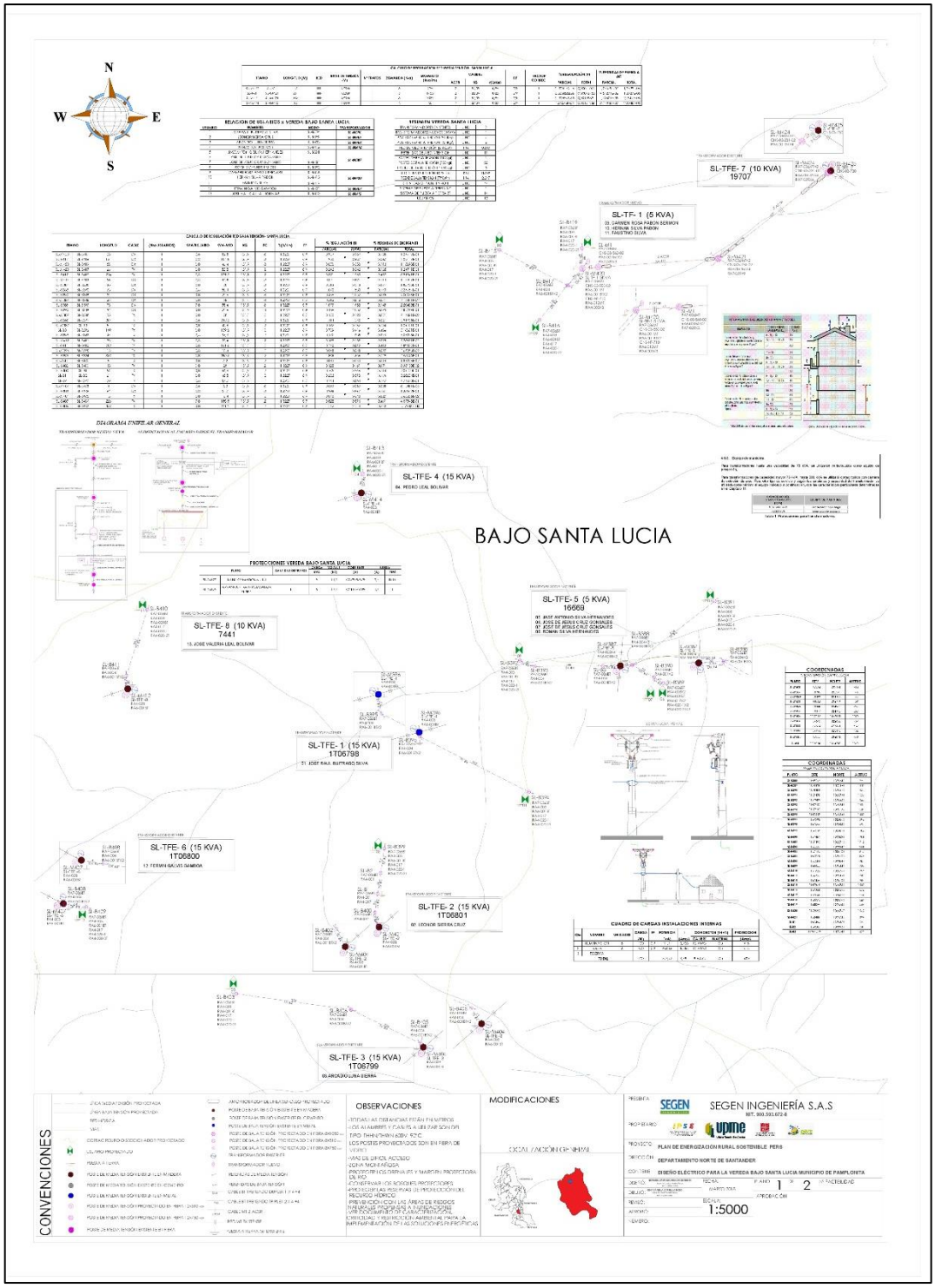
Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.



Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.



Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.



Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

ANEXO 8. RESISTIVIDAD OBTENIDA DEL MUNICIPIO DE PAMPLONITA

A continuación, se presentan los valores en ***[Ohm/m]*** obtenidos previo cálculo de resistividad para cada una de las veredas bajo estudio en el municipio de Pamplonita. El método utilizado fue descrito anteriormente (numeral 6,6: "Cálculos de diseño", apartado j: "Diseño de sistemas de puesta a tierra"). Los electrodos implementados para el levantamiento de la data de resistividad en campo fueron ubicados, en las siguientes distancias: 2m (1), 4m (2), 8m (3) y 12m (4).

EL CUCANO

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
El Cucano punto 337						
	1	187	186	186,5	5,23	0,126
	2	110	108	109	4,69	0,033
	3	115	105	110	4,70	0,030
	SUMA			405,50	14,62	0,19
	PROMEDIO (x)			135,17	4,87	0,06
	DESV STAND					0,25
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				149,17	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
El Cucano punto 346						
	1	1200	1010	1105	7,01	0,238
	2	738	776	757	6,63	0,012
	3	380	366	373	5,92	0,358
	SUMA			2235,00	19,56	0,61
	PROMEDIO (x)			745,00	6,52	0,20
	DESV STAND					0,45
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				858,82	

Fuente: *Segen Ingeniería S.A.S.*

		ρi-1	ρi-2	ρi-prom	X i = Lnρi	(X i-x)²
El Cucano punto 353	1	1050	1130	1090	6,99	0,003
	2	1090	1050	1070	6,98	0,005
	3	1150	1160	1155	7,05	0,000
	4	1290	1290	1290	7,16	0,014
	SUMA			4605,00	28,18	0,02
	PROMEDIO (x)			1151,25	7,05	0,01
	DESV STAND					0,07
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				1192,90	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

EL VOLCAN

		ρi-1	ρi-2	ρi-prom	X i = Lnρi	(X i x)²
El Volcán punto 429						
	1	163	182	172,5	5,15	0,548
	2	111	107	109	4,69	1,438
	3	4570	460	2515	7,83	3,761
	SUMA			2796,50	17,67	5,75
	PROMEDIO (x)			932,17	5,89	1,92
	DESV STAND					1,38
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				747,27	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

LA LIBERTAD

		ρi-1	ρi-2	ρi-prom	X i = Lnρi	(X i x)²
La libertad Punto 357						
	1	252	259	255,5	5,54	0,000
	2	294	276	285	5,65	0,016
	3	216	221	218,5	5,39	0,020
	SUMA			759,00	16,58	0,04
	PROMEDIO (x)			253,00	5,53	0,01
	DESV STAND					0,11
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				266,32	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

LA PALMITA

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
La Palmita Punto 386	1	807	626	716,5	6,57	0,224
	2	990	111	550,5	6,31	0,044
	3	238	213	225,5	5,42	0,466
	SUMA			1492,50	18,30	0,73
	PROMEDIO (x)			497,50	6,10	0,24
	DESV STAND					0,49
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				578,59	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

LLANO GRANDE

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
Llano Grande Punto 314	1	2480	2650	2565	7,85	0,021
	2	3010	2930	2970	8,00	0,085
	3	1470	1400	1435	7,27	0,190
	SUMA			6970,00	23,11	0,30
	PROMEDIO (x)			2323,33	7,70	0,10
	DESV STAND					0,31
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				2616,77	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
Llano Grande Punto 315	1	750	779	764,5	6,64	0,000
	2	854	840	847	6,74	0,009
	3	711	698	704,5	6,56	0,008
	SUMA			2316,00	19,94	0,02
	PROMEDIO (x)			772,00	6,65	0,01
	DESV STAND					0,08
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				800,84	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
Llano Grande Punto 319						
	1	759	731	745	6,61	0,155
	2	1030	1010	1020	6,93	0,006
	3	1780	1760	1770	7,48	0,223
	SUMA			3535,00	21,02	0,38
	PROMEDIO (x)			1178,33	7,01	0,13
	DESV STAND					0,36
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				1331,58	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
Llano Grande Punto 331						
	1	1940	1890	1915	7,56	0,071
	2	2200	2040	2120	7,66	0,027
	3	3750	3940	3845	8,25	0,186
	SUMA			7880,00	23,47	0,28
	PROMEDIO (x)			2626,67	7,82	0,09
	DESV STAND					0,31
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				2936,42	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

SAN JOSE DE TULANTA

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
San José de Tulanta Punto 360						
	1	331	300	315,5	5,75	0,039
	2	915	125	520	6,25	0,091
	3	323	370	346,5	5,85	0,011
	SUMA			1182,00	17,86	0,14
	PROMEDIO (x)			394,00	5,95	0,05
	DESV STAND					0,22
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				430,81	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
San José de Tulanta Punto 367						
	1	3460	3500	3480	8,15	0,297
	2	8570	8540	8555	9,05	0,125
	3	6880	7660	7270	8,89	0,037
	SUMA			19305,00	26,10	0,46
	PROMEDIO (x)			6435,00	8,70	0,15
	DESV STAND					0,39
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				7371,74	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
San José de Tulanta Punto 368						
	1	582	579	580,5	6,36	0,005
	2	661	648	654,5	6,48	0,002
	3	644	640	642	6,46	0,001
	SUMA			1877,00	19,31	0,01
	PROMEDIO (x)			625,67	6,44	0,00
	DESV STAND					0,05
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				642,29	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
San José de Tulanta Punto 372						
	1	610	604	607	6,41	0,002
	2	628	648	638	6,46	0,000
	3	652	662	657	6,49	0,001
	SUMA			1902,00	19,35	0,00
	PROMEDIO (x)			634,00	6,45	0,00
	DESV STAND					0,03
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				644,61	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
San Rafael Punto 286						
	1	350	353	351,5	5,86	0,020
	2	430	408	419	6,04	0,001
	3	438	459	448,5	6,11	0,011
	SUMA			1219,00	18,01	0,03
	PROMEDIO (x)			406,33	6,00	0,01
	DESV STAND					0,10
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				426,60	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
San Rafael Punto 287						
	1	122	125	123,5	4,82	0,019
	2	136	132	134	4,90	0,003
	3	178	166	172	5,15	0,037
	SUMA			429,50	14,86	0,06
	PROMEDIO (x)			143,17	4,95	0,02
	DESV STAND					0,14
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				152,59	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
San Rafael Punto 301						
	1	121	125	123	4,81	0,027
	2	135	133	134	4,90	0,006
	3	189	180	184,5	5,22	0,058
	SUMA			441,50	14,93	0,09
	PROMEDIO (x)			147,17	4,98	0,03
	DESV STAND					0,17
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				158,76	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

SANTA LUCIA

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
Santa Lucia Punto 387	1	2050	2120	2085	7,64	0,008
	2	1910	2000	1955	7,58	0,001
	3	1770	1650	1710	7,44	0,012
	SUMA			5750,00	22,66	0,02
	PROMEDIO (x)			1916,67	7,55	0,01
	DESV STAND					0,08
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				1994,77	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
Santa Lucia Punto 396	1	630	655	642,5	6,47	0,007
	2	719	713	716	6,57	0,001
	3	752	722	737	6,60	0,003
	SUMA			2095,50	19,64	0,01
	PROMEDIO (x)			698,50	6,55	0,00
	DESV STAND					0,06
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				719,23	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
Santa Lucia Punto 404	1	711	728	719,5	6,58	0,527
	2	324	319	321,5	5,77	0,006
	3	180	185	182,5	5,21	0,417
	SUMA			1223,50	17,56	0,95
	PROMEDIO (x)			407,83	5,85	0,32
	DESV STAND					0,56
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				467,75	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
Santa Lucia Punto 412						
	1	661	651	656	6,49	0,410
	2	326	314	320	5,77	0,006
	3	198	196	197	5,28	0,317
	SUMA			1173,00	17,54	0,73
	PROMEDIO (x)			391,00	5,85	0,24
	DESV STAND					0,49
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				448,11	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
Santa Lucia Punto 414						
	1	1730	1590	1660	7,41	0,021
	2	1790	1760	1775	7,48	0,006
	3	2390	2410	2400	7,78	0,050
	SUMA			5835,00	22,68	0,08
	PROMEDIO (x)			1945,00	7,56	0,03
	DESV STAND					0,16
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				2087,81	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
Santa Lucia Punto 420						
	1	1820	1800	1810	7,50	0,001
	2	1640	1680	1660	7,41	0,002
	3	1780	1740	1760	7,47	0,000
	SUMA			5230,00	22,39	0,00
	PROMEDIO (x)			1743,33	7,46	0,00
	DESV STAND					0,04
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				1775,45	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
Santa Lucia Punto 425						
	1	1110	1130	1120	7,02	0,044
	2	854	858	856	6,75	0,004
	3	793	773	783	6,66	0,022
	SUMA			2759,00	20,44	0,07
	PROMEDIO (x)			919,67	6,81	0,02
	DESV STAND					0,15
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				984,32	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

TESCUA

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
Tescua 432						
	1	1970	2140	2055	7,63	0,052
	2	1850	1840	1845	7,52	0,014
	3	1180	1130	1155	7,05	0,121
	SUMA			5055,00	22,20	0,19
	PROMEDIO (x)			1685,00	7,40	0,06
	DESV STAND					0,25
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				1865,34	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

		ρ_{i-1}	ρ_{i-2}	ρ_{i-prom}	X i = $Ln\rho_i$	$(X_i\ x)^2$
Tescua 442						
	1	9390	8030	8710	9,07	0,196
	2	5900	5080	5490	8,61	0,000
	3	3600	3730	3665	8,21	0,179
	SUMA			17865,00	25,89	0,38
	PROMEDIO (x)			5955,00	8,63	0,13
	DESV STAND					0,35
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				6736,46	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

Resistividad promedio del municipio:

				ρi	X i = *Lnρi*	$(Xi - x)^2$
Vereda	1			867,54	6,77	0,043
	2			894,82	6,80	0,056
	3			894,12	6,80	0,056
	4			41,70	3,73	8,003
	5			800,52	6,69	0,016
	6			854,96	6,75	0,037
	7			820,98	6,71	0,023
	8			1022,36	6,93	0,137
	9			307,99	5,73	0,688
	10			798,27	6,68	0,015
	11			814,88	6,70	0,021
	12			855,60	6,75	0,037
	13			875,10	6,77	0,046
	14			984,07	6,89	0,110
	15			924,24	6,83	0,073
	16			817,13	6,71	0,021
	17			830,26	6,72	0,026
	18			874,47	6,77	0,046
	19			835,54	6,73	0,028
	20			837,30	6,73	0,029
	SUMA			**15951,86**	**131,19**	**9,51**
	PROMEDIO (x)			797,59	6,56	0,4756
	DESV STAND					0,6896
	Distribucion Normal standart invertida (70%)					0,524400513
	RESISTIVIDAD CON EL 70%				1013,33	

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

ANEXO 9. PROTECCIONES PARA PUNTO DE ARRANQUE, DERIVACIONES Y TRANSFORMADORES PROYECTADOS.

PROTECCIONES VEREDA BAJO SANTA LUCIA							
PUNTO		CANTIDAD DE TRAFOS	CARGA	VOLTAJE	CORRIENTE	FUSIBLE	
			kVA	(kV)	(A)	(A)	TIPO
SL-M420	TRANSFORMADOR SL-TF-1	1	5	13,2	0,378787879	0,4	DUAl
SL-M425	ARRANQUE TRANSFORMADOR SL-TF-1	1	5	13,2	0,378787879	0,4	H

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

PROTECCIONES VEREDA LLANO GRANDE							
PUNTO		CANTIDAD DE TRAFOS	CARGA	VOLTAJE	CORRIENTE	FUSIBLE	
			kVA	(kV)	(A)	(A)	TIPO
LG-M2	TRANSFORMADOR LG-TF-1	1	5	13,2	0,378787879	0,4	DUAl
LG-M327	ARRANQUE TRANSFORMADOR LG-M2	1	5	13,2	0,378787879	0,4	H

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.

ANEXO 10. ESTRUCTURAS DE BT, MT Y ACCESORIOS.

1) DESTRUCTURAS DE BAJA TENSIÓN

epm®	NORMAS DE REDES SECUNDARIAS	RA4-002
	ÁNGULO	

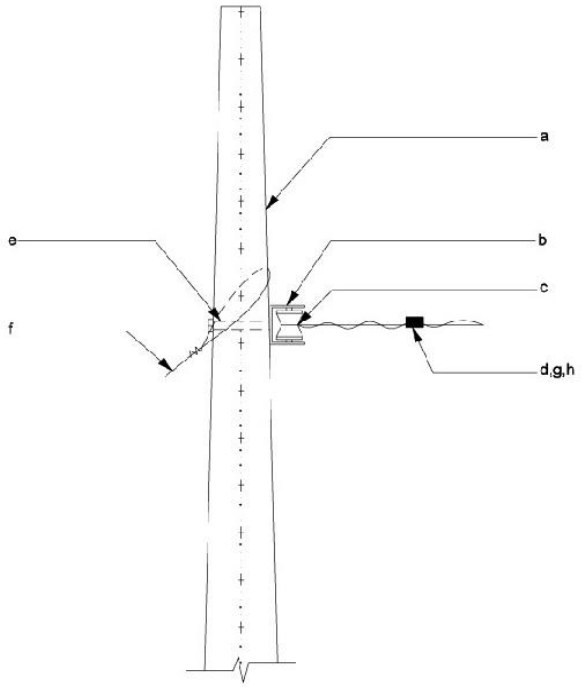
NOTAS:

1. Dimensiones en milímetros.
2. Colocar dos capas de encintado traslapado 50 % para cada tipo de cinta.
3. La longitud de empotramiento del poste (m)= 10% de la altura total del poste + 0.60 m.
4. Sí el poste es de 12 m. la longitud del tornillo es de 300 mm. y su agujero de anclaje puede ser A12, A13 ó a14.
5. En zonas contaminadas o costeras utilizar poste de resina o plastico reforzado en fibra de vidrio RA7-036
6. En zonas contaminadas o costeras utilizar cables con hilos de acero recubierto de cobre.
7. En caso de utilizar torrecilla metalica, emplear 1 tornillo de 1/2 x 1 1/2" galvanizado, en reemplazo del tornillo de 15.9 x 200mm.
8. En zonas costeras o contaminadas emplear elementos metálicos extragalvanizados o en acero recubierto de cobre, según norma RA7-001.

PRIMERA EDICIÓN: SEPTIEMBRE - 1984	DIBUJÓ: CENTRO DE INFORMACIÓN REDES ENERGÍA	APROBÓ: SUBGERENCIA REDES DISTRIBUCIÓN
ÚLTIMA PUBLICACIÓN: MAYO - 2009	REVISÓ: ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	Página 2 de 2

Fuente: EPM E.S.P.

epm	NORMAS DE REDES SECUNDARIAS	RA4-002
	ÁNGULO	

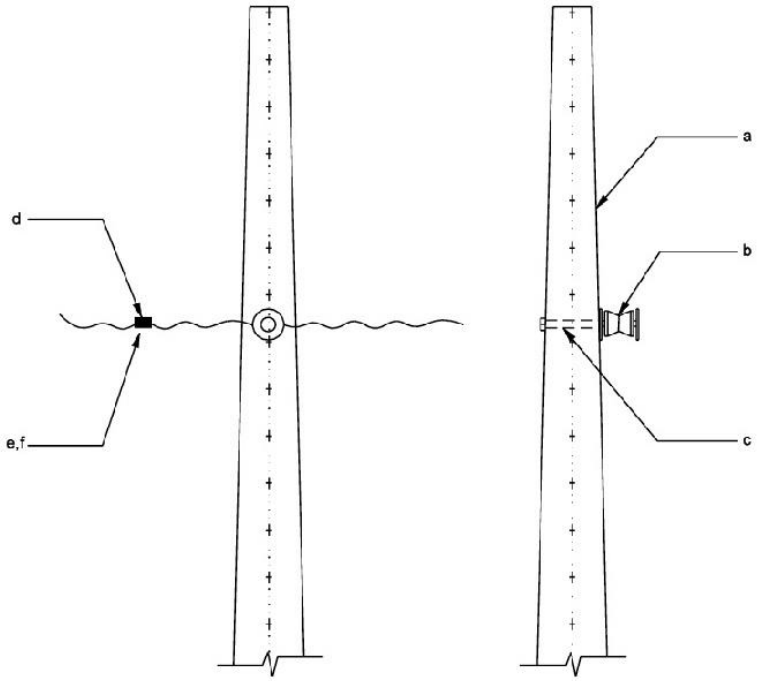


ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	REFERENCIA
a	Poste de concreto ó madera de 8 m.	--	Según proyecto
b	Percha	1	RA7-019
c	Aislador de porcelana tipo carrete de 81 mm.	1	RA7-105
d	Conector de compresión tipo derivación de aluminio (según calibre)	3	RA7-030
e	Tornillo de 15.9 mm (5/8") x 200 mm (8").	1	RA7-001
f	Instalación de viento	--	Según proyecto
g	Cinta autofundente		
h	Cinta plástica		

PRIMERA EDICIÓN: SEPTIEMBRE - 1984	DIBUJÓ: CENTRO DE INFORMACIÓN REDES ENERGÍA	APROBÓ: SUBGERENCIA REDES DISTRIBUCIÓN
ÚLTIMA PUBLICACIÓN: MAYO - 2009	REVISÓ: ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	Página 1 de 2

Fuente: EPM E.S.P.

epm®	NORMAS DE REDES SECUNDARIAS SUSPENSIÓN	RA4-001



PRIMERA EDICIÓN: SEPTIEMBRE - 1984	DIBUJÓ: CENTRO DE INFORMACIÓN REDES ENERGÍA	APROBÓ: SUBGERENCIA REDES DISTRIBUCIÓN
ÚLTIMA PUBLICACIÓN: DICIEMBRE - 2008	REVISÓ: ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	Página 1 de 2

Fuente: EPM E.S.P.

epm®	NORMAS DE REDES SECUNDARIAS SUSPENSIÓN	RA4-001

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	REFERENCIA
a	Poste de concreto ó madera de 8 m.	–	Según proyecto
b	Aislador de pocelana tipo carrete	1	RA7-105
c	Tornillo para aislador tipo carrete de 81 mm.	1	RA7-049
d	Conector de compresión tipo derivación de aluminio (según calibre)	3	RA7-030
e	Cinta autofundente	–	–
f	Cinta plástica	–	–

NOTAS:

1. Dimensiones en milímetros.
2. Colocar dos tipos de encintado traslapado 50% para cada tipo de cinta.
3. Sí el poste es de 12.00 m, la longitud del tornillo para aislador es de 540 mm y su agujero de anclaje puede ser A12, A13, ó A14.
4. La longitud de empotramiento del poste (m)= 10% de la altura total del poste + 0.60 m.
5. En zonas contaminadas o costeras utilizar poste de resina o plastico reforzado en fibra de vidrio RA7-036.
6. En caso de utilizar torrecilla metalica, emplear 1 tornillo de 1/2 x 1 1/2" galvanizado, en reemplazo del tornillo para aislador carrete.
7. En zonas costeras o contaminadas emplear elementos metálicos extragalvanizados o en acero recubierto de cobre, según norma RA7-001.

PRIMERA EDICIÓN: SEPTIEMBRE - 1984	DIBUJÓ: CENTRO DE INFORMACIÓN REDES ENERGÍA	APROBÓ: SUBGERENCIA REDES DISTRIBUCIÓN
ÚLTIMA PUBLICACIÓN: DICIEMBRE - 2008	REVISÓ: ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	Página 2 de 2

Fuente: EPM E.S.P.

epm	NORMAS DE REDES SECUNDARIAS REFERENCIA	RA4-004

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	REFERENCIA
a	Poste de concreto ó madera de 8 m.	--	Según proyecto
b	Percha	2	RA7-019
c	Aislador de porcelana tipo carrete de 81 mm.	2	RA7-105
d	Conector de compresión tipo derivación de aluminio (Según calibre)	3	RA7-030
e	Instalación de viento	--	Según proyecto
f	Tornillo espaciador de 15.9 mm (5/8") x 250 mm (10").	1	RA7-001
g	Cinta autofundente		
h	Cinta plástica		

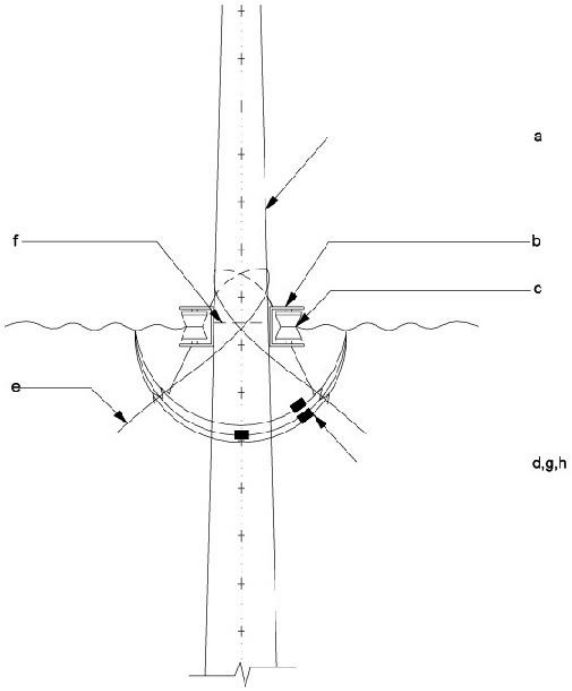
NOTAS:

1. Dimensiones en milímetros.
2. Colocar dos tipos de encintado traslapado 50% para cada tipo de cinta.
3. Si el poste es de 12 m. La longitud del tornillo para espaciador es de 300 mm y su agujero puede ser A12, A13 ó A14.
4. La longitud de empotramiento del poste (m)= 10% de la altura total del poste + 0.60 m.
5. En zonas contaminadas o costeras utilizar poste de resina o plastico reforzado en fibra de vidrio RA7-036.
6. En zonas contaminadas o costeras utilizar cables con hilos de acero recubierto de cobre.
7. En caso de utilizar torrecilla metalica, emplear 2 tornillos de 1/2 x 1 1/2" galvanizados, en reemplazo del tornillo de 15.9 x 250mm.
8. En zonas costeras o contaminadas emplear elementos metálicos extragalvanizados o en acero recubierto de cobre, según norma RA7-001.

PRIMERA EDICIÓN: SEPTIEMBRE - 1984	DIBUJÓ: CENTRO DE INFORMACIÓN REDES ENERGÍA	APROBÓ: SUBGERENCIA REDES DISTRIBUCIÓN
ÚLTIMA PUBLICACIÓN: MAYO - 2009	REVISÓ: ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	Página 2 de 2

Fuente: EPM E.S.P.

epm®	NORMAS DE REDES SECUNDARIAS	RA4-004
	REFERENCIA	



PRIMERA EDICIÓN: SEPTIEMBRE - 1984	DIBUJÓ: CENTRO DE INFORMACIÓN REDES ENERGÍA	APROBÓ: SUBGERENCIA REDES DISTRIBUCIÓN
ÚLTIMA PUBLICACIÓN: MAYO - 2009	REVISÓ: ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	Página 1 de 2

Fuente: EPM E.S.P.

epm®	NORMAS DE REDES SECUNDARIAS TERMINAL	RA4-003

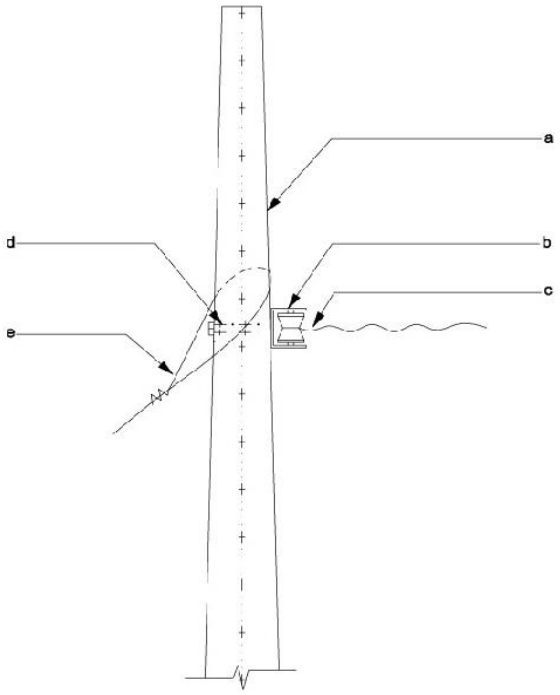
NOTAS:

1. Dimensiones en milímetros.
2. Si el poste es de 12.00 m, la longitud del tornillo para aislador es de 300 mm y su agujero de anclaje puede ser A12, A13 ó A14.
3. La longitud de empotramiento del poste (m) = 10% de la altura total del poste + 0.60 m.
4. En zonas contaminadas o costeras utilizar poste de resina o plastico reforzado en fibra de vidrio RA7-036.
5. En zonas contaminadas o costeras utilizar cables con hilos de acero recubierto de cobre
6. En caso de utilizar torrecilla metalica, emplear 1 tornillo de 1/2 x 1 1/2" galvanizado, en reemplazo del tornillo de 15.9 x 200mm
7. En zonas costeras o contaminadas emplear elementos metálicos extragalvanizados o en acero recubierto de cobre, según norma RA7-001.

PRIMERA EDICIÓN: SEPTIEMBRE - 1984	DIBUJÓ: CENTRO DE INFORMACIÓN REDES ENERGÍA	APROBÓ: SUBGERENCIA REDES DISTRIBUCIÓN
ÚLTIMA PUBLICACIÓN: MAYO - 2009	REVISÓ: ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	Página 2 de 2

Fuente: EPM E.S.P.

epm	NORMAS DE REDES SECUNDARIAS	RA4-003
	TERMINAL	



ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	REFERENCIA
a	Poste de concreto ó madera 8 m. (Nota 4)	--	Según proyecto
b	Percha acanalada	1	RA7-019
c	Aislador porcelana tipo carrete de 81 mm.	1	RA7-105
d	Tornillo de 15.9 (5/8") x 200 mm (8").	1	RA7-001
e	Instalación de viento (Nota 5)	--	Según proyecto

PRIMERA EDICIÓN: SEPTIEMBRE - 1984	DIBUJÓ: CENTRO DE INFORMACIÓN REDES ENERGÍA	APROBÓ: SUBGERENCIA REDES DISTRIBUCIÓN
ÚLTIMA PUBLICACIÓN: MAYO - 2009	REVISÓ: ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	Página 1 de 2

Fuente: EPM E.S.P.

2) ESTRUCTURAS DE MEDIA TENSIÓN

LISTA DE MATERIALES

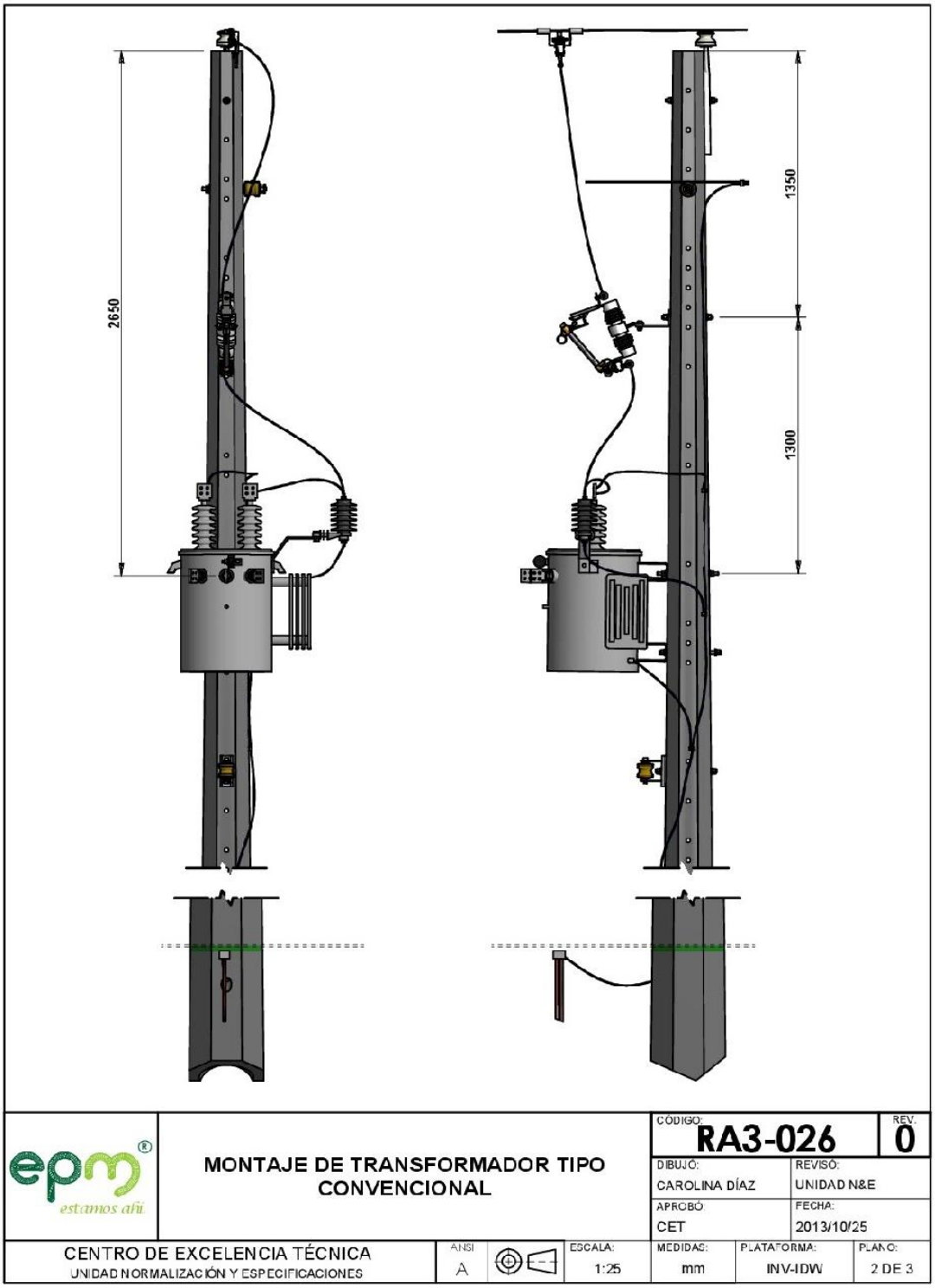
COD. NEMOTÉCNICO	CANT.	DESCRIPCIÓN	REFERENCIA	COD. OW-INVERSION	COD. OW-COSTO
ESTR-	1	ESTRIBO	RA6-009	N/A	N/A
KPr15	1	CAJA PRIMARIA 13.2KV	N/A	92249	10018
CnCDc	4	CONECTOR COMPRESION DERIVACION EN C COBRE	RA7-030	92241	7702
DPS15	1	DPS	RA7-108	92280	11014
TF_1Ø	1	TRANSFORMADOR MONOFASICO	RA7-050	91248	85528
CnTrU	1	CONECTOR TRANSVERSAL UNIVERSAL	RA7-079	92262	10219
PeAc1	1	PERCHA ACANALADA DE 1 PUESTO	RA7-019	92296	18240
SLDPS	1	SOPORTE EN L CORTACIRCUITOS Y PARARRAYOS	RA7-053	95698	95697
TrC1/2	1	TORNILLO CARRUAJE PARA CAJAS PRIMARIAS	RA7-001	98643	98642
VPt24	2	VARILLA PUESTA A TIERRA 2400mm	RA7-017	92454	71443
P5113	1	TORNILLO DE 15,9x50,8 mm	RA7-001	1275	92217
PEPQz	2	PERNO ESPACIADOR 15.9 x 254 mm	RA7-001	92223	1341
PEPQz	3	PERNO ESPACIADOR 15.9 x 305 mm	RA7-001	92224	1342

NOTAS:

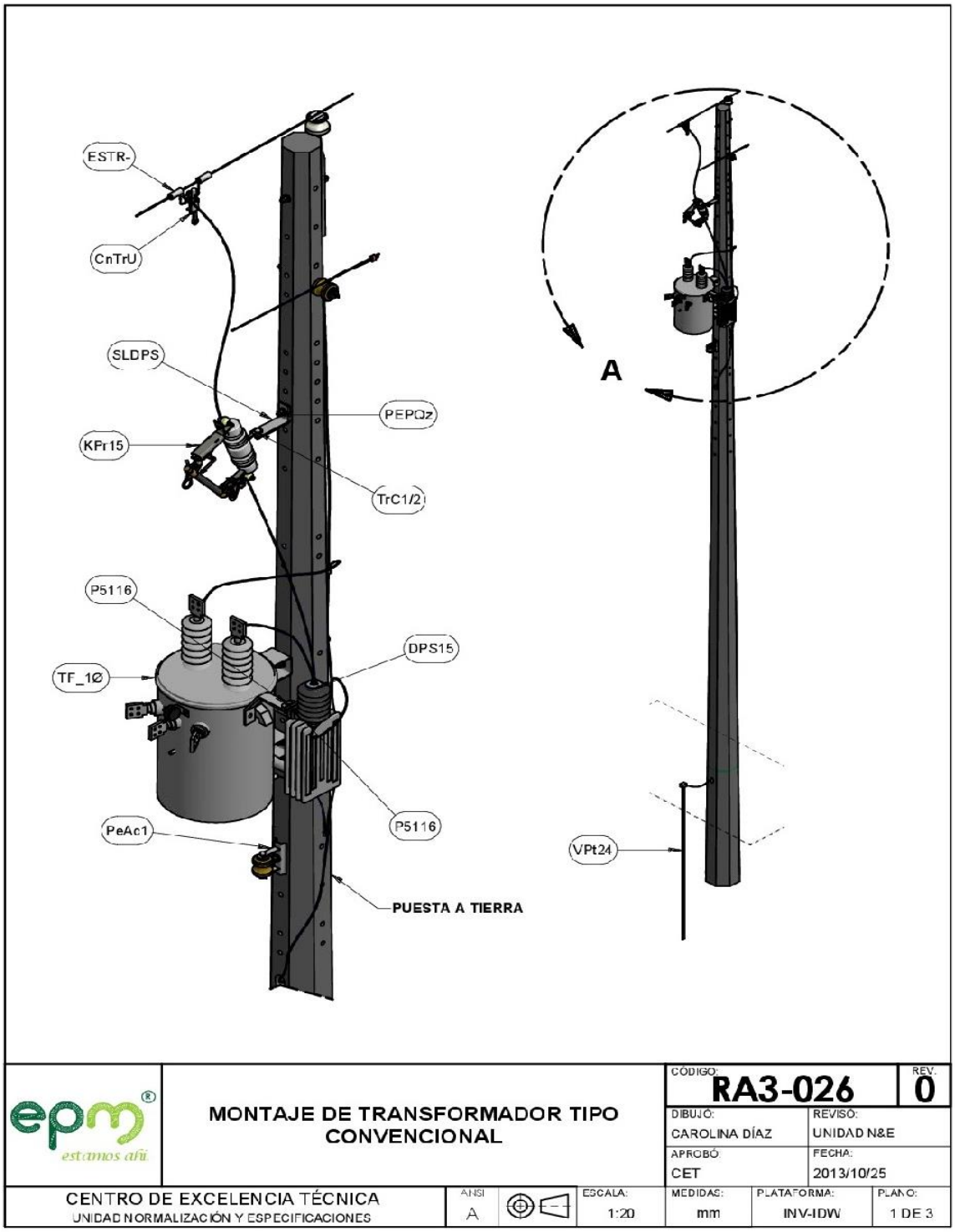
1. Dimensiones en milímetros.
2. Dejar suficiente longitud de rosca en el espaciador para alojamiento de un futuro transformador.
3. Si el transformador tiene solo un usuario deberá colocarse la percha de retención a la red secundaria.
4. El cortacircuitos se debe colocar respetando la distancia de seguridad y en posicion que facilite su maniobrabilidad.
5. Todos los transformadores de distribución deberán tener protegidos sus bujes secundarios con una cubierta plástica, chaqueta termocontráctil o autofundente para evitar vulnerabilidad al fraude.
6. Consultar especificaciones técnicas y características técnicas garantizadas de EPM.
7. DPS: Dispositivo de Protección para Sobretensiones.

epm estamos allí	MONTAJE DE TRANSFORMADOR TIPO CONVENCIONAL			CÓDIGO: RA3-026		REV. 0
				DIBUJÓ: CAROLINA DÍAZ	REVISÓ: UNIDAD N&E	
				APROBÓ: CET	FECHA: 2013/10/25	
CENTRO DE EXCELENCIA TÉCNICA UNIDAD NORMALIZACIÓN Y ESPECIFICACIONES	ANSI A		ESCALA: N/A	MEDIDAS: mm	PLATAFORMA: INV-IDW	PLANO: 3 DE 3

Fuente: EPM E.S.P.



Fuente: EPM E.S.P.

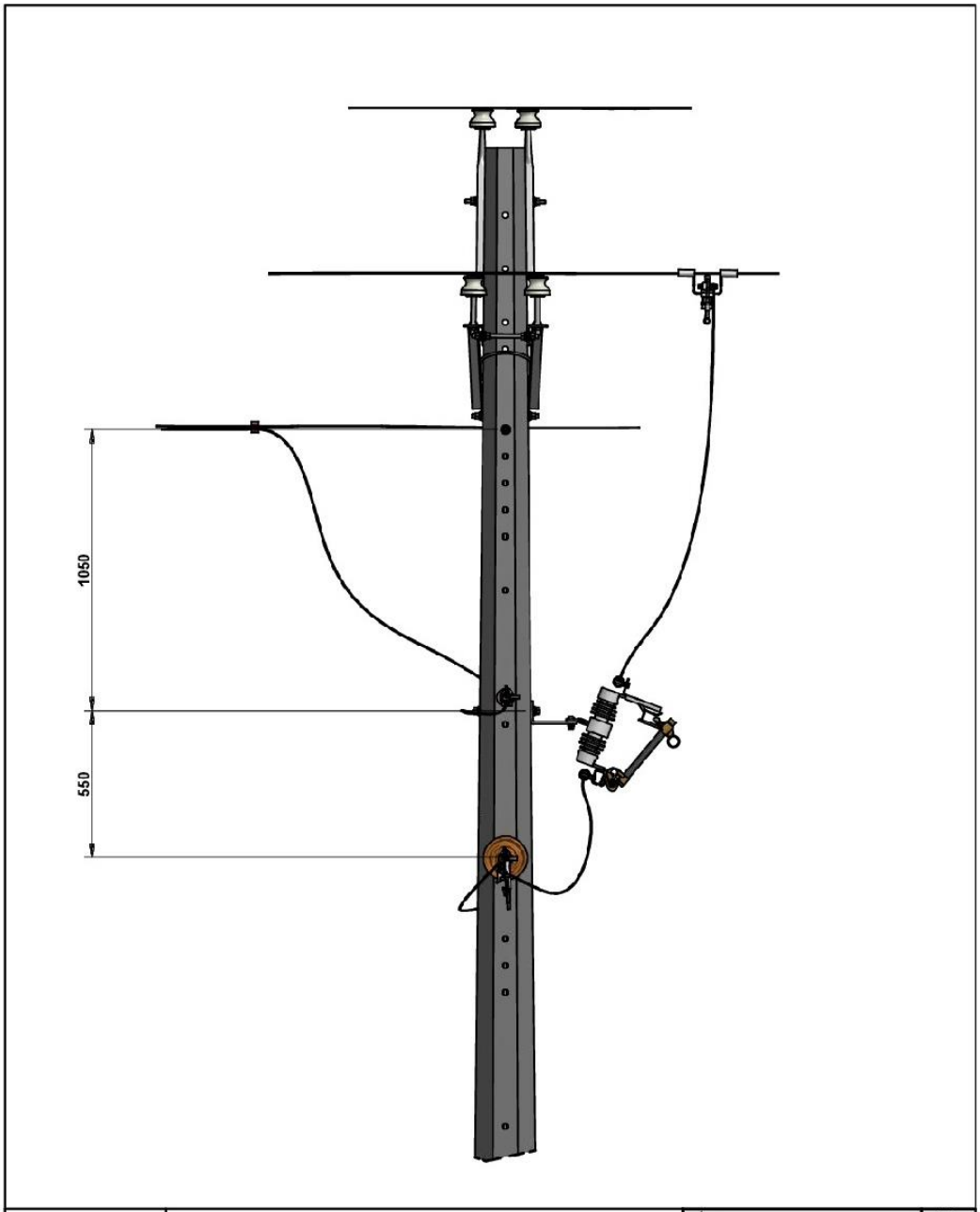


Fuente: EPM E.S.P.

LISTA DE MATERIALES					
CÓDIGO NEMOTÉCNIC	CANT.	DESCRIPCIÓN	REFERENCIA	COD. OW-INVERSION	COD. OW-COSTO
GrTTR	4	GRAPA TERMINAL ACSR 2/0-266,8 - AL+AC GALV., CON ESTRIBO	RA7-024	92458	71512
ASP15	4	AISLADOR SUSPENS 13,2 KV 165 mm - PORCELANA CLASE AS-1	RA7-011	92237	1611
TKOj4	4	TUERCA DE OJO 5/8 in ACERO GALVANIZADO - 11 PASOS/in	RA7-003	92279	10999
KPr15	1	CAJA PRIMARIA 13.2KV	N/A	92249	10018
SLDPS	1	SOPORTE EN L CORTACIRCUITOS Y PARARRAYOS	RA7-053	95698	95697
TrC1/2	1	TORNILLO CARRUAJE PARA CAJAS PRIMARIAS	RA7-001	98643	98642
ESTR-	2	ESTRIBO	RA6-009	N/A	N/A
CrTrL	2	CONECTOR TRANSVERSAL UNIVERSAL	RA7-079	92262	10219
CnCDC	1	CONECTOR COMPRESION DERIVACION EN C COBRE	RA7-030	92241	7702
P3016	4	TORNILLO DE 15,8x50,8 mm	RA7-001	1275	92217
PE-Qz	2	PERNO ESPACIADOR 15.9 x 254 mm	RA7-001	92223	1341
PEPQz	4	PERNO ESPACIADOR 15.9 x 254 mm	RA7-001	92223	1341
PEPTO	2	PERNO ESPACIADOR 15.9 x 305 mm	RA7-001	92224	1342

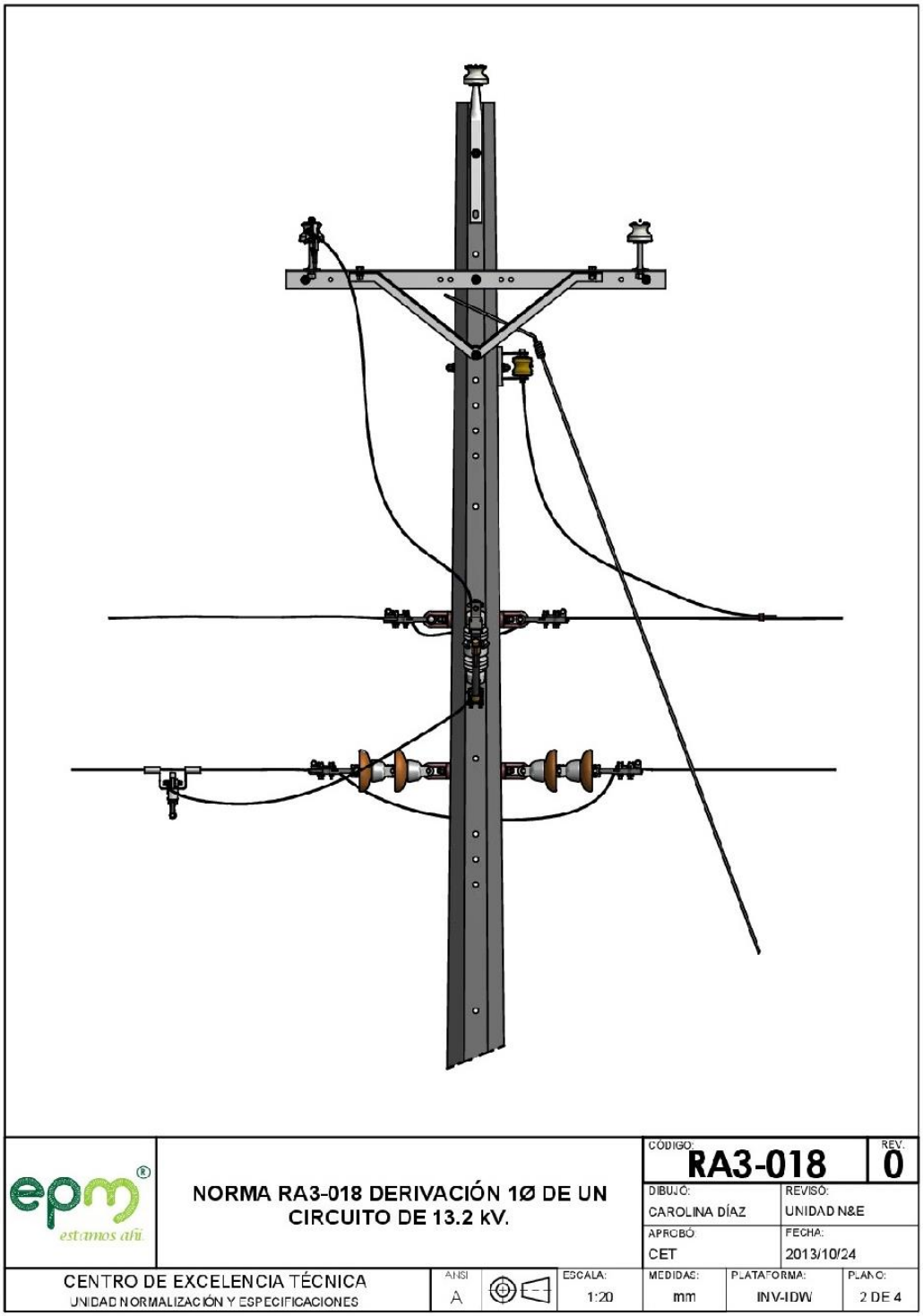
epm® estamos aquí	NORMA RA3-018 DERIVACIÓN 1Ø DE UN CIRCUITO DE 13.2 kV.			CÓDIGO: RA3-018		REV. 0
				DIBUJÓ: CAROLINA DÍAZ	REVISÓ: UNIDAD N&E	
				APROBÓ: CET	FECHA: 2013/10/24	
CENTRO DE EXCELENCIA TÉCNICA UNIDAD NORMALIZACIÓN Y ESPECIFICACIONES	ANSI A		ESCALA: SIN	MEDIDAS: mm	PLATAFORMA: INV-IDW	PLANO: 4 DE 4

Fuente: EPM E.S.P.

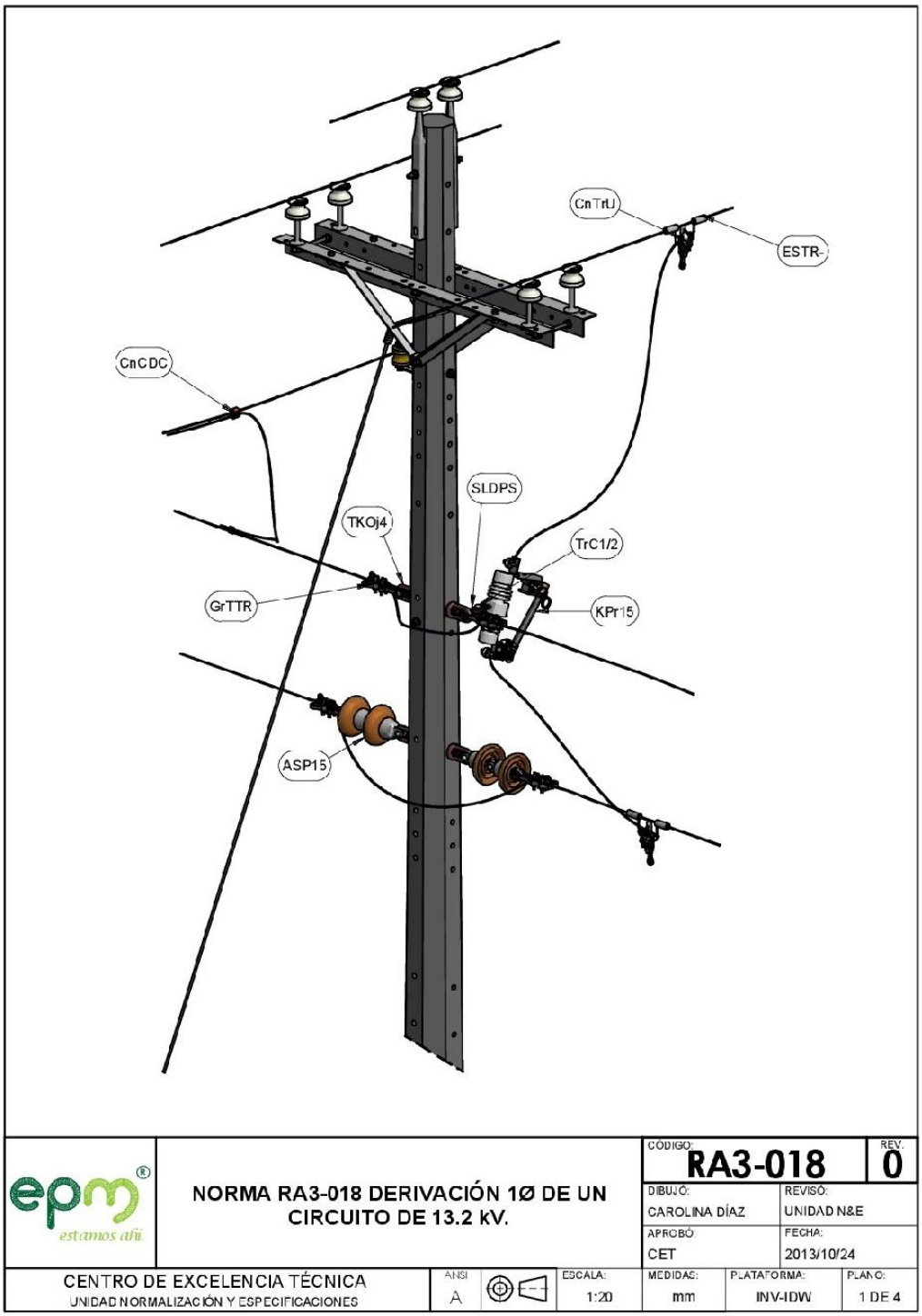


epm estamos afín	NORMA RA3-018 DERIVACIÓN 1Ø DE UN CIRCUITO DE 13.2 kV.	CÓDIGO: RA3-018			REV. 0
		DIBUJÓ: CAROLINA DÍAZ	REVISÓ: UNIDAD N&E		
		APROBÓ: CET	FECHA: 2013/10/24		
CENTRO DE EXCELENCIA TÉCNICA UNIDAD NORMALIZACIÓN Y ESPECIFICACIONES	ANSI A	ESCALA: 1:20	MEDIDAS: mm	PLATAFORMA: INV-IDW	PLANO: 3 DE 4

Fuente: EPM E.S.P.



Fuente: EPM E.S.P.



Fuente: EPM E.S.P.

NOTAS:

1. Dimensiones en milímetros.

2. Podrá instalarse otro tipo de aislador que sea aprobado por Empresas Públicas de Medellín

3. Las tuercas de ojo alargado en el plano horizontal para hacer el puente por un lado.

4. Para vanos mayores de 100m. instalar amortiguadores y grapa tipo pistola.

5. Para zonas contaminadas o zonas costeras utilizar un aislador de suspensión 165 mm adiconal por fase

6. Vanos máximos para conductores N° 2 a 1/0 AWG

LONG Poste	TENSIÓN Mecánica	VANO MÁX. En terreno plano	DIST. MÍN. A TIERRA Con flecha máx
10 m	20% TUR	80 m	6.5 m
12 m	20% TUR	130 m	6.5 m

TUR: Tensión última de ruptura

7. Cuando se utilice aislador de suspensión polimérico colocar un eslabón en cada tuerca de ojo

8. En zonas contaminadas o costeras utilizar amarres preformados con AAAC ó Alumoweld (AW)

9. En zonas contaminadas o costeras utilizar poste de resina o plástico reforzado en fibra de vidrio. RA7-036

10. En zonas contaminadas o costeras utilizar cables con hilos de acero recubiertos de cobre

11. En caso de utilizar torrecilla metalica, emplear 4 tornillos de 1/2 x 2 1/2" galvanizados, en reemplazo de los tornillos de 15.9 x 250mm y 15.9 x 300mm

12. En zonas costeras o contaminadas emplear elementos metálicos extragalvanizados o en acero recubierto de cobre, según norma RA7-001.

14. Se debe garantizar que la retenida o bloque del viento queda a 2/3 de la altura (distancia horizontal de la base del poste). Si por las condiciones del terreno no es posible cumplir esta distancia se debe considerar una estructura que compece las tensiones de los conductores.

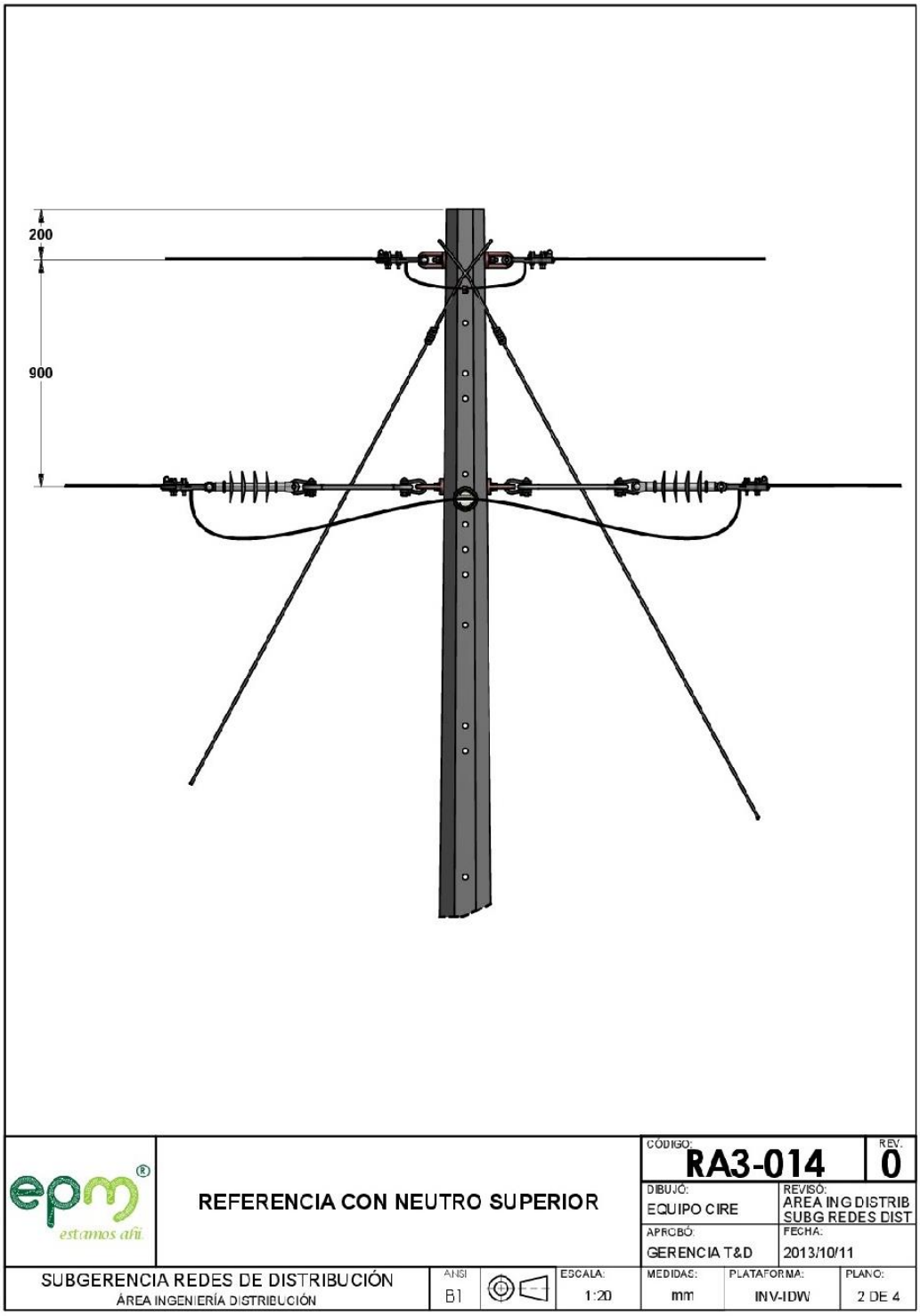
epm estamos allí	REFERENCIA CON NEUTRO SUPERIOR		CÓDIGO: RA3-014		REV. 0	
			DIBUJÓ: EQUIPO CIRE	REVISÓ: AREA ING DISTRIB SUBG REDES DIST		
			APROBÓ: GERENCIA T&D	FECHA: 2013/10/11		
SUBGERENCIA REDES DE DISTRIBUCIÓN ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	ANSI B1	ESCALA: N/A	MEDIDAS: mm	PLATAFORMA: INV-IDW	PLANO: 4 DE 4	

Fuente: EPM E.S.P.

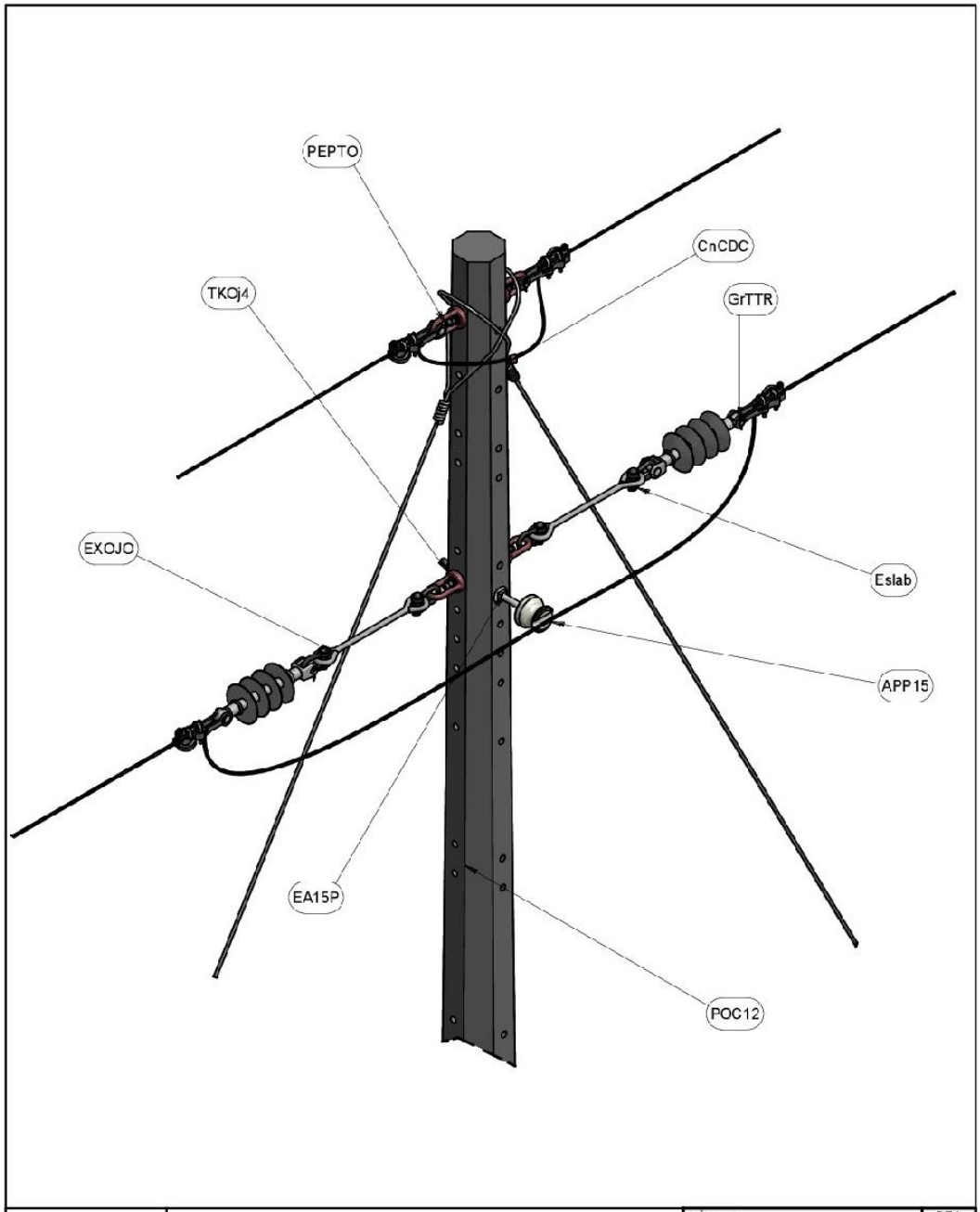
LISTA DE MATERIALES						
CÓDIGO NEMOTÉCNICO	DESCRIPCIÓN	CANT.	REFERENCIA	NOTAS	CODIGO OW-COSTO	CODIGO OW-INVERSION
POC12	POSTE CONCRETO 12m OCTOGONAL	1	RA7-035		59345	91159
TKOj4	TUERCA DE OJO 5/8 PG, ACERO G- 11 PASOS/PG	4	RA7-003		10999	92279
PEPTO	TORNILLO ESPACIADOR 15.9X250MM - ACERO GALV. 11 HILOS/PG	1	RA7-001			
EXOJO	EXTENSION DE OJO	2	RA7-047		10597	92277
Eslab	ESLABÓN DE 5/8 in - ACERO GALV. FORJADO	4	RA7-005		92215	
GrTTR	GRAPA TERMINAL ACSR 2/0-266,8 - AL+AC GALV. TIPO RECTA	4	RA7-024		71512	92458
ASS15	AISLADOR SUSPENSION POLIMERICO 13.2KV - DS15, 45 KN	2	RA7-006		1609	92236
EA15P	ESPIGO PARA CRUCETA METALICA 228.6mm	1	RA7-009		10572	92272
APF15	AISLADOR TIPO PIN 13.2KV	1			1604	92235
PEPTO	TORNILLO ESPACIADOR 15.9X250MM - ACERO GALV. 11 HILOS/PG	1	RA7-001			
	VIENTO POSTE 12m	1				
		1				
CnCDC	CONECTOR COMPRESION DERIVACION EN C COBRE pequeño	1			7701	92240

epm estamos aquí	REFERENCIA CON NEUTRO SUPERIOR			CÓDIGO: RA3-014		REV. 0
				DIBUJÓ: EQUIPO CIRE	REVISÓ: AREA ING DISTRIB SUBG REDES DIST	
				APROBÓ: GERENCIA T&D	FECHA: 2013/10/11	
SUBGERENCIA REDES DE DISTRIBUCIÓN ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	ANSI B1		ESCALA: N/A	MEDIDAS: mm	PLATAFORMA: INV-IDW	PLANO: 3 DE 4

Fuente: EPM E.S.P.



Fuente: EPM E.S.P.



epm estamos afil	REFERENCIA CON NEUTRO SUPERIOR	CÓDIGO: RA3-014			REV. 0
		DIBUJÓ: EQUIPO CIRE	REVISÓ: AREA ING DISTRIB SUBG REDES DIST		
		APROBÓ: GERENCIA T&D	FECHA: 2013/10/11		
SUBGERENCIA REDES DE DISTRIBUCIÓN ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	ANSI B1	ESCALA: 1:15	MEDIDAS: mm	PLATAFORMA: INV-IDW	PLANO: 1 DE 4

Fuente: EPM E.S.P.

LISTA DE MATERIALES						
CÓDIGO NEMOTÉCNICO	CANT.	DESCRIPCIÓN	REFERENCIA	NOTAS	CODIGO OW-COSTO	CODIGO OW-INVERSION
POC12	1	POSTE CONCRETO 12m OCTOGONAL	RA7-035		59345	91159
PEPTO	1	TORNILLO ESPACIADOR 15.9X250MM - ACERO GALV. 11 HILOS/PG	RA7-001		92224	1342
TKOj4	2	Tuerca de Ojo 5/8 PG, Acero G - 11 Pasos/PG	RA7-003		10999	92279
ASP15	2	AISLADOR SUSPENS 13,2 KV 165 mm - PORCELANA CLASE AS-1	RA7-011	(Ver Nota 2)	1611	92237
GrTTR	2	GRAPA TERMINAL ACSR 2/0-266,8 - AL+AC GALV. TIPO RECTA	RA7-024		71512	92458
PEPTO	1	TORNILLO ESPACIADOR 15.9X250MM - ACERO GALV. 11 HILOS/PG	RA7-001		92224	1324

NOTAS:

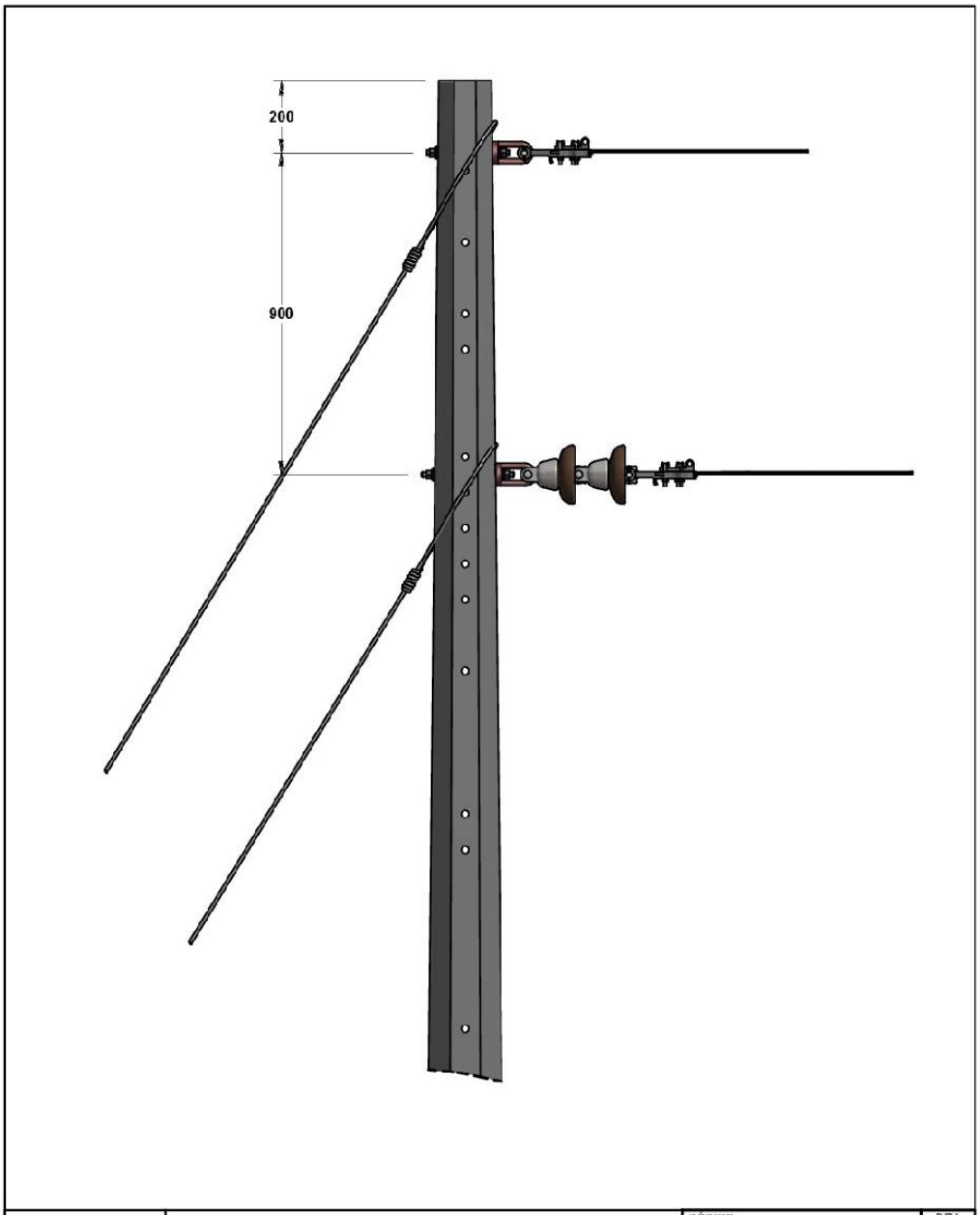
1. Dimensiones en milímetros.
2. Podrá instalarse otro tipo de aislador que sea aprobado por Empresas Públicas de Medellín.
3. Para vanos mayores de 500m. colocar viento independiente para cada conductor. (doble viento).
4. En vanos mayores a 100m utilizar grapa tipo pistola.
5. Para zonas contaminadas o zonas costeras utilizar un aislador de suspensión 165 mm adicional por fase.
6. Vanos máximos para conductores N° 2 a 1/0 AWG.

LONG. Poste	TENSION Mécanica	VANO MÁX. En terreno plano	DIST. MÍN. A TIERRA Con flecha máx.
10m	20 % TRU	80 m	6.5 m
12m	20 % TRU	130 m	6.5 m

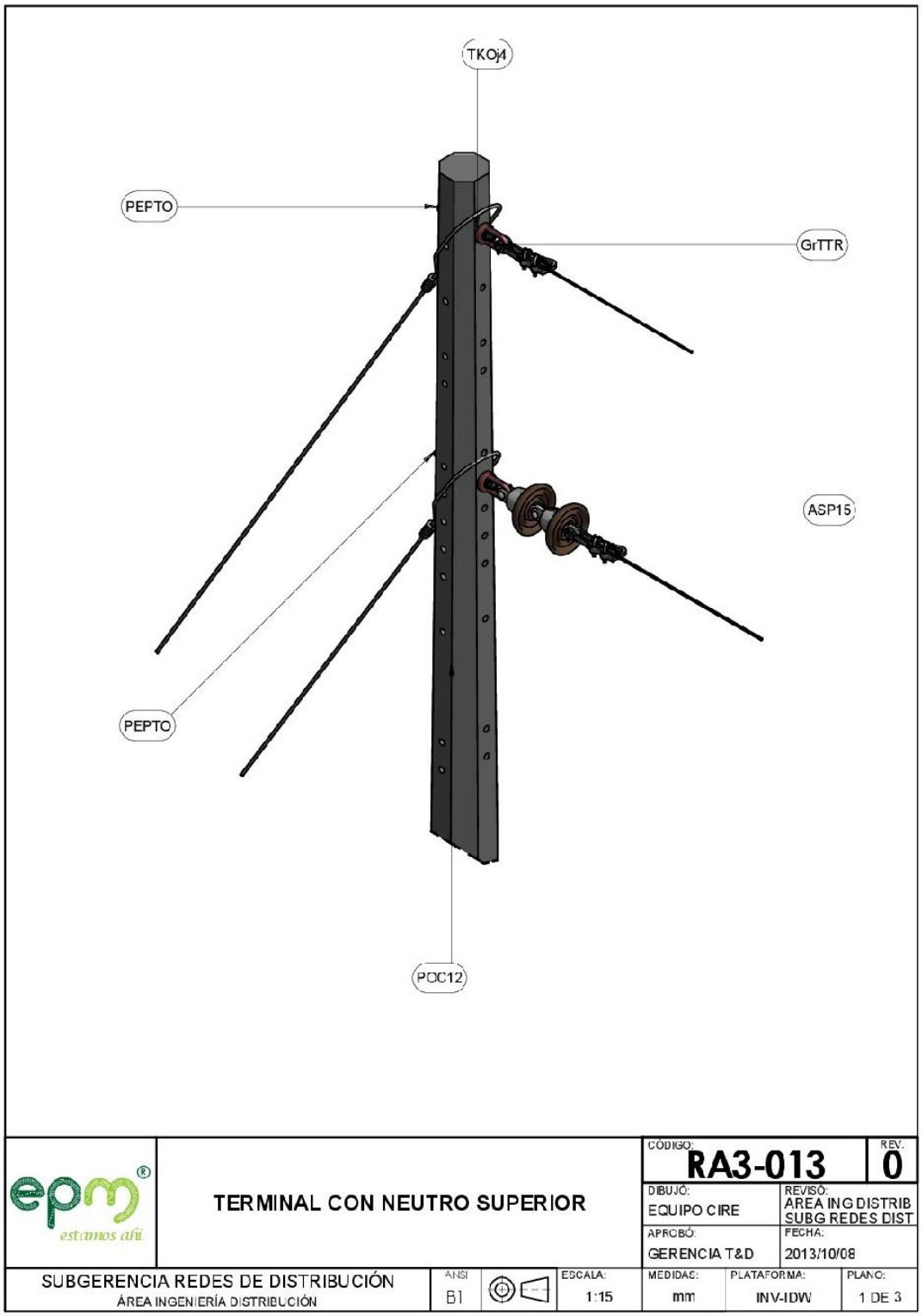
7. En zonas contaminadas o costeras utilizar poste de resina o plástico reforzado en fibra de vidrio RA7-036.
8. Cuando se utilice aislador de suspensión polimérico colocar un eslabón en cada tuerca de ojo.
9. En zonas contaminadas o costeras utilizar amarres preformados con AAAC ó Alumoweld (AW).
10. En zonas contaminadas o costeras utilizar cables con hilos de acero recubiertos de cobre.
11. En caso de utilizar torrecilla metalica, emplear 2 tornillos de 1/2" x 2 1/2" galvanizados, en reemplazo de los tornillos de 15.9 x 200mm y 15.9 x 250mm.
12. En zonas costeras o contaminadas emplear elementos metálicos extragalvanizados o en acero recubierto de cobre, según norma RA7-001
13. Consultar especificaciones técnicas y características técnicas garantizadas de EPM.
14. Se debe garantizar que la retenida o bloque del viento queda a 2/3 de la altura (distancia horizontal de la base del poste). Si por las condiciones del terreno no es posible cumplir esta distancia se debe considerar una estructura que compece las tensiones de los conductores.

epm estamos afín	TERMINAL CON NEUTRO SUPERIOR	CÓDIGO: RA3-013			REV. 0	
		DIBUJÓ: EQUIPO CIRE		REVISÓ: AREA ING DISTRIB SUBG REDES DIST		
		APROBÓ: GERENCIA T&D		FECHA: 2013/10/08		
SUBGERENCIA REDES DE DISTRIBUCIÓN ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	ANSI B1	ESCALA: N/A	MEDIDAS: mm	PLATAFORMA: INV-IDW	PLANO: 3 DE 3	

Fuente: EPM E.S.P.



Fuente: EPM E.S.P.



Fuente: EPM E.S.P.

LISTA DE MATERIALES						
CÓDIGO NEMOTÉCNICO	DESCRIPCIÓN	CANT.	REFERENCIA	NOTAS	CODIGO OW-COSTO	CODIGO OW-INVERSION
POC12	POSTE CONCRETO 12m OCTOGONAL	1	RA7-035		59345	91159
ToTC1	TORNILLO TIPO CARRETE	1			1302	92221
EA15P	ESPIGO PARA CRUCETA METALICA 228.6mm	1	RA7-009		10572	92272
ACP81	AISLADOR DE PRCELANA TIPO CARRETE 81mm 600V	1	RA7-105		1588	92231
APP15	AISLADOR TIPO PIN 13.2KV	1			1604	92235

NOTAS:

1. Dimensiones en milimetros.

2. Vanos máximos para conductores N°. 2 a 1/0 AWG

LONG. Poste	TENSION Mecánica	VANO MÁX En terreno plano	DIST. MÍN. A TIERRA Con flecha máx
10 m	20% TUR	80 m	6.5 m
12 m	20% TUR	130 m	6.5 m

TUR: Tensión última de ruptura

3. Para zonas contaminadas o zonas costeras utilizar aislador tipo Line post a 25 kV.

4 En zonas contaminadas o costeras utilizar poste de resina o plástico reforzado en fibra de vidrio. RA7-036.

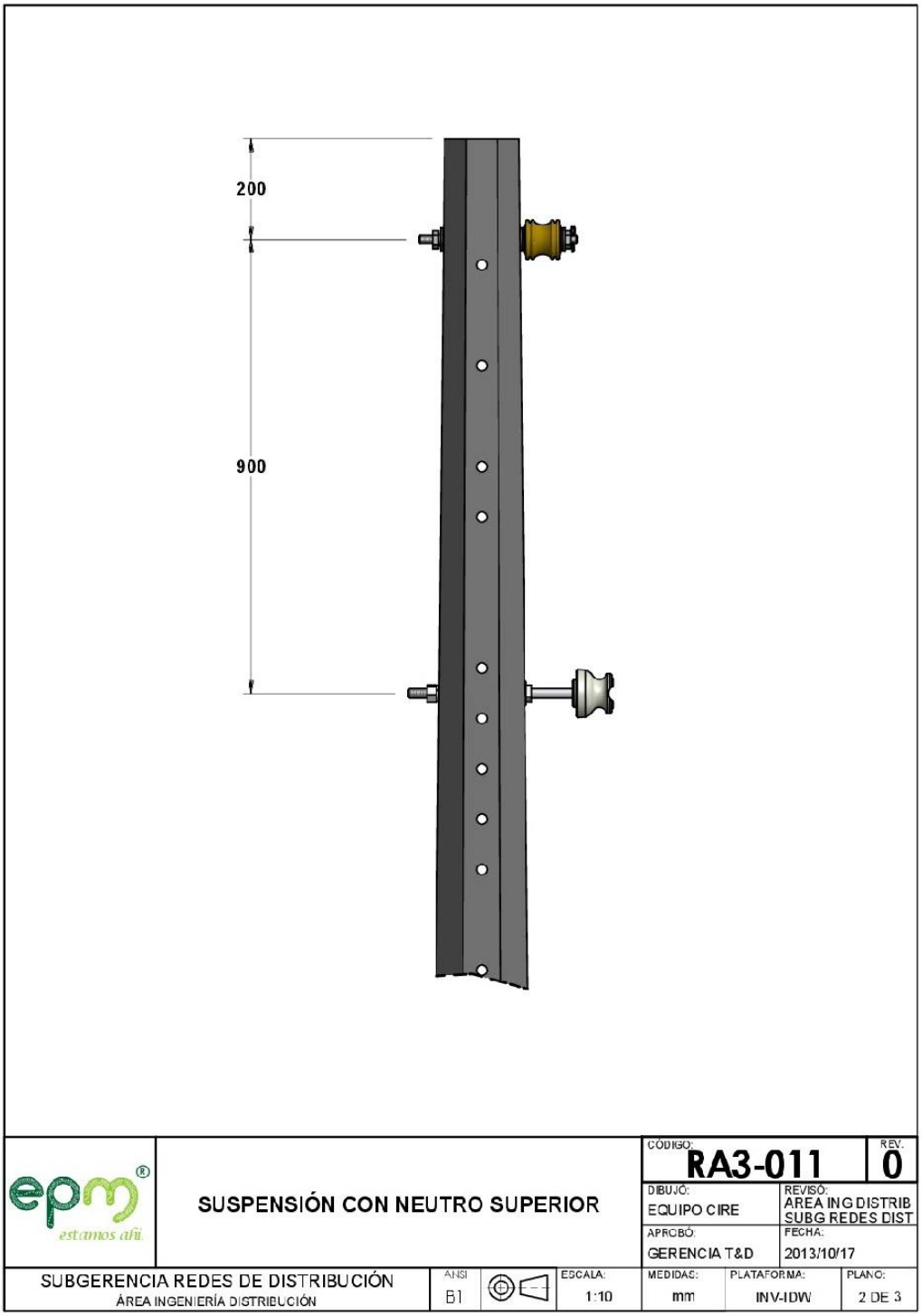
5. En zonas costeras o contaminadas emplear elementos metálicos extragalvanizados o en acero recubierto de cobre, según norma RA7-001.

6. Consultar especificaciones tecnicas y caracteristicas tecnicas garantizadas de EPM.

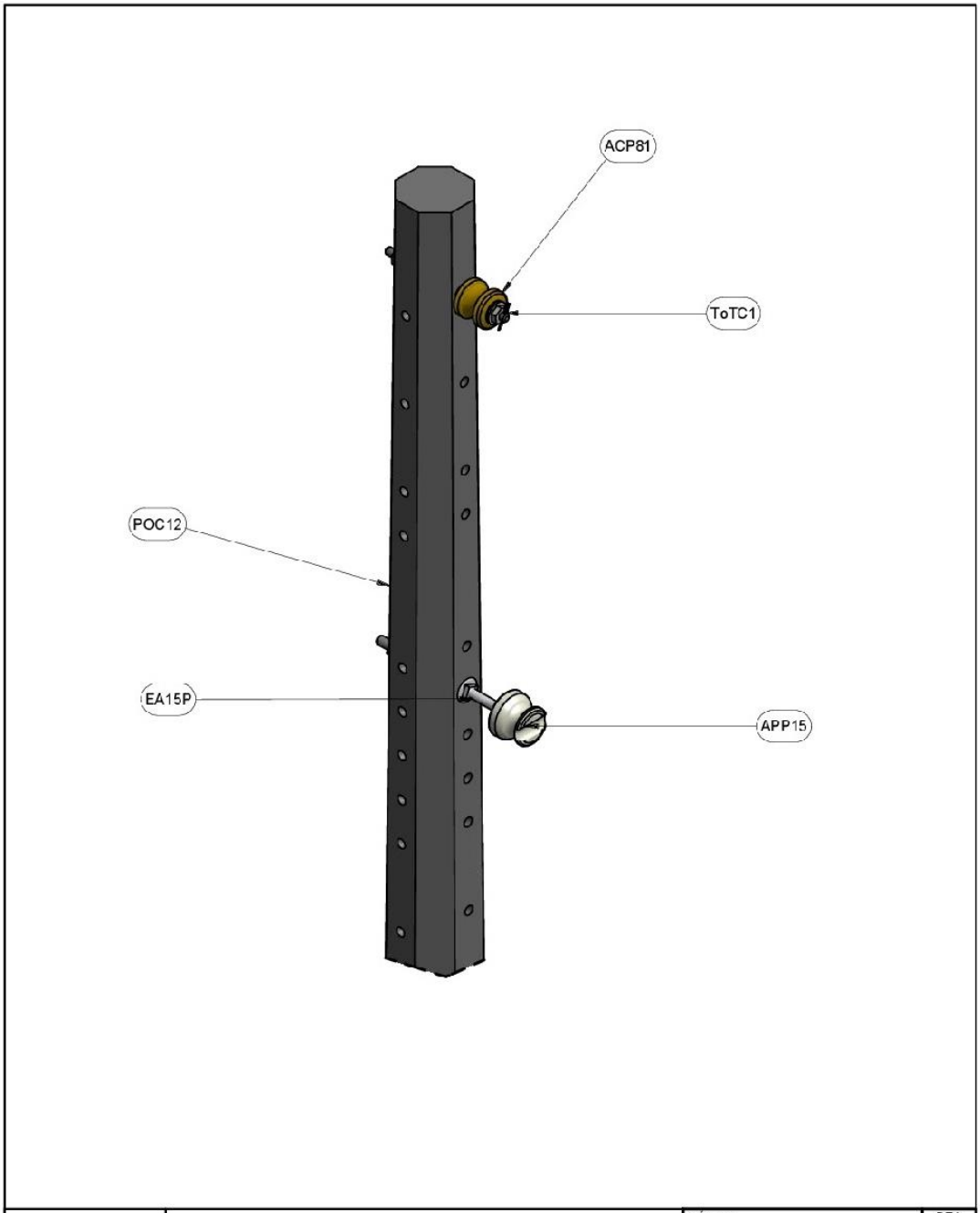
epm estamos allí	SUSPENSIÓN CON NEUTRO SUPERIOR	CÓDIGO: RA3-011	REV. 0
		DIBUJÓ: EQUIPO CIRE	REVISÓ: AREA ING DISTRIB SUBG REDES DIST
		APROBÓ: GERENCIA T&D	FECHA: 2013/10/17

SUBGERENCIA REDES DE DISTRIBUCIÓN ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	ANSI B1		ESCALA: N/A	MEDIDAS: mm	PLATAFORMA: INV-IDW	PLANO: 3 DE 3

Fuente: EPM E.S.P.



Fuente: EPM E.S.P.



epm estamos afín	SUSPENSIÓN CON NEUTRO SUPERIOR			CÓDIGO: RA3-011		REV. 0
				DIBUJÓ: EQUIPO CIRE	REVISÓ: AREA ING DISTRIB SUBG REDES DIST	
				APROBÓ: GERENCIA T&D	FECHA: 2013/10/17	
SUBGERENCIA REDES DE DISTRIBUCIÓN ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	ANSI B1		ESCALA: 1:10	MEDIDAS: mm	PLATAFORMA: INV-IDW	PLANO: 1 DE 3

Fuente: EPM E.S.P.

5. Sistema de puesta a tierra, transformador monofásico

COD. MAT.	DESCRIPCION	UNIDAD	UNIDAD DE COSTO 230 CANTIDAD
1648	CONDUCTOR BAJANTE PLANO TIPO FLEJE DE ACERO INOXIDABLE AUSTENITICO 304 7/8"X1.2mmx11m	UN	1
1649	CONDUCTOR PLANO TIPO FLEJE DE ACERO INOXIBABLE AUSTENITICO 304 CARCASA DEL TRANSFORMADOR DE 1 m x 7/8" x 1.2 mm	UN	1
	CONDUCTOR PLANO TIPO FLEJE DE ACERO INOXIDABLE AUSTENITICO 304 ENTRE DPS DE 2.2 m x 7/8" x 1.2mm	UN	1
685	ELECTRODO TIPO VARILLA DE ACERO INOXIDABLE AUSTENITICO 304, DE 2,4 m x 10 mm de ciámetro.	UN	2
1651	ABRAZADERA DE ACERO INOXIDABLE AUSTENITICO 304 DE 3/8" X 1,5 m X 0,70 mm	UN	6
493	CONECTOR FLEJE - VARILLA EN ACERO INOXIDABLE AUSTENITICO 304 AJUSTABLE CON TORNILLO 20 - 30mm.	UN	2
1655	CONECTOR FLEJE - FLEJE AJUSTABLE MEDIANTE PERNO CON CABEZA HEXAGONAL DE 3/16" ACERO INOXIDABLE AUSTENITICO 304.	UN	1
484	CONECTOR DPS - FLEJE AJUSTABLE MEDIANTE PERNO CON CABEZA HEXAGONAL DE 3/16" ACERO INOXIDABLE AUSTENITICO 304.	UN	2
1653	FLEJE DE ACERO INOXIDABLE 304, DE 30 mm x 3 mm, LONGITUD DE 2,25 m	UN	2
1653	FLEJE DE ACERO INOXIDABLE 304, DE 30 mm x 3 mm, LONGITUD DE 2 m	UN	2
	LLAVE BRISTOL 3/16"	UN	1
1656	CONECTOR UNIVERSAL O CONECTOR DE PLACAS PARALELAS FLEJE FLEJE	UN	4

Tabla 3 Componentes para sistema de puesta a tierra de transformador monofásico bifilar.

NOTA:

CODIGO 230: COMPONENTES SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA TRANSFORMADOR MONOFASICO BIFILAR

DOCUMENTO EN ESTUDIO

Fuente: CENS S.A. E.S.P.

COD. MAT.	DESCRIPCION	UNIDAD	UNIDAD DE COSTO 230 CANTIDAD
3356	COLLARIN DE UNA SALIDA 9" - 10" (229X254 mm), UNA SALIDA TIPO PESADO	UN	2
545	ESPARRAGO DE 5/8"X14"	UN	2
555	PERNO DE 1/2"X1.1/2"	UN	8
556	PERNO DE 1/2"X2"	UN	2
449	CRUCETA METALICA DE 2.40 MT (2 1/2"X2 1/2"X1/4")	UN	2
456	DIAGONAL RECTA METALICA DE 2.16 MT ACERO GALVANIZADO	UN	2
	FUSIBLE DE ALTA TENSION (10 – 80) AMP. 15 KV	UN	2
696	CORTACIRCUITO DE 15 KV	UN	2
748	PORTAFUSIBLE BOLA 15 KV 100 A	UN	2
691	DPS 12 KV 10 KA CON VALVULA DE EXPULSION	UN	2
427	ARANDELA REDONDA DE 5/8"	UN	4
1455	DIAGONAL RECTA METALICA 1,4 MT	UN	2
425	ARANDELA REDONDA DE 1/2"	UN	4
326	CABLE ALUMINIO AISLADO # 2 AWG	MI	30
1710	CONECTOR PLACAS PARALELAS	UN	2

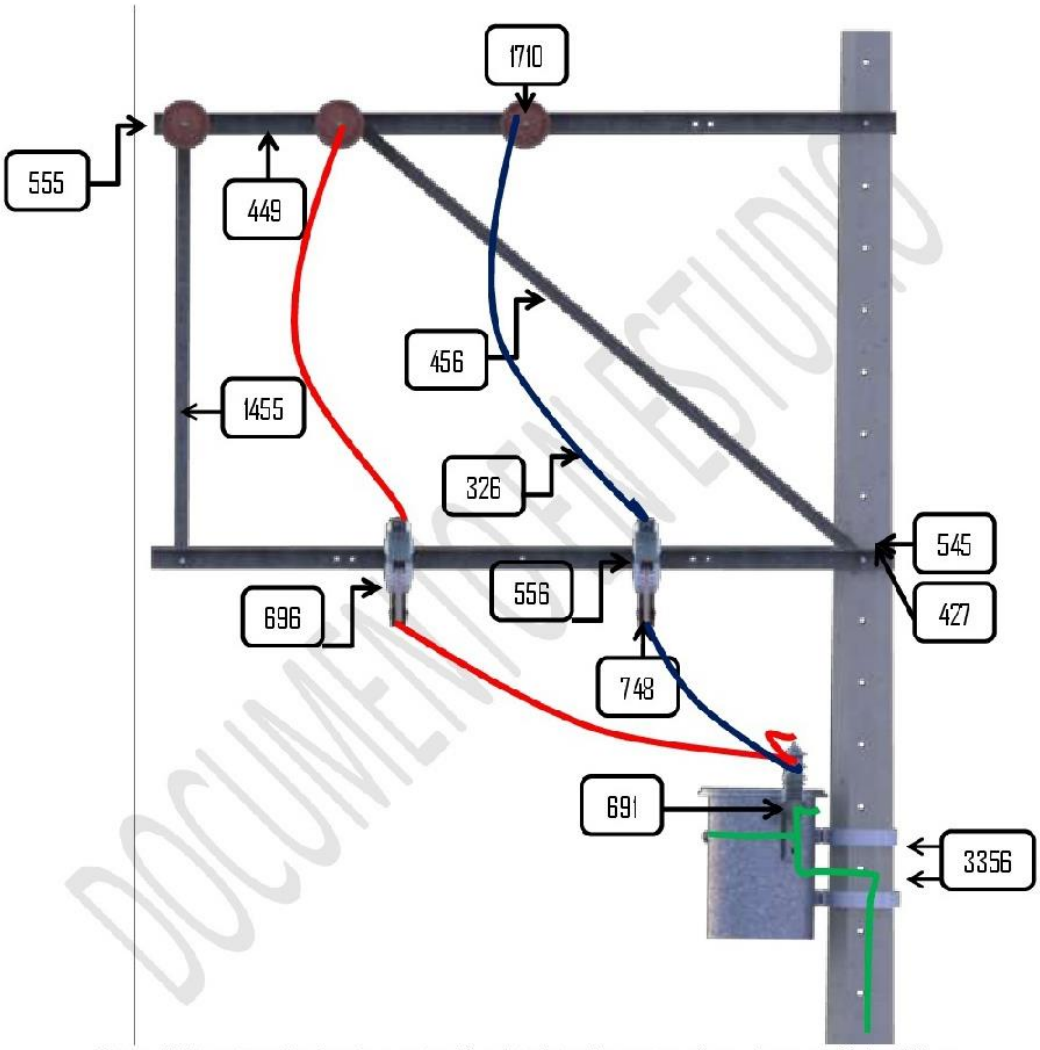
Tabla 2 Componentes para montaje de transformador monofásico bifilar, disposición retención.

NOTA:

CODIGO 230: HERRAJES MONTAJES TRANSFORMADOR MONOFASICO BIFILAR

DOCUMENTO EN ESTUDIO

Fuente: CENS S.A. E.S.P.



DOCUMENTO EN ESTUDIO

Figura 5 Estructura tipo bandera retención, vista lateral para transformador monofásico bifilar.

Fuente: CENS S.A. E.S.P.

4. Montaje en poste con transformador monofásico bifilar, construcción en bandera, disposición en retención.

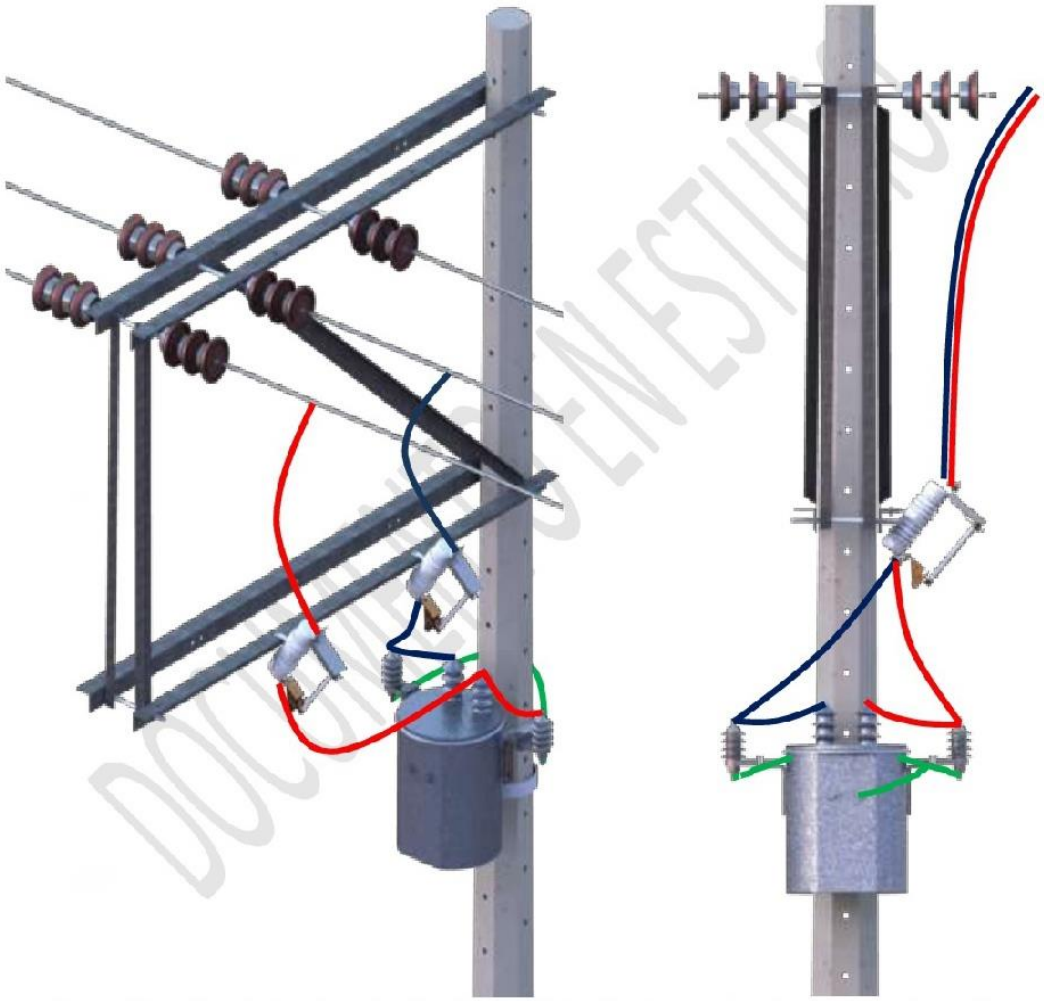


Figura 4 Estructura tipo bandera retención, vista isométrica y frontal, para transformador monofásico bifilar.

DOCUMENTO EN ESTUDIO

Fuente: CENS S.A. E.S.P.

COD. MAT.	DESCRIPCION	UNIDAD	UNIDAD DE COSTO 231 CANTIDAD
3356	COLLARIN DE UNA SALIDA 9" - 10" (229X254 mm), UNA SALIDA TIPO PESADO	UN	2
545	ESPARRAGO DE 5/8"X14"	UN	1
555	PERNO DE 1/2"X1.1/2"	UN	2
556	PERNO DE 1/2"X2"	UN	1
449	CRUCETA METALICA DE 2.40 MT (2 1/2"X2 1/2"X1/4")	UN	1
456	DIAGONAL RECTA METALICA DE 2.16 MT ACERO GALVANIZADO	UN	1
	FUSIBLE DE ALTA TENSION (10 -80) AMP. 15 KV	UN	2
696	CORTACIRCUITO DE 15 KV	UN	2
748	PORTAFUSIBLE BOLA 15 KV 100 A	UN	2
691	DPS 12 KV 10 KA CON VALVULA DE EXPULSION	UN	2
427	ARANDELA REDONDA DE 5/8"	UN	2
1455	DIAGONAL RECTA METALICA 1,4 MT	UN	1
425	ARANDELA REDONDA DE 1/2"	UN	3
326	CABLE ALUMINIO AISLADO # 2 AWG, 15[m]	UN	2
1710	CONECTOR PLACAS PARALELAS	UN	2

Tabla 1. Componentes para montaje de transformador monofásico bifilar, disposición paso.

NOTA:

CODIGO 230: HERRAJES MONTAJES TRANSFORMADOR MONOFASICO BIFILAR

DOCUMENTO EN ESTUDIO

Fuente: CENS S.A. E.S.P.

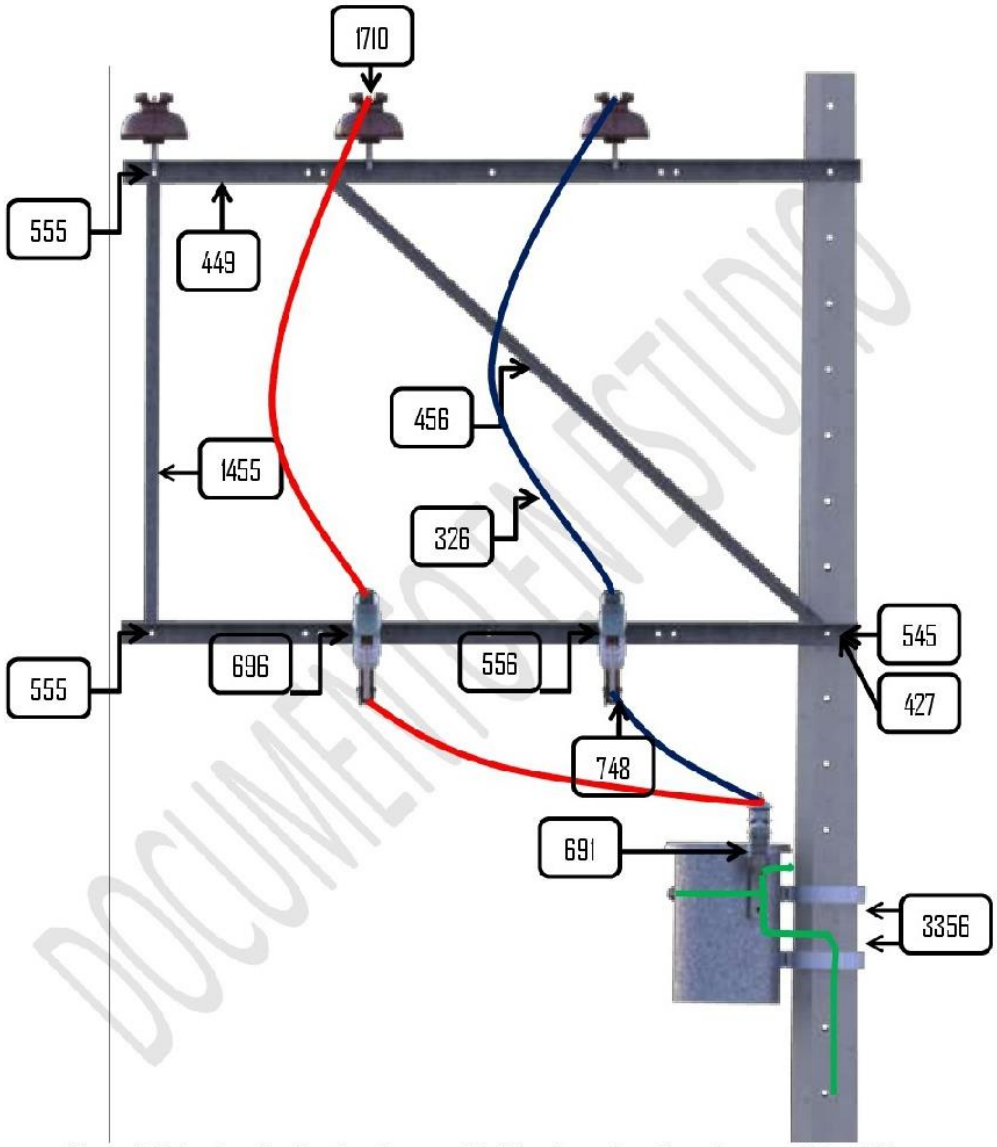
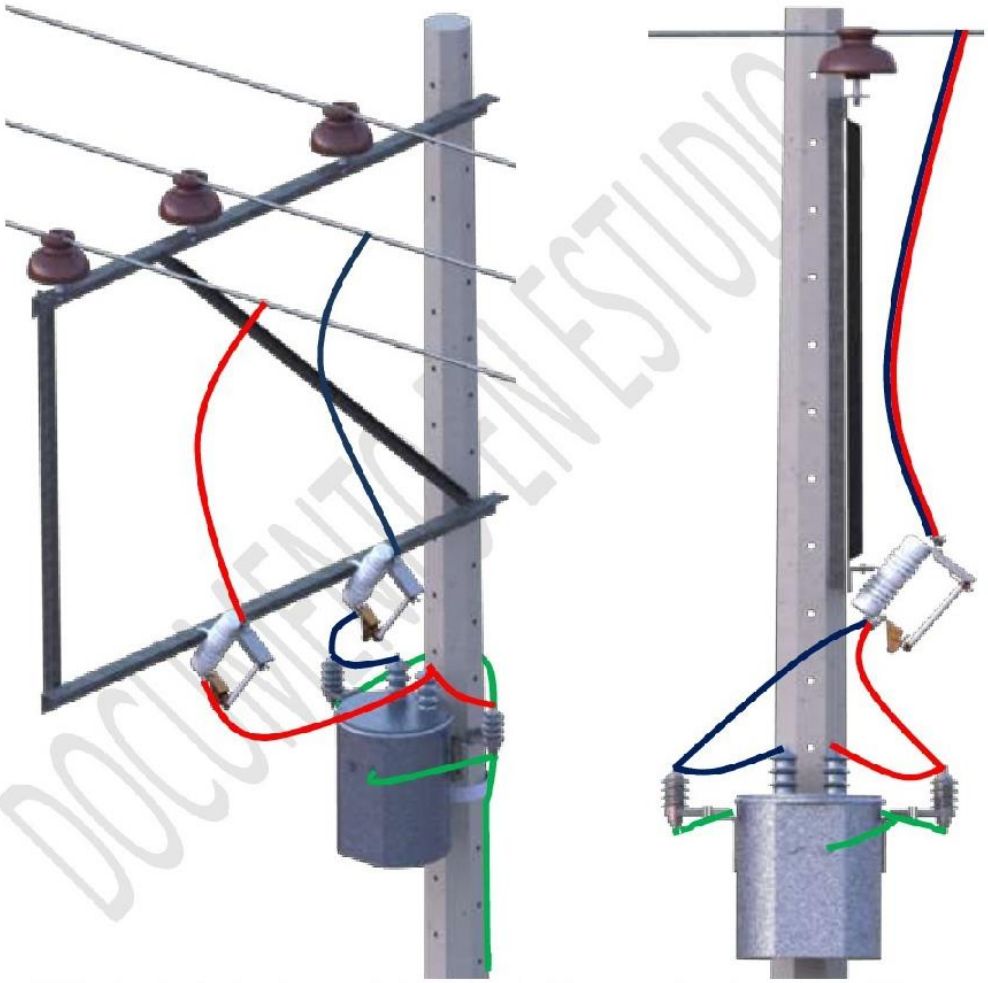


Figura 3. Estructura tipo bandera de paso, vista lateral para transformador monofásico bifilar.

DOCUMENTO EN ESTUDIO

Fuente: CENS S.A. E.S.P.

2. **Montaje en poste con transformador monofásico bifilar, construcción en bandera, disposición paso.**



3. **Figura 2. Estructura tipo bandera de paso, vista isométrica y frontal, para transformador monofásico bifilar.**

DOCUMENTO EN ESTUDIO

Fuente: CENS S.A. E.S.P.

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.
SUBGERENCIA DE DISTRIBUCIÓN

CENS S.A. E.S.P.

CAPITULO 3

DERIVACION MONOFASICA CON CORTACIRCUITO

NORMA: CNS-03-731

COD. MAT.	DESCRIPCION	UNIDAD	UNIDAD DE COSTO 223	UNIDAD DE COSTO 233
			CANTIDAD	CANTIDAD
14	COLLARIN DOS SALIDAS 7"-8"	UN	1	1
48	AISLADOR TIPO SUSPENSION DE 6" ANSI 52-1	UN	4	6
104	ARANDELA DE PRESION DE 5/8"	UN	2	8
105	ARANDELA DE PRESION DE 1/2"	UN	-	4
392	CORTACIRCUITO DE 15 KV	UN	2	2
406	CRUCETA METALICA DE 3" x 3" x 1/4" x 2 MT	UN	-	2
482	FUSIBLE DE ALTA TENSION 5 - 15 AMP. 15 KV	UN	2	2
500	GRAPA DE RETENCION EN ALUMINIO DE 6 - 2/0 AWG 3000 Kg.	UN	2	2
582	PERNO DE 5/8" x 16" GALVANIZADO EN CALIENTE	UN	1	-
596	PERNO DE 1/2" x 1 1/2" GALVANIZADO EN CALIENTE	UN	-	4
602	PERNO DE 1/2" x 6" GALVANIZADO EN CALIENTE	UN	4	-
614	ESPARRAGO DE 5/8" x 12" CON 4 TUERCAS	UN	-	2
620	ESPARRAGO DE 5/8" x 18" CON 4 TUERCAS	UN	2	-
754	SUPLEMENTO PARA CORTACIRCUITOS	UN	-	2
884	TUERCA DE OJO ALARGADO DE 5/8"	UN	2	2
954	CRUCETA DE MADERA 100 x 100 MM x 2 MT	UN	2	-
992	DIAGONAL EN V PARA CRUCETA DE MADERA 110 x 34 CM	UN	2	-
998	DIAGONAL EN V PARA CRUCETA METALICA 110 x 40 cm	UN	-	2
1010	SILLA PARA CRUCETA DE MADERA 120 x 100 mm (PARTE RECTA 85 mm)	UN	2	-
1222	ARANDELA CUADRADA PLANA DE 1/2"	UN	4	-
1224	ARANDELA CUADRADA PLANA DE 5/8"	UN	10	-

NOTA:

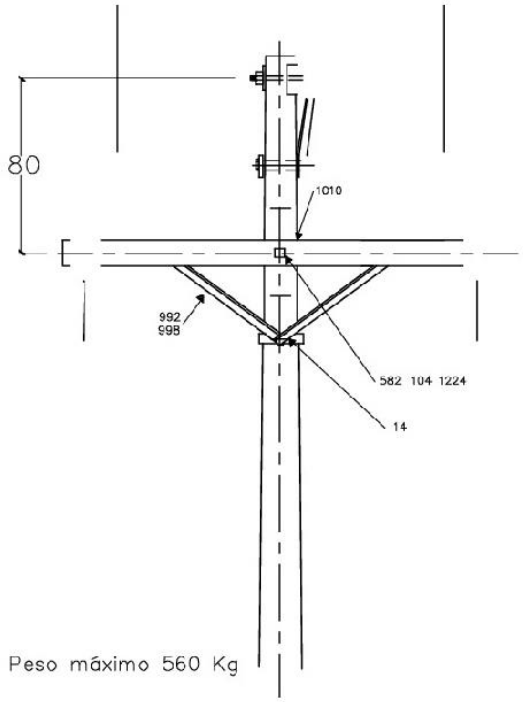
CODIGO: 223 **HERRAJES MONTAJE DERIVACION MONOFASICA 731 CRUCETA MADERA**

CODIGO: 233 **DERIVACION MONOFASICA 731 CRUCETA METALICA**

ELABORO:	REVISO:	APROBO:	FECHA DE APROBACIÓN:	VERSION:	PAGINA:
M.A.Caicedo G.	A. J. Torres P.	P.E. Galvis N.	30/04/2008	1	2 de 2

Fuente: CENS S.A. E.S.P.

CENS S.A. E.S.P CAPITULO 3	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. SUBGERENCIA DE DISTRIBUCIÓN	
	DERIVACION MONOFASICA CON CORTACIRCUITO	NORMA: CNS-03-731



ELABORO:	REVISO:	APROBÓ:	FECHA DE APROBACION:	VERSIÓN:	PÁGINA:
M.A. Caicedo G.	A.J. Torres P.	P.E. Galvis N.	30/04/2008	1	1 DE 2

Fuente: CENS S.A. E.S.P.

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.
SUBGERENCIA DE DISTRIBUCIÓN

CENS S.A. E.S.P.

CAPITULO 3

DERIVACION TRIFASICA CON CORTACIRCUITO

NORMA: CNS-03-730

COD. MAT.	DESCRIPCION	UNIDAD	UNIDAD DE COSTO 222	UNIDAD DE COSTO 232
			CANTIDAD	CANTIDAD
14	COLLARIN DOS SALIDAS 7"-8"	UN	1	2
48	AISLADOR TIPO SUSPENSION DE 6" ANSI 52 1	UN	6	9
104	ARANDELA DE PRESION DE 5/8"	UN	2	6
105	ARANDELA DE PRESION DE 1/2"	UN	-	4
392	CORTACIRCUITO DE 15 KV	UN	3	3
398	CRUCETA DE MADERA 100 x 100 MM x 2.4 MT	UN	2	-
408	CRUCETA METALICA DE 3" x 3" x 1/4" x 2.4 MT	UN	-	2
440	DIAGONAL EN V PARA CRUCETA DE MADERA 120 x 54 CM	UN	2	-
442	DIAGONAL EN V DE 48" PARA CRUCETA METALICA SIN DOBLEZ	UN	-	2
482	FUSIBLE DE ALTA TENSION 5 - 15 AMP. 15 KV	UN	3	3
500	GRAPA DE RETENCION EN ALUMINIO DE 6 - 2/0 AWG 3000 Kg.	UN	3	3
582	PERNO DE 5/8" x 16" GALVANIZADO EN CALIENTE	UN	1	-
596	PERNO DE 1/2" x 1 1/2" GALVANIZADO EN CALIENTE	UN	-	4
602	PERNO DE 1/2" x 6" GALVANIZADO EN CALIENTE	UN	4	-
614	ESPARRAGO DE 5/8" x 12" CON 4 TUERCAS	UN	-	3
620	ESPARRAGO DE 5/8" x 18" CON 4 TUERCAS	UN	3	-
754	SUPLEMENTO PARA CORTACIRCUITOS	UN	-	3
884	TUERCA DE OJO ALARGADO DE 5/8"	UN	3	3
1010	SILLA PARA CRUCETA DE MADERA 120 x 100 mm (PARTE RECTA 86 mm)	UN	2	-
1222	ARANDELA CUADRADA PLANA DE 1/2"	UN	4	4
1224	ARANDELA CUADRADA PLANA DE 5/8"	UN	10	12

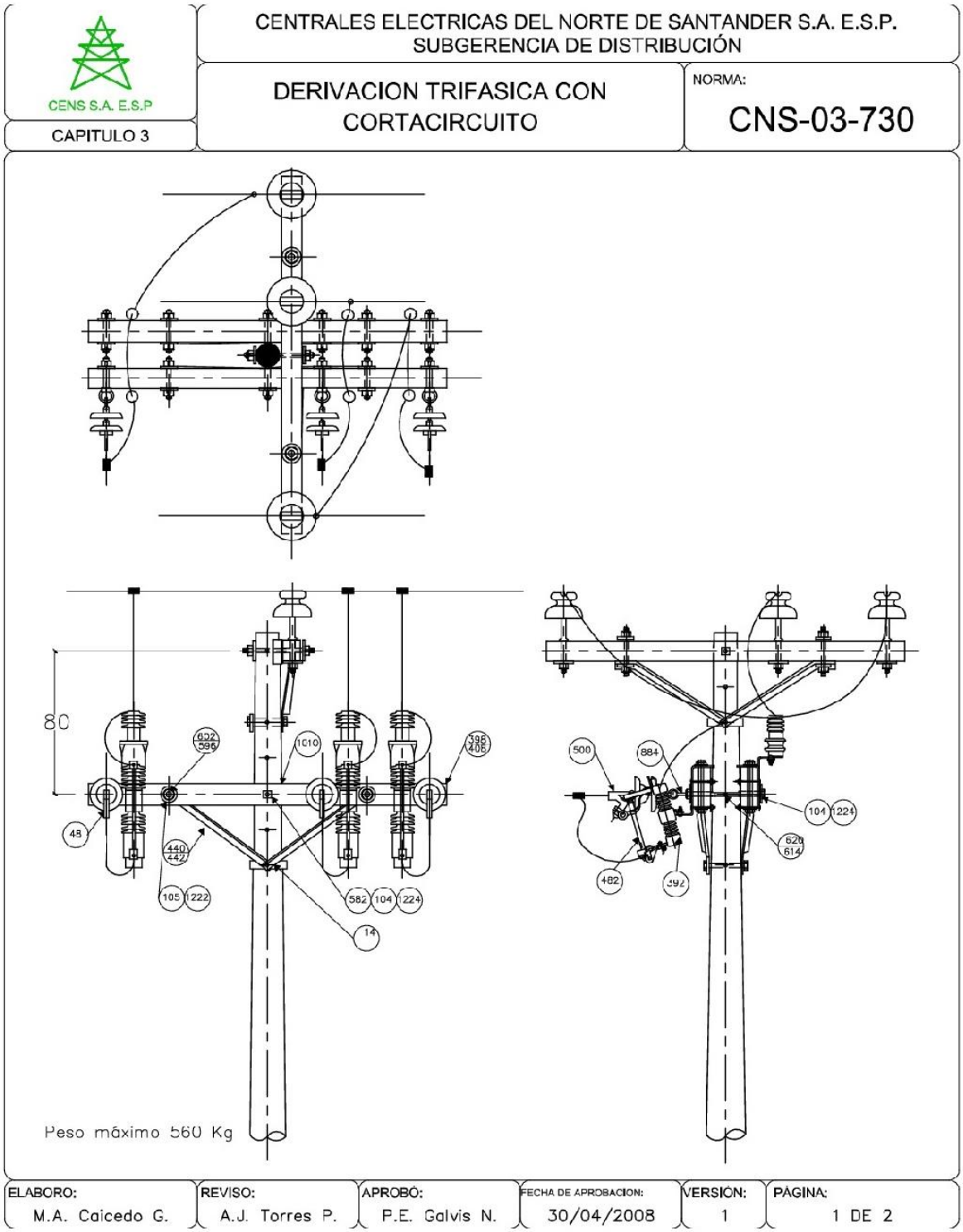
NOTA:

CODIGO: 222 **HERRAJES MONTAJES DERIVACION TRIFASICA 730 CRUCETA MADERA**

CODIGO: 232 **DERIVACION TRIFASICA 730 CRUCETA METALICA**

ELABORO:	REVISO:	APROBO:	FECHA DE APROBACIÓN:	VERSION:	PAGINA:
M.A.Caicedo G.	A. J. Torres P.	P.E. Galvis N.	30/04/2008	1	2 de 2

Fuente: CENS S.A. E.S.P.



Fuente: CENS S.A. E.S.P.

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.
SUBGERENCIA DE DISTRIBUCIÓN

CENS S.A. E.S.P.

CAPITULO 3

ESTRUCTURA RETENCION DISPOSICION HORIZONTAL MONOFASICA 13.2 KV

NORMA: CNS-03-515-02

COD. MAT	DESCRIPCION	UNIDAD	UNIDAD DE COSTO 47	UNIDAD DE COSTO 67
			CANTIDAD	
48	AISLADOR TIPO SUSPENSION DE 6" ANSI 52-1	UN	8	12
104	ARANDELA DE PRESION DE 5/8"	UN	6	7
105	ARANDELA DE PRESION DE 1/2"	UN	4	4
364	CONECTOR ALUMINIO RANURAS PARALELAS 1 PERNO 2/0-6 AWG	UN	4	4
406	CRUCETA METALICA DE 3" x 3" x 1/4" x 2 MT	UN	-	2
500	GRAPA DE RETENCION EN ALUMINIO DE 6 - 2/0 AWG 3000 Kg.	UN	4	4
575	PERNO DE 5/8" x 8" GALVANIZADO EN CALIENTE	UN	1	1
582	PERNO DE 5/8" x 16" GALVANIZADO EN CALIENTE	UN	1	-
596	PERNO DE 1/2" x 1 1/2" GALVANIZADO EN CALIENTE	UN	-	4
602	PERNO DE 1/2" x 6" GALVANIZADO EN CALIENTE	UN	4	-
612	ESPARRAGO DE 5/8" x 10" CON 4 TUERCAS	UN	-	3
620	ESPARRAGO DE 5/8" x 18" CON 4 TUERCAS	UN	2	-
884	TUERCA DE OJO ALARGADO DE 5/8"	UN	4	4
954	CRUCETA DE MADERA 100 x 100 MM x 2 MT	UN	2	-
996	DIAGONAL CON DOBLEZ PARA CRUCETA DE MADERA DE 64 CM	UN	4	-
1004	DIAGONAL RECTA METALICA DE 68 CM	UN	-	4
1010	SILLA PARA CRUCETA DE MADERA 120 x 100 mm (PARTE RECTA 86 mm)	UN	2	-
1222	ARANDELA CUADRADA PLANA DE 1/2"	UN	4	4
1224	ARANDELA CUADRADA PLANA DE 5/8"	UN	11	14

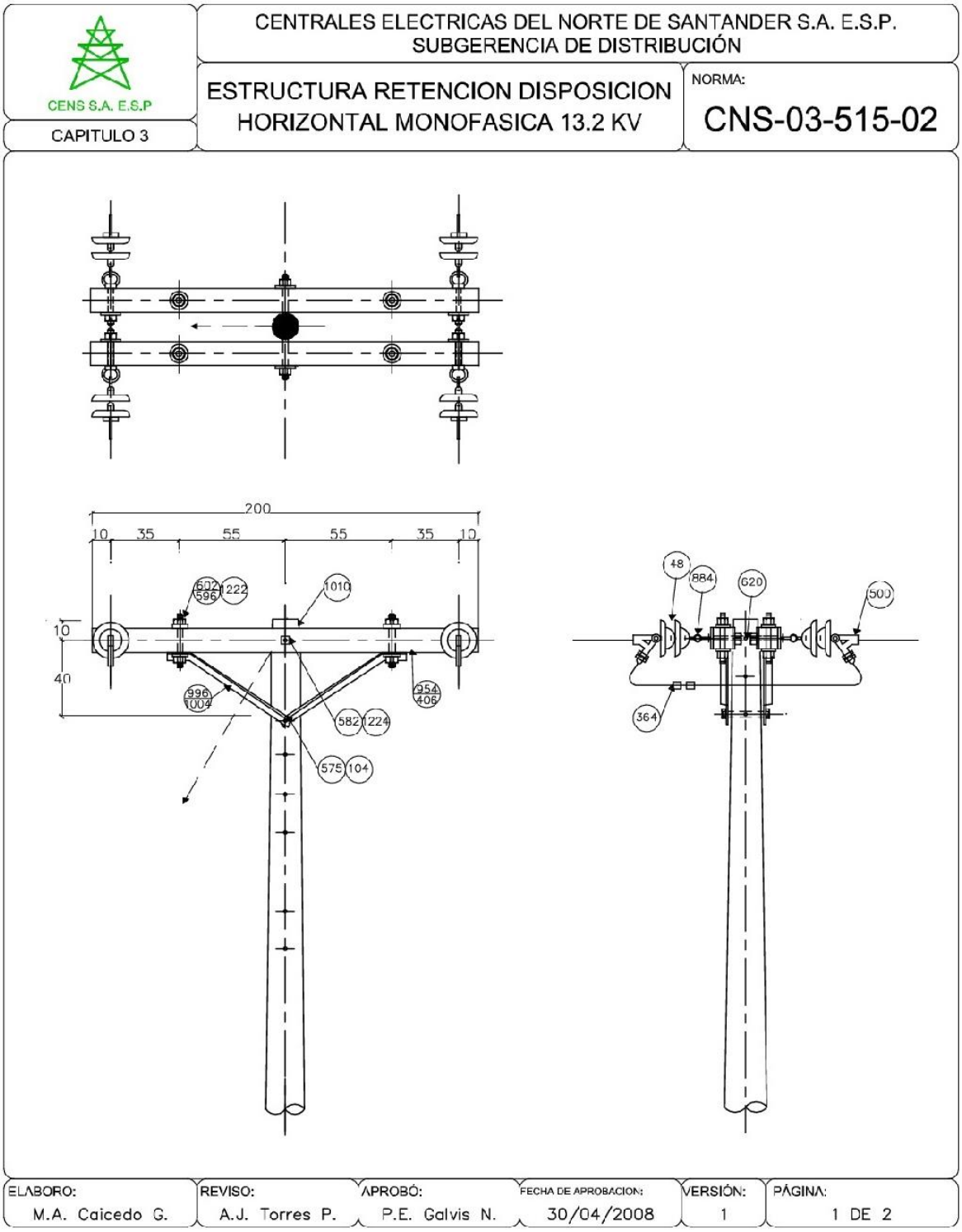
NOTA:

CODIGO: 47 **ESTRUCTURA EN ABERTURA MONOFASICA 515 CRUCETA MADERA**

CODIGO: 67 **ESTRUCTURA EN ABERTURA MONOFASICA DISPOSICION HORIZONTAL 515 CRUCETA METALICA**

ELABORO:	REVISO:	APROBO:	FECHA DE APROBACIÓN:	VERSION:	PAGINA:
M.A.Caicedo G.	A. J. Torres P.	P.E. Galvis N.	30/04/2008	1	2 de 2

Fuente: CENS S.A. E.S.P.



Fuente: CENS S.A. E.S.P.

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.
SUBGERENCIA DE DISTRIBUCIÓN

CENS S.A. E.S.P.

CAPITULO 3

ESTRUCTURA TERMINAL DISPOSICION HORIZONTAL MONOFASICA13.2 KV

NORMA: CNS-03-514-02

COD. MAT	DESCRIPCION	UNIDAD	UNIDAD DE COSTO 46	UNIDAD DE COSTO 66
			CANTIDAD	
48	AISLADOR TIPO SUSPENSION DE 6" ANSI 52-1	UN	4	6
104	ARANDELA DE PRESION DE 5/8"	UN	6	7
105	ARANDELA DE PRESION DE 1/2"	UN	4	4
406	CRUCETA METALICA DE 3" x 3" x 1/4" x 2 MT	UN	-	2
500	GRAPA DE RETENCION EN ALUMINIO DE 6 - 2/0 AWG 3000 Kg.	UN	2	2
575	PERNO DE 5/8" x 8" GALVANIZADO EN CALIENTE	UN	1	1
582	PERNO DE 5/8" x 16" GALVANIZADO EN CALIENTE	UN	1	-
596	PERNO DE 1/2" x 1 1/2" GALVANIZADO EN CALIENTE	UN	-	4
602	PERNO DE 1/2" x 6" GALVANIZADO EN CALIENTE	UN	4	-
612	ESPARRAGO DE 5/8" x 10" CON 4 TUERCAS	UN	-	3
620	ESPARRAGO DE 5/8" x 18" CON 4 TUERCAS	UN	2	-
884	TUERCA DE OJO ALARGADO DE 5/8"	UN	2	2
954	CRUCETA DE MADERA 100 x 100 MM x 2 MT	UN	2	-
996	DIAGONAL CON DOBLEZ PARA CRUCETA DE MADERA DE 64 CM	UN	4	-
1004	DIAGONAL RECTA METALICA DE 68 CM	UN	-	4
1010	SILLA PARA CRUCETA DE MADERA 120 x 100 mm (PARTE RECTA 86 mm)	UN	2	-
1222	ARANDELA CUADRADA PLANA DE 1/2"	UN	4	4
1224	ARANDELA CUADRADA PLANA DE 5/8"	UN	11	14

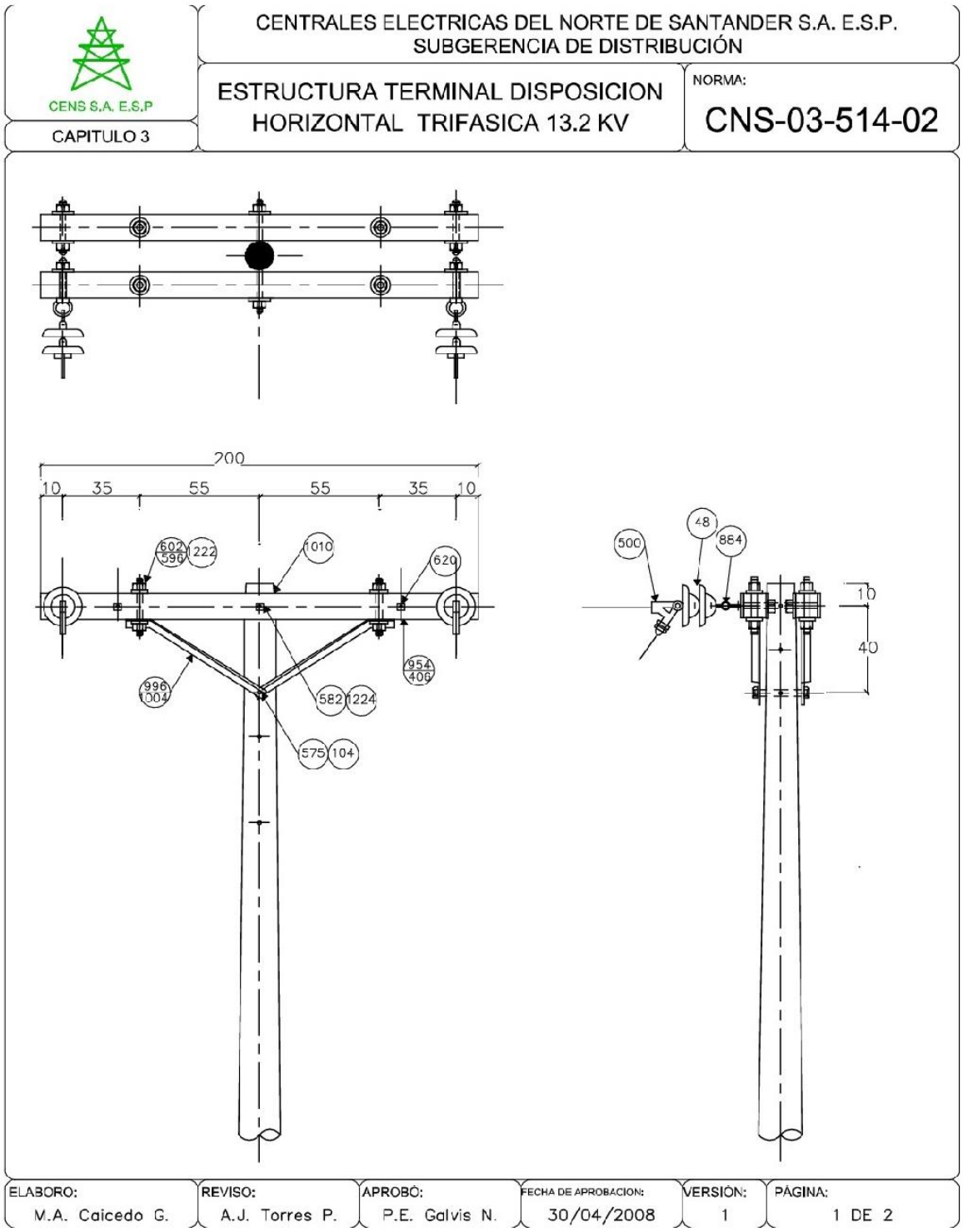
NOTA:

CODIGO: 46 **ESTRUCTURA TERMINAL MONOFASICA 514 CRUCETA DE MADERA**

CODIGO: 66 **ESTRUCTURA TERMINAL MONOFASICA DISPOSICION HORIZONTAL 514 CRUCETA METALICA**

ELABORO:	REVISO:	APROBO:	FECHA DE APROBACIÓN:	VERSION:	PAGINA:
M.A.Caicedo G.	A. J. Torres P.	P.E. Galvis N.	30/04/2008	1	2 de 2

Fuente: CENS S.A. E.S.P.



Fuente: CENS S.A. E.S.P.

CENS S.A. E.S.P.

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.
SUBGERENCIA DE DISTRIBUCIÓN

CAPITULO 3

ESTRUCTURA DE PASO DISPOSICION HORIZONTAL MONOFASICA 13.2 KV

NORMA: CNS-03-510-02

COD. MAT.	DESCRIPCION	UNIDAD	UNIDAD DE COSTO 44	UNIDAD DE COSTO 64
			CANTIDAD	CANTIDAD
44	AISLADOR DE PIN PARA 15 KV ANSI 55-5	UN	2	2
104	ARANDELA DE PRESION DE 5/8"	UN	2	2
105	ARANDELA DE PRESION DE 1/2"	UN	-	2
575	PERNO DE 5/8" x 8" GALVANIZADO EN CALIENTE	UN	1	2
578	PERNO DE 5/8" x 12" GALVANIZADO EN CALIENTE	UN	1	-
596	PERNO DE 1/2" x 1 1/2" GALVANIZADO EN CALIENTE	UN	-	2
602	PERNO DE 1/2" x 6" GALVANIZADO EN CALIENTE	UN	2	-
634	PORTA-AISLADOR PASANTE DE 5/8" PARA CRUCETA DE MADERA 13.2 KV	UN	2	-
642	PORTA-AISLADOR PASANTE DE 5/8" PARA CRUCETA METALICA DE 13.2 KV	UN	-	2
954	CRUCETA DE MADERA 100 x 100 MM x 2 MT	UN	1	-
984	CRUCETA METALICA DE 64 x 5 mm x 2 MT PARA SUSPENSION	UN	-	1
996	DIAGONAL CON DOBLEZ PARA CRUCETA DE MADERA DE 64 CM	UN	2	-
1004	DIAGONAL RECTA METALICA DE 68 CM	UN	-	2
1010	SILLA PARA CRUCETA DE MADERA 120 x 100 mm (PARTE RECTA 85 mm)	UN	1	-
1222	ARANDELA CUADRADA PLANA DE 1/2"	UN	2	2
1224	ARANDELA CUADRADA PLANA DE 5/8"	UN	3	2

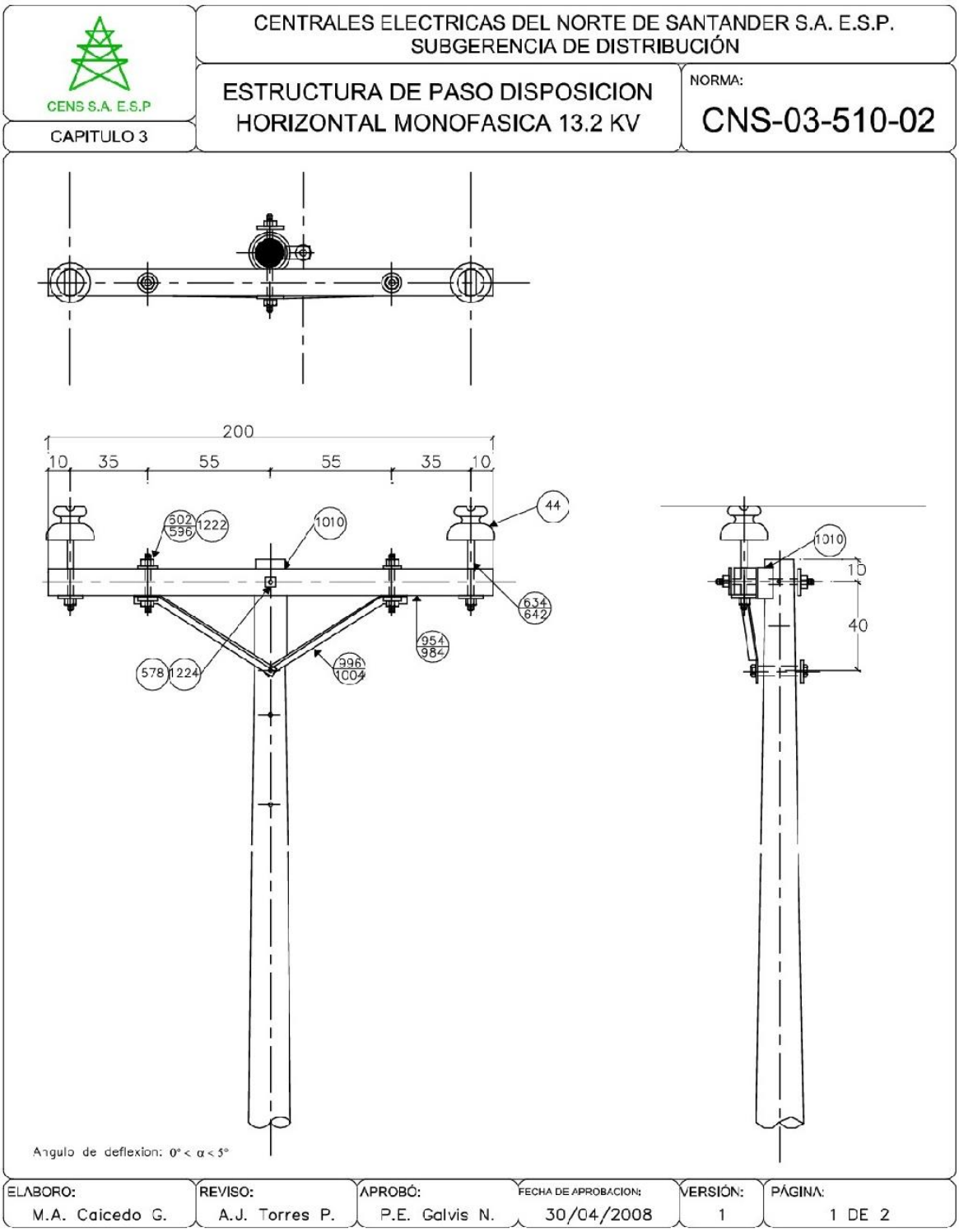
NOTA:

CODIGO: 44 **ESTRUCTURA DE PASO MONOFASICA 510 CRUCETA MADERA**

CODIGO: 64 **ESTRUCTURA DE PASO MONOFASICA DISPOSICION HORIZONTAL 510 CRUCETA METALICA**

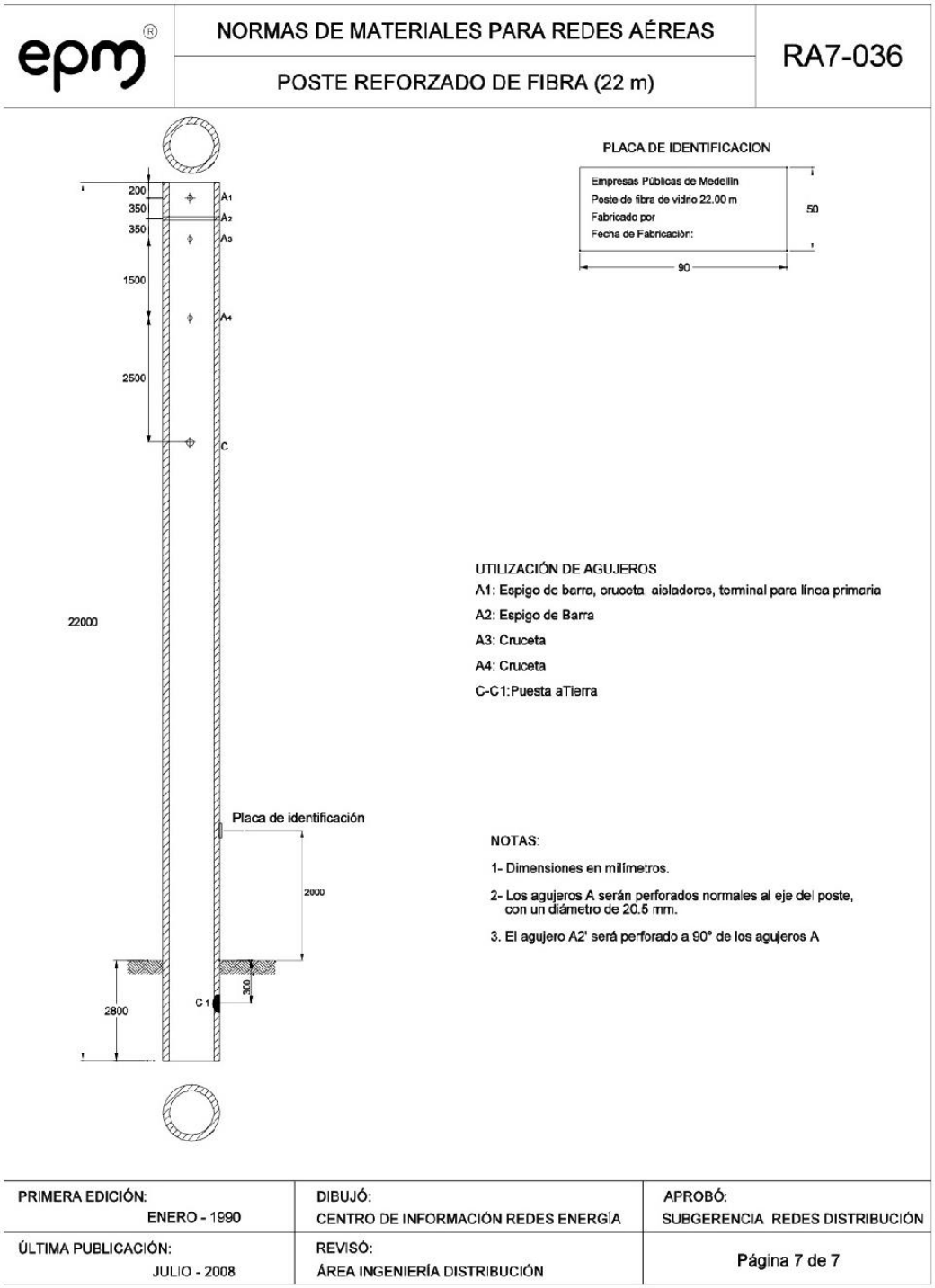
ELABORO:	REVISO:	APROBO:	FECHA DE APROBACIÓN:	VERSION:	PAGINA:
M.A.Caicedo G.	A. J. Torres P.	P.E. Galvis N.	30/04/2008	1	2 de 2

Fuente: CENS S.A. E.S.P.



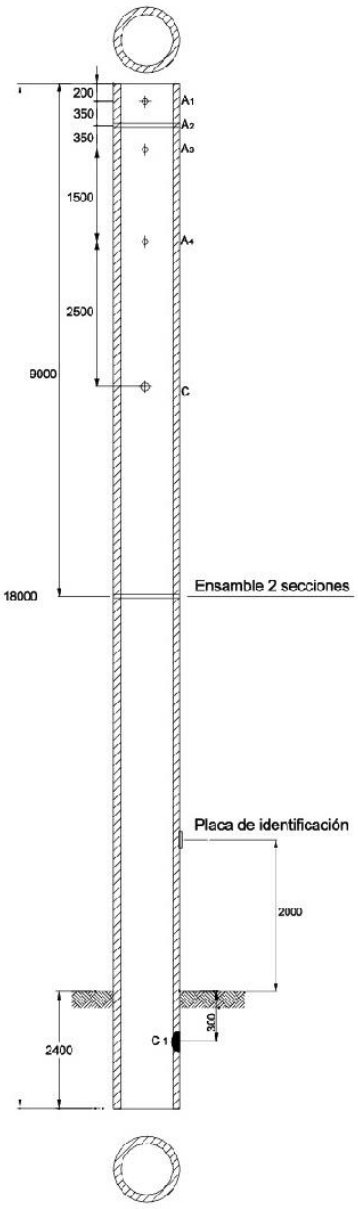
Fuente: CENS S.A. E.S.P.

3) ACCESORIOS

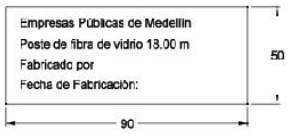


Fuente: EPM E.S.P.

epm	NORMAS DE MATERIALES PARA REDES AÉREAS	RA7-036
	POSTE REFORZADO DE FIBRA (18 m)	



PLACA DE IDENTIFICACION



UTILIZACIÓN DE AGUJEROS

A1: Espigo de barra, cruceta, aisladores, terminal para línea primaria

A2: Espigo de Barra

A3: Cruceta

A4: Cruceta

C-C1:Puesta aTierra

NOTAS:

1- Dimensiones en milímetros.

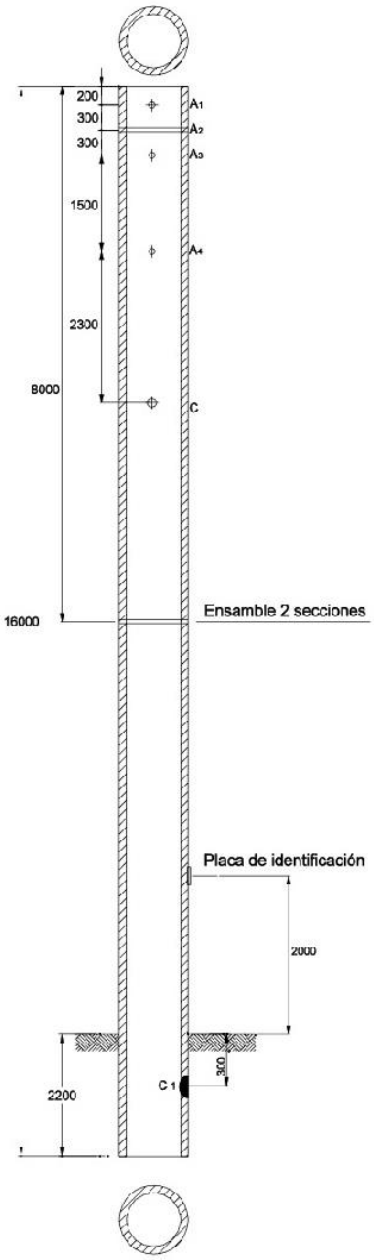
2- Los agujeros A serán perforados normales al eje del poste, con un diámetro de 20.5 mm.

3. El agujero A2' será perforado a 90° de los agujeros A

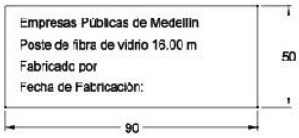
PRIMERA EDICIÓN: ENERO - 1990	DIBUJÓ: CENTRO DE INFORMACIÓN REDES ENERGÍA	APROBÓ: SUBGERENCIA REDES DISTRIBUCIÓN
ÚLTIMA PUBLICACIÓN: JULIO - 2008	REVISÓ: ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	Página 6 de 7

Fuente: EPM E.S.P.

epm	NORMAS DE MATERIALES PARA REDES AÉREAS	RA7-036
	POSTE REFORZADO DE FIBRA (16 m)	



PLACA DE IDENTIFICACION



UTILIZACIÓN DE AGUJEROS

A1: Espigo de barra, cruceta, aisladores, terminal para línea primaria

A2: Espigo de Barra

A3: Cruceta

A4: Cruceta

C-C1:Puesta aTierra

NOTAS:

1- Dimensiones en milímetros.

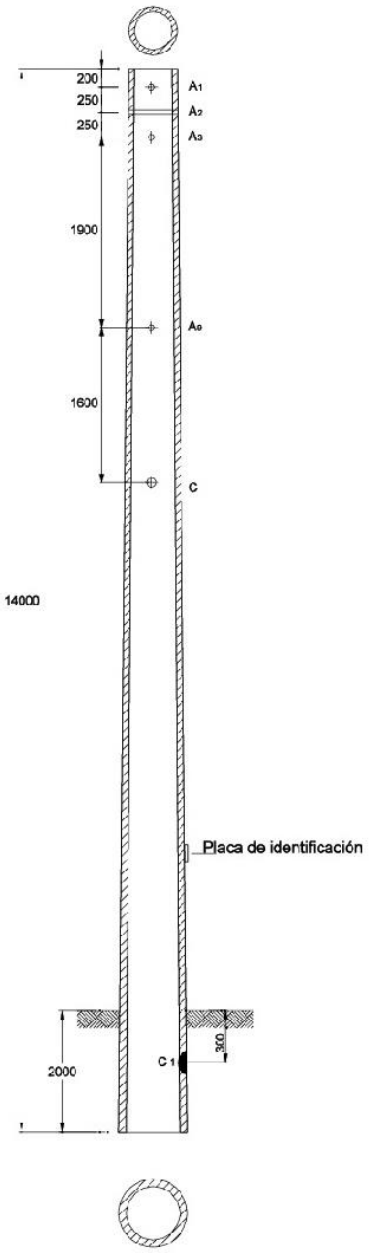
2- Los agujeros A serán perforados normales al eje del poste, con un diámetro de 20.5 mm.

3. El agujero A2' será perforado a 90° de los agujeros A

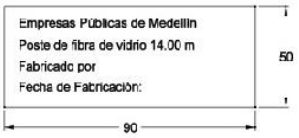
PRIMERA EDICIÓN: ENERO - 1990	DIBUJÓ: CENTRO DE INFORMACIÓN REDES ENERGÍA	APROBÓ: SUBGERENCIA REDES DISTRIBUCIÓN
ÚLTIMA PUBLICACIÓN: JULIO - 2008	REVISÓ: ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	Página 5 de 7

Fuente: EPM E.S.P.

epm	NORMAS DE MATERIALES PARA REDES AÉREAS	RA7-036
	POSTE REFORZADO DE FIBRA (14 m)	



PLACA DE IDENTIFICACION



UTILIZACIÓN DE AGUJEROS

A1: Espigo de barra, cruceta, aisladores, terminal para línea primaria

A2: Espigo de Barra

A3: Cruceta

A9: Transformador

C-C1:Puesta aTierra

NOTAS:

1- Dimensiones en milímetros.

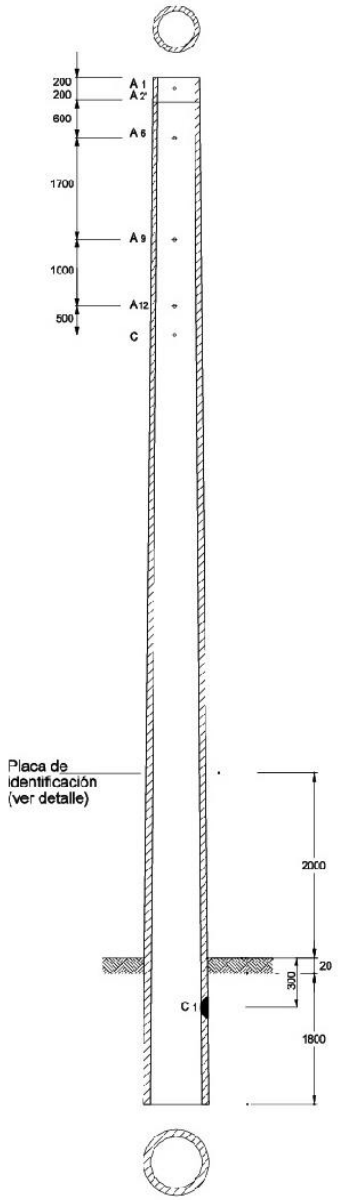
2- Los agujeros A serán perforados normales al eje del poste, con un diámetro de 20.5 mm.

3. El agujero A2' será perforado a 90° de los agujeros A

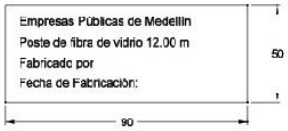
PRIMERA EDICIÓN: ENERO - 1990	DIBUJÓ: CENTRO DE INFORMACIÓN REDES ENERGÍA	APROBÓ: SUBGERENCIA REDES DISTRIBUCIÓN
ÚLTIMA PUBLICACIÓN: JULIO - 2008	REVISÓ: ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	Página 4 de 7

Fuente: EPM E.S.P.

epm	NORMAS DE MATERIALES PARA REDES AÉREAS	RA7-036
	POSTE REFORZADO DE FIBRA (12 m)	



PLACA DE IDENTIFICACION



UTILIZACIÓN DE AGUJEROS

A1-A2: Fijación de espigo de barra, bayoneta, cruceta

A6: Fijación de pieamigo, cruceta

A9- Instalación de transformador

A12: Alumbrado público

C-C1 Puesta a Tierra

NOTAS:

1- Dimensiones en milímetros.

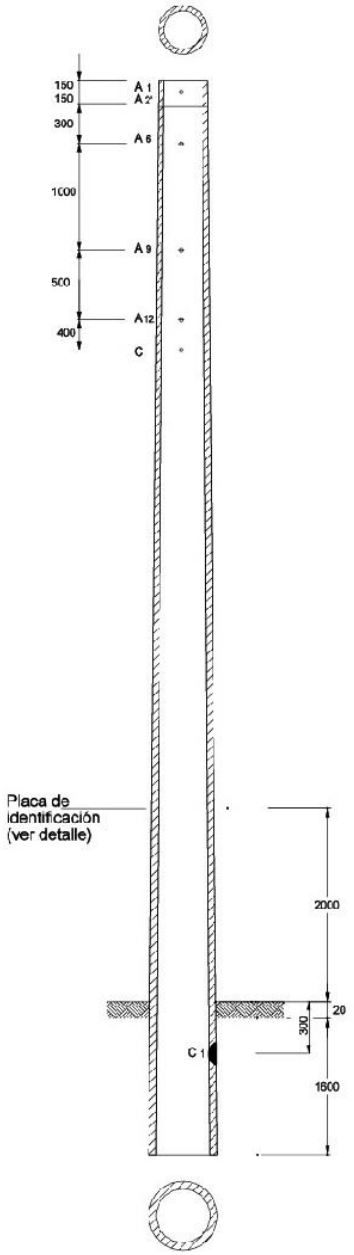
2- Los agujeros A serán perforados normales al eje del poste, con un diámetro de 20.5 mm.

3. El agujero A2' será perforado a 90° de los agujeros A

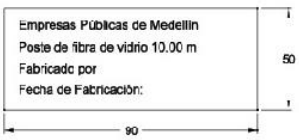
PRIMERA EDICIÓN: ENERO - 1990	DIBUJÓ: CENTRO DE INFORMACIÓN REDES ENERGÍA	APROBÓ: SUBGERENCIA REDES DISTRIBUCIÓN
ÚLTIMA PUBLICACIÓN: JULIO - 2008	REVISÓ: ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	Página 3 de 7

Fuente: EPM E.S.P.

epm	NORMAS DE MATERIALES PARA REDES AÉREAS	RA7-036
	POSTE REFORZADO DE FIBRA (10 m)	



PLACA DE IDENTIFICACION



UTILIZACIÓN DE AGUJEROS

A1-A2: Fijación de espigo de barra, bayoneta, cruceta

A6: Fijación de pieamigo, cruceta

A9- Instalación de transformador

A12: Alumbrado público

C-C1 Puesta a Tierra

NOTAS:

1- Dimensiones en milímetros.

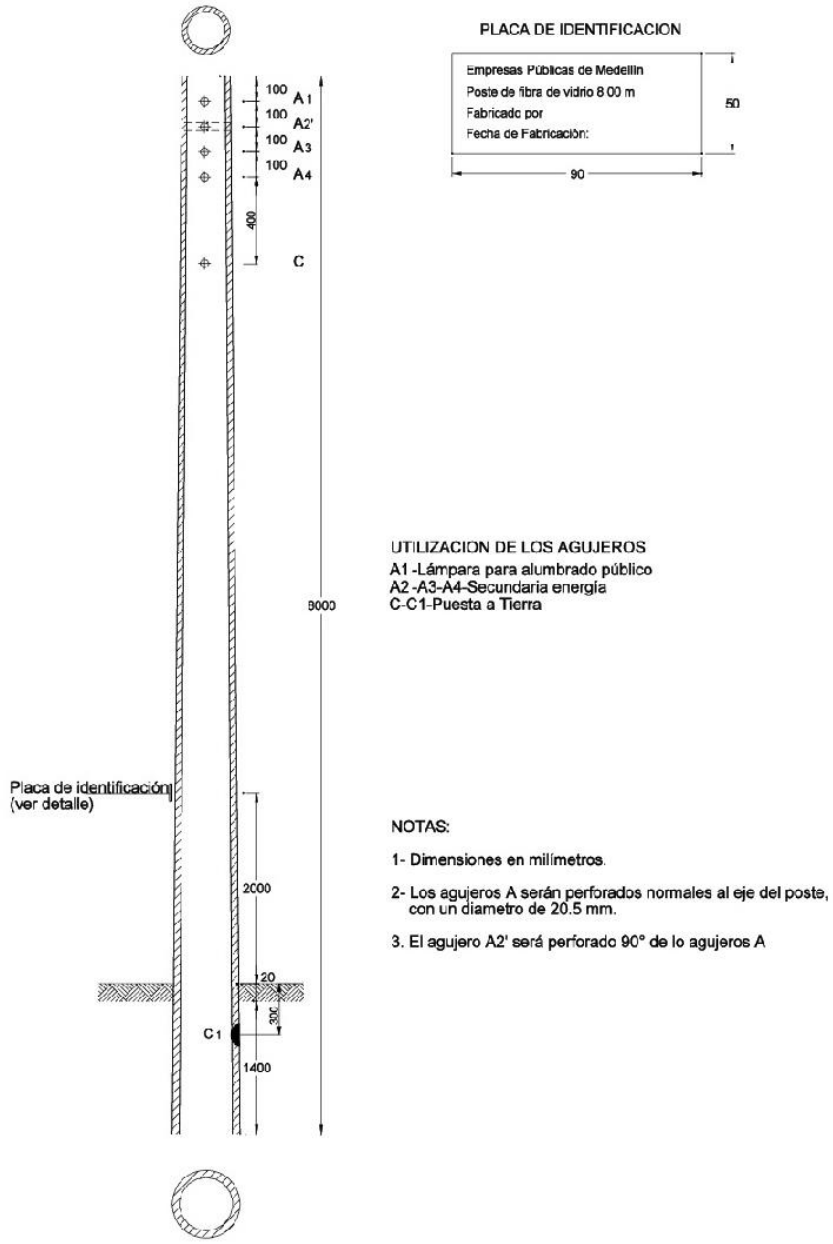
2- Los agujeros A serán perforados normales al eje del poste, con un diámetro de 20.5 mm.

3. El agujero A2' será perforado a 90° de los agujeros A

PRIMERA EDICIÓN: ENERO - 1990	DIBUJÓ: CENTRO DE INFORMACIÓN REDES ENERGÍA	APROBÓ: SUBGERENCIA REDES DISTRIBUCIÓN
ÚLTIMA PUBLICACIÓN: JULIO - 2008	REVISÓ: ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	Página 2 de 7

Fuente: EPM E.S.P.

epm	NORMAS DE MATERIALES PARA REDES AÉREAS	RA7-036
	POSTE REFORZADO DE FIBRA (8 m)	



PRIMERA EDICIÓN: ENERO - 1990	DIBUJÓ: CENTRO DE INFORMACIÓN REDES ENERGÍA	APROBÓ: SUBGERENCIA REDES DISTRIBUCIÓN
ÚLTIMA PUBLICACIÓN: JULIO - 2008	REVISÓ: ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	Página 1 de 7

Fuente: EPM E.S.P.

epm®	NORMAS DE MONTAJES COMPLEMENTARIOS INSTALACIÓN DE VIENTO CONVENCIONAL	RA6-001

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD		REFERENCIA
		Prima.	Secund.	
a	Bloque de anclaje	1	1	RA7-039
b	Varilla de anclaje	1	1	RA7-038
c	Guardacabos	1	1	RA7-023
d	Camisa protectora (Debe cubrir guardacabos)	--	--	RA7-022 (ver nota 5)
e	Cable super GX de 9.53 mm (3/8")	15 m.	11.00 m.	ASTM A475
f	Aislador de porcelana tipo (tensor)	--	--	Ver notas
g	Lazo de viento en el poste (cabezal)	1	--	Ver nota 7

NOTAS:

1- Dimensiones en milímetros.

2- Para línea primaria a 44 kV, utilizar aislador tipo tensor de 171 mm, según ANSI C29.4 (1989).

3- Para línea primaria a 13.2 kV y 7.2 kV, utilizar aisladores tipo tensor de 108 mm. Según ANSI C29.4 (1989), para línea secundaria no se utilizará aislador tipo tensor.

4- La utilización de camisa protectora es de uso obligatorio.

5- La camisa protectora podrá ser de material plástico o PRF de acuerdo a las especificaciones técnicas y características técnicas garantizadas de E.P.M.

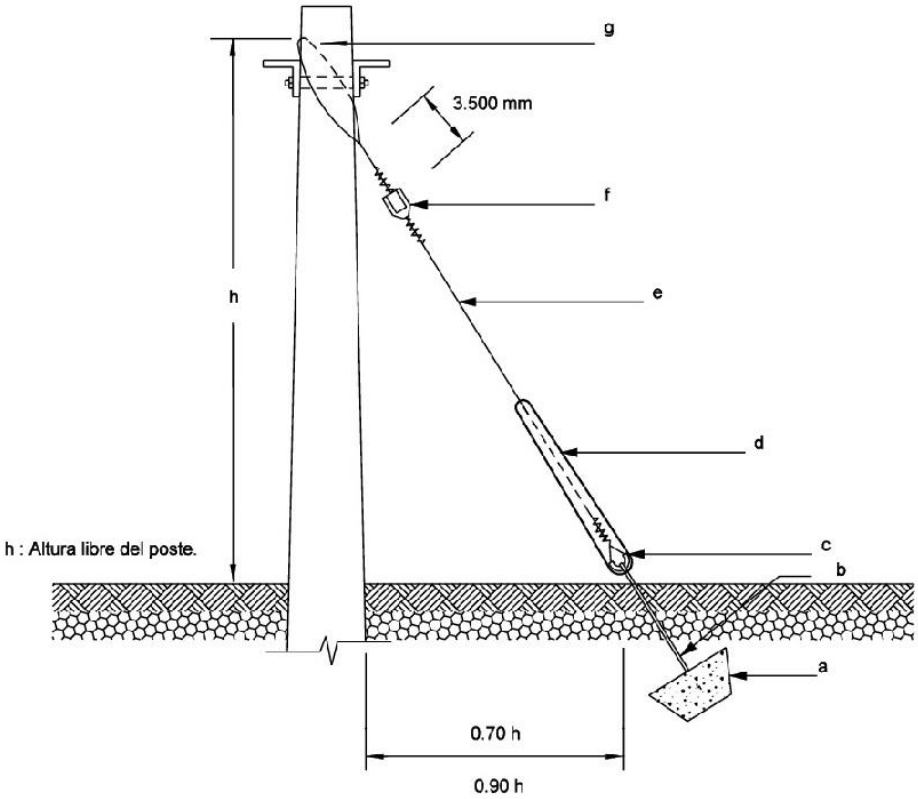
6- Si la camisa protectora es cilíndrica, debe ser de color amarillo con proteccion de rayos ultravioleta. Ademas, debe cubrir el guarda cabos y tener un tope en la parte superior para que no se deslice. Longitud mínima de 3 metros.

7- Para evitar que el lazo que envuelve el poste haga contacto con el conductor activo (línea viva), debe colocarse en la parte inferior del mismo. Igualmente, deberá en caso de necesitarlo una extensión de ojo para alejar los conductores y aisladores.

PRIMERA EDICIÓN: JUNIO - 1982	DIBUJÓ: CENTRO DE INFORMACIÓN REDES ENERGÍA	APROBÓ: GERENCIA TRANSMICIÓN Y DISTRIBUCIÓN ENERGIA
ÚLTIMA PUBLICACIÓN: ABRIL - 2013	REVISÓ: ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN Y SUBGERENCIA REDES DE DISTRIBUCIÓN	Página 2 de 2

Fuente: EPM E.S.P.

epm®	NORMAS DE MONTAJES COMPLEMENTARIOS INSTALACIÓN DE VIENTO CONVENCIONAL	RA6-001



PRIMERA EDICIÓN: JUNIO - 1982	DIBUJÓ: CENTRO DE INFORMACIÓN REDES ENERGÍA	APROBÓ: GERENCIA TRANSMICIÓN Y DISTRIBUCIÓN ENERGIA
ÚLTIMA PUBLICACIÓN: ABRIL - 2013	REVISÓ: ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN Y SUBGERENCIA REDES DE DISTRIBUCIÓN	Página 1 de 2

Fuente: EPM E.S.P.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD DE OBRA	NORMA
a.	Conector de compresión universal o tipo cuña	3	RA7-030
b.	Cable tripolar circular de Cu, calibre 2xN °4 + 1xN°6, AWG XLPE.	Según proyecto	-
c.	Cinta de acero inoxidable 5/8" con hebilla.	1	-
d.	Tubo de acero galvanizado con Φ 1½".	Según proyecto	-
e.	Gabinete hermético para alojar medidores de energía.	1	-
f.	Puesta a tierra para red secundaria.	1	-
g.	Tubería plástica flexible PVC de 1½" (expuesta en galvanizado).	Según proyecto	-
h.	Tubería plástica flexible PVC de ½".	Según proyecto	-
i.	Puesta a tierra con varilla y alambre de Cu aislado N°4	1	RA6-010
j.	Capacete metálico con niple	1	-
n.	Medidor de energía monofásico bifilar 120V, 15 (60)A.(1)	Según proyecto	-
t.	Integrador con medidor, 1Φ, 3H, 120/240V (400%) 60Hz.	Según proyecto	RA4-100
o.	Interruptor termomagnético 120/240V, de 40 amp (2)	1	-

(1) En sistemas de distribución trifilares 120/240V, utilizar un medidor trifilar monofásico 120/240V, 15(60) Amperios.

(2) En sistemas de distribución trifilares 120/240V, utilizar dos interruptores monopolares de 40 amperios (ó según proyecto).

(3) Para conductor en ducto o canalizado utilizar protección de 2x80A. Si el conductor está al aire libre utilizar protección de 2x100A.

Fuente: EPM E.S.P.

5. CASO 5: INSTALACIÓN DE ACOMETIDA DOMICILIARIA MULTIPLE

5.1 Cuando se requiera instalar más de cuatro (4) medidores de energía se hará mediante la utilización de gabinete metálico galvanizado empotrado en la pared de la vivienda, de tal forma que permita el libre acceso de personal autorizado por EPM, en caso contrario los medidores deberán ser instalados en la fachada, tal como lo estipula el numeral 1 de esta norma.

5.2 El gabinete deberá estar diseñado del tal forma que los equipos de medida puedan ser maniobrados exclusivamente por el personal autorizado de EPM, mientras que los equipos de protección deben contar con acceso para la operación por parte del usuario.

5.3 El cable que se utilizará entre la red secundaria y el gabinete será un cable tripolar forma circular con chaqueta, en Cu, calibre 2xN°4 + 1xN°6, AWG-XLPE o XLP, 600V (o según proyecto). La chaqueta exterior que cubre el cable tripolar debe ser en polietileno (PE).

5.4 Se aceptarán tanto conectores de presión tipo "C" con cuña, según norma NTC-2244 ANSI C119.4, como de compresión de dos ranuras según especificaciones y características técnicas garantizadas de EPM, adecuados para la conexión del cable de la red secundaria y el cable que tripolar que va al gabinete; se deberá colocar cinta plástica y autofundente para aislar las partes conductoras. Cuando existan balcones y terrazas cerca de dichos empalmes, EPM podrá exigir la instalación de crucetas voladas.

5.5 La acometida será en cable de cobre aislado con neutro concéntrico, 1N°8+ 1N°8 AWG. A consideración de las EPM, se podrán aprobar proyectos de acometidas trifilares con cable concéntrico apantallado de calibre mínimo 2N°8+1N°8 AWG. Para estos, se deberán utilizar medidores de energía trifilares 120/240 voltios, 15(60) amperios e interruptores de 40 amperios (ó según proyecto).

5.6 El conductor de puesta a tierra de la acometida será alambre de cobre calibre N°4 AWG, este irá empotrado por tubería de PVC de ½" lisa o corrugada.

5.7 La varilla de puesta a tierra, de 2.4m, se instalará lo más cercano al paramento del usuario, evitando al máximo las curvas.

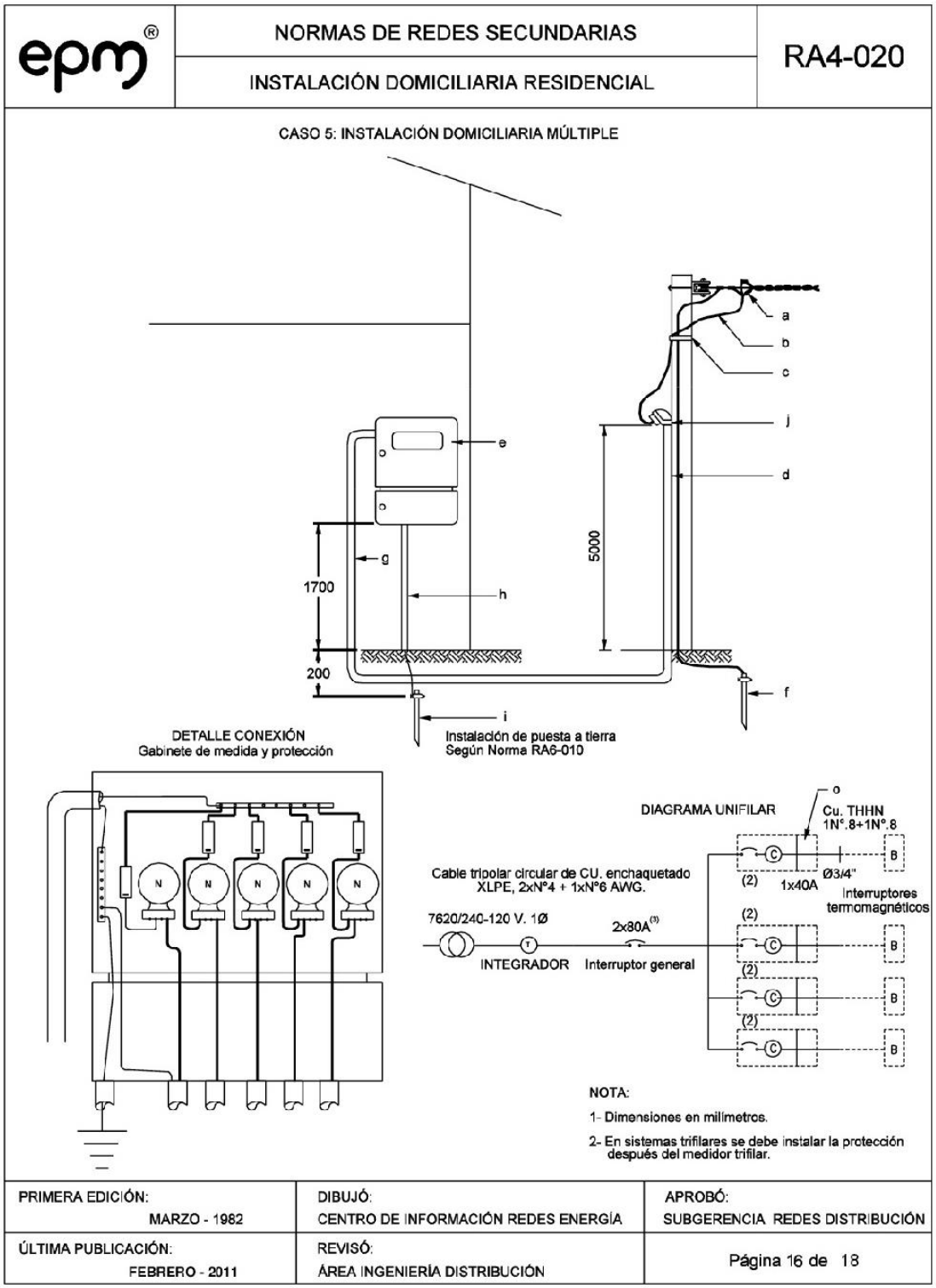
5.8 Los tubos que quedan en forma expuesta deben ser fabricados en acero galvanizado, con diámetro de acuerdo al calibre del cable tripolar de la cometida; para los tubos que van de forma empotrada se podrá utilizar PVC. En cualquiera de los casos se deberá garantizar que no se dañe la chaqueta exterior del cable.

5.9 Cuando haya transito vehicular entre el poste y la fachada de la vivienda, se debe profundizar la tubería a 60cm del nivel del piso y atracar en concreto de 2000 PSI.

5.10 A la salida del barraje secundario de todo transformador, se colocará medidor de energía integrador, el cual servirá como comparador, este deberá ir alojado en caja según norma RA7-203.

5.11 **Cantidad de materiales Caso 5**. En la siguiente tabla se detallan los materiales a utilizar cuando se realiza un trabajo de acometida domiciliaria múltiple.

Fuente: EPM E.S.P.



Fuente: EPM E.S.P.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD DE OBRA	NORMA
a.	Conectores de compresión universal o tipo cuña.	3	Especificaciones Técnicas Garantizadas EPM
b.	Cable tripolar circular de Cu, calibre 2 No4+ 1No6 AWG XLPE	Según proyecto	Especificaciones Técnicas Garantizadas EPM
c.	Caja hermética portabornera	1	Especificaciones Técnicas Garantizadas EPM
d.	Cable de cobre aislado con neutro concéntrico (1N°8+1N°8 AWG) (1)	Según proyecto	Especificaciones Técnicas Garantizadas EPM
e.	Tubo de acero galvanizado con Ø 4"	Según proyecto	Especificaciones Técnicas Garantizadas EPM -
f.	Caja hermética tipo intemperie para alojar el medidor de energía.	1	RA7-203
g.	Puesta a tierra para red secundaria, con alambre de cobre N ° 4 AWG.	1	RA4-017
i.	Caja para distribución subterránea	1	RS3-016
j.	Tubería plástica flexible PVC de ½"	Según proyecto	-
k.	Tubería plástica flexible PVC de 1"	Según proyecto	-
l.	Puesta a tierra con varilla y alambre de Cu aislado N°8	1	RA6-010
m.	Alambre de cobre aislado N ° 8 AWG (m)	2	-
n.	Medidor de energía monofásico bifilar 120V, 15 (60) Amp. (2)	1	-
o.	Interruptor termomagnético (1polo) 240V, 40A. (3)	2	-
t.	Integrador con medidor de energía de 50 A , 400%, 240/120V	Según proyecto	RA4-100

(1) En sistemas trifilares utilizar cable de cobre aislado con neutro concéntrico (2N°8+1N°8 AWG ó según proyecto).
(2) En sistemas de distribución trifilares 120/240V, utilizar un contador trifilar monofásico 120/240V. 15(60) Amperios.
(3) En sistemas de distribución trifilares 120/240V, utilizar dos interruptores monopolares de 40 amperios (ó según proyecto).

Fuente: EPM E.S.P.

4. INSTALACIÓN DE ACOMETIDA DOMICILIARIA SUBTERRÁNEA (URBANIZACIÓN)

4.1 En el poste se colocará una caja portabornera tipo intemperie para derivar múltiples acometidas. La caja se seleccionará de acuerdo a la norma RA7-200. Se debe tratar de copar la caja portabornera hasta el máximo posible de acometidas.

4.2 El cable que se utilizará en la red secundaria y la caja portabornera será un cable tripolar forma circular con chaqueta, en Cu, calibre 2 * No. 4 + 1 No. 6 AWG – XLPE, 600V. La chaqueta exterior que cubre el cable tripolar debe ser en polietileno (PE).

Se aceptarán conectores de compresión tipo "C" con cuña, según norma NTC-2244 ANSI C119.4, como de compresión de dos ranuras norma RA7-030 adecuados para la conexión del cable de la red secundaria y el cable tripolar que va a la bornera, se deberá colocar cinta plástica y autofundente para aislar las partes conductoras de acuerdo con la norma RA7-221 o las especificaciones técnicas garantizadas de EPM. Cuando existan balcones y terrazas cerca de dichos empalmes, EPM podrá exigir la instalación de crucetas voladas.

La caja para alojar el medidor de energía norma RA7-203, se podrá instalar empotrada, embebida en cemento, o expuesta en la fachada de la vivienda del usuario, en este último caso se debe rellenar el ladrillo, y sujetar la caja por medio de chazos plásticos y tornillos de 2 ½". Las dimensiones de dichas cajas deben cumplir con la norma RA7-203 establecida por las Empresas.

El conductor de puesta tierra de la acometida será alambre de cobre calibre No. 8 AWG, éste irá por tubería de PVC de ½", lisa o corrugada en forma empotrada.

La varilla de puesta a tierra, de 2.40 metros, se instalará lo más cercano al paramento del usuario, evitando al máximo las curvas.

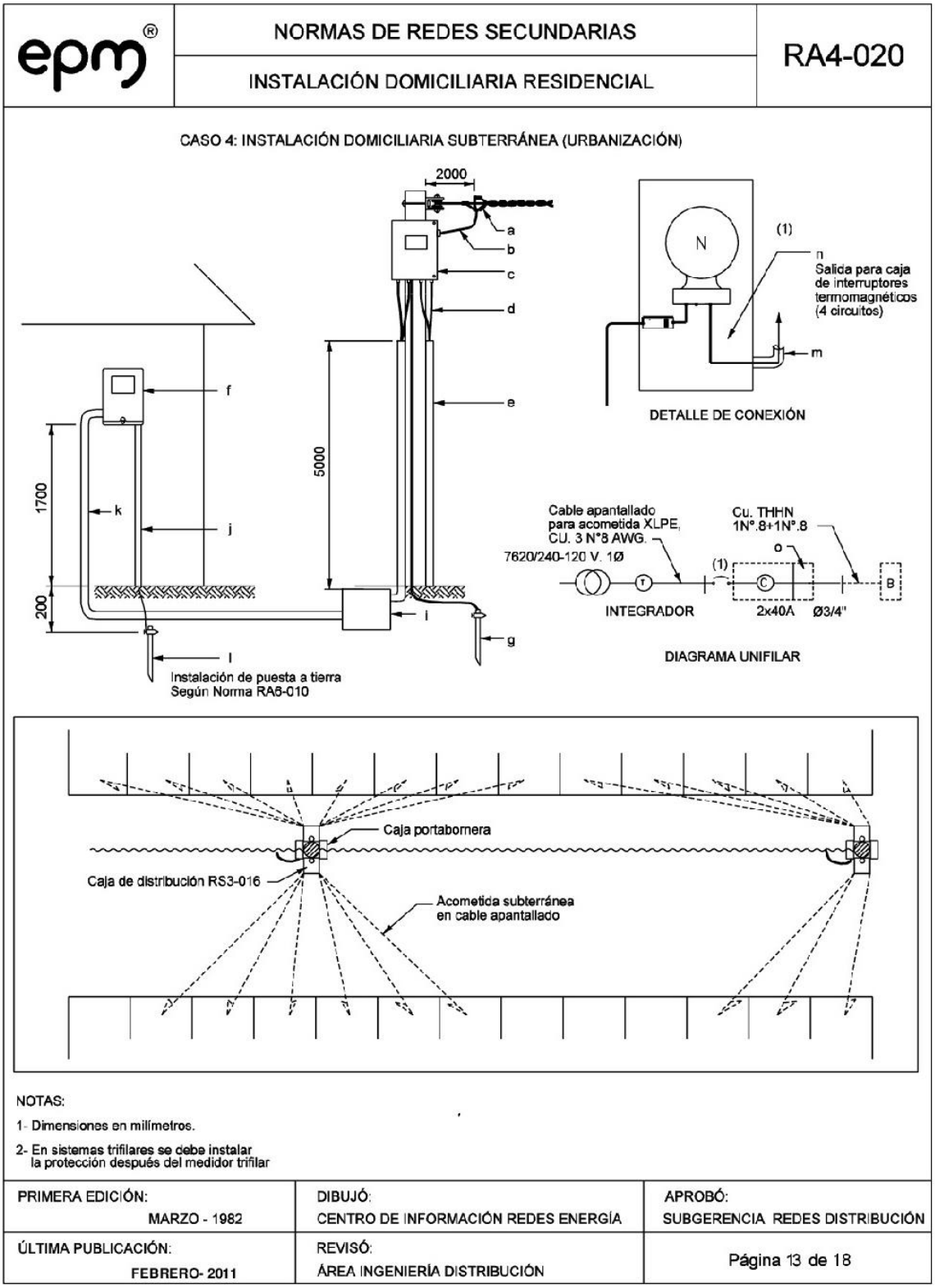
El cable con neutro concéntrico de la acometida, será del tipo cobre aislado, de un calibre mínimo de 1*No.8 + 1*No8 AWG. Este deberá ser canalizado en un tubo de acero galvanizado utilizado como bajante hasta llegar a la caja de distribución subterránea, cercana al poste, y luego deberá continuar canalizado por tubería flexible de PVC de 1" hasta a llegar a la caja para alojar el medidor ubicada en la fachada de las viviendas. En cualquiera de los casos se deberá garantizar que no se dañe la chaqueta exterior del cable. La longitud máxima permitida del cable apantallado es de 35 m. A consideración de las EPM, se podrán aprobar proyectos de acometidas trifilares con cable concéntrico apantallado de calibre mínimo 2N°8+1N°8 AWG. Para estos, se deberán utilizar medidores de energía trifilares 120/240 voltios, 15(60) amperios e interruptores de 40 amperios (ó según proyecto).

4.8 A la salida del barraje secundario de todo transformador, se colocará medidor de energía con integrador, el cual servirá como comparador, este deberá ir alojado en caja según la norma RA4-100.

4.9 La caja de distribución subterránea se debe sellar con cemento, una vez sea realizada la interventoría por parte de EPM.

4.10 Cantidad de materiales Caso 4. En la siguiente tabla se detallan los materiales a utilizar cuando se realiza un trabajo de acometida domiciliaria subterránea (urbanización).

Fuente: EPM E.S.P.



Fuente: EPM E.S.P.

3. CASO 3B: INSTALACIÓN DE ACOMETIDA AÉREA RURAL

3.1 Los transformadores de distribución que sirven a un solo usuario, deberán tener protegidos los bujes secundarios de fase, con una cubierta plástica, chaqueta termocontráctil o autofundente para evitar la vulnerabilidad al fraude de energía; en los transformadores con DPS (Dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias) secundario, se debe tener la precaución de proteger el cable de conexión del DPS durante el proceso de la termocontracción de la cubierta plástica.

3.2 Las acometidas para transformadores que atienden un solo usuario se debe realizar directamente en cable de cobre apantallado o concéntrico (1xN°8+1xN°8 o según proyecto) desde los bujes secundarios del transformador de distribución; la conexión de los hilos de neutro se deberá realizar con un conector tipo adaptador (terminal) de compresión que permita adaptar los hilos del neutro concéntrico del cable apantallado al conector ojo de presión del borne neutro secundario. Adicionalmente, utilizar manta o cubierta termocontráctil para los bujes secundario, como indica el numeral 3.1. A consideración de las EPM, se podrán aprobar proyectos de acometidas trifilares con cable concéntrico apantallado de calibre mínimo 2N°8+1N°8 AWG. Para estos, se deberán utilizar medidores de energía trifilares 120/240 voltios, 15(60) amperios e interruptores termomagnéticos de 40 amperios (ó según proyecto).

3.3 Cuando en un transformador con capacidad menor o igual a 15 KVA se conecten dos (2) o más acometidas, se colocará un medidor electrónico de energía de acuerdo con la norma RA4 -100.

3.4 En aquellas estructuras secundarias desde donde se deriven las acometidas; se deberá dejar una distancia de 2.0 m. entre el poste y los conductores de fase de la línea trenzada, punto a partir del cual se deben realizar los empalmes con el cable apantallado, tal como se muestra en el dibujo.

3.5 Se podrán utilizar tanto conectores de presión tipo "C" con cuña, según norma NTC-2244 ANSI C119.4, como de compresión de dos ranuras (Tipo H) según Norma RA7-030 y las Especificaciones Técnicas Garantizadas , adecuados para la conexión del cable de la red secundaria y el apantallado; se deberá colocar cinta autofundente y plástica para aislar las partes conductoras.

3.6 Cuando los conductores de la acometida se deriven de un cable tríplex, se deberá tener la precaución de realizar el balance de las cargas entre los conductores de fase.

3.7 Toda la red interna de la instalación debe ir sobrepuesta en cable # 12 del tipo NM y contará con un tablero eléctrico de 4 circuitos con un interruptor termomagnético monopolar para un circuito de 20 A para iluminación y tomacorrientes de uso general. (Este circuito se dotará con: un tomacorriente doble con polo a tierra, un portalámparas de policarbonato, un interruptor manual sencillo y su conexionado correspondiente).

3.8 La distancia entre el poste secundario y la varilla de puesta a tierra de la red debe ser de 30 cm.

3.9 Todos los materiales y su instalación deben cumplir con el RETIE, las Especificaciones Técnicas (ET's) y las Características Técnicas Garantizadas (CTG's) de las EPM.

3.10 La caja para interruptores termomagnéticos se colocará sobrepuesta y la red interna con cable tipo NM asegurado a la pared con grapas según especificaciones técnicas de EPM.

3.11 La distancia del cable entre el último poste de la red secundaria y la fachada de la vivienda, debe ser tal que soporte las tensiones mecánicas entre esos dos puntos. Este cable no debe superar los 20 metros lineales. Si por alguna razón el desnivel del terreno entre el poste de la red y la fachada es alta esa distancia podrá ser inferior garantizando la soportabilidad mecánica de la instalación.

3.12. Se debe garantizar la regulación de la instalación de acuerdo a los parámetros establecidos en la norma RA8-025

En la tabla siguiente, se detallan los materiales a utilizar en la acometida aérea rural:

Fuente: EPM E.S.P.

3. CASO 3B: INSTALACIÓN DE ACOMETIDA AÉREA RURAL

3.1 Los transformadores de distribución que sirven a un solo usuario, deberán tener protegidos los bujes secundarios de fase, con una cubierta plástica, chaqueta termocontráctil o autofundente para evitar la vulnerabilidad al fraude de energía; en los transformadores con DPS (Dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias) secundario, se debe tener la precaución de proteger el cable de conexión del DPS durante el proceso de la termocontracción de la cubierta plástica.

3.2 Las acometidas para transformadores que atienden un solo usuario se debe realizar directamente en cable de cobre apantallado o concéntrico (1xN°8+1xN°8 o según proyecto) desde los bujes secundarios del transformador de distribución; la conexión de los hilos de neutro se deberá realizar con un conector tipo adaptador (terminal) de compresión que permita adaptar los hilos del neutro concéntrico del cable apantallado al conector ojo de presión del borne neutro secundario. Adicionalmente, utilizar manta o cubierta termocontráctil para los bujes secundario, como indica el numeral 3.1. A consideración de las EPM, se podrán aprobar proyectos de acometidas trifilares con cable concéntrico apantallado de calibre mínimo 2N°8+1N°8 AWG. Para estos, se deberán utilizar medidores de energía trifilares 120/240 voltios, 15(60) amperios e interruptores termomagnéticos de 40 amperios (ó según proyecto).

3.3 Cuando en un transformador con capacidad menor o igual a 15 KVA se conecten dos (2) o más acometidas, se colocará un medidor electrónico de energía de acuerdo con la norma RA4 -100.

3.4 En aquellas estructuras secundarias desde donde se deriven las acometidas; se deberá dejar una distancia de 2.0 m. entre el poste y los conductores de fase de la línea trenzada, punto a partir del cual se deben realizar los empalmes con el cable apantallado, tal como se muestra en el dibujo.

3.5 Se podrán utilizar tanto conectores de presión tipo "C" con cuña, según norma NTC-2244 ANSI C119.4, como de compresión de dos ranuras (Tipo H) según Norma RA7-030 y las Especificaciones Técnicas Garantizadas , adecuados para la conexión del cable de la red secundaria y el apantallado; se deberá colocar cinta autofundente y plástica para aislar las partes conductoras.

3.6 Cuando los conductores de la acometida se deriven de un cable tríplex, se deberá tener la precaución de realizar el balance de las cargas entre los conductores de fase.

3.7 Toda la red interna de la instalación debe ir sobrepuesta en cable # 12 del tipo NM y contará con un tablero eléctrico de 4 circuitos con un interruptor termomagnético monopolar para un circuito de 20 A para iluminación y tomacorrientes de uso general. (Este circuito se dotará con: un tomacorriente doble con polo a tierra, un portalámparas de policarbonato, un interruptor manual sencillo y su conexionado correspondiente).

3.8 La distancia entre el poste secundario y la varilla de puesta a tierra de la red debe ser de 30 cm.

3.9 Todos los materiales y su instalación deben cumplir con el RETIE, las Especificaciones Técnicas (ET's) y las Características Técnicas Garantizadas (CTG's) de las EPM.

3.10 La caja para interruptores termomagnéticos se colocará sobrepuesta y la red interna con cable tipo NM asegurado a la pared con grapas según especificaciones técnicas de EPM.

3.11 La distancia del cable entre el último poste de la red secundaria y la fachada de la vivienda, debe ser tal que soporte las tensiones mecánicas entre esos dos puntos. Este cable no debe superar los 20 metros lineales. Si por alguna razón el desnivel del terreno entre el poste de la red y la fachada es alta esa distancia podrá ser inferior garantizando la soportabilidad mecánica de la instalación.

3.12. Se debe garantizar la regulación de la instalación de acuerdo a los parámetros establecidos en la norma RA8-025

En la tabla siguiente, se detallan los materiales a utilizar en la acometida aérea rural:

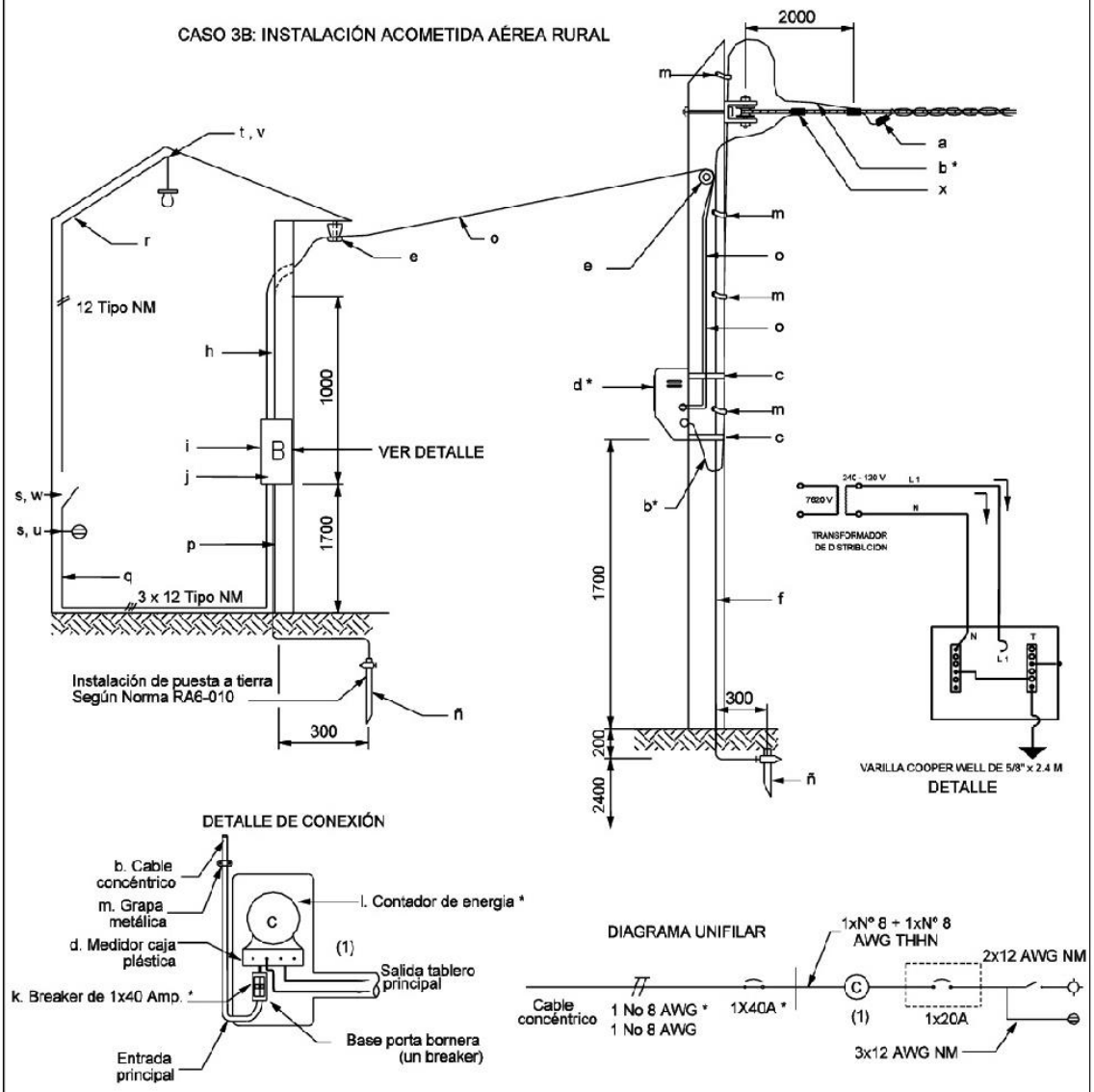
Fuente: EPM E.S.P.

epm®

NORMAS DE REDES SECUNDARIAS

INSTALACIÓN DOMICILIARIA RESIDENCIAL

RA4-020



NOTA:

1- En sistemas trifilares se debe instalar la protección después del medidor trifilar

PRIMERA EDICIÓN: MARZO - 1982	DIBUJÓ: CENTRO DE INFORMACIÓN REDES ENERGÍA	APROBÓ: SUBGERENCIA REDES DISTRIBUCIÓN
ÚLTIMA PUBLICACIÓN: FEBRERO - 2011	REVISÓ: ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	Página 10 de 18

Fuente: EPM E.S.P.

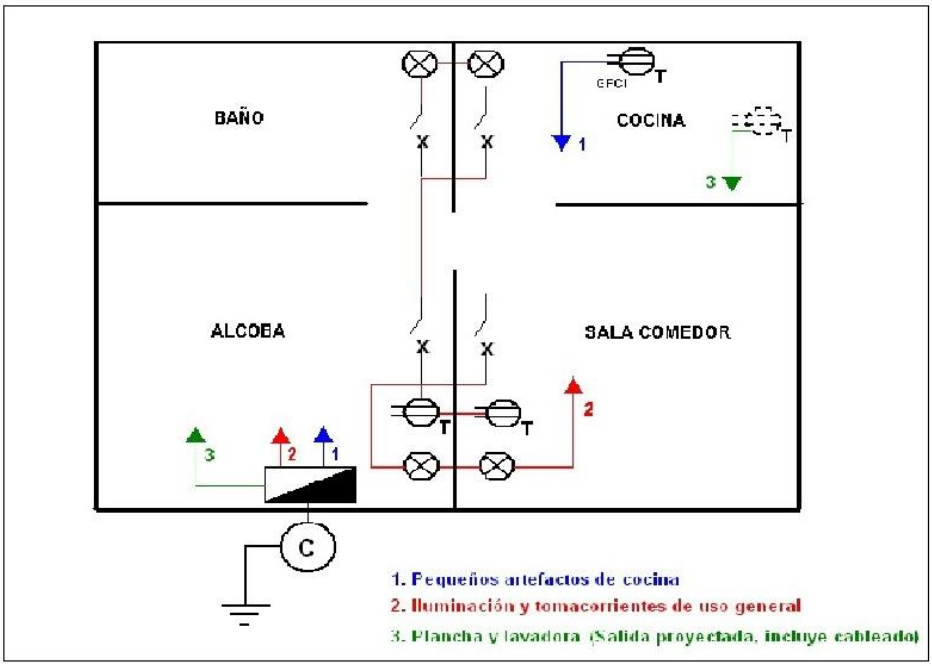
Para el programa HV: Habilitación Vivienda, la instalación domiciliaria interna básica deberá tener como mínimo los siguientes circuitos:

- Circuito ramal de red interna para pequeños artefactos de cocina que consiste en el cableado interno en calibre **2 x N° 12 Tipo NM**, un tomacorriente GFCI de 125 Voltios con 2 polos y conexión de puesta a tierra.

- Circuito ramal de red interna para iluminación y tomacorrientes generales que consiste en el cableado interno en calibre **2 x N° 12 Tipo NM**, cuatro salidas de iluminación, cuatro interruptores manuales de baja tensión; dos tomacorrientes dobles de 125 Voltios con 2 polos y conexión de puesta a tierra.

- Un circuito para la conexión de plancha y lavadora de ropa, de capacidad no menor a 20A que consiste en el cableado interno en calibre **2 x N° 12 Tipo NM** y una salida de tomacorriente proyectada de 125 Voltios con 2 polos y conexión de puesta a tierra.

El tablero general deberá ser como mínimo de tres (3) circuitos. El interruptor general termomagnético de 40 A. Para los circuitos, la protección deberá ser de 30A para el circuito de iluminación y tomacorrientes y de 20A para el circuito de pequeños artefactos de cocina y para el circuito de plancha y lavadora.



Fuente: EPM E.S.P.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD DE OBRA	NORMA
a.	Conector derivación compresión tipo H: 2 A 14 ACSR	3	Especificaciones técnicas garantizadas EPM
b".	Cable de cobre aislado con neutro concéntrico (1N°8+1N°8 AWG) (1)	Aprox. 8 m.	Especificaciones técnicas garantizadas EPM
c.	Cinta de acero inoxidable de 1/2" con hebilla.	3o	Especificaciones técnicas garantizadas EPM
d.	Caja plástica hermética tipo intemperie para alojar medidor de energía monofásico con un breaker con knock out calibre (1N°8 +1N°8)	1	RA7-203
e.	Aislador de porcelana tipo carrete de 54 mm clase 53.1 incluye , tornillo goloso de 5/8 " x 4" (105 mm.) cabeza grande con diámetro externo mayor de 23 mm	2	RA7-101
f.	Cable de acero con recubrimiento de cobre No. 4 AWG para puesta a tierra de la red secundaria	1	Especificaciones técnicas garantizadas EPM
h.	Tubería PVC conduflex de ½"	1 m	Especificaciones técnicas garantizadas EPM
i.	Tablero eléctrico de 4 circuitos (con 2 barras para fase, una para neutro y 1 barra para tierra)	1	Especificaciones técnicas garantizadas EPM
k.	Interruptor automático termomagnético 30 A, 120 V, 10 kA (1 polo) (2)	1	Especificaciones técnicas garantizadas EPM
l.	Medidor de energía monofásico bifilar 120V, 15 (60)A.(3)	1	Especificaciones técnicas garantizadas EPM
m.	Grapa metálica galvanizada 1/8" con dos orificios.	3	Especificaciones técnicas garantizadas EPM
n.	Conector compresión derivación tipo H: 2- 6 ACSR AWG	1	Especificaciones técnicas garantizadas EPM
p.	Tablero eléctrico mínimo cuatro circuitos	1	RETIE
q.	Interruptor automático termo magnético enchufable	Según Proyecto	RETIE

(1) En sistemas trifilares utilizar cable de cobre aislado con neutro concéntrico (2N°8+1N°8 AWG ó según proyecto).
(2) En sistemas de distribución trifilares 120/240V, utilizar dos interruptores monopolares de 40 amperios (ó según proyecto).
(3) En sistemas de distribución trifilares 120/240V, utilizar un medidor trifilar monofásico 120/240V, 15(60) Amperios.

Fuente: EPM E.S.P.

3. CASO 3A: INSTALACIÓN DE ACOMETIDA AÉREA SUBURBANA

3.1 En aquellas estructuras secundarias desde donde se deriven las acometidas; se deberá dejar una distancia de 2.0m entre el poste y los conductores de fase de la línea trenzada, punto a partir del cual, se deben realizar los empalmes con el cable apantallado, tal como se indica en el dibujo.

3.2 Se aceptarán tanto conectores de presión tipo "C" con cuña, según norma NTC-2244 ANSI C119.4, como conectores de compresión tipo H (o de dos ranuras) Norma RA7-030, adecuados para la conexión del cable de la red secundaria y el apantallado; se deberá colocar cinta autofundente y plástica para aislar las partes conductoras.

3.3 La puesta a tierra se debe realizar como lo indica la norma RA6-010 con varilla de acero recubierta de cobre de 2.4m.

3.4 El cable con neutro concéntrico de la acometida, será del tipo cobre aislado 1N°8+ 1N°8 AWG. Este se deberá sujetar al poste o torrecilla, mediante cinta de acero inoxidable de 5/8", o con la utilización de grapas metálicas galvanizadas en caliente, de dos orificios. En cualquiera de los casos se deberá garantizar que la cinta o la grapa no dañe la chaqueta exterior ni permita el deslizamiento del cable. En algunos casos (según proyecto), donde se utilice sistema trifilar la acometida será del tipo cobre aislado 2N°8+ 1N°8 AWG. A consideración de las EPM, se podrán aprobar proyectos de acometidas trifilares con cable concéntrico apantallado de calibre mínimo 2N°8+1N°8 AWG. Para estos, se deberán utilizar medidores de energía trifilares 120/240 voltios, 15(60) amperios e interruptores termomagnéticos de 40 amperios (ó según proyecto).

3.5 Cuando en un transformador se conecten dos (2) o más acometidas; a la salida del barraje secundario, se colocará un medidor de energía electrónico de conexión directa 5(100) A, 240 V, 1 fase, 3 hilos, como integrador, de acuerdo con la norma RA4 - 100.

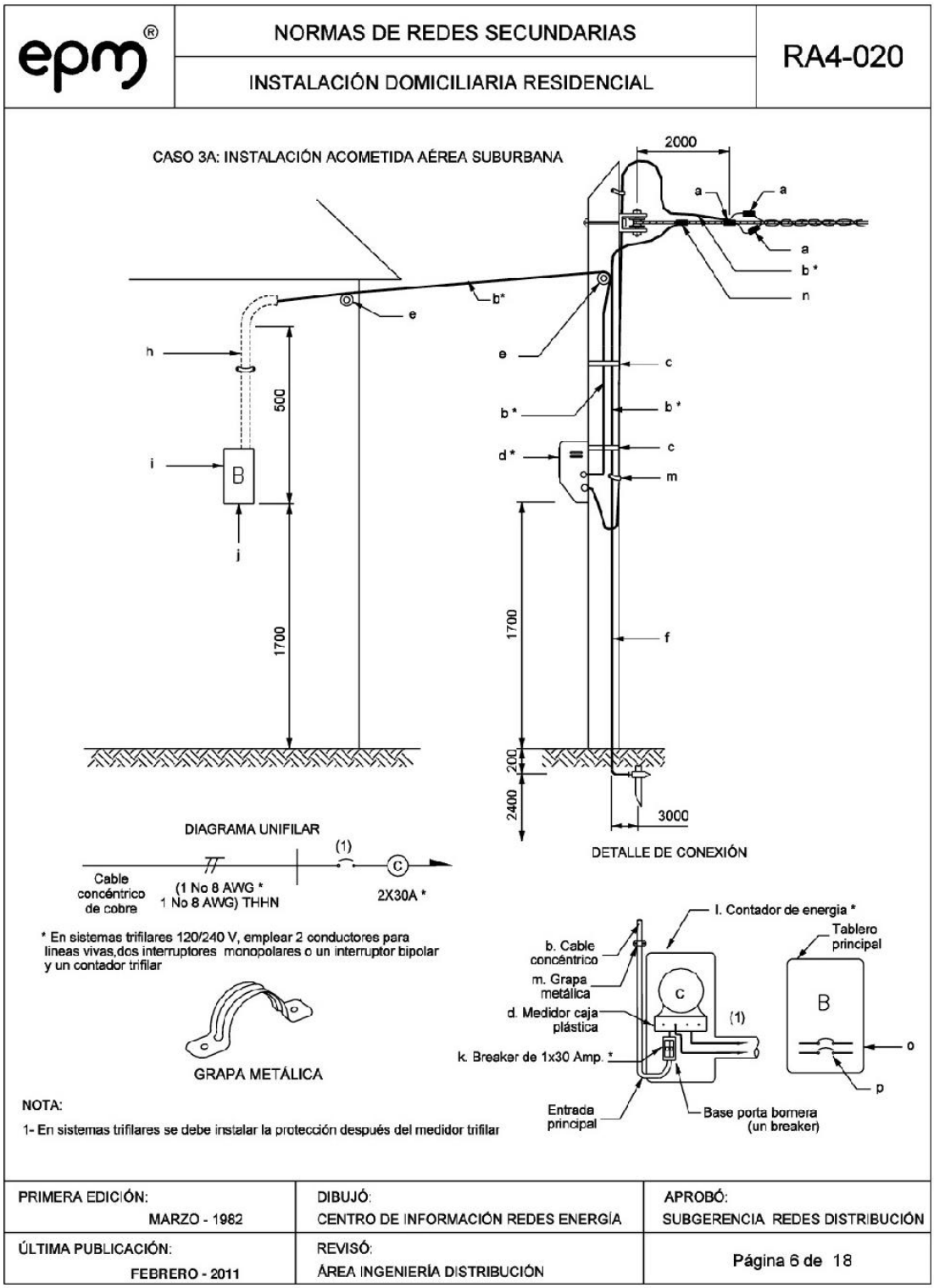
3.6 La caja para interruptores termomagnéticos y la tubería de PVC ubicada en las viviendas se deben empotrar, resanando para uniformidad de la fachada.

3.7 Las acometidas para transformadores que atienden un solo usuario se debe realizar directamente desde los bujes secundarios del transformador.

3.8 Todos los materiales y su instalación deben cumplir con el RETIE y las especificaciones técnicas de las EPM.

3.9 En la siguiente tabla se detallan los materiales a utilizar cuando se realiza un trabajo de acometida aérea rural, en áreas suburbanas:

Fuente: EPM E.S.P.



Fuente: EPM E.S.P.

2.10 Cantidad de materiales Caso 2. En la siguiente tabla se detallan los materiales a utilizar cuando se realiza un trabajo de acometida aérea urbana.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD DE OBRA	NORMA
a.	Conectores de compresión tipo derivación	3	NTC-2244
b.	Cable triplex de Cu 2 No4+ No6 AWG XLPE	Según proyecto	
c.	Caja portabornera tipo intemperie para derivar múltiples acometidas.	1	RA7-200
d.	Cable de cobre aislado con neutro concéntrico (1N°8+1N°8 AWG) (1)	Según proyecto	NTC 1099, 307, 2356.
e.	Grapa metálica galvanizada de ⅝" tipo sencillo con una sola ala.(4)	Según proyecto	
f.	Caja hermética tipo intemperie para alojar el medidor de energía.	1	RA7-203
g.	Puesta a tierra para cable de guarda (cable de cobre desnudo)	1	RA6-010
h.	Medidor de energía monofásico bifilar 120V, 15 (60) Amperios (2)	1	NTC - 2288
i.	Base porta breaker con abrazadera tipo enchufable de 1 x 30A	1	UL-50 y 67
j.	Breaker o interruptor magnético monopolar de 30A (3)	1	NTC - 2116
k.	Tubería de PVC de diámetro de ½" con una boquilla y contratuerca.	1.75m	NTC - 169
l.	Alambre de cobre desnudo No. 8 AWG	2.7m	NTC 2206 y 2050
m.	Varilla de puesta a tierra de longitud 2.40m	1	NTC 2206 y 2050 RA7-017
n.	Percha de un puesto acanalada	1	RA7-019
o.	Tablero eléctrico mínimo cuatro circuitos.	1	RETIE
p.	Tubería PVC de ½" y adaptadores	Según proyecto	RETIE
q.	Interruptor automático termo magnético tipo enchufable	Según proyecto	RETIE

(1) En sistemas trifilares, utilizar cable de cobre aislado con neutro concéntrico (2N°8+1N°8 AWG ó según proyecto)
(2) En sistemas de distribución trifilares 120/240V, utilizar un contador monofásico trifilar 120/240 V, 15(60) amperios.
(3) En sistemas de distribución trifilares 120/240V, utilizar dos interruptores monopolares de 40 amperios (ó según proyecto).
(4) En sistemas trifilares emplear grapa metálica galvanizada de 5/8".

Fuente: EPM E.S.P.

2. CASO 2: INSTALACIÓN DE ACOMETIDA AÉREA URBANA

2.1 En el poste se colocará una caja portabornera tipo intemperie para derivar múltiples acometidas. La caja se seleccionará de acuerdo a la norma RA7-200.

2.2 Para sistemas trifilares, el cable que se utilizará en la red secundaria y la caja portabornera será un cable triplex enchaquetado de cobre (Cu), calibre 2 * No. 4 + 1 No. 6 AWG – XLPE, 600V. La chaqueta exterior que cubre el cable triplex debe ser en polietileno (PE) duro, que permita evitar el robo de energía desde dicho punto.

2.3 Se deben utilizar conectores de compresión tipo derivación de acuerdo con la norma NTC-2244 (NEMA CC1) adecuados para la conexión del cable de la red secundaria que normalmente es un cable triplex AL, 2 No. 1/0 AWG-XLPE, 600V + 1 No. 2 AWG-ACSR y el cable triplex que va a la caja portabornera que normalmente está construido en cable Cu, calibre 2 * No. 4 + 1 No. 6 AWG – XLPE, 600V. De todas formas el cable será del calibre indicado según la norma RA7-211. La conexión deberá aislarse utilizando cinta plástica y autofundente para las partes conductoras. Cuando existan balcones y terrazas cerca de dichos empalmes, EPM podrá exigir la instalación de crucetas voladas.

2.4 La caja para alojar el medidor de energía se podrá instalar empotrada, embebida en cemento, o expuesta en la pared de la vivienda del usuario, en este último caso se debe rellenar el ladrillo, y sujetar la caja por medio de chazos plásticos y tornillos de 2 ½". Las dimensiones de dichas cajas deben cumplir con la norma RA7-203 establecida por las Empresas.

2.5 El conductor de puesta tierra de la acometida será alambre de cobre calibre No. 8 AWG, éste irá por tubería de PVC de ½", lisa o corrugada en forma expuesta o empotrada. Si la tubería va expuesta se debe asegurar al muro con grapas metálicas, de acuerdo con el numeral 250-94 NTC 2050 y el dibujo anexo a la presente norma.

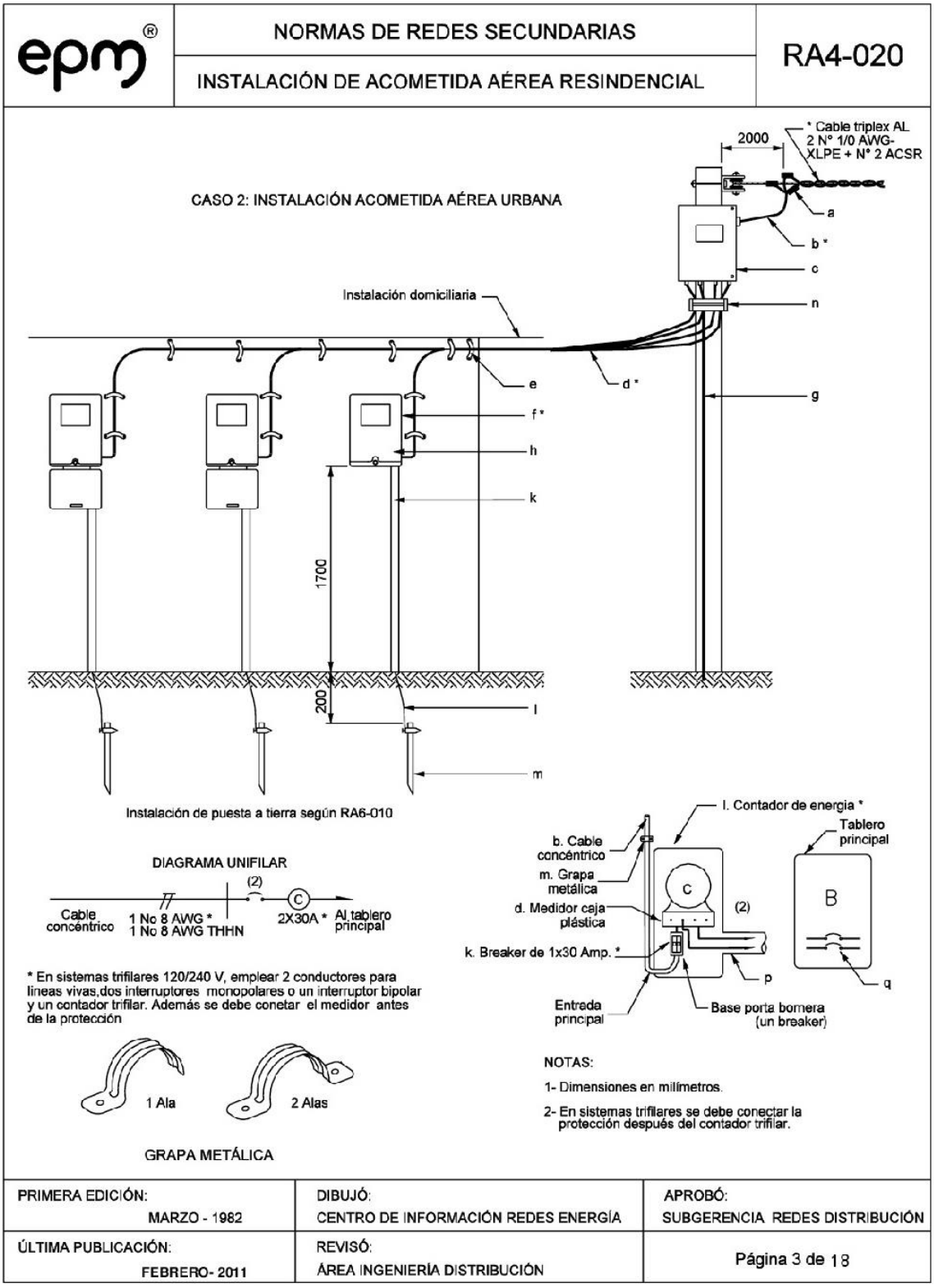
2.6 La varilla de puesta a tierra, de 2.40 metros, se instalará lo más cercano al paramento del usuario, evitando al máximo las curvas.

2.7 La acometida se hará en cable concéntrico de un calibre mínimo de 1 No. 8 + 1 No. 8 AWG. El cable cumplirá con las características establecidas especificaciones y características garantizadas de EPM. Se deberá sujetar al techo o a la fachada, mediante grapas metálicas de ⅜", usando tornillos golosos de 1" para asegurar en madera o chazo plástico con tornillo y usando taladro, para asegurar el concreto. Se debe garantizar que la grapa no dañe la chaqueta exterior ni permita el deslizamiento del cable. Cuando dos o mas acometidas se deban sujetar por la fachadas, estas se deberán asegurar usando grapas múltiples o canastillas que agrupen las acometidas, también se deberán utilizar correas plásticas para agrupar las acometidas antes de llegar a las fachadas. A consideración de las EPM, se podrán aprobar proyectos de acometidas trifilares con cable concéntrico apantallado de calibre mínimo 2N°8+1N°8 AWG. Para estos, se deberán utilizar medidores de energía trifilares 120/240 voltios,15(60) amperios e interruptores termomagnéticos de 40 amperios (ó según proyecto).

2.8 Con el cable concéntrico se debe tener cuidado, ya que al retirar el aislamiento de dicho cable, los hilos que conforman el neutro son frágiles. Por lo tanto se debe utilizar una herramienta adecuada para pelar este tipo de cable.

2.9 Se deben instalar grapas metálicas, una por cada metro de cable concéntrico instalado.

Fuente: EPM E.S.P.



Fuente: EPM E.S.P.

1. CASO 1: INSTALACIÓN DOMICILIARIA EN FACHADA

La caja del medidor que se debe instalar de acuerdo a las características especificadas en la norma RA7-203. La conexión de la acometida aérea o subterránea a la red secundaria, se cubrirá con cinta autofundente y luego se cubrirá con cinta aislante.

Cuando se trata de acometida aérea, el cable concéntrico se fijará a la fachada mediante grapas de una sola ala, tal como se detalla en esta norma.

El calibre de las acometidas y las protecciones de las instalaciones residenciales en cada uno de los estratos deberá cumplir **como mínimo** con las siguientes especificaciones de acuerdo con la zona de demanda o estratificación:

Tabla 1

ZONA DE DEMANDA (estrato)	CALIBRE ACOMETIDA (THW,Cu) AWG		PROTECCIÓN** (Amperios)
	Línea Viva**	Neutro	
Baja baja (1)*	1No. 8	1No. 8	1 * 30
Baja (2)*	1No. 8	1No. 8	1 * 30
Media baja (3)*	1No. 8	1No. 8	1 * 30
Media (4)	1No. 8	1No. 8	1 * 30
Media alta (5)	1No. 8	1No. 8	1 * 40
Alta (6)	1No. 8	1No. 8	1 * 40

* En sistemas trifilares utilizar cable de cobre aislado con neutro concéntrico (2N°8+1N°8 AWG ó según proyecto)

** En sistemas de distribución trifilares 120/240V utilizar dos interruptores termomagnéticos monopolares de 40 amperios o según proyecto.

A consideración de las EPM, se podrán aprobar proyectos de acometidas trifilares en calibre minimo 2N°8+1N°8 AWG. Para estos, se deberán utilizar medidores de energía trifilares 120/240 voltios, 15(60) A.

Cuando en un transformador se conecten dos (2) o más acometidas a la salida del barraje secundario, se colocará un medidor de energía electrónico monofásico, como integrador, según norma RA4 – 100.

Cantidad de materiales caso 1:

En la siguiente tabla se detalla los materiales. Ver figura página 1.

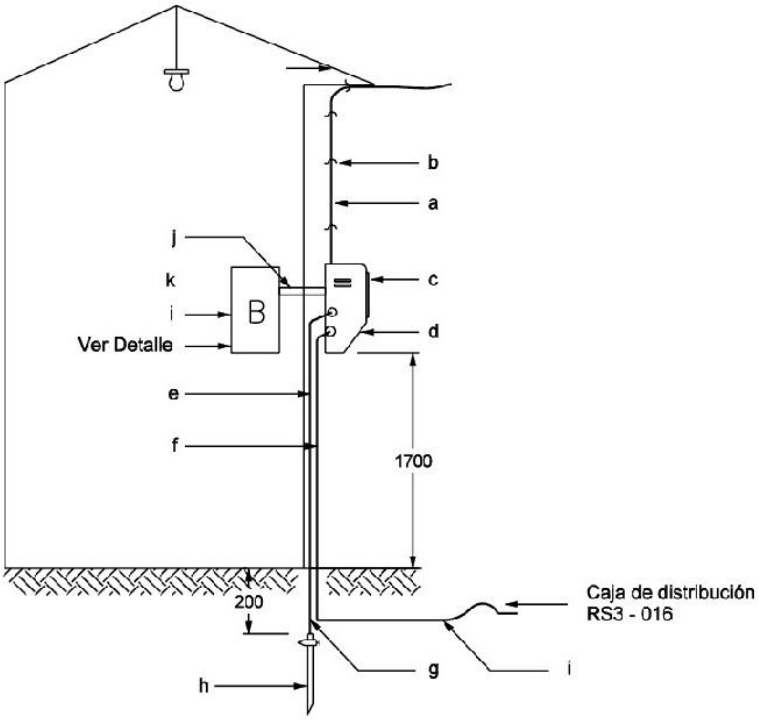
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD DE OBRA	NORMA
a.	Cable de cobre aislado con neutro concéntrico (1N°8+1N°8 AWG) (1)	(Según proyecto)	RA7-214
b.	Grapa metálica galvanizada de 3/8" tipo sencillo de una o de dos alas.(3)	A criterio del interventor.	
c.	Medidor de energía monofásico bifilar 120V, 15 (60)A. (2)	1	NTC-2288
d.	Caja hermetica para medidor de energía	1	RA7-203
e.	Tubería de PVC de diámetro de ½" con una boquilla y contratuerca.	1.75m.	NTC-169
f.	Tubería de PVC de diámetro de 1" con una boquilla, contratuerca y un codo. (Cuando se use acometida subterranea)	(Según proyecto)	
g.	Alambre de cobre desnudo No 8 AWG.	2.7m.	NTC 2206-NTC 2050
h.	Varilla de puesta a tierra de longitud 2.40m.	1	NTC 2206-RA7-017
i.	Alambre de cobre AWG THHN (red subterránea)	(Según proyecto)	NTC 2050
j	Tubería PVC de ½" y adaptadores	(Según proyecto)	RETIE
k	Tablero eléctrico mínimo cuatro circuitos	1	RETIE
l	Interruptor automático termo magnético	(Según proyecto)	RETIE

(1) En sistemas trifilares utilizar cable de cobre aislado con neutro concéntrico (2N°8+1N°8 AWG ó según proyecto).
(2) En sistemas de distribución trifilares 120/240V, utilizar un contador trifilar monofasico 120/240V, 15(60) Amperios, dos interruptores termomagnéticos monopolares de 40 amperios o según proyecto.
(3) En sistemas trifilares emplear grapa metálica galvanizada de 5/8"

Fuente: EPM E.S.P.

epm®	NORMAS DE REDES SECUNDARIAS INSTALACIÓN DOMICILIARIA RESIDENCIAL	RA4-020

CASO 1: INSTALACIÓN DOMICILIARIA EN FACHADA

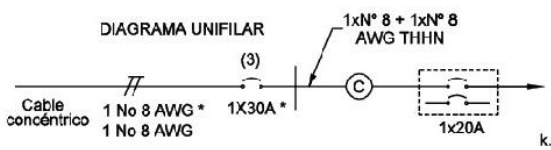


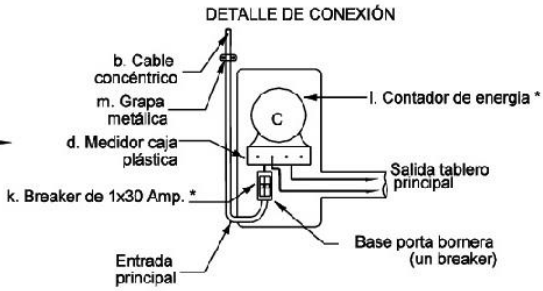
NOTAS:

1- Dimensiones no especificadas en milímetros.

2- La grapa se usará de una o de dos alas, dependiendo del calibre del cable o de la tubería según el caso.

3-Para proyectos con sistema trifilar se debe conectar el contador antes de la proteccion general

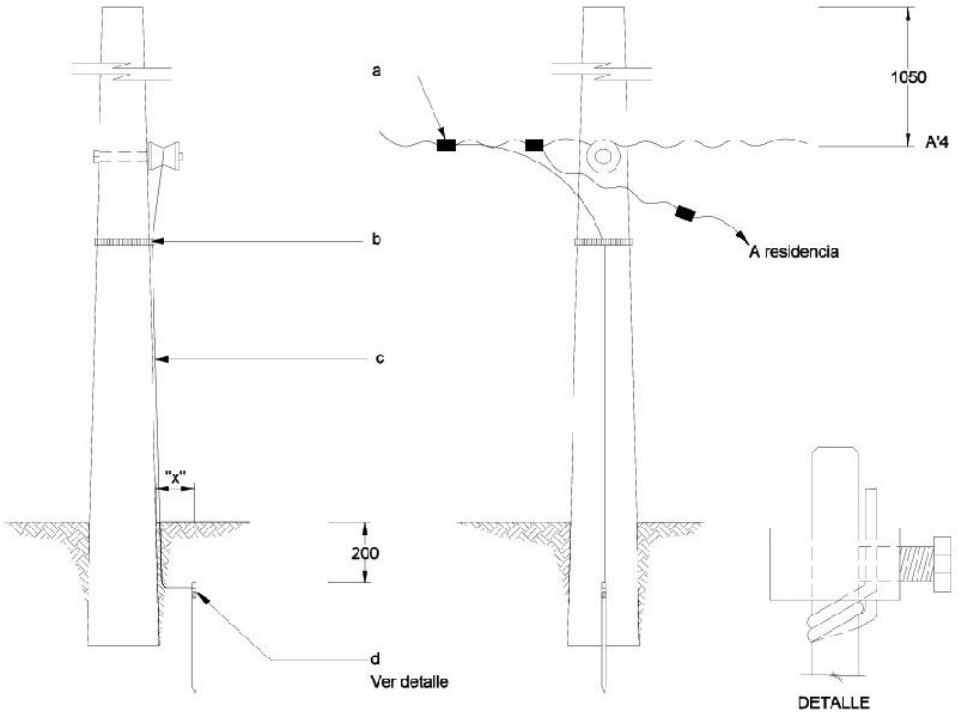




PRIMERA EDICIÓN: MARZO - 1982	DIBUJÓ: CENTRO DE INFORMACIÓN REDES ENERGÍA	APROBÓ: SUBGERENCIA REDES DISTRIBUCIÓN
ÚLTIMA PUBLICACIÓN: FEBRERO - 2011	REVISÓ: ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN	Página 1 de 18

Fuente: EPM E.S.P.

epm	NORMAS DE REDES SECUNDARIAS POSTE DE ACOMETIDA RURAL	RA4-017



ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	REFERENCIA
d	Varilla para puesta a tierra (L= 2.40 m)	1	RA7-017
c	Alambre de cobre N°4 AWG.	8 m.	
b	Correa Plástica	1	
a	Conector de compresión tipo derivación (calibre según proyecto)	1	RA7-030

NOTAS:

1- Dimensiones en milímetros.

2- "x" debe ser mayor de 600 mm La varilla no debe quedar en el concreto.

3- Se debe garantizar una resistencia de tierra menor ó igual a 5 Ω. Sí no se obtiene se debe reforzar por medio de mallas de tierra, varillas adicionales ó cualquier otro metódo que garantice este valor.

PRIMERA EDICIÓN: OCTUBRE - 1986	DIBUJÓ: CENTRO DE INFORMACIÓN REDES ENERGÍA	APROBÓ: SUBGERENCIA REDES DISTRIBUCIÓN
ÚLTIMA PUBLICACIÓN: MAYO - 1991	REVISÓ: ÁREA INGENIERÍA Y GESTIÓN	Página 1 de 1

Fuente: EPM E.S.P.

Descripción Técnica	Solicitado por CENS	Garantizado por el Fabricante
Fabricación		
El espesor y el peso del recubrimiento de cinc son mínimo Clase C de acuerdo a la norma NTC 2076 o ASTM A153/A153M.	SI	SI ( ) – NO ( )
Ensayos		
Ensayos aplicados a los amortiguadores según NTC 3524.	SI	SI ( ) – NO ( )
Ensayos aplicados al galvanizado según NTC 2076 o ASTM A153/A153M.	SI	SI ( ) – NO ( )
Ensayos aplicados a los tornillos y arandelas según Norma NTC 2806.	SI	SI ( ) – NO ( )
Rotulado		
El rotulado cumple con la norma NTC 3524.	SI	SI ( ) – NO ( )

Tabla 19. Amortiguador Stockbridge

Descripción Técnica	Solicitado por CENS	Garantizado por el Fabricante
Fabricación		
Cumple requisitos y especificaciones según la norma NTC 2616.	SI	SI ( ) – NO ( )
Cumple requisitos expuestos en las figuras 6 a la 15.	SI	SI ( ) – NO ( )
Las crucetas, bayonetas y ángulos están libres de soldaduras, deformaciones, fisuras, aristas cortantes, protuberancias, bordes cortantes y defectos de laminación.	SI	SI ( ) – NO ( )
Las crucetas, bayonetas y ángulos están fabricados a partir de una sola pieza.	SI	SI ( ) – NO ( )
Dimensiones dadas antes del galvanizado.	SI	SI ( ) – NO ( )
Las crucetas, bayonetas y ángulos están libres de dobleces y rebabas en las zonas de corte, perforadas o punzadas.	SI	SI ( ) – NO ( )
El doblado y el perforado de los perfiles se deben efectuar antes del galvanizado.	SI	SI ( ) – NO ( )
El diámetro de los agujeros es de 1,6 mm (1/16 de pulgada) mayor que el diámetro nominal del perno o elemento de fijación.	SI	SI ( ) – NO ( )
Las crucetas, bayonetas y ángulos cumplen requisitos mecánicos según NTC 2616.	SI	SI ( ) – NO ( )
Las tolerancias en el ancho y en el espesor del perfil deben estar de acuerdo con la norma NTC 402.	SI	SI ( ) – NO ( )
Material		
Las crucetas, bayonetas y ángulos fabricados con acero estructural según NTC 1920 (para perfiles) o NTC 1985 (ASTM A572/A572M).	SI	SI ( ) – NO ( )
Galvanizado		
Galvanizado por inmersión en caliente después de la fabricación de acuerdo a la norma NTC 2076 o ASTM A153/A153M.	SI	SI ( ) – NO ( )
El cinc utilizado para el recubrimiento es mínimo de "alto grado (Z15001)" de acuerdo a la norma NTC 1054 o ASTM B6-12.	SI	SI ( ) – NO ( )

Fuente: CENS S.A. E.S.P.

Descripción Técnica	Solicitado por CENS	Garantizado por el Fabricante
Fabricación		
Amortiguador Stockbridge para cable ACSR #2/0	SI	
Amortiguador Stockbridge para cable ACSR #4/0	SI	
Grapa de sujeción		
Es de aleación de aluminio de alta resistencia 356 T6, libre de porosidades, grietas, rebabas o aristas cortantes.	SI	SI ( ) – NO ( )
Permite la instalación del amortiguador, sobre el tipo de conductor y calibre especificado. Los puntos de sujeción del conductor tienen bordes internos redondeados.	SI	SI ( ) – NO ( )
Facilidad para el montaje en altura mediante el uso de herramientas estándar para trabajo en caliente (línea viva). En caso de herramienta especial debe ser suministrarla.	SI	SI ( ) – NO ( )
Estando abierta, parte de la grapa sostiene el peso del amortiguador.(Durante el montaje)	SI	SI ( ) – NO ( )
Cable guía o mensajero		
En acero galvanizado, con alta resistencia a la fatiga y a la deformación permanente (buena deformación elástica).	SI	SI ( ) – NO ( )
El ensamble cable -contrapeso no varía más de 5° por encima o por debajo del eje horizontal	SI	SI ( ) – NO ( )
El galvanizado de acuerdo con la norma ASTM A475.	SI	SI ( ) – NO ( )
Contrapesos		
Son de hierro nodular galvanizado en caliente u otro material ferroso, resistente a la corrosión.	SI	SI ( ) – NO ( )
Sus superficies son lisas y los bordes redondeados para reducir el efecto corona.	SI	SI ( ) – NO ( )
Cuentan con agujeros de drenaje que impidan la acumulación de agua.	SI	SI ( ) – NO ( )
El diseño de los contrapesos deberá estar de acuerdo con la frecuencia de resonancia deseada.	SI	SI ( ) – NO ( )
Tornillería y arandela de presión		
De acero galvanizado o acero inoxidable.	SI	SI ( ) – NO ( )
La longitud del tornillo permite que ninguna parte de la grapa se desensamble cuando se abre para montar el amortiguador al conductor.	SI	SI ( ) – NO ( )
El agujero donde entre el tornillo es pasante y roscado a través de toda su longitud.	SI	SI ( ) – NO ( )
Torque óptimo de apriete del tornillo deberá ser estipulado por el fabricante.	SI	SI ( ) – NO ( )
Cumple torque mínimo según tamaño del tornillo de acuerdo a la NTC 3524.	SI	SI ( ) – NO ( )
Galvanizado de contrapesos, tornillería y arandela de presión.		
Galvanizado por inmersión en caliente después de la fabricación de acuerdo a la norma NTC 2076 o ASTM A153/A153M.	SI	SI ( ) – NO ( )
El cinc utilizado para el recubrimiento es mínimo de "alto grado (Z15001)" de acuerdo a la norma NTC 1054 o ASTM B6-12.	SI	SI ( ) – NO ( )

Fuente: CENS S.A. E.S.P.

Dimensiones dadas antes del galvanizado.	SI	SI ( ) – NO ( )
Material		
Acero fundido o forjado con designación SAE 1030 de acuerdo a la norma NTC 422 y la NTC 2995.	SI	SI ( ) – NO ( )
Galvanizado		
Galvanizado por inmersión en caliente después de la fabricación de acuerdo a la norma NTC 2076 o ASTM A153/A153M.	SI	SI ( ) – NO ( )
El cinc utilizado para el recubrimiento es mínimo de "alto grado (Z15001)" de acuerdo a la norma NTC 1054 o ASTM B6-12.	SI	SI ( ) – NO ( )
El espesor y el peso del recubrimiento de cinc para los adaptadores ojal bola es mínimo Clase C de acuerdo a la norma NTC 2076 o ASTM A153/A153M.	SI	SI ( ) – NO ( )
Los adaptadores ojal bola están libres de burbujas, áreas sin recubrimiento, depósitos de escoria, manchas negras, escoriaciones y excesos puntuales de cinc.	SI	SI ( ) – NO ( )
Ensayos		
Ensayos aplicados a los adaptadores ojal bola según la norma NTC 3735 o NTC 2995.	SI	SI ( ) – NO ( )
Ensayos aplicados al galvanizado según las normas NTC 2076 o ASTM A153/A153M o NTC 3981 o NTC 3241.	SI	SI ( ) – NO ( )
Rotulado		
El rotulado cumple con la norma NTC 2995.	SI	SI ( ) – NO ( )

Tabla 18. Adaptador Ojal Bola

Descripción Técnica	Solicitado por CENS	Garantizado por el Fabricante
Fabricación		
Cumple requisitos y especificaciones según NTC 3524.	SI	SI ( ) – NO ( )
Cumple requisitos expuestos en la figuras 4 y 5.	SI	SI ( ) – NO ( )
El conjunto del amortiguador, incluida su grapa, está diseñado para evitar una excesiva radiointerferencia, cuando se utilice con los conductores.	SI	SI ( ) – NO ( )
El amortiguador está libre de defectos o imperfecciones tales como bordes cortantes, grietas y excesivas rugosidades.	SI	SI ( ) – NO ( )
Los amortiguadores deben entregarse totalmente ensamblados.	SI	SI ( ) – NO ( )
La distancia "S" se calcula según la NTC 3524.	SI	SI ( ) – NO ( )
Consigne la distancia "S" del amortiguador ofertado es:		
Amortiguador Stockbridge para cable ACSR #1/0	SI	
Amortiguador Stockbridge para cable ACSR #2	SI	

Fuente: CENS S.A. E.S.P.

11.22.5.4. Requisitos del Material

Grapa de sujeción: Es de aleación de aluminio de alta resistencia 356 T6, libre de porosidades, grietas, rebabas o aristas cortantes.

Cable guía o mensajero: En acero galvanizado, con alta resistencia a la fatiga y a la deformación permanente (buena deformación elástica).

Contrapesos: De hierro nodular galvanizado en caliente u otro material ferroso, resistente a la corrosión.

Tornillería y arandela de presión: De acero galvanizado o acero inoxidable.

11.22.5.5. Requisitos del Galvanizado

- Cable guía o mensajero: De acuerdo con la norma ASTM A475.
- Galvanizado de contrapesos, tornillería y arandela de presión:
- El espesor y el peso del recubrimiento de cinc es mínimo Clase C de acuerdo a la norma NTC 2076 o ASTM A153/A153M

11.22.6. ÁNGULOS, BAYONETAS, CRUCETAS Y DIAGONALES

11.22.6.1. Requisitos de Fabricación

- Requisitos y especificaciones según la norma NTC 2616.
- Los Ángulos, Bayonetas, Crucetas y Diagonales fabricados a partir de una sola pieza.
- Los Ángulos, Bayonetas, Crucetas y Diagonales libres de dobleces y rebabas en la zona de corte, perforadas o punzadas.
- Los Ángulos, Bayonetas, Crucetas y Diagonales libres de soldaduras, deformaciones, fisuras, aristas cortantes, protuberancias, bordes cortantes y defectos de laminación.
- El doblado y el perforado de los perfiles se deben efectuar antes del galvanizado.
- El diámetro de los agujeros es de 1,6 mm (1/16 de pulgada) mayor que el diámetro nominal del perno o elemento de fijación.
- El doblamiento de las diagonales angulares y en V debe realizarse en caliente.
- Clasificación:

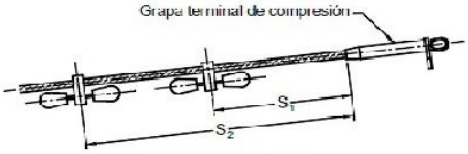
Fuente: CENS S.A. E.S.P.

$$S_1 = 0{,}85\frac{\lambda}{2}\ minimo = 0{,}0013\,d\sqrt{\frac{T}{W}}$$

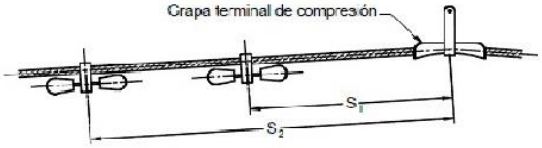
$$S_2 = 0{,}0022\,d\sqrt{\frac{T}{W}}$$

Dónde:

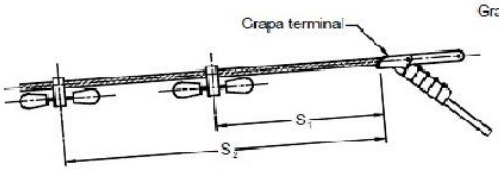
S1 = distancia entre la grapa y el primer amortiguador (m).
S2 = distancia entre la grapa y el segundo amortiguador (m).
d = diámetro del conductor (mm).
T = carga mecánica media de trabajo del conductor (kg).
W = peso del conductor (kg/m).



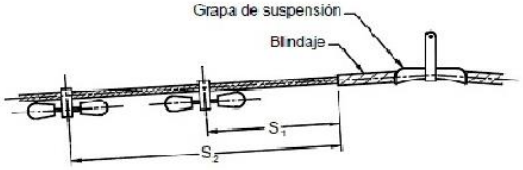
Grapa tipo compresión



Grapa de suspensión montada sin blindaje



Grapa de retensión tipo pernada



Grapa de suspensión montada con blindaje

Figura 5. Localización de los amortiguadores STOCKBRIDGE

Fuente: CENS S.A. E.S.P.

Protección del conductor recomendada para la tensión media de trabajo				
Tensión media del conductor		**Superior A**	**Entre**	**Inferior A**
Conductor ACSR		5 kg/mm^2 (49 N/mm^2)	4 kg/mm^2 – 5 kg/mm^2 (39 N/mm^2 – 49 kg/mm^2)	4 kg/mm^2 (39 N/mm^2)
Conductor de cable de guarda en acero		22 kg/mm^2 (216 N/mm^2)	18 kg/mm^2 – 22 kg/mm^2 (176 N/mm^2 – 216 N/mm^2)	18 kg/mm^2 (176 N/mm^2)
Conductor de cobre		11 kg/mm^2 (108 N/mm^2)	10 kg/mm^2 – 11 kg/mm^2 (98 N/mm^2 – 108 N/mm^2)	10 kg/mm^2 (98 N/mm^2)
Condiciones del terreno donde se encuentra la línea	**Vano (m)**	**Cantidad de amortiguadores en cada extremo del vano**		
En cualquier terreno	500 – 1 000	4	4	4
Terreno abierto, plano o levemente ondulado	150 – 500	2	1	
	75 – 150	1	1	
Terrenos accidentados con pocos árboles o arbustos	100 – 500	1		
a) Áreas de bosques cuya altura sobrepasa los puntos de suspensión de los conductores b) Línea que va a lo largo de un valle, en montañas o en el fondo del valle	Independiente del vano	No requiere de producción		

Tabla 9. Número de amortiguadores según característica del terreno

Nota. Tensión media de trabajo = T/S
Dónde:
T = carga mecánica a la que se somete el conductor (kg)
S = sección conductor (mm2)

11.22.5.3.1. Localización de los Amortiguadores

La posición óptima del amortiguador a partir del lugar indicado en la Figura 5:Figura 5. Localización de los **amortiguadores STOCKBRIDGE**, según el tipo de grapa, se calcula como 0,8 a 0,9 de la longitud de la media onda, correspondiente a la frecuencia más alta dentro de la faja peligrosa.

Esto garantiza que el amortiguador nunca sea ineficiente, es decir, que nunca caiga en un nodo para cualquiera de las frecuencias dentro de la faja peligrosa.

En el caso de más de un amortiguador a cada lado del vano, es común colocar los demás con el espacio igual a la distancia del primero a la grapa en cuestión.

Sin embargo, la experiencia muestra que, en casos de vanos extremadamente largos, se pueden utilizar hasta tres amortiguadores de cada lado del vano, ya que un número mayor es poco eficaz, aunque suele colarse por precaución.

Fuente: CENS S.A. E.S.P.

Peso del par de contrapesos						Diámetro "d" del conductor pulgadas (milímetros) para el cual se usan				Rango de cables AWG – ACSR			
Tamaño nominal		Peso libra (kg)											
libras	(kg)	Mínimo		Máximo		Máximo		Mínimo					
20	(9,1)	19,5	(8,85)	23	(10,44)	1,551	(39,39)	1,602	(40,69)	1 780	(84/19)		
18	(8,2)	17,5	(7,95)	21	(9,53)	1,301	(33,03)	1,550	(39,37)	1 192	(45/7),	1 590	(54/19)
16	(7,3)	15,5	(7,04)	19	(8,63)	1,141	(28,97)	1,300	(33,02)	1 033,5	(45/7),	1 113,5	(54/19)
14	(6,4)	13,5	(6,13)	17	(7,72)	0,971	(24,65)	1,140	(28,96)	605	(30/19),	795	(26/7)
12	(5,5)	11,4	(5,22)	14	(6,36)	0,831	(21,09)	0,970	(24,64)	477	(18/1),	605	(54/7)
10	(4,5)	9,75	(4,43)	12	(5,45)	0,701	(17,79)	0,830	(21,08)	336,4	(26/7),	477,0	(18/1)
8	(3,6)	7,75	(3,52)	10	(4,54)	0,591	(15,00)	0,700	(17,78)	266,8	(18/1),	336,4	(18/1)
6	(2,7)	5,75	(2,61)	8	(3,63)	0,472	(11,97)	0,590	(14,99)	3/0	(6/1),	4/0	(6/1)
4	(1,8)	3,75	(1,70)	5	(2,27)	0,391	(9,92)	0,471	(11,96)	1/0	(6/1),	2/0	(6/1)
3	(1,4)	2,75	(1,25)	4	(1,82)	0,329	(8,34)	0,390	(9,91)	1/4"–3/8" Acero, # 1 (6/1), 1/0 (6/1)			
2	(0,9)	1,75	(0,79)	3	(1,36)	0,261	(6,62)	0,328	(8,33)	# 2	(6/1)		
1,5	(0,7)	1,25	(0,57)	2,5	(1,14)	0,216	(5,49)	0,260	(6,60)	# 4	(6/1)		

Tabla 8. Amortiguadores de Vibración tipo Stockbridge

11.22.5.3. Número de Amortiguadores de Vibración tipo Stockbridge

La intensidad de la vibración depende directamente de la configuración del terreno sobre el cual se encuentra la línea. Véase la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**.

Los mayores daños ocurren en las líneas que atraviesan regiones planas y abiertas.

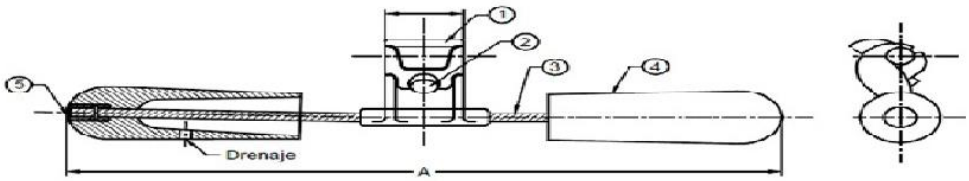
Un estudio típico es el realizado por Liberman y Krukov, quienes por métodos estadísticos y observaciones a lo largo de muchos años obtuvieron los datos consignados en la **¡Error! No se ncuentra el origen de la referencia.**.

Fuente: CENS S.A. E.S.P.

Torques de apriete		
Según tamaño del tornillo		
milímetros	(pulgadas)	kg • cm
10	(3/8)	200
12	(1/2)	300
16	(5/8)	600

Tabla 7. Torque de Apriete para los Tornillos de los Amortiguadores STOCKBRIDGE

Los elementos que componen el Amortiguador STOCKBRIDGE se muestran a continuación:



Ítem	Descripción
1	Grapa de Sujeción o Conector
2	Perno
3	Cable Guía o Mensajero
4	Masa Oscilante o Contrapesos
5	Fijación

Figura 4. Amortiguador stockbridge

11.22.5.2. Diseño y Selección

El tamaño nominal del amortiguador se define como el peso en libras del par de contrapesos unidos por el cable guía, pero excluyendo el peso del cable y la grapa. Dicho peso y el conductor para el cual se usan según este peso se indica en la Tabla 8.

Fuente: CENS S.A. E.S.P.

11.22.5. AMORTIGUADOR STOCKBRIDGE

11.22.5.1. Requisitos de Fabricación

- Requisitos y especificaciones según NTC 3524.
- El conjunto del amortiguador, incluida su grapa, está diseñado para evitar una excesiva radio-interferencia, cuando se utilice con los conductores.
- El amortiguador está libre de defectos o imperfecciones tales como bordes cortantes, grietas y excesivas rugosidades.
- La grapa de sujeción permite la instalación del amortiguador, sobre el tipo de conductor y calibre especificado. Los puntos de sujeción del conductor tienen bordes internos redondeados.
- La grapa de sujeción facilidad para el montaje en altura mediante el uso de herramientas estándar para trabajo en caliente (línea viva).
- La grapa de sujeción estando abierta, parte de la grapa sostiene el peso del amortiguador.(Durante el montaje)
- El ensamble cable - contrapeso no varía más de 5° por encima o por debajo del eje horizontal.
- Las superficies de los contrapesos son lisas y los bordes redondeados para reducir el efecto corona.
- Los contrapesos deben contar con agujeros de drenaje que impidan la acumulación de agua.
- El diseño de los contrapesos deberá estar de acuerdo con la frecuencia de resonancia deseada.
- La longitud del tornillo permite que ninguna parte de la grapa se desensamble cuando se abre para montar el amortiguador al conductor.
- El agujero donde entre el tornillo es pasante y roscado a través de toda su longitud.
- Torque óptimo de apriete del tornillo según lo estipulado por el fabricante, el mínimo debe ser según la Tabla 7 a continuación:

Fuente: CENS S.A. E.S.P.

ANEXO 11. LISTADO DE USUARIOS.

VEREDA		USUARIO					COORDENADAS		
	ítem	Total Vereda	Sin Energía	Nuevos Usuarios	NOMBRE	APELLIDO	ALTITUD	ESTE	NORTE
SANTA LUCIA	1	13	13	13	PEDRO	LEAL BOLIVAR	1700	1157450	1324106
	2				HERNAN	SILVA PABON	1538	1157849	1324760
	3				CARMEN ROSA	PABON BERMON	1572	1157966	1324556
	4				FAUSTINO	SILVA	1527	1158075	1324760
	5				JOSE RAUL	BUITRAGO SILVA	1560	1157935	1323176
	6				LEONOR	SIERRA CRUZ	1602	1157514	1323011
	7				ARCADIO	LUNA SIERRA	1941	1156635	1322247
	8				FERMIN	GALVIS GAMBOA	1739	1156644	1322840
	9				ROMAN	SILVA HERNANDES	1344	1157909	1323560

VEREDA	ítem	USUARIO					COORDENADAS		
		Total Vereda	Sin Energía	Nuevos Usuarios	NOMBRE	APELLIDO	ALTITUD	ESTE	NORTE
	10				JOSE DE JESUS	CRUZ GONSALES	1360	1158328	1323494
	11				JOSE DE JESUS	CRUZ GONSALES	1360	1158328	1323494
	12				JOSE ANTONIO	SILVA HERNANDES	1626	1158478	1323734
	13				JOSE VALERIO	LEAL BOLIVAR	1794	1156822	1323709
CUCANO	14	4	4	4	DORALVA	LEAL DE CAICEDO	1613	1157917	1319800
	15				RAMON	LUNA CONTRERAS	1783	1157443	1319597
	16				JOSE ALFREDO	CONTRERAS SUARES	1987	1156227	1319378
	17				NELLY	JAIMES GAMBOA	1573	1158917	1318535
EL VOLCÁN	18	2	2	2	ELGAR ALFONSO	FUENTES ORTGA	1484	1160353	1327304

VEREDA	ítem	USUARIO					COORDENADAS		
		Total Vereda	Sin Energía	Nuevos Usuarios	NOMBRE	APELLIDO	ALTITUD	ESTE	NORTE
	19				MARCELINO	FERNANDEZ CAICEDO	1445	1160180	1327496
LA PALMITA	20	5	5	5	VIRGINIA	ACERO VANEGAS	1255	1159237	1322417
	21				LUIS FRANCISCO	GRANADOS MENDOZA	1255	1159237	1322417
	22				MARIA AGUEDA	LEAL LUNA	1283	1159244	1322028
	23				CESAR	GOYENECHE GAMBOA	1255	1159237	1322417
	24				PEDRO ANTONIO	LEAL PARADA	1255	1159237	1322417
LLANO GRANDE	25	5	5	5	JOSE ALIRIO	SANDOVAL PEÑALOSA	2068	1156892	1317361
	26				GREGORIO	PEÑALOSA CRUZ	2006	1156486	1318277
	27				OSCAR GIOVANI	COTE CEPULVEDA	2189	1156266	1317566

VEREDA	ítem	USUARIO					COORDENADAS		
		Total Vereda	Sin Energía	Nuevos Usuarios	NOMBRE	APELLIDO	ALTITUD	ESTE	NORTE
	28				RAMIRO	COTE CRUZ	2196	1156410	1317538
	29				HERNANDO	GELVES CARVAJAL	1965	1156602	1315311
SAN JOSÉ DE TULANTA	30	7	7	7	ABIGAIL	JAIMES CRUZ	2007	1161773	1321332

Fuente: Segen Ingeniería S.A.S.