

CÓDIGO OBRA

PXXXXXXXXXXXX

DISEÑO DEL PROYECTO

**CENTRO DE TRANSFORMACIÓN M5341
BARRIO GAIRA**

PROYECTISTA

ENERGIZANDO INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN S.A.S.

FECHA

MARZO 2021

MODIFICACIONES RESPECTO A LA EDICIÓN ANTERIOR

| Edición. | Modificación. | fecha |
|----------|---------------------|------------|
| V 0.0 | Proyecto Específico | 25/01/2021 |

Siglas de Responsables y Fechas de las Ediciones.

| Edición | Objeto e Ed. | Elaborado por: | Fecha Elb. | Revisó: | Fecha Rev. |
|---------|---------------------|----------------|------------|---------|------------|
| V 0.0 | Proyecto Específico | | 10/01/2021 | | 15/01/2021 |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

| | |
|-----------------------|----------------------|
| Elaborado Por: | Revisado Por: |
| M.P.: AN 205-133761 | M.P.: AN 205-68193 |

INDICE

| | | |
|-----------|---|----|
| 1 | Memoria | 6 |
| 1.1 | Memoria descriptiva | 6 |
| 1.1.1 | Preámbulo | 6 |
| 1.1.2 | Peticionario y Objeto..... | 6 |
| 1.1.2.1 | Propietario del proyecto | 6 |
| 1.1.2.2 | Promotor | 6 |
| 1.1.2.3 | Diseñador | 6 |
| 1.1.3 | Emplazamiento..... | 7 |
| 1.1.4 | Descripción de la instalación..... | 7 |
| 1.1.4.1 | Circuito(s) Origen de MT: (Circuito aprobado en la factibilidad vigente del proyecto eléctrico). | 7 |
| 1.1.4.2 | Instalación de MT: | 7 |
| 1.1.4.3 | Instalación de BT: | 7 |
| 1.1.4.4 | Instalación CT: | 8 |
| 1.1.4.5 | Consolidado de cantidad de clientes por transformador y tipo de medida | 8 |
| 1.2 | Cálculos justificativos | 9 |
| 1.2.1 | Cálculos Eléctricos: Regulación y Capacidad. | 9 |
| 1.2.1.1 | Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos. | 9 |
| 1.2.1.1.1 | Cuadros de cargas existente y proyectado | 9 |
| 1.2.1.1.2 | Factor de potencia | 10 |
| 1.2.1.1.3 | Armónicos | 10 |
| 1.2.1.1.4 | Fuentes de armónicos..... | 10 |
| 1.2.1.1.5 | Problemas que causan | 11 |
| 1.2.1.1.6 | Límites permisibles..... | 11 |
| 1.2.1.2 | Análisis del nivel tensión requerido. | 12 |
| 1.2.1.3 | Cálculos de regulación MT y BT..... | 13 |

| | | |
|-----------|--|----|
| 1.2.1.4 | Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga | 14 |
| 1.2.1.5 | Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía. | 14 |
| 1.2.1.6 | Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia. | 15 |
| 1.2.2 | Cálculos Eléctricos: Cortocircuito, Protecciones y PT..... | 15 |
| 1.2.2.1 | Análisis de cortocircuito y falla a tierra. | 15 |
| 1.2.2.2 | Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A..... | 16 |
| 1.2.2.3 | Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma IEC 60909, IEEE 242, capítulo 9 o equivalente | 17 |
| 1.2.2.3.1 | Sección mínima del conductor de BT..... | 17 |
| 1.2.2.3.2 | Capacidad de corriente | 17 |
| 1.2.2.4 | Cálculo de puesta a tierra y estudio de resistividad. | 18 |
| 1.2.3 | Cálculos Eléctricos: Aislamiento, y protección contra Rayos, Riesgo eléctrico..... | 20 |
| 1.2.3.1 | Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico. | 20 |
| 1.2.3.2 | Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos. | 21 |
| 1.2.3.3 | Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos..... | 21 |
| 1.2.3.4 | Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la Tabla 14.1 del RETIE. | 30 |
| 1.2.3.5 | Clasificación de áreas. | 31 |
| 1.2.4 | Cálculos mecánicos | 31 |
| 1.2.4.1 | Datos de la Red..... | 31 |
| 1.2.4.2 | Cálculos mecánicos de Conductores | 31 |
| 1.2.4.3 | Cálculos mecánicos de Postes Auto-soportados..... | 33 |
| 1.2.4.4 | Cálculos mecánicos de Postes con Retenidas. | 34 |
| 1.2.4.5 | Cálculo mecánico de cimentaciones y estudio de suelos. | 35 |

| | | |
|---------|--|--------------------------------------|
| 1.3 | Documentación para Ejecución (Para redes Aéreas) | 37 |
| 1.3.1 | Red MT | 37 |
| 1.3.1.1 | Vanos Ideales de regulación..... | 37 |
| 1.3.2 | Centros de Transformación | 38 |
| 1.3.2.1 | Tabla de fusibles..... | 38 |
| 1.4 | Tramitaciones..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| 1.4.1 | Relación de bienes y derechos afectados | ¡Error! Marcador no definido. |
| 2 | Planos | ¡Error! Marcador no definido. |
| 3 | Anexos | ¡Error! Marcador no definido. |

1 Memoria

1.1 Memoria descriptiva

1.1.1 Preámbulo

El presente proyecto se ajusta a lo solicitado por el RETIE y a lo especificado en los proyectos tipos de AIR-E S.A E.S.P. Según aplique:

- Líneas aéreas de media tensión desnuda.
- Líneas aéreas de baja tensión.
- Centro de transformación tipo poste.
- Líneas aéreas de media tensión forradas.
- Líneas Subterráneas de Media y Baja Tensión.

1.1.2 Peticionario y Objeto

1.1.2.1 Propietario del proyecto

| | |
|---------------------|-------------------|
| Nombre: | AIR-E S.A. E.S.P. |
| Cedula/NIT: | |
| Dirección: | |
| Correo Electrónico: | |
| Teléfono: | |

1.1.2.2 Promotor

| | |
|------------|--|
| Nombre: | Energizando Ingeniería y Construcción S.A.S. |
| NIT: | |
| Dirección: | |
| Teléfono: | |

1.1.2.3 Diseñador

| | |
|---------------------|--|
| Nombre: | |
| Cedula: | |
| Correo Electrónico: | |
| Teléfono: | |

El objeto del presente documento es la obtención de las autorizaciones administrativas de la conexión del proyecto eléctrico a la red operada por AIR-E S.A E.S.P.

1.1.3 Emplazamiento

En la siguiente tabla se incluye la localización geográfica del proyecto y su categorización según Proyectos Tipo.

| | |
|-----------------|---------------------------------|
| Departamento(s) | Magdalena |
| Municipio(s) | Santa Marta |
| Localidad(es) | Gaira |
| Zona | Zona A (V. Viento: 130-80 km/h) |
| Área | Urbana |
| Contaminación | Alta |

1.1.4 Descripción de la instalación

1.1.4.1 Circuito(s) Origen de MT: (Circuito aprobado en la factibilidad vigente del proyecto eléctrico).

Circuito Gaira

1.1.4.2 Instalación de MT:

| DESCRIPCIÓN | CARACTERÍSTICA |
|-------------------------------------|-------------------|
| Tensión nominal de diseño (kV) | 13,2 |
| Potencia máxima de transporte (kVA) | 127,5 |
| Conductor(es) | 123.3 AAAC |
| N° Circuitos | 1 |
| Origen | CT REF: CTO GAIRA |
| Final | BARRIO GAIRA |
| Longitud Red Aérea (km) | 0,230 |
| Longitud Red Subterránea (km) | 0 |

1.1.4.3 Instalación de BT:

| DESCRIPCIÓN | CARACTERÍSTICA |
|---------------------------------|----------------|
| Tensión nominal de diseño (V) | 240-120 |
| Conductores | AWG THW |
| Configuración de la línea de BT | ESPECIAL |
| Número de clientes/Tipo | 65 |
| Longitud Red Aérea (km) | 0.105 |
| Longitud Red Subterránea (km) | 0 |

1.1.4.4 Instalación CT:

Transformador TP001-TP002-TP003

| DESCRIPCION | UNIDADES | VALOR |
|-----------------------|------------|-------|
| Potencia | kVA | 37,5 |
| Aislante | Aceite | |
| Tensiones | Vp | 37500 |
| | Vs | 240 |
| Tipo de transformador | Tipo Poste | |
| Grupo de conexión | Dyn5 | |
| Bil | kV | 95 |

Transformador TP004

| DESCRIPCION | UNIDADES | VALOR |
|-----------------------|------------|-------|
| Potencia | kVA | 15 |
| Aislante | Aceite | |
| Tensiones | Vp | 13200 |
| | Vs | 240 |
| Tipo de transformador | Tipo Poste | |
| Grupo de conexión | Dyn5 | |
| Bil | kV | 95 |

| DESCRIPCIÓN | UNIDADES | VALOR |
|---------------------|----------|---------|
| Medidor | | |
| Tipo de Medida | 1 | directa |
| Tensión de servicio | V | 240/120 |

1.1.4.5 Consolidado de cantidad de clientes por transformador y tipo de medida

Los usuarios que actualmente están conectados a la red y están alimentados del transformador M5341 son 65, dentro de los cuales 31 usuarios tienen un servicio a 120V y 35 usuarios cuentan con el servicio a 240V.

| CAPACIDAD (KVA) | CANTIDAD DE TRANSFORMADORES | CANTIDAD DE SUMINISTROS POR TRANSFORMADOR |
|-----------------|-----------------------------|---|
| M5341 (75) | 1 | 65 |

Actualmente el tipo de medida es directa y se propone que el tipo de medida sea centralizada mediante el diseño de red chilena y configuración especial.

| TIPO DE MEDIDA PROYECTO | | |
|-------------------------|--------------|---------|
| Convencional | Centralizada | Prepago |
| | x | |

| MEDICIÓN DIRECTA | | | | |
|------------------|-----------|---------------------------------|---------|------------------------------|
| TIPO | CANTIDAD | UBICACIÓN: INTERIOR/EXTERIOR | VOLTAJE | USO DEL SERVICIO INDICADO |
| MONOFASICO | 31 | Exterior | 120 | Residencial |
| BIFÁSICO | 34 | Exterior | 240 | Residencial |
| TRIFÁSICO | | | | |
| TOTAL | 65 | | | |

1.2 Cálculos justificativos

1.2.1 Cálculos Eléctricos: Regulación y Capacidad.

1.2.1.1 Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.

1.2.1.1.1 Cuadros de cargas existente y proyectado

La selección del transformador se realiza partiendo del consumo de energía de los usuarios existentes en los últimos tres meses; para los usuarios que no se tenga registro del consumo de energía se procede a calcular basados en los kVA por usuarios estimados y un porcentaje de simultaneidad de acuerdo con la cantidad de usuarios.

| CUADRO DE CARGAS DE EXISTENTE | | |
|-------------------------------|--------------------------------|--|
| CAPACIDAD (KVA) | CANTIDAD DE TRANSFORMADORES | CANTIDAD DE SUMINISTROS POR TRANSFORMADOR |
| M5341 (75) | 1 | 65 |

El consumo proyectado es calculado partiendo de la tabla de consumos por estrato.

| CUADRO DE CARGAS PROYECTADO | | | |
|-----------------------------|--------------------------------|--|--------------|
| CAPACIDAD (KVA) | CANTIDAD DE TRANSFORMADORES | CANTIDAD DE SUMINISTROS POR TRANSFORMADOR | CARGABILIDAD |
| TP001-37,5 | 1 | 20 | 90,6% |
| TP002-37,5 | 1 | 19 | 86,1% |
| TP003-37,5 | 1 | 17 | 77,06% |
| TP004-15 | 1 | 9 | 102% |

1.2.1.1.2 Factor de potencia

A pesar de que en las últimas décadas se han incorporado en grandes cantidades las cargas no lineales. Este fenómeno se manifiesta especialmente en los equipos provistos de fuente de alimentación de entrada con condensadores y diodos, entre ellas los focos ahorradores, ordenadores personales, impresoras material electro-médico y equipos electrónicos de uso masivo por usuarios residenciales y comerciales.

Estas cargas no lineales en el sector residencial y comercial no son suficientemente significativas para tomarlas en cuenta en los cálculos del proyecto.

A continuación, presentamos unos factores de potencia típicos para las cargas de este proyecto.

| | |
|-------------------------------|------|
| Lámparas de Alumbrado Público | 0,90 |
| Lámparas Fluorescentes | 0,95 |
| Tomas Normales | 0,95 |
| Aires Acondicionados | 0.80 |

Si tomamos un promedio podemos asumir un Factor de Potencia de 0,90 el cual se encuentra referido para cálculos en el Proyecto Tipo de Electricaribe.

Sin embargo, cuando la carga nueva esté en funcionamiento, se deberá medir este factor de potencia a plena carga para, de ser necesario, tomar los respectivos correctivos instalando un Banco de Condensadores que deberá ser calculado para cada carga específica.

1.2.1.1.3 Armónicos

Los armónicos son creados por las mismas cargas no lineales antes descritas, ya que absorben corrientes en impulsos bruscos en vez de hacerlo suavemente en forma sinusoidal.

El número de cargas no lineales que atienden los sistemas eléctricos ha aumentado considerablemente en la última década; por lo tanto, ya no se pueden considerar los sistemas de distribución como circuitos trifásicos balanceados con señales sinusoidales puras.

Las herramientas tradicionales de análisis de armónicos trabajan con la serie de Fourier, obtenida mediante la transformada discreta (DFT), aunque es posible calcular la potencia activa y reactiva de cada componente del sistema, sin necesidad de efectuar la transformación de Fourier. Los armónicos se utilizan, primordialmente, para analizar la propagación de las señales armónicas en el circuito o para el diseño de filtros.

1.2.1.1.4 Fuentes de armónicos

Las fuentes de armónicos primordialmente se deben a las cargas, aunque también algunos elementos constitutivos del sistema aportan su cuota. El efecto de una o varias fuentes de armónicos en un sistema, depende principalmente de sus características de respuesta de frecuencia. Las principales fuentes de señales armónicas son:

- Transformadores
- Convertidores

- Hornos y equipos de arco
- Lámparas fluorescentes
- Controladores de tensión
- Rectificadores e inversores
- Variadores de velocidad
- Fuentes ininterrumpidas de tensión

1.2.1.1.5 Problemas que causan

El grupo de trabajo del Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) que estudia los armónicos en sistemas de potencia, ha identificado los problemas que causan y los ha agrupado en la forma siguiente:

- Fallas en bancos de condensadores y en cables, por rompimiento de dieléctricos.
- Interferencia en las comunicaciones, particularmente en sistemas de onda portadora.
- Pérdidas excesivas, resultantes por calentamiento en máquinas sincrónicas.
- Mayores pérdidas en el núcleo y en los devanados de los transformadores.
- Resonancias que producen sobretensiones y sobre-corrientes en el sistema.
- Errores de medición.
- Mala operación de sistemas de control sólido.
- Problemas de funcionamiento en dispositivos de protección.
- Interferencia con sistemas de control y protección de motores.
- Oscilaciones mecánicas en máquinas sincrónicas y motores de inducción.
- Operación inestable de circuitos de disparo, basados en la detección de cruce por cero.

1.2.1.1.6 Límites permisibles

En la recomendación Std. IEEE-519-1992 se establecen tanto los valores para cada uno de los armónicos individuales de tensión y de corriente, como los valores de distorsión armónico de acuerdo con el tamaño relativo de carga.

El registro de estos valores se debe hacer en el punto de acople común. En estas tablas solamente aparecen valores para los armónicos impares, pero la norma establece que, para los armónicos pares, se asuma el 25% del valor establecido para los armónicos impares superiores.

| Isc/IL | <11 | 11≤h<17 | 17≤h<23 | 23≤h<35 | 35≤h | %THD |
|----------|------|---------|---------|---------|------|------|
| <20 | 4.0 | 2.0 | 1.5 | 0.6 | 0.3 | 5 |
| 20-50 | 7.0 | 3.5 | 2.5 | 1.0 | 0.5 | 8 |
| 50-100 | 10.0 | 4.5 | 4.0 | 1.5 | 0.7 | 12 |
| 100-1000 | 12.0 | 5.5 | 5.0 | 2.0 | 1.0 | 15 |
| >1000 | 15.0 | 7.0 | 6.0 | 2.5 | 1.4 | 20 |

Isc: Corriente máxima de corto-circuito en el punto de acople común.

IL: Corriente máxima de carga (armónico fundamental) en el punto de acople común (PCC).

En la siguiente tabla se presentan los valores máximos establecidos, en el punto PCC, por la Sdt IEEE 1992 para periodos de tiempo mayores a una hora. En periodos menores, o en condiciones no normales de operación, estos valores se pueden exceder un 50%. Estos valores se pueden usar en diseño de las instalaciones eléctricas (condiciones para el peor caso).

| Tensión en PCC kV | Distorsión individual % | THD % |
|-------------------|-------------------------|-------|
| <69 | 3.0 | 5.0 |
| 69-161 | 1.5 | 2.5 |
| >161 | 1.0 | 1.5 |

Al igual que el caso del factor de potencia para el sector residencial y comercial estos efectos no se toman en cuenta por no ser de gran magnitud, ya que no se tienen variadores de velocidad, máquinas rotativas, convertidores estáticos o equipos de arco.

1.2.1.2 *Análisis del nivel tensión requerido.*

Los niveles de tensión para el proyecto **Barrio Gaira** se definen según norma técnica colombiana NTC1340. Así:

| DEFINICIÓN | NIVELES DE TENSIÓN | PROCESO PROYECTO |
|--------------------------|--------------------|--------------------------|
| Extra Alta Tensión (EAT) | >230kV | N.A. |
| Alta Tensión (AT) | 57,5kV<V<230kV | N.A. |
| Media Tensión (MT) | 1kV<V<57,5kV | Transformación |
| Baja Tensión (BT) | 25V<V<1kV | Distribución y uso final |
| Muy Baja Tensión (MBT) | V<25V | N.A. |

El nivel de tensión para un usuario de la red lo define la demanda máxima de la carga a alimentar y los cálculos de regulación, de acuerdo con lo establecido por las normas y lo dispuesto por el operador de red, este proyecto se define así:

| | |
|-------------------|---------------|
| Nivel de tensión: | Media Tensión |
| Tipo de servicio: | Residencial |
| Tensión: | 13200 V |
| Nivel de tensión: | Baja Tensión |
| Tipo de servicio: | Residencial |
| Tensión: | 240/120V |

1.2.1.3 Cálculos de regulación MT y BT.

• Media tensión

| TABLA 1.2.1.3.1 CALCULOS DE REGULACION MT | | | | | | | | | | | |
|---|--------------------|--------------|----------------|-------|-----------|----------------------|-------------|--------------------|------------|---------|-----------|
| PROYECTO: | M5341 BARRIO GAIRA | | | | | FECHA: | 8/03/2021 | | | | |
| MUNICIPIO: | SANTA MARTA | | | | | DISEÑO: | María Gómez | | | | |
| REG MAX (%): | 5 | | | | | DEMANDA MAX (kVA): | 127.5 | | | | |
| FP: | 0.9 | | | | | PERDIDA MAX (%kW): | 0.0020 | | | | |
| REG (%): | 0.00237 | | | | | | | | | | |
| PROYECTO: B9766 BARRIO 11 DE NOVIEMBRE | | | | | | Tipo de Subestación: | Trifasica | | V (L - N) | 7621 | |
| | | | | | | | | V (L - L) | 13200 | | |
| DESCRIPCION | LONG (KM) | D. MAX (k.w) | CORRIENTE (ln) | F. P. | CONDUCTOR | | | TIPO DE ESTRUCTURA | REGULACION | | |
| | | | | | MATERIAL | CALIBRE | CANT | | K | PARCIAL | ACUM. |
| EPE094 - EPE093 | 0.0210 | 81.0 | 3.94 | 0.9 | AAAC | 123.3 | 3 | Bandera | 0.0004775 | 0.00061 | 0.00081 |
| EPE093 - EPE077 | 0.0310 | 47.3 | 2.30 | 0.9 | AAAC | 123.3 | 3 | Bandera | 0.0004775 | 0.00070 | 0.00151 |
| EPE077 - EPP002 | 0.0210 | 47.3 | 2.30 | 0.9 | AAAC | 123.3 | 3 | Bandera | 0.0004775 | 0.00047 | 0.00199 |
| EPP002 - EPE075 | 0.0220 | 13.5 | .66 | 0.9 | AAAC | 123.3 | 3 | Bandera | 0.0004775 | 0.00014 | 0.0021273 |
| EPE075 - EPE074 | 0.0370 | 13.5 | .66 | 0.9 | AAAC | 123.3 | 3 | Bandera | 0.0004775 | 0.00024 | 0.00237 |

| TABLA 1.2.1.3.2 CALCULOS DE PERDIDA MT | | | | | | | | | | | |
|--|--------------------|--------------|----------------|-------|--------------|----------------------|-------------|-----------|-----------|----------|-----------|
| PROYECTO: | M5341 BARRIO GAIRA | | | | | FECHA: | 8/03/2021 | | | | |
| MUNICIPIO: | SANTA MARTA | | | | | DISEÑO: | María Gómez | | | | |
| REG MAX (%): | 5 | | | | | DEMANDA MAX (kVA): | 127.5 | | | | |
| FP: | 0.9 | | | | | PERDIDA MAX (%kW): | 0.00197 | | | | |
| REG (%): | 0.00237 | | | | | | | | | | |
| PROYECTO: B9766 BARRIO 11 DE NOVIEMBRE | | | | | | Tipo de Subestación: | Trifasica | | V (L - N) | 7621 | |
| | | | | | | | | V (L - L) | 13200 | | |
| DESCRIPCION | LONG (KM) | D. MAX (k.w) | CORRIENTE (ln) | F. P. | R75 C (Ω/km) | CONDUCTOR | | | PERDIDAS | | |
| | | | | | | MATERIAL | CALIBRE | CANT | K | PARCIAL | ACUM. |
| EPE094 - EPE093 | 0.0210 | 81.0 | 3.94 | 0.9 | 0.6316 | AAAC | 123.3 | 3 | 0.0003379 | 0.000677 | 0.00068 |
| EPE093 - EPE077 | 0.0310 | 47.3 | 2.30 | 0.9 | 0.6316 | AAAC | 123.3 | 3 | 0.0003379 | 0.000583 | 0.00126 |
| EPE077 - EPP002 | 0.0210 | 47.3 | 2.30 | 0.9 | 0.6316 | AAAC | 123.3 | 3 | 0.0003379 | 0.000395 | 0.00165 |
| EPP002 - EPE075 | 0.0220 | 13.5 | .66 | 0.9 | 0.6316 | AAAC | 123.3 | 3 | 0.0003379 | 0.000118 | 0.0017726 |
| EPE075 - EPE074 | 0.0370 | 13.5 | .66 | 0.9 | 0.6316 | AAAC | 123.3 | 3 | 0.0003379 | 0.000199 | 0.00197 |

• Baja tensión:

Transformador TP001-TP002-TP003

Caída de tensión sistemas Monofasicos (Conductor de cobre)

Carga: **37500 VA** 37,5 kVA

Longitud del circuito: **10 m**

Tensión del sistema: **240 V**

FP: **0,9**

Calibre del Cable: **4/0** < > **1** Cond. por fase

Material de la tubería:

R: 0,207 OHM/kM
X: 0,167 OHM/kM

$$k = \frac{(r \times \cos \theta + x \times \text{sen} \theta)}{5 \times kV^2}$$

k=0,0008

$$\Delta V(\%) = (kVA \times m) \times k$$

Caída de tensión: ΔV(%) = 0,33

Voltaje Final: 239,19 V

Transformador 004

Caída de tensión sistemas Monofasicos (Conductor de cobre)

Carga: **15000 VA** 15 kVA

Longitud del circuito: **10 m**

Tensión del sistema: **240 V**

FP: **0,9**

Calibre del Cable: **1/0** < > **1** Cond. por fase

Material de la tubería: Acero

R: 0,39 OHM/kM
X: 0,18 OHM/kM

$$k = \frac{(r \times \cos \theta + x \times \text{sen} \theta)}{5 \times kV^2}$$

k=0,0014

$$\Delta V(\%) = (kVA \times m) \times k$$

Caída de tensión: ΔV(%) = 0,22

Voltaje Final: 239,46 V

1.2.1.4 Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga

Este literal no aplica para el presente proyecto, debido a que, no se conocen los equipos instalados en las residencias de cada uno de los usuarios.

1.2.1.5 Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.

Conductor Transformador 001-002-003

CALCULO DE LAS PERDIDAS EN EL CONDUCTOR DE ACOMETIDA

ECUACION DE REFERENCIA PARA EL CALCULO

$$P = I^2 R_c d$$

P: Potencia de pérdida.

I: Corriente por el conductor.

R_c : Resistencia del conductor.

d: Distancia.

| | |
|---------------------------------|-----------------------------|
| ALIMENTADOR O ACOMETIDA: | TP001-TP002-TP003- B/ GAIRA |
|---------------------------------|-----------------------------|

| CALCULO DE LA CORRIENTE POR EL CONDUCTOR | | |
|---|----------|---------------|
| DESCRIPCION | UNIDADES | VALOR |
| TENSIÓN | V | 240 |
| FASES | SIN | 1 |
| POTENCIA DE LA CARGA | kw | 37,5 |
| CORRIENTE POR EL CONDUCTOR DE FASE | A | 104,09 |

| CALCULO DE LA POTENCIA DISIPADA EN EL CONDUCTOR | | |
|---|--------------|-------------|
| DESCRIPCION | UNIDADES | VALOR |
| CANTIDAD DE CONDUCTORES EN PARALELO | UNIDAD | 1 |
| CALIBRE | SIN | 4/0 AWG |
| RESISTENCIA DEL CABLE | OHMIOS/METRO | 0,000193 |
| DISTANCIA | m | 10 |
| RESISTENCIA TOTAL DEL TRAMO | ohmios | 0,00193 |
| POTENCIA TOTAL DISIPADA EN LOS CABLES | kw | 0,04 |

| CALCULO DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA | | |
|---|-----------|-----------|
| DESCRIPCION | UNIDADES | VALOR |
| TIEMPO DE OPERACIÓN CON LA CARGA TOTAL CALCULADA. | HORAS/MES | 220 |
| COSTO DEL kW-H | \$/kW-H | 450 |
| COSTO DE LA ENERGIA TOTAL CALCULADA | \$/MES | 3.712.500 |
| COSTO DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA | \$/MES | 4.140 |
| PORCENTAJE DE PERDIDAS | % | 0,11% |

CONSIDERACIONES PARA EL CALCULO:

(1) LAS HORAS DE OPERACIÓN SON ASUMIDAS.

(2) LOS VALORES DEL kW-H SON ESTIMADOS

Transformador 004

CALCULO DE LAS PERDIDAS EN EL CONDUCTOR DE ACOMETIDA

ECUACION DE REFERENCIA PARA EL CALCULO

$$P = I^2 R_c d$$

P: Potencia de pérdida.
I: Corriente por el conductor.
R_c: Resistencia del conductor.
d: Distancia.

| | |
|---------------------------------|---------------------------|
| ALIMENTADOR O ACOMETIDA: | TP004- MT M5341. B/ GAIRA |
|---------------------------------|---------------------------|

| CALCULO DE LA CORRIENTE POR EL CONDUCTOR | | | |
|---|----------|--------------|--|
| DESCRIPCION | UNIDADES | VALOR | |
| TENSION | V | 240 | |
| FASES | SIN | 1 | |
| POTENCIA DE LA CARGA | KW | 15 | |
| CORRIENTE POR EL CONDUCTOR DE FASE | A | 41,64 | |

| CALCULO DE LA POTENCIA DISIPADA EN EL CONDUCTOR | | | |
|---|--------------|-------------|---|
| DESCRIPCION | UNIDADES | VALOR | |
| CANTIDAD DE CONDUCTORES EN PARALELO | UNIDAD | | 1 |
| CALIBRE | SIN | 1/0 AWG | |
| RESISTENCIA DEL CABLE | OHMIOS/METRO | 0,000386 | |
| DISTANCIA | m | 10 | |
| RESISTENCIA TOTAL DEL TRAMO | ohmios | 0,00386 | |
| POTENCIA TOTAL DISIPADA EN LOS CABLES | KW | 0,01 | |

| CALCULO DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA | | | |
|---|-----------|-------|-----------|
| DESCRIPCION | UNIDADES | VALOR | |
| TIEMPO DE OPERACION CON LA CARGA TOTAL CALCULADA. | HORAS/MES | | 220 |
| COSTO DEL kW-H | \$/kW-H | | 450 |
| COSTO DE LA ENERGIA TOTAL CALCULADA | \$/MES | \$ | 1.485.000 |
| COSTO DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA | \$/MES | \$ | 1.325 |
| PORCENTAJE DE PERDIDAS | % | | 0,09% |

CONSIDERACIONES PARA EL CALCULO:
 (1) LAS HORAS DE OPERACION SON ASUMIDAS.
 (2) LOS VALORES DEL kW-H SON ESTIMADOS

1.2.1.6 Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.

Este literal no aplica para el presente proyecto, debido a que, no se conocen los equipos instalados en las residencias de cada uno de los usuarios.

1.2.2 Cálculos Eléctricos: Cortocircuito, Protecciones y PT.

1.2.2.1 Análisis de cortocircuito y falla a tierra.

Se realiza un análisis de la corriente del transformador para la selección del fusible utilizando la corriente de cortocircuito proporcionada por el operador de red. De acuerdo a norma Electricaribe se selecciona el fusible para el transformador por MT.

1.2.2.2 Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.

- **Transformador de 15kVA**

De acuerdo con la norma AIR-E S.A. E.S.P. se selecciona el fusible para el transformador por MT. Tabla 7 -Fusibles para transformadores convencionales, del literal 6.2 SELECCIÓN DEL FUSIBLE DE MT del documento Memoria CT_VDF.

| TIPO DE TRAF0 | Potencia (KVA) | 13,2 Kv | | | 34,5 kv | | |
|---------------|----------------|----------------------|---------------------|---------------------|----------------------|---------------------|---------------------|
| | | Corriente Nominal MT | Fusible tipo D (VS) | Fusible tipo D (SR) | Corriente Nominal MT | Fusible tipo D (VS) | Fusible tipo D (SR) |
| Monofásico | 5 | 0,4 | - | 0,4 | - | - | - |
| | 10 | 0,8 | - | 0,4 | - | - | - |
| | 15 | 1,1 | - | 0,4 | - | - | - |
| | 25 | 1,9 | 2 | | - | - | - |
| | 37,5 | 2,8 | 2 | | - | - | - |
| | 50 | 3,8 | 3 | | - | - | - |
| | 75 | 5,7 | 5 | | - | - | - |
| Trifásico | 30 | 1,3 | 2 | | 0,5 | - | 0,4 |
| | 45 | 2,0 | 2 | | 0,8 | - | 0,4 |
| | 75 | 3,3 | 3 | | 1,3 | 2,0 | |
| | 112,5 | 4,9 | 5 | | 1,9 | 2,0 | |

Fusibles D (VS): Rango de disparo de 200%
 Fusibles D (SR): Rango de disparo de 300%

- **Transformadores de 37,5kVA**

De acuerdo con la norma AIR-E S.A. E.S.P. se selecciona el fusible para el transformador por MT. Tabla 7 -Fusibles para transformadores convencionales, del literal 6.2 SELECCIÓN DEL FUSIBLE DE MT del documento Memoria CT_VDF.

| TIPO DE TRAF0 | Potencia (KVA) | 13,2 Kv | | | 34,5 kv | | |
|---------------|----------------|----------------------|---------------------|---------------------|----------------------|---------------------|---------------------|
| | | Corriente Nominal MT | Fusible tipo D (VS) | Fusible tipo D (SR) | Corriente Nominal MT | Fusible tipo D (VS) | Fusible tipo D (SR) |
| Monofásico | 5 | 0,4 | - | 0,4 | - | - | - |
| | 10 | 0,8 | - | 0,4 | - | - | - |
| | 15 | 1,1 | - | 0,4 | - | - | - |
| | 25 | 1,9 | 2 | | - | - | - |
| | 37,5 | 2,8 | 2 | | - | - | - |
| | 50 | 3,8 | 3 | | - | - | - |
| | 75 | 5,7 | 5 | | - | - | - |
| Trifásico | 30 | 1,3 | 2 | | 0,5 | - | 0,4 |
| | 45 | 2,0 | 2 | | 0,8 | - | 0,4 |
| | 75 | 3,3 | 3 | | 1,3 | 2,0 | |
| | 112,5 | 4,9 | 5 | | 1,9 | 2,0 | |

Fusibles D (VS): Rango de disparo de 200%
 Fusibles D (SR): Rango de disparo de 300%

1.2.2.3 Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma IEC 60909, IEEE 242, capítulo 9 o equivalente

1.2.2.3.1 Sección mínima del conductor de BT

Este literal no aplica para el presente proyecto, debido a que, el calibre del conductor se encuentra normalizado por el operador de red.

La selección de los conductores empleados en baja tensión, teniendo en cuenta la potencia y el tipo de conexión de los transformadores se hace partiendo de la siguiente tabla:

| Transformadores | Capacidad (kVA) | Puente | Tipo de Conductor Aluminio | |
|-----------------|-----------------|----------------|----------------------------|-------------------|
| | | | Aéreo | Ducto |
| Monofásicos | 5, 10, 15 y 25 | Simple | 1 x (3 x 1/0 AWG) | 1 x (3 x 1/0 AWG) |
| | 37,5 y 50 | Simple | 1 x (3 x 4/0 AWG) | - |
| | | Doble (50 kVA) | 2 x (3 x 1/0 AWG) | 2 x (3 x 1/0 AWG) |
| | 75 | Doble | 2 x (3 x 4/0 AWG) | 2 x (3 x 4/0 AWG) |
| Trifásicos | 30 y 45 | Simple | 1 x (4 x 1/0 AWG) | 1 x (4 x 4/0 AWG) |
| | 75 | Simple | 1 x (4 x 4/0 AWG) | - |
| | | Doble | - | 2 x (4 x 1/0 AWG) |
| | 112,5 | Doble | 2 x (4 x 1/0 AWG) | 2 x (4 x 4/0 AWG) |

1.2.2.3.2 Capacidad de corriente

$$I_{nom} = \frac{37500V}{240} = 156,25A$$

$$I_{nom \text{ al } 25\%} = 156,25 * 1.25 = 195,312 A$$

$$I_{nom} = \frac{15000V}{240} = 62.5A$$

$$I_{nom \text{ al } 25\%} = 62.5 * 1.25 = 78.125 A$$

| TRANSFORMADORES DE 15 kVA | |
|---|-----------|
| Intensidad Máxima de Corriente de Diseño (A) – 15kVA | 78.125 |
| VERIFICACIÓN DE CORRIENTE SOPORTADOR POR EL CONDUCTOR SELECCIONADO | |
| Conductor seleccionado | N°1/0 AWG |

| | |
|---------------------------------------|-----|
| Intensidad máxima de corriente a 75°C | 150 |
| Numero de conductores por fase | 1 |
| Intensidad total de corriente | 150 |

| TRANSFORMADORES DE 37,5 kVA | |
|---|-----------|
| Intensidad Máxima de Corriente de Diseño (A) – 37,5kVA = 195,312 A | |
| VERIFICACIÓN DE CORRIENTE SOPORTADOR POR EL CONDUCTOR SELECCIONADO | |
| Conductor seleccionado | N°4/0 AWG |
| Intensidad máxima de corriente a 75°C | 230 |
| Numero de conductores por fase | 1 |
| Intensidad total de corriente | 230 |

Por lo anterior podemos concluir que el conductor es técnicamente viable para su instalación.

1.2.2.4 Cálculo de puesta a tierra y estudio de resistividad.

La selección del conductor a tierra depende del valor de la corriente de cortocircuito de régimen transitorio a 150 ms, en el punto de instalación de la puesta a tierra. Este valor será suministrado por AIR-E S.A. E.S.P.

El conductor seleccionado debe cumplir la siguiente ecuación:

$$I_{cc} \leq I_{cc_adm}$$

Donde:

I_{cc}: Corriente de cortocircuito en el punto de instalación de la puesta a tierra (kA)

I_{cc_adm}: Intensidad de cortocircuito máxima admisible del conductor (kA)

La selección del tipo de configuración del electrodo de puesta a tierra se hará partiendo del valor medido de resistividad aparente del terreno.

Las diferentes configuraciones de puesta a tierra de acuerdo con la resistividad aparente del terreno son las que se muestran a continuación:

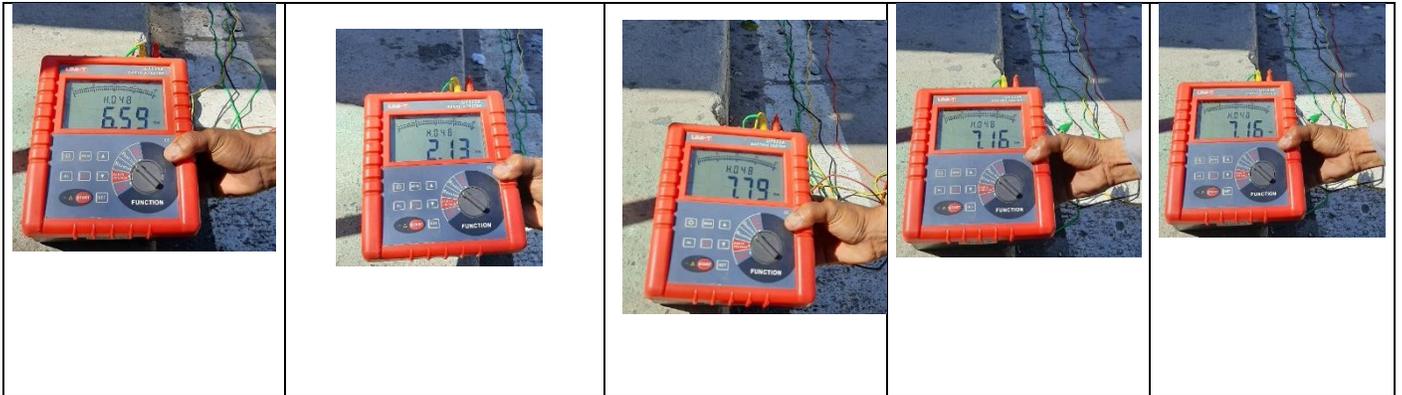
| Tipo de electrodo | Configuración | | Columna A |
|-------------------|---|---|--|
| | Nombre | Diagrama | Valores máximos de resistividad aparente del terreno ($\rho = \Omega m$) |
| CopperClad Steel | Electrodo de Difusión Vertical |  | 28 |
| | Anillo (r=1,0m) |  | 58,6 |
| | Cuadrada con 4 electrodos de difusión (lado d = 3m) |  | 84 |
| Acero Austenítico | Electrodo de Difusión Vertical |  | 28 |

Los anteriores valores propuestos se calcularon teniendo en cuenta las siguientes premisas:

- El valor máximo de la resistencia de puesta a tierra es menor o igual a 10 ohm.
- Los valores máximos de resistividad aparente del terreno se obtuvieron considerando un electrodo de difusión vertical de 2.4m y un diámetro de 16 mm.
- Para calcular la configuración cuadrada se tomó $n=4$ y $f=1.36$ (según tabla B5.1 del anexo B5 del proyecto tipo de líneas aéreas de MT sin neutro)
- Para calcular el anillo se consideró un cable de acero recubierto de cobre (copper-clad Steel) de diámetro 9.52 mm (3/8") formando una circunferencia alrededor del poste de 1m de radio.

Las medidas de resistividad fueron tomadas el día 05 de enero de 2021 con un telurómetro marca UN-T, UT523A, de la cual se determinó que la resistividad promedio es de **6,44 $\Omega \cdot m$** , por lo que, basados en la tabla de configuraciones de puestas a tierra para centros de transformación tipo poste, propuestas en el documento "Memorias para Centros de Transformación Tipo Poste", se determina que la configuración óptima está conformada por un electrodo de difusión vertical.

| SEPARACIÓN (m) | P($\Omega \cdot m$) |
|-----------------|-----------------------|
| 1 | 6,59 |
| 2 | 2,13 |
| 4 | 7,79 |
| 6 | 7,16 |
| 8 | 8,54 |
| PROMEDIO | 6,44 |



1.2.3 Cálculos Eléctricos: Aislamiento, y protección contra Rayos, Riesgo eléctrico.

1.2.3.1 *Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.*

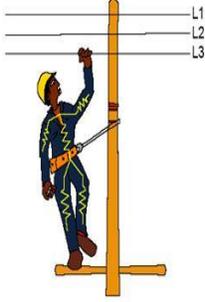
Este literal no aplica para el presente proyecto. El análisis de coordinación de aislamiento debe realizarse para subestaciones exteriores o de patio de alta y extra alta tensión y para instalaciones hospitalarias como lo establece el Reglamento Técnico de Instalaciones eléctricas – RETIE.

El aislamiento se realizará mediante cadenas de amarre de material compuesto para ángulos fuertes, anclajes y finales de línea; y aisladores tipo poste para alineaciones y pequeños ángulos.

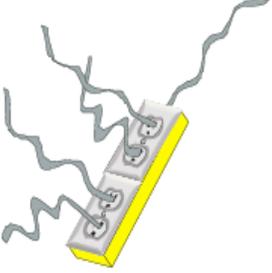
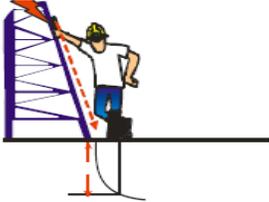
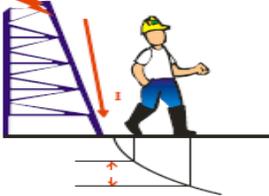
En las siguientes tablas se definen los aisladores a utilizar según el nivel de contaminación y de tensión de 13.2 kV.

| Tipo | Descripción | Denominación | Nivel de Contaminación |
|-------------|---------------------------------|--------------|---------------------------|
| Tipo poste | Aislador porcelano Line post | ANSI 57-1 | Contaminación Normal (1) |
| | Aislador Compuesto Hibrido | PH-13.2 | Altamente contaminado (2) |
| Tipo cadena | Aislador Compuesto | ANSI DS15 | Contaminación Normal (1) |
| | Tipo cadena | ANSI DS28 | Altamente contaminado (2) |

Para la selección del aislador se parte de que Santa Marta se encuentra en una zona de contaminación normal, pero teniendo en consideración que Santa Marta se encuentra ubicada a la orilla del mar, y es muy alta la corrosión por la salinidad, se seleccionan equipos para un nivel de contaminación alto.

| | |
|---|---|
|  | <p style="text-align: center;">ARCOS ELECTRICOS</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de seccionadores con carga , apertura de transformadores de corriente, apertura de transformadores de potencia con carga si utilizar equipo extintor de arco, apertura de transformadores de corriente en secundarios con carga, manipulación indebida de equipos de medida, materiales o herramientas olvidadas en gabinetes, acumulación de óxido o partículas conductoras, descuidos en los trabajos de mantenimiento.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar prendas acordes con el riesgo y gafas de protección contra rayos ultravioleta.</p> |
|  | <p style="text-align: center;">AUSENCIA DE ELECTRICIDAD (EN DETERMINADOS CASOS)</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Apagón o corte del servicio, no disponer de un sistema interrumpido de potencia - UPS, no tener plantas de emergencia, no tener transferencia. Por ejemplo: Lugares donde se exijan plantas de emergencia como hospitales y aeropuertos.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Disponer de sistemas interrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.</p> |
|  | <p style="text-align: center;">CONTACTO DIRECTO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Negligencia de Técnicos o impericia de no Técnicos, violación de las distancias mínimas de seguridad.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer 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, doble aislamiento.</p> |

| | |
|---|---|
|  | <p style="text-align: center;">CONTACTO INDIRECTO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra.</p> <p>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.</p> |
|  | <p style="text-align: center;">CORTOCIRCUITO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades, equipos defectuosos.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.</p> |
|  | <p style="text-align: center;">ELECTRICIDAD ESTÁTICA</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Unión y separación constante de materiales como aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Sistema de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del ambiente, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos.</p> |
|  | <p style="text-align: center;">EQUIPO DEFECTUOSO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Mantenimiento predictivo, y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.</p> |

| | |
|---|--|
|  | <p style="text-align: center;">RAYOS</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Fallas en el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección.</p> <p>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.</p> |
|  | <p style="text-align: center;">SOBRECARGA</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Uso de interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores.</p> |
|  | <p style="text-align: center;">TENSIÓN DE CONTACTO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puesta a tierra de baja resistencia, restricción de acceso, alta resistividad del piso, equipotencializar.</p> |
|  | <p style="text-align: center;">TENSIÓN DE PASO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puesta a tierra de baja resistencia, restricción de acceso, alta resistividad del piso, equipotencializar.</p> |

Para el proyecto **Barrio Gaira**, teniendo en cuenta la categoría de la obra (construcción de red de distribución con nivel de tensión de 13,2kV), encontramos que el efecto que se puede presentar son las quemaduras y se pueden presentar por los siguientes factores de riesgo:

1. Contacto directo.
2. Contacto indirecto.
3. Arco eléctrico.
4. Corto circuito.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN:

- Establecer distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento.
- Se deben respetar las distancias de seguridad, el personal que realice manipulación de equipos eléctricos debe ser personal calificado, la herramienta a utilizar debe ser la apropiada para la actividad y con los niveles de aislamiento adecuados, utilizar elementos de protección con el nivel de protección adecuado según las actividades a efectuar.
- Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar prendas acordes con el riesgo y gafas de protección contra rayos ultravioleta.
- Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.
- Se deben instalar obstáculos o barreras que impidan el acceso de las personas no autorizadas a las partes energizadas. Se debe asegurar el alejamiento de las personas a partes bajo tensión.

Se evidencian ahora las matrices de riesgo asociadas al proyecto:

Factor de riesgos por arcos eléctricos.

| FACTOR DE RIESGO POR ARCOS ELÉCTRICOS | | | | | | | | | |
|---|---|---|----------------------------|-----------------------------|--------------------------|---------------------------|--|--|----------|
| POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica se pueden presentar quemaduras eléctricas por malos contactos, cortocircuitos. | | | | | | | | | |
| MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar avisos de precaución, tableros bien cerrados y debidamente rotulados. | | | | | | | | | |
| RIESGO A EVALUAR: | Intercambio o quemadura por | | Arcos Eléctricos | | (al) o (en) | | Barrio Gaira | | |
| | EVENTO O EFECTO | | FACTOR DE RIESGO (CAUSA) | | FUENTE | | | | |
| POTENCIAL | | REAL | | FRECUENCIA | | | | | |
| | | | | E | D | C | B | A | |
| | | 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 al año en la Empresa | Sucede varias veces al mes en la Empresa | |
| CONSECUENCIAS | Una o mas muertes E5 | en infraestructura a Interrupción regional. | Contaminación irreparable. | Internacional | 5 | MEDIO | ALTO | ALTO | MUY ALTO |
| | Incapacidad parcial permanente | Daños mayores, salida de subestación | Contaminación mayor | Nacional | 4 | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Incapacidad temporal (> 1 día) | Daños severos, Interrupción Temporal | Contaminación localizada | Regional | 3 | BAJO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Lesión menor (sin incapacidad) | Daños importantes Interrupción breve E2 | Efecto menor | Local E2 | 2 | BAJO | BAJO | MEDIO | MEDIO |
| | Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) | Daños leves, No Interrupción | Sin efecto E1 | Interna | 1 | MUY BAJO | BAJO | BAJO | MEDIO |
| Evaluador: | | MP: | | FECHA: | | | mar-20 | | |

Factor de riesgos por contacto directo.

| FACTOR DE RIESGO POR CONTACTO DIRECTO | | | | | | | | | | |
|--|---|--|----------------------------|---------------------------------|--------------------------|---------------------------|--|--|-------|----------|
| POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación primaria en media tensión se pueden presentar electrocución por negligencia de técnicos y por violación de las distancias mínimas de seguridad. | | | | | | | | | | |
| MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra solidas. | | | | | | | | | | |
| RIESGO A EVALUAR: | | electrocución o quemadura por | | Contacto directo (al) o (en) | | | Barrio Gaira | | | |
| | | EVENTO O EFECTO | | FACTOR DE RIESGO (CAUSA) | | | FUENTE | | | |
| POTENCIAL | | REAL | | FRECUENCIA | | | | | | |
| | | | | E | D | C | B | A | | |
| | | | | No ha ocurrido en el sector | Ha ocurrido en el sector | Ha ocurrido en la Empresa | Sucede varias veces al año en la Empresa | Sucede varias veces al mes en la Empresa | | |
| CONSECUENCIAS | Una o mas muertes E5 | 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 | MEDIO | ALTO |
| | Incapacidad temporal (> 1 día) | Daños severos. Interrupción Temporal | Contaminación localizada | Regional | 3 | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Lesión menor (sin incapacidad) | Daños importantes Interrupción breve E2 | Efecto menor | Local E2 | 2 | BAJO | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO |
| | Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) | Daños leves, No Interrupción | Sin efecto E1 | Interna | 1 | MUY BAJO | BAJO | BAJO | BAJO | MEDIO |
| Evaluador: | | MP: | | FECHA: | | | mar-20 | | | |

Factor de riesgos por contacto indirecto.

| FACTOR DE RIESGO POR CONTACTO INDIRECTO | | | | | | | | | | |
|---|---|---|----------------------------|--------------------------------|-----------------------------|--------------------------|---------------------------|--|--|----------|
| POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica de media tensión se puede presentar electrocución por fallas de aislamiento, por falta de conductor de puesta a tierra o quemaduras por inducción al violar distancias de seguridad. | | | | | | | | | | |
| MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra solidas, hacer mantenimiento preventivo y correctivo. | | | | | | | | | | |
| RIESGO A EVALUAR: | Quemaduras por | | | Contacto indirecto (al) o (en) | | | Barrio Gaira | | | |
| | EVENTO O EFECTO | | | FACTOR DE RIESGO (CAUSA) | | | FUENTE | | | |
| POTENCIAL | 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 al año en la Empresa | Sucede varias veces al mes en la Empresa | |
| CONSECUENCIAS | Una o mas muertes E5 | Daño grave en infraestructura. Interrupción | 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 | MEDIO | ALTO |
| | Incapacidad temporal (> 1 día) | Daños severos. Interrupción Temporal | Contaminación localizada | Regional | 3 | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Lesión menor (sin incapacidad) | Daños importantes Interrupción breve E2 | Efecto menor | Local E2 | 2 | BAJO | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO |
| | Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) | Daños leves, No Interrupción | Sin efecto E1 | Interna | 1 | MUY BAJO | BAJO | BAJO | BAJO | MEDIO |
| Evaluador: | MP: | | | FECHA: | | | mar-20 | | | |

Factor de riesgos por cortocircuito.

| FACTOR DE RIESGO POR CORTOCIRCUITO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|--------------------------|--|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|---------------|--------------------------|---|---------------------------|----------|--|-------|--|-------|--|-------|--|----------|--|
| POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica de media tensión se puede presentar electrocución por fallas de aislamiento, por falta de conductor de puesta a tierra o quemaduras por inducción al violar distancias de seguridad. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra solidas, hacer mantenimiento preventivo y correctivo. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| RIESGO A EVALUAR: | | Quemaduras | | por | | Cortocircuitos | | (al) o (en) | | Barrio Gaira | | | | | | | | | | |
| | | EVENTO O EFECTO | | | | FACTOR DE RIESGO (CAUSA) | | | | FUENTE | | | | | | | | | | |
| POTENCIAL | | <input type="checkbox"/> | | REAL | | FRECUENCIA | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | E | | D | | C | | B | | A | | | | | | |
| | | | | 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 al año en la Empresa | | Sucede varias veces al mes en la Empresa | | | | | | |
| CONSECUENCIAS | Una o mas muertes | | en infraestructura. Interrupción regional. | | Contaminación irreparable. | | Internacional | | 5 | | MEDIO | | ALTO | | ALTO | | ALTO | | MUY ALTO | |
| | Incapacidad parcial permanente E4 | | Daños mayores, salida de subestación | | Contaminación mayor | | Nacional | | 4 | | MEDIO | | MEDIO | | MEDIO | | MEDIO | | ALTO | |
| | Incapacidad temporal (> 1 día) | | Daños severos. Interrupción Temporal | | Contaminación localizada | | Regional | | 3 | | BAJO | | MEDIO | | MEDIO | | MEDIO | | ALTO | |
| | Lesión menor (sin incapacidad) | | Daños importantes Interrupción breve. E2 | | Efecto menor | | Local | | 2 | | BAJO | | BAJO | | MEDIO | | MEDIO | | MEDIO | |
| | Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) | | Daños leves, No Interrupción | | Sin efecto E1 | | Interna E1 | | 1 | | MUY BAJO | | BAJO | | BAJO | | BAJO | | MEDIO | |
| Evaluador: | | | | MP: | | | | FECHA: | | | | mar-20 | | | | | | | | |

Factor de riesgos por rayos.

| FACTOR DE RIESGO POR RAYOS | | | | | | | | | | |
|---|--|--|----------------------------|---------------|-----------------------------|--------------------------|---------------------------|--|--|----------|
| POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica de media tensión se puede presentar electrocución por fallas de aislamiento, por falta de conductor de puesta a tierra o quemaduras por inducción al violar distancias de seguridad. | | | | | | | | | | |
| MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Instalar puestas a tierras solidas, equipotencialización. | | | | | | | | | | |
| RIESGO A EVALUAR: | Quemaduras, Electrocuación por Rayos (al) o (en) | | | Barrio Gaira | | | | | | |
| | EVENTO O EFECTO | FACTOR DE RIESGO (CAUSA) | | | FUENTE | | | | | |
| POTENCIAL | REAL | | | FRECUENCIA | | | | | | |
| | | | En la imagen de la empresa | | E | D | C | B | A | |
| | En personas | Económicas | Ambientales | | No ha ocurrido en el sector | Ha ocurrido en el sector | Ha ocurrido en la Empresa | Sucede varias veces al año en la Empresa | Sucede varias veces al mes en la Empresa | |
| CONSECUENCIAS | Una o mas muertes E5 | 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 | MEDIO | ALTO |
| | Incapacidad temporal (> 1 día) | Daños severos. Interrupción Temporal | Contaminación localizada | Regional | 3 | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Lesión menor (sin incapacidad) | Daños importantes Interrupción brevs. E2 | Efecto menor | Local | 2 | BAJO | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO |
| | Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) | Daños leves, No Interrupción | Sin efecto E1 | Interna E1 | 1 | MUY BAJO | BAJO | BAJO | BAJO | MEDIO |
| | | | | | | | | | | |
| Evaluador: | | | | MP: | FECHA: | | | | mar-20 | |

La matriz de riesgo nos arroja un nivel de riesgo medio. Para efectuar los trabajos se requiere verificar lo siguiente:

- Que puede salir mal o fallar
- Que puede causar que algo salga mal o falle
- Que podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle.

Por último, debemos tener muy presente que todo accidente debe ser reportado inmediatamente a la administradora de riesgos profesionales o a la autoridad competente.

1.2.3.4 Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la Tabla 14.1 del RETIE.

Este literal no aplica para el presente proyecto, debido a que:

El **Artículo 14. Campos Electromagnéticos, del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas**, describe que se ha demostrado que los campos electromagnéticos de bajas frecuencias (0 a 300Hz) no producen efectos nocivos en los seres vivos y en este caso nos encontramos con campos a una frecuencia de 60 Hz.

En el **Artículo 14.3. Valores Límites de Exposición a Campos Electromagnéticos**, se definen los límites de exposición a campos para una “exposición ocupacional en un día de trabajo de ocho horas” y para una “Exposición del público en general hasta ocho horas continuas”, pero en el lugar donde se encuentra el proyecto, no se tiene una permanencia continua igual o superior a ocho horas.

Finalmente, en el **Artículo 14.4. Calculo y Medición de Campos Electromagnéticos**, se establece que el campo eléctrico se debe calcular en zonas de servidumbre de líneas de transmisión de tensión igual o mayor a 110 kV y la densidad de flujo magnético se debe calcular para corrientes mayores a 1000 A.

Artículo 2.- Adiciónense dos párrafos al numeral 14.4 denominado “Cálculo y medición de campos electromagnéticos” del Anexo General, en los siguientes términos:

“Parágrafo 1 El campo eléctrico se debe calcular en zonas de servidumbre de líneas de transmisión de tensión igual o mayor a 110 kV, y solo se debe medir como mecanismo de comprobación en lugares de fachadas de edificaciones a la altura de los conductores más cercanos a la fachada que se encuentre en la frontera de la servidumbre.

Parágrafo 2 La densidad de flujo magnético se debe calcular para corrientes mayores a 1000 A y debe medirse sobre bandejas portacables, buses de barras y otros cables prearmados que transporten estos niveles de corriente y estén ubicados hasta 30 cm de lugares de trabajo o de permanencia de personas. Igualmente, se debe medir en líneas de transmisión que superen estas corrientes a distancias hasta 1,5 m del conductor para máximos acercamientos de público en general y a 30 cm para personas que laboran en la línea. En ningún caso se debe aceptar la permanencia de personas en distancias menores a las antes señaladas.”

Tomado de Resolución 40492 del 24 de abril de 2015, (anexo del RETIE).

1.2.3.5 Clasificación de áreas.

No aplica, este proyecto es de carácter residencial

1.2.4 Cálculos mecánicos

Los cálculos mecánicos están presentados para 2 tramos de la red de media tensión.

1.2.4.1 Datos de la Red.

En la tabla dada a continuación se presentan las características de los apoyos y conductores tenidos en cuenta para el presente cálculo.

• **Tramo N°1**

| TABLA ANEXA 1. TIPOS DE APOYO PROYECTO ELECTRIFICACIÓN BARRIO GAIRA - TRAMO N°1 - CIRCUITO GAIRA - MT-M5341 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|---------------|--------------|--------------|-----|------------------------------|-------------|-----------------------|------------------|--------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|---------|-------------|------------------------------|--------|------------------------|-----------------|
| No. Apoyo | Tipo de Apoyo | Altura Poste | CARGA ROTURA | | | | ARMADOS MT | | | | PESOS ADICIONALES EN EL APOYO | | | ZONA POR VELOCIDAD DE VIENTO | | ZONA POR CONTAMINACION | |
| | | | Kg | daN | No. Postes Soportan Esfuerzo | Total (daN) | Posición Armado Poste | No. Fases Armado | Tipos de Esfuerzos Adicionales | Nivel de Tensión del Último Armado | Trafo 1 | Trafo 2 | Interruptor | ZONA POR VELOCIDAD DE VIENTO | CODIGO | ZONA POR CONTAMINACION | CODIGO AISLADOR |
| EPE094 | FL | 12 | 1050 | | 1 | 1.029,41 | 1 | 3 | - | 1 | 37,5-2 | 2C8CD | | A URBANA | 2 | ALTA | 2 |
| EPE093 | AL | 12 | 750 | | 1 | 735,29 | 1 | 3 | - | 1 | | 2C8CD | | A URBANA | 2 | ALTA | 2 |
| EPE077 | AL | 12 | 750 | | 1 | 735,29 | 1 | 3 | - | 1 | | | | A URBANA | 2 | ALTA | 2 |
| EPP002 | AL | 12 | 1350 | | 1 | 1.323,53 | 1 | 3 | - | 1 | 37,5-2 | 4C8CD | | A URBANA | 2 | ALTA | 2 |
| EPE075 | AL | 12 | 750 | | 1 | 735,29 | 1 | 3 | - | 1 | 37,5-2 | | | A URBANA | 2 | ALTA | 2 |
| EPE074 | FL | 12 | 1050 | | 1 | 1.029,41 | 1 | 3 | - | 1 | 15-2 | 2C8CD | | A URBANA | 2 | ALTA | 2 |

• **Tramo N°2**

| TABLA ANEXA 1. TIPOS DE APOYO PROYECTO ELECTRIFICACIÓN BARRIO GAIRA - TRAMO N°2 - CIRCUITO GAIRA - MT-M5341 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|---------------|--------------|--------------|-----|------------------------------|-------------|-----------------------|------------------|--------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|---------|-------------|------------------------------|--------|------------------------|-----------------|
| No. Apoyo | Tipo de Apoyo | Altura Poste | CARGA ROTURA | | | | ARMADOS MT | | | | PESOS ADICIONALES EN EL APOYO | | | ZONA POR VELOCIDAD DE VIENTO | | ZONA POR CONTAMINACION | |
| | | | Kg | daN | No. Postes Soportan Esfuerzo | Total (daN) | Posición Armado Poste | No. Fases Armado | Tipos de Esfuerzos Adicionales | Nivel de Tensión del Último Armado | Trafo 1 | Trafo 2 | Interruptor | ZONA POR VELOCIDAD DE VIENTO | CODIGO | ZONA POR CONTAMINACION | CODIGO AISLADOR |
| EPE078 | FL | 12 | 1050 | | 1 | 1.029,41 | 1 | 3 | - | 1 | 37,5-2 | 2C8CD | | A URBANA | 2 | ALTA | 2 |
| EPP001 | AL | 12 | 750 | | 1 | 735,29 | 1 | 3 | - | 1 | | 2C8CD | | A URBANA | 2 | ALTA | 2 |
| EPE083 | AL | 12 | 1050 | | 1 | 1.029,41 | 1 | 3 | - | 1 | 37,5-2 | | | A URBANA | 2 | ALTA | 2 |
| EPP003 | FL | 12 | 750 | | 1 | 735,29 | 1 | 3 | - | 1 | | | | A URBANA | 2 | ALTA | 2 |

1.2.4.2 Cálculos mecánicos de Conductores

El objeto del cálculo es controlar la tensión mecánica de los conductores para los distintos regímenes de carga / condiciones climáticas para: evitar fatigas y daños que pongan en riesgo la seguridad / continuidad del servicio, evitar la aparición de fenómenos vibratorios y aprovechar la capacidad mecánica de los mismos, logrando un balance adecuado entre longitud de vanos y dimensionamiento de postes.

Básicamente, este cálculo dependerá de los siguientes factores:

- Las características meteorológicas y geográficas del sitio en la que se instalen las líneas.
- La tensión mecánica a la que se verán sometidos los conductores al variar las condiciones ambientales en los distintos casos de carga.
- La flecha que tomarán los mismos en los diferentes vanos y para los distintos casos de carga.

PROYECTO: BARRIO GAIRA

- Su comportamiento frente a la posible aparición de fenómenos vibratorios. Para estas condiciones a la hora de establecer los límites de tensionado, el presente proyecto tipo se guiará de las recomendaciones establecidas por el CIGRÉ en el campo de las vibraciones eólicas.
- Las características mecánicas de postes y crucetas utilizados en el presente proyecto tipo.
- Los criterios constructivos adoptados para las áreas rural y urbana

Los resultados del Cálculo Mecánico de conductores se presentan en las tablas dadas a continuación.

• **Tramo N°1**

| TABLA 6. VANOS IDEALES DE REGULACION DEL CONDUCTOR | | | | | | | | | | | | |
|--|---------------|-------------|---------------------|------------------------|---|---|------------------------------|------------------------------|-------------------|-------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| PROYECTO ELECTRIFICACIÓN BARRIO GAIRA - TRAMO N°1 - CIRCUITO GAIRA- MT-M5341 | | | | | | | | | | | | |
| Cantón No. | Apoyo Inicial | Apoyo Final | Longitud Cantón (M) | Vano de Regulación (M) | Tensión en el conductor - Viento Máximo | Tensión en el conductor - Viento Reducido | Tense de Flecha Máxima (daN) | Tense de Flecha Mínima (daN) | Flecha Máxima (m) | Flecha Mínima (m) | Parámetro de Flecha Máxima (m) | Parámetro de Flecha Mínima (m) |
| 0 | - | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 1 | EPE094 | EPE075 | 156,77 | 32,44 | 227,18 | 134,90 | 35,48 | 203,34 | 0,62 | 0,11 | 211,19 | 1.210,34 |
| 0 | EPE093 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 0 | EPE077 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 0 | EPP002 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 0 | EPE075 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 2 | EPE074 | EPE074 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

| TABLA 8. CÁLCULO DE EOLOVANOS Y GRAVIVANOS | | | |
|--|--------------|--------------------------------|----------------------|
| PROYECTO ELECTRIFICACIÓN BARRIO GAIRA - TRAMO N°1 - CIRCUITO GAIRA- MT-M5341 | | | |
| No. Apoyo | Eolovano (m) | Gravivano (m) | |
| | | Hipótesis de Viento (20°C + V) | Flecha Mínima (15°C) |
| - | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| EPE094 | 20,06 | 20,06 | 20,06 |
| EPE093 | 34,69 | 22,95 | 23,09 |
| EPE077 | 29,71 | 29,93 | 30,06 |
| EPP002 | 30,61 | 30,83 | 30,95 |
| EPE075 | 28,62 | 39,91 | 39,53 |
| EPE074 | 13,09 | 13,09 | 13,09 |

• **Tramo N°2**

| TABLA 6. VANOS IDEALES DE REGULACION DEL CONDUCTOR | | | | | | | | | | | | |
|---|---------------|-------------|---------------------|------------------------|---|---|------------------------------|------------------------------|-------------------|-------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| PROYECTO ELECTRIFICACIÓN BARRIO GAIRA - TRAMO N°2 - CIRCUITO GAIRA - MT-M5341 | | | | | | | | | | | | |
| Cantón No. | Apoyo Inicial | Apoyo Final | Longitud Cantón (M) | Vano de Regulación (M) | Tensión en el conductor - Viento Máximo | Tensión en el conductor - Viento Reducido | Tense de Flecha Máxima (daN) | Tense de Flecha Mínima (daN) | Flecha Máxima (m) | Flecha Mínima (m) | Parámetro de Flecha Máxima (m) | Parámetro de Flecha Mínima (m) |
| 0 | - | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 1 | EPE078 | EPE083 | 52,63 | 19,81 | 194,72 | 113,98 | 22,33 | 205,44 | 0,37 | 0,04 | 132,94 | 1.222,86 |
| 0 | EPP001 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 0 | EPE083 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 2 | EPP003 | EPP003 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

| TABLA 8. CÁLCULO DE EOLOVANOS Y GRAVIVANOS | | | |
|--|--------------|--------------------------------|----------------------|
| PROYECTO ELECTRIFICACIÓN BARRIO GAIRA - TRAMO N°2 - CIRCUITO GAIRA - MT-M534 | | | |
| No. Apoyo | Eolovano (m) | Gravivano (m) | |
| | | Hipótesis de Viento (20°C + V) | Flecha Mínima (15°C) |
| - | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| EPE078 | 11,60 | 11,60 | 11,60 |
| EPP001 | 16,70 | -11,22 | -17,01 |
| EPE083 | 14,72 | 42,64 | 48,42 |
| EPP003 | 9,62 | 9,62 | 9,62 |

1.2.4.3 Cálculos mecánicos de Postes Auto-soportados.

Se realizará el cálculo mecánico en condición normal y anormal de forma individual para cada uno de los postes. Dependerá de su función (AL, ANG, ANC y FL) y del cumplimiento de todas las hipótesis y condiciones de esfuerzo consideradas según la Tabla 30 del Proyecto Tipo. Los esfuerzos se referirán a un sistema de coordenadas cartesiano ortogonal a derechas (verticales, transversales, longitudinales). Los resultados del Cálculo Mecánico de los Postes Autosoportados se presentan en las tablas dadas a continuación.

- Tramo N°1

| TABLA 5. CARACTERÍSTICAS DE LOS APOYOS | | | | | | | | | | | |
|--|----------------|---------------|-------------------|------------------|-------------------------|--------------|------------------|-------------------|--------------------|---------------|------------------------------|
| PROYECTO ELECTRIFICACIÓN BARRIO GAIRA - TRAMO N°1 - CIRCUITO GAIRA- MT-M5341 | | | | | | | | | | | |
| No. Apoyo | Tipo de Armado | Tipo de Apoyo | Tipo de Conductor | Ángulo Apoyo (°) | Cota Apoyo (x,y) en BDI | | Altura Libre (m) | Vano Anterior (M) | Vano Posterior (M) | Tipo de Tense | Tense Máximo Conductor (daN) |
| - | - | - | - | 0,00 | - | - | 0,000 | 0,0 | 0,0 | - | - |
| EPE094 | BANDERA | FL | AZUSA | 0,00 | 584.734,00 | 1.237.409,00 | 10,050 | 0,0 | 40,1 | NORMAL | 210,88 |
| EPE093 | BANDERA | AL | AZUSA | 176,44 | 584.774,00 | 1.237.412,00 | 10,050 | 40,1 | 29,3 | NORMAL | 210,88 |
| EPE077 | BANDERA | AL | AZUSA | 177,86 | 584.803,00 | 1.237.416,00 | 10,050 | 29,3 | 30,1 | NORMAL | 210,88 |
| EPP002 | BANDERA | AL | AZUSA | 177,98 | 584.833,00 | 1.237.419,00 | 10,050 | 30,1 | 31,1 | NORMAL | 210,88 |
| EPE075 | BANDERA | AL | AZUSA | 177,11 | 584.864,00 | 1.237.421,00 | 10,050 | 31,1 | 26,2 | NORMAL | 210,88 |
| EPE074 | BANDERA | FL | AZUSA | 0,00 | 584.890,00 | 1.237.424,00 | 10,050 | 26,2 | 0,0 | NORMAL | 210,88 |

| TABLA 5. CARACTERÍSTICAS DE LOS APOYOS | | | | | | | | | |
|--|------------|---------------------------------|------------------|-------------------------|---------|-------------------|--------------------|----------------|--------------|
| PROYECTO ELECTRIFICACIÓN BARRIO GAIRA - TRAMO N°1 - CIRCUITO GAIRA- MT-M5341 | | | | | | | | | |
| No. Apoyo | Tipo Apoyo | Descripción del poste | Ángulo Apoyo (°) | Ángulo de Deflexión (°) | Armado | Vano Anterior (M) | Vano Posterior (M) | Retenida | |
| | | | | | | | | Bisectora | Conjunto 90° |
| - | - | - | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - | - |
| EPE094 | FL | Poste Existente 12/Mts 1030 daN | 0,00 | 180,00 | BANDERA | 0,00 | 40,11 | 1 Calibre 3/8" | - |
| EPE093 | AL | Poste Existente 12/Mts 735 daN | 176,44 | 3,56 | BANDERA | 40,11 | 29,27 | - | - |
| EPE077 | AL | Poste Existente 12/Mts 735 daN | 177,86 | 2,14 | BANDERA | 29,27 | 30,15 | - | - |
| EPP002 | AL | Poste Nuevo 12/Mts 1324 daN | 177,98 | 2,02 | BANDERA | 30,15 | 31,06 | - | - |
| EPE075 | AL | Poste Existente 12/Mts 735 daN | 177,11 | 2,89 | BANDERA | 31,06 | 26,17 | - | - |
| EPE074 | FL | Poste Existente 12/Mts 1030 daN | 0,00 | 180,00 | BANDERA | 26,17 | 0,00 | 1 Calibre 3/8" | - |

• Tramo N°2

| TABLA 9. CALCULO MECANICO DE RETENIDAS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------------------|-------------------|-------------|---|------------------|---|---|--|--|-----------------------------------|------|-------------------------------|-------------|-----------------------|------|-------|-------|---------------------|--------------------|------------|---|
| PROYECTO ELECTRIFICACION BARRIO GAIRA - TRAMO N°2 - CIRCUITO GAIRA - MT-M5341 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| No. Apoyo | Armado del Apoyo | Tipo de Conductor | Tipo de Red | Altura de Aplicación de la Retenida (m) | Tipo de Retenida | Fuerza total horiz. Resultante F _{rrc} (daN) | Carga Mecánica total Absorbida por el cable de la Retenida Tr (daN) | Fuerza Residual Equivalente Individual F _{resz} | Fuerza Vertical Individual que transmite la retenida al apoyo F _{VERTI} | Pre tensionado de la Retenida Tro | C.S. | Conformación de las Retenidas | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | Cable | | Dimensiones del Ancla | | | | Refuerzo (parrilla) | Carga Maxima (daN) | | |
| | | | | | | | | | | | | Cant. | Calibre (") | Cant. | H(m) | a (m) | b (m) | | | c (m) | |
| EPE078 | FL | AZUSA | MT | 10,05 | Bisectora | 565,65 | 933,09 | 83,00 | 808,08 | 328,29 | 7,33 | 1 | 3/8" | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3/8 @ 30cm | 0 |
| EPP001 | AL | AZUSA | MT | 10,05 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| EPE083 | AL | AZUSA | MT | 10,05 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| EPP003 | FL | AZUSA | MT | 10,05 | Bisectora | 565,65 | 1027,77 | 43,35 | 890,07 | 254,47 | 6,66 | 1 | 3/8" | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3/8 @ 30cm | 0 |

| TABLA 9. SOLICITACIONES COMBINADAS EN EL APOYO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--------|-----------|--------------|---------------------|---------------|----------------|--|---|---|---|---|-----------------------------|--------|--|---|--|-----------------------------------|--------|--------|-------|
| PROYECTO ELECTRIFICACION BARRIO GAIRA - TRAMO N°2 - CIRCUITO GAIRA - MT-M5341 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| No. Poste | Armado | Conductor | No. de Fases | Angulo de Deflexión | Vaso Anterior | Vaso Posterior | Fuerza Horizontal F _x (daN) | Fuerza Residual F _{resz} (daN) | Fuerza Vertical por Retenida F _{VERTI} (daN) | Peso de Coad. aisl. herrajes de la Retenida (daN) | Peso de conductores, armados, trafo (daN) | Fuerza Vertical Total (daN) | C.S. | Validación del Cable de Retenida | | Validación del Poste por Fuerza Residual | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | Tracción Total del Cable de Retenida (daN) | Carga de Retenida del Cable de Retenida (daN) | Fuerza Total Horizontal Retenida (daN) | Carga de Retenida del Poste (daN) | | | |
| - | - | - | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - | - | - | - | - | 0,0000 | - | - | - | - | - | | | |
| EPE078 | FL | AZUSA | 3 | 180,00 | 0,00 | 23,33 | 565,65 | - | 808,08 | 22,16 | 17,23 | 803,6 | 0,0334 | 1,16 | 929,1 | 6,840,0 | 7,23 | 63,0 | 1029,4 | 16,40 |
| EPP001 | AL | AZUSA | 3 | 3,58 | 33,33 | 19,60 | - | - | - | 19,63 | 19,63 | 0,0419 | 23,33 | - | 6,840,0 | - | - | 33,33 | - | - |
| EPE083 | AL | AZUSA | 3 | 3,34 | 10,20 | 19,24 | - | - | - | 4,33 | 42,0 | 0,0117 | 85,37 | - | 6,840,0 | - | - | 1029,4 | - | - |
| EPP003 | FL | AZUSA | 3 | 180,00 | 19,24 | 0,00 | 565,65 | - | 890,07 | 22,16 | 35,33 | 902,6 | 0,2634 | 3,17 | 1027,2 | 6,840,0 | 6,66 | 43,4 | 135,1 | 16,36 |

1.2.4.5 Cálculo mecánico de cimentaciones y estudio de suelos.

Los cálculos de cimentaciones del presente proyecto se realizan teniendo en cuenta los siguientes tipos de terreno y características:

| Terreno | σ_{adm} (daN/cm ²) | $K = Ch = Ck$ (daN/cm ³) (*) | β (°) | μ | γ (daN/cm ³) |
|----------|---------------------------------------|--|-------------|-------|---------------------------------|
| Flojo | 0.5 | 8 | 3 | 0,2 | 1400 |
| Normal | 1.0 | 12 | 6 | 0,3 | 1700 |
| Duro | 1.5 | 16 | 10 | 0,4 | 1900 |
| Muy duro | 2.0 | 20 | 15 | 0,5 | 2000 |

(*) Nota: Coeficiente de compresibilidad único para paredes y el fondo

- Terreno flojo: Arena fina húmeda y arcilla blanda
- Terreno normal: Arcilla medio dura y arcilla fina seca
- Terreno duro: Arcilla rígida, Arena gruesa y pedregullo
- Terreno muy duro: Arcilla gruesa dura, gravera rodada y pedregullo rígido

Los resultados del Cálculo Mecánico de los Postes Autosoportados se presentan en las tablas dadas a continuación.

• Tramo N°1

| TABLA 9. CALCULO DE CIMENTACIONES | | | | | | | | | | | | | |
|---|---------------|----------------------|-------------------------|-----------------|--|-------------|-------|-------------------------------|---|-----------------------------|------------|------------|-------|
| PROYECTO ELECTRIFICACION BARRIO GAIRA - TRAMO N°1 - CIRCUITO GAIRA - MT-M5341 | | | | | | | | | | | | | |
| No. Apoyo | Tipo de Poste | Altura del Apoyo (m) | Tensión de Rotura (daN) | Tipo de Terreno | Tipo de Cimentación | Cimentación | | Vol. Excav. (m ³) | Vol. Embebido del Poste (m ³) | Vol. Hom. (m ³) | Hv (daN-m) | He (daN-m) | CS |
| | | | | | | d (m) | h (m) | | | | | | |
| EPE034 | FL | 12,00 | 1.023,41 | NORMAL | CIMENTACION NORMAL TIPO DIRECTA SIN HORMIGON | 0,55 | 1,30 | 0,451 | 0,180 | 0,000 | 4538,039 | 7184,806 | 1,563 |
| EPE033 | AL | 12,00 | 735,29 | NORMAL | CIMENTACION NORMAL TIPO DIRECTA SIN HORMIGON | 0,55 | 1,30 | 0,451 | 0,133 | 0,000 | 3284,314 | 5670,063 | 1,787 |
| EPE077 | AL | 12,00 | 735,29 | NORMAL | CIMENTACION NORMAL TIPO DIRECTA SIN HORMIGON | 0,55 | 1,30 | 0,451 | 0,133 | 0,000 | 3284,314 | 5744,129 | 1,749 |
| EPP002 | AL | 12,00 | 1.323,53 | NORMAL | CIMENTACION NORMAL TIPO DIRECTA SIN HORMIGON | 0,65 | 1,30 | 0,630 | 0,190 | 0,000 | 5911,765 | 3025,828 | 1,527 |
| EPE075 | AL | 12,00 | 735,29 | NORMAL | CIMENTACION NORMAL TIPO DIRECTA SIN HORMIGON | 0,55 | 1,30 | 0,451 | 0,133 | 0,000 | 3284,314 | 5758,857 | 1,753 |
| EPE074 | FL | 12,00 | 1.023,41 | NORMAL | CIMENTACION NORMAL TIPO DIRECTA SIN HORMIGON | 0,55 | 1,30 | 0,451 | 0,180 | 0,000 | 4538,039 | 7204,317 | 1,567 |

PROYECTO: BARRIO GAIRA

| Tipo Cimentación | CARACTERISTICAS DEL SUELO | | CS MIN | Ch (daN/cm3) a 2 m de profundidad | Ck (daN/cm3) a 2 m de profundidad | Nivel freatico (m) | Código | No. Postes Soportan Esfuerzo | Altura para corrección |
|------------------|---------------------------|----------|--------|-----------------------------------|-----------------------------------|--------------------|----------|------------------------------|------------------------|
| | cadm (daN/cm2) | 2,00 | | | | | | | |
| | Ch (daN/cm3) 2 m | 12,00 | | | | | | | |
| 2 | CK (daN/cm3) 2 m | 12,00 | 1,90 | 12,00 | 12,00 | 8,00 | 1041,41 | 1,00 | 9,90 |
| 2 | β (°) | 6,00 | 1,50 | 12,00 | 12,00 | 8,00 | 747,29 | 1,00 | 9,90 |
| 2 | μ | 0,30 | 1,50 | 12,00 | 12,00 | 8,00 | 747,29 | 1,00 | 9,90 |
| 2 | γ (daN/cm3) | 1,400,00 | 1,50 | 12,00 | 12,00 | 8,00 | 1,335,53 | 1,00 | 9,90 |
| 2 | Nivel freatico (m) | 8,00 | 1,50 | 12,00 | 12,00 | 8,00 | 747,29 | 1,00 | 9,90 |
| 2 | Espesor del solado | 0,00 | 1,90 | 12,00 | 12,00 | 8,00 | 1,041,41 | 1,00 | 9,90 |

| CONCLUSION | | | | | | | |
|------------|--|-------|-------|----------|----------|------|-------------|
| APOYO | TIPO DE CIMENTACION | a (m) | h (m) | Mv | Me | CS | REVISION CS |
| EPE094 | CIMENTACION NORMAL TIPO DIRECTA SIN HORMIGON | 0,37 | 2,05 | 4.598,04 | 7.184,81 | 1,56 | REVISAR CS |
| EPE093 | CIMENTACION NORMAL TIPO DIRECTA SIN HORMIGON | 0,32 | 2,00 | 3.284,31 | 5.870,06 | 1,79 | OK |
| EPE077 | CIMENTACION NORMAL TIPO DIRECTA SIN HORMIGON | 0,32 | 2,00 | 3.284,31 | 5.744,13 | 1,75 | OK |
| EPP002 | CIMENTACION NORMAL TIPO DIRECTA SIN HORMIGON | 0,38 | 2,20 | 5.911,76 | 9.025,63 | 1,53 | OK |
| EPE075 | CIMENTACION NORMAL TIPO DIRECTA SIN HORMIGON | 0,32 | 2,00 | 3.284,31 | 5.758,86 | 1,75 | OK |
| EPE074 | CIMENTACION NORMAL TIPO DIRECTA SIN HORMIGON | 0,37 | 2,05 | 4.598,04 | 7.204,92 | 1,57 | REVISAR CS |

• Tramo N°2

| TABLA 8. CALCULO DE CIMENTACIONES | | | | | | | | | | | | | |
|---|---------------|----------------------|-------------------------|-----------------|--|-------------|-------|------------------|-------------------------------|-----------------|------------|------------|-------|
| PROYECTO ELECTRIFICACION BARRIO GAIRA - TRAMO N 2 - CIRCUITO GAIRA - MT-M5341 | | | | | | | | | | | | | |
| No. Apoyo | Tipo de Poste | Altura del Apoyo (m) | Tensión de Rotura (daN) | Tipo de Terreno | Tipo de Cimentacion | Cimentación | | Vol. Excav. (m³) | Vol. Embellido del Poste (m3) | Vol. Horm. (m³) | Mv (daN-m) | Me (daN-m) | CS |
| | | | | | | d (m) | h (m) | | | | | | |
| EPE078 | FL | 12,00 | 1029,41 | NORMAL | CIMENTACION NORMAL TIPO DIRECTA SIN HORMIGON | 0,55 | 1,90 | 0,451 | 0,180 | 0,000 | 4598,039 | 7184,214 | 1,562 |
| EPP001 | AL | 12,00 | 735,23 | NORMAL | CIMENTACION NORMAL TIPO DIRECTA SIN HORMIGON | 0,55 | 1,90 | 0,451 | 0,133 | 0,000 | 3284,314 | 5853,306 | 1,782 |
| EPE083 | AL | 12,00 | 1029,41 | NORMAL | CIMENTACION NORMAL TIPO DIRECTA SIN HORMIGON | 0,55 | 1,90 | 0,451 | 0,180 | 0,000 | 4598,039 | 7186,641 | 1,563 |
| EPP003 | FL | 12,00 | 735,23 | NORMAL | CIMENTACION NORMAL TIPO DIRECTA SIN HORMIGON | 0,55 | 1,90 | 0,451 | 0,133 | 0,000 | 3284,314 | 5733,886 | 1,746 |

| Tipo Cimentación | CARACTERISTICAS DEL SUELO | | CS MIN | Ch (daN/cm3) a 2 m de profundidad | Ck (daN/cm3) a 2 m de profundidad | Nivel freatico (m) | Código | No. Postes Soportan Esfuerzo | Altura para corrección |
|------------------|---------------------------|----------|--------|-----------------------------------|-----------------------------------|--------------------|---------|------------------------------|------------------------|
| | cadm (daN/cm2) | 2,00 | | | | | | | |
| | Ch (daN/cm3) 2 m | 12,00 | | | | | | | |
| 2 | CK (daN/cm3) 2 m | 12,00 | 1,90 | 12,00 | 12,00 | 8,00 | 1041,41 | 1,00 | 9,90 |
| 2 | β (°) | 6,00 | 1,50 | 12,00 | 12,00 | 8,00 | 747,29 | 1,00 | 9,90 |
| 2 | μ | 0,30 | 1,50 | 12,00 | 12,00 | 8,00 | 1041,41 | 1,00 | 9,90 |
| 2 | γ (daN/cm3) | 1,400,00 | 1,90 | 12,00 | 12,00 | 8,00 | 747,29 | 1,00 | 9,90 |
| 2 | Nivel freatico (m) | 8,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - | - | - |
| 2 | Espesor del solado | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - | - | - |

| CONCLUSION | | | | | | | |
|------------|--|-------|-------|----------|----------|------|-------------|
| APOYO | TIPO DE CIMENTACION | a (m) | h (m) | Mv | Me | CS | REVISION CS |
| EPE078 | CIMENTACION NORMAL TIPO DIRECTA SIN HORMIGON | 0,37 | 2,05 | 4.598,04 | 7.184,21 | 1,56 | REVISAR CS |
| EPP001 | CIMENTACION NORMAL TIPO DIRECTA SIN HORMIGON | 0,32 | 2,00 | 3.284,31 | 5.853,91 | 1,78 | OK |
| EPE083 | CIMENTACION NORMAL TIPO DIRECTA SIN HORMIGON | 0,37 | 2,05 | 4.598,04 | 7.186,64 | 1,56 | OK |
| EPP003 | CIMENTACION NORMAL TIPO DIRECTA SIN HORMIGON | 0,32 | 2,00 | 3.284,31 | 5.733,89 | 1,75 | REVISAR CS |

1.3 Documentación para Ejecución (Para redes Aéreas)

1.3.1 Red MT

1.3.1.1 Vanos Ideales de regulación

Como en un tramo de línea constituido por una serie de apoyos de alimentación, limitado por dos anclajes, los aisladores de suspensión no pueden absorber las diferencias de tensión debidas a las distintas longitudes de los vanos, a los desniveles, a las variaciones de temperatura, y a las condiciones meteorológicas en general, se admite que los tensados de los cables, iguales en todos los vanos, varían como lo haría el plano imaginario, al que se llama "Vano ideal de regulación". Es necesario, por tanto, que la tabla de tendido del cable sea calculada de modo que la tensión del mismo permanezca uniforme en todo momento, a lo largo de cada tramo de línea, comprendido entre dos apoyos de anclajes.

En la tabla dada a continuación se encuentran dados los vanos ideales de regulación calculados para este proyecto.

- Tramo N°1

| TABLA 7. CONDUCTOR - TABLA DE REGULACIÓN | | | | | | | | | | |
|---|-------------|------------|--------------------|------------|------------|---------------------|------------|------------|------------|------------|
| PROYECTO ELECTRIFICACIÓN BARRIO GAIRA - TRAMO N°1 - CIRCUITO GAIRA - MT-M5341 | | | | | | | | | | |
| CANTON No. | 1 | | YANO DE REGULACIÓN | | 32,44 | No. DE VANOS CANTÓN | | 5 | | |
| APOYO INICIAL No. | EPE094 | | APOYO FINAL No. | | EPE075 | CONDUCTOR | | Azusa | | |
| Longitudes y Flechas de cada vano del Cantón | | | | | | | | | | |
| Número del Vano | Yano 1 | Yano 2 | Yano 3 | Yano 4 | Yano 5 | Yano 6 | Yano 7 | Yano 8 | Yano 9 | Yano 9 |
| Longitudes del Vano (m) | 40,11 | 29,27 | 30,15 | 31,06 | 26,17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Diferencia de Nivel (m) | 0,00 | 0,28 | 0,28 | 0,28 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Temperatura (°C) | Tense (daN) | Flecha (m) | Flecha (m) | Flecha (m) | Flecha (m) | Flecha (m) | Flecha (m) | Flecha (m) | Flecha (m) | Flecha (m) |
| 15 | 203,36 | 0,17 | 0,09 | 0,09 | 0,10 | 0,07 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 20 | 164,37 | 0,20 | 0,11 | 0,12 | 0,12 | 0,09 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 25 | 129,95 | 0,25 | 0,14 | 0,15 | 0,16 | 0,11 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 30 | 102,35 | 0,31 | 0,18 | 0,19 | 0,20 | 0,15 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 35 | 82,38 | 0,37 | 0,23 | 0,24 | 0,25 | 0,19 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 40 | 68,66 | 0,43 | 0,28 | 0,29 | 0,30 | 0,24 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 45 | 59,17 | 0,49 | 0,33 | 0,34 | 0,35 | 0,29 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 50 | 52,38 | 0,55 | 0,37 | 0,39 | 0,40 | 0,33 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

- Tramo N°2

| TABLA 7. CONDUCTOR - TABLA DE REGULACIÓN | | | | | | | | | | |
|---|-------------|------------|--------------------|------------|------------|---------------------|------------|------------|------------|------------|
| PROYECTO ELECTRIFICACIÓN BARRIO GAIRA - TRAMO N°2 - CIRCUITO GAIRA - MT-M5341 | | | | | | | | | | |
| CANTON No. | 1 | | YANO DE REGULACIÓN | | 19,81 | No. DE VANOS CANTÓN | | 3 | | |
| APOYO INICIAL No. | EPE078 | | APOYO FINAL No. | | EPE083 | CONDUCTOR | | Azusa | | |
| Longitudes y Flechas de cada vano del Cantón | | | | | | | | | | |
| Número del Vano | Yano 1 | Yano 2 | Yano 3 | Yano 4 | Yano 5 | Yano 6 | Yano 7 | Yano 8 | Yano 9 | Yano 9 |
| Longitudes del Vano (m) | 23,19 | 10,20 | 19,24 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Diferencia de Nivel (m) | 0,00 | 0,28 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Temperatura (°C) | Tense (daN) | Flecha (m) | Flecha (m) | Flecha (m) | Flecha (m) | Flecha (m) | Flecha (m) | Flecha (m) | Flecha (m) | Flecha (m) |
| 15 | 205,36 | 0,06 | 0,01 | 0,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 20 | 162,69 | 0,07 | 0,01 | 0,05 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 25 | 122,66 | 0,09 | 0,02 | 0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 30 | 88,53 | 0,12 | 0,03 | 0,09 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 35 | 64,19 | 0,16 | 0,05 | 0,12 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 40 | 49,37 | 0,21 | 0,07 | 0,16 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 45 | 40,48 | 0,25 | 0,09 | 0,20 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 50 | 34,75 | 0,28 | 0,11 | 0,23 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

1.3.2 Centros de Transformación

1.3.2.1 Tabla de fusibles

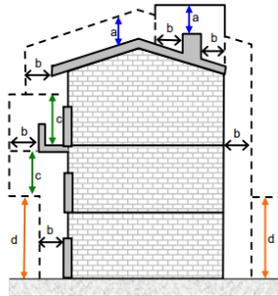
| CANT | Elemento a proteger | Tipo de fusible | Capacidad |
|--------|-----------------------|-----------------|-----------|
| EPE094 | Transformador 37,5kVA | Tipo D (VS) | 2A |
| EPE078 | Transformador 37,5kVA | Tipo D (VS) | 2A |
| EPP002 | Transformador 37,5kVA | Tipo D (VS) | 2A |
| EPE074 | Transformador 15K VA | Tipo D (VS) | 1,5A |

1.4 Desviación a la NTC 2050

En varios apoyos del actual proyecto se presente incumplimiento al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE y la Norma Técnica colombiana NTC 2050, debido a que, no es posible cumplir con las distancias mínimas de seguridad que deben guardar las partes energizadas respecto a las construcciones, de acuerdo con lo establecido en el artículo 13.1 del RETIE.

En la mayoría de los casos las redes existentes no cumplen distancias de seguridad, debido a que, muchos de los usuarios han ocupado la servidumbre de las redes y ya no se cuenta con el espacio suficiente para retirar las redes de las construcciones sin ocupar la vía pública.

Artículo 13.1 Distancias mínimas de seguridad en zonas de construcciones



| 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 |
| 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) | <1 | 1,7 |
| | 44/34,5/33 | 4,1 |
| | 13,8/13,2/11,4/7,6 | 4,1 |
| 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. | <1 | 3,5 |
| | 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 |

Artículo 13 (RETIE) - Nota 8

“Donde el espacio disponible no permita cumplir las distancias horizontales de la Tabla 13.1 para redes de media tensión, tales como edificaciones con fachadas o terrazas cercanas, la separación se puede reducir hasta en un 30%, siempre y cuando, los conductores, empalmes y herrajes tengan una cubierta que proporcione suficiente rigidez dieléctrica para limitar la probabilidad de falla a tierra, tal como la de los cables cubiertos con tres capas para red compacta. Adicionalmente, deben tener espaciadores y una señalización que indique que es cable no aislado. En zonas arborizadas urbanas se recomienda usar esta tecnología para disminuir las podas.”

Para el presente proyecto con nivel de tensión de 13.2kV, se debe considerar distancias de seguridad a zonas de construcciones de mínimo 2.3m, y en caso de que esto no sea posible, se puede tomar en consideración instalar conductores en media tensión aislados, de tal forma que tengan suficiente rigidez dieléctrica para limitar la probabilidad de falla a tierra y con ello evitar generar accidentes que ocasionen la muerte de seres vivos; pero teniendo en cuenta la finalidad del operador de red AIR-E con la implementación de la configuración especial, en la que además de mejorar la calidad del servicio se busca proteger las redes de baja tensión con la red de media tensión para evitar la manipulación de los usuarios, proponen que los conductores utilizados en toda la red de MT sean desnudos, por lo que finalmente, en algunos de los casos no es posible cumplir distancias de seguridad.

Por último, se sugiere que al momento de la construcción se valide en campo y en los casos críticos instalar conductor aislado con el fin de minimizar el riesgo antes expuesto.

1.4.1 Relación de bienes y derechos afectados

No hay bienes y derechos afectados.

2 Planos

Plano existente
Plano proyectado

3 Anexos

Cálculos Mecánicos
Cálculo de transformador
Cálculo económico de conductores
Cálculos de regulación en MT
Cálculos de regulación en BT
Cantidades de obra