CONVENIO INTERADMINISTRATIVO DE ASOCIACIÓN CV-001-2017 UPME-IPSE-UFPS, PARA SOLUCIONES ENERGÉTICAS POR RED ELÉCTRICA PARA 300 VIVIENDAS EN LOS MUNICIPIOS DE TOLEDO, HERRAN Y RAGONVALIA DEPARTAMENTO DEL NORTE DE SANTANDER.

PROPIETARIO:

UNIVERSIDAD FRANCISCO DE PAULA SANTANDER-UFPS

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

DISEÑO DE REDES ELECTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSION.

TECHNOPROC S.A.S.

Mayo de 2018, San José de Cúcuta.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRUDUCCION 7

2. MUNICIPIO DE HERRÁN 8

LÍMITES DEL MUNICIPIO. 9

OTROS DATOS DEL MUNICIPIO. 9

ÁREA DE INFLUENCIA DE LA SOLUCIÓN ENERGÉTICA. 9

3. METODOLOGIA DEL TRABAJO 11

4. GEORREFERENCIACION DE USUARIOS E INFRAESTRUCTURA 13

5. DISEÑO ELECTRICO 14

5.1. CARACTERISTICAS TECNICAS DEL ACTUAL SISTEMA DE DISTRIBUCION ELECTRICO. 14

5.2. CRITERIO DE DISEÑO. 14

5.3. ALCANCE. 15

5.4. ASPECTOS AMBIENTALES. 15

6. MEMORIA DE CÁLCULO ELÉCTRICO Y MECÁNICO. 16

6.1. TIPO DE CARGA, SECTOR Y FACTOR DE POTENCIA. 16

6.2. DISPOSICIÓN DE LAS REDES ELÉCTRICAS. 16

6.3. PUNTOS DE ARRANQUE. 17

6.5. SELECCIÓN DE ESTRUCTURAS PARA RED DE BAJA TENSION A 120-240 V. 18

6.6. CALCULOS DE DISEÑO. 19

a. Análisis y cuadros de cargas 19

b. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico. 21

c. Análisis de cortocircuito y falla a tierra. 24

d. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos. 27

e. Análisis de riesgo de origen eléctrico y medidas para mitigarlo. 30

f. Análisis del nivel de tensión requerido. 37

g. Cálculo de campos electromagnéticos. 38

h. Cálculo de transformador. 38

I. Consideraciones de diseño 40

j. Calculo del sistema de puesta a tierra. 41

k. Cálculo económico de conductores. 45

l. Calculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos. 46

Calculo de tensiones y longitud del cable 49

m. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. 57
n. Cálculos de canalizaciones. 60
o. Cálculos de pérdidas de potencia. 60
p. Cálculos de regulación. 61
q. Elaboración de diagramas unifilares. 62
r. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción. 62
s. Distancias de seguridad. 62
t. Distancias mínimas entre conductores en la misma estructura 67
U. Justificación técnica de desviación de la NTC 2050. 70
7. ANOTACIONES AMBIENTALES 71
ANEXOS 72
ANEXO 1. RELACIÓN DE USUARIOS NUEVOS POR TRANSFORMADOR. 73
ANEXO 2. GEORREFERENCIACIÓN PUNTOS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN. 76
ANEXO 3. CÁLCULOS DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS DE POTENCIA EN BAJA Y MEDIA TENSIÓN 2
ANEXO 4. DIAGRAMAS TOPOLOGICOS. 2
ANEXO 5. CÁLCULOS DE CATENARIA. 2
ANEXO 6. CALCULO DE ESFUERZOS DE APOYOS. 10
ANEXO 7. PLANOS ELECTRICOS. 28
ANEXO 8. GUIA PARA MEDICION DE RESISTIVIDAD 29
ANEXO 9. PROTECCIONES PARA PUNTO DE ARRANQUE, DERIVACIONES Y TRANSFORMADORES PROYECTADOS. 30
ANEXO 10. ESTRUCTURAS DE BT Y MT Y ACCESORIOS. 31
ANEXO 11. LISTADO DE USUARIOS. 32

LISTA DE FIGURAS

FIGURA Nº 1 Localización del municipio en el departamento 8
FIGURA Nº 2 Área de influencia de la estructura eléctrica de las veredas en el municipio. 10
FIGURA Nº 3 Cálculo del índice de riesgo por presencia de descargas atmosféricas. Estándar internacional, Norma 62305 del IEC 30
FIGURA Nº 4 Matriz de análisis de riesgos (RETIE) 34
FIGURA Nº 5 Matriz de análisis de riesgos (RETIE) 34
FIGURA Nº 6 Matriz de análisis de riesgos (RETIE) 35
FIGURA Nº 7 Matriz de análisis de riesgos (RETIE) 35
FIGURA Nº 8 Matriz de análisis de riesgos (RETIE) 36
FIGURA Nº 9 Matriz de análisis de riesgos (RETIE) 36
FIGURA Nº 10 Valoración de las actividades de riesgo 37
FIGURA Nº 11 Conexión del sistema de puesta a tierra a implementarse 45
FIGURA Nº 12 Vista previa de Línea de Transmisión 49
FIGURA Nº 13 Parámetros para Cálculo de Catenaria 51
FIGURA Nº 14 Punto Máximo r 51
FIGURA Nº 15 Punto mínimo 52
FIGURA Nº 16 Diagrama Unifilar de Conexión a Usuarios 62
FIGURA Nº 17 Distancias de Seguridad en zonas con Construcciones 64

LISTA DE TABLAS

TABLA Nº 1 Limites municipales 9
TABLA Nº 2 Características ambientales del municipio de Toledo 15
TABLA Nº 3 Puntos de arranque municipio de Herrán 17
TABLA Nº 4 Estructuras para red de media tension 13,2 KV 18
TABLA Nº 5 Estructuras para red de baja tensión 120/240 v 18
TABLA Nº 6 Límites de la distorsión armónica en corriente en la acometida según la IEEE519. 19
TABLA Nº 7 Cuadro de Cargas Instalaciones Internas. 20
TABLA Nº 8 Tensión al impulso que deben soportar los equipos NTC 4152-1 23
TABLA Nº 9 Parámetros del transformador 24
TABLA Nº 10 Valores de potencia conforme a la capacidad del transformador 24
TABLA Nº 11 Parámetros del ramal en BT. Longitud del ramal BT al último poste. 25
TABLA Nº 12 Parámetros de la acometida hasta tablero vivienda. Longitud de la acometida al tablero 20m. 26
TABLA Nº 13 Corriente de corto circuito en bornes del interruptor automático para cable Dúplex 26
TABLA Nº 14 Corriente de corto circuito en bornes del interruptor automático para cable Tríplex 27
TABLA Nº 15 Factores de Riesgo Eléctrico 31
TABLA Nº 16 Niveles de tensión a manejarse en el proyecto en desarrollo 37
TABLA Nº 17 Tabla de Demanda Diversificada 40
TABLA Nº 18 Valores Permisibles de las Tensiones de Paso y Contacto 42
TABLA Nº 19 Características ACSR 2 48
TABLA Nº 20 Separación mínima de los conductores 57
TABLA Nº 21 Análisis de cortocircuito y falla a tierra 58
TABLA Nº 22 Capacidad Fusible 59
TABLA Nº 23 distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones 63
TABLA Nº 24 Distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones 65
TABLA Nº 25 Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones 66
TABLA Nº 26 Distancia horizontal entre conductores soportados en la misma estructura de apoyo 68
TABLA Nº 27 Distancia vertical mínima en metros entre conductores sobre la misma estructura 68
TABLA Nº 28 Distancias Mínimas para Trabajos en o cerca de partes Energizadas en Corriente Alterna 70

1. INTRUDUCCION

La UFPS contrató a TechnoProc S.A.S, con el objeto de la elaborar diseño de ingeniería para soluciones energéticas por red eléctrica para 150 viviendas en los municipios de Ragonvalia y Herrán, 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, en la presente memoria de cálculo registra toda la información pertinente al diseño de las redes eléctricas de media y baja tensión conforme al cumplimiento de la normatividad exigida por el operador de red, Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. ESP y 7 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE.

Por lo tanto, estas memorias aplican a Sesenta usuarios (60) usuarios de la comunidad, ubicados en el municipio de Herrán, departamento Norte de Santander.

2. MUNICIPIO DE HERRÁN

Herrán es un municipio colombiano del departamento de Norte de Santander, ubicado en la frontera con Venezuela. Su economía, fuertemente ligada a la frontera con Venezuela, depende de la exportación irregular de apio (Arracacha), y recientemente, de la producción orgánica, siendo ésta cada vez más importante y tecnificada al producir durazno, fresa, mora y café, entre otras frutas y hortalizas. También es importante la producción de lácteos.

FIGURA Nº 1 Localización del municipio en el departamento

FUENTE: TECHNOPROC S.A.S.

Las coordenadas geográficas son: Latitud: 7.50579, Longitud: -72.483

7° 30′ 21″ Norte, 72° 28′ 59″ Oeste.

Límites del municipio.

A continuación, en la tabla 1 se enuncia los límites municipales.

TABLA Nº 1 Limites municipales

LIMITE	MUNICIPIO
Norte	Ragonvalia
Sur	Toledo
Occidente	Chinacota y Toledo
Oriente	Venezuela

FUENTE: TECHNOPROC S.A.S.

Otros datos Del municipio.

El Municipio de Herrán se caracteriza por tener diversidad de microclimas, empezando desde el clima cafetero, que es un poco templado, en donde encontramos flora y fauna propia de esta región, como también la actividad agropecuaria propia de esta zona, que comprende las veredas de: Colina, Paso Antiguo, Monte Grande, Providencia, Bagalal, Centro Rural el Tabor, Llano y Corrales.

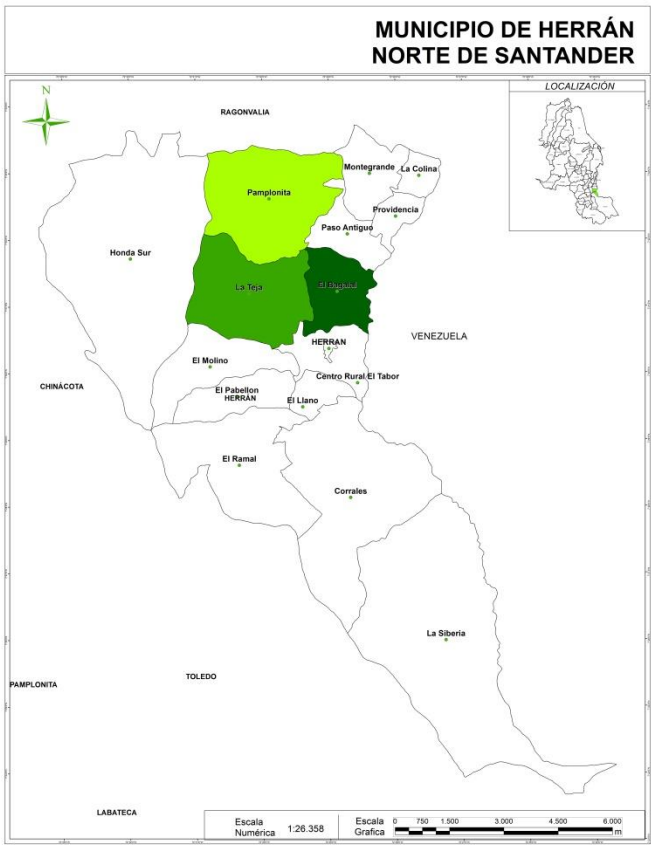
La parte media del Municipio se caracteriza por se una zona productora de Hortalizas y producción de ganadería de doble fin, como también de especies menores; en ella encontramos sistemas locales de bosque pequeños los cuales son productores de agua y sirven como corredor ambiental a la fauna nativa de nuestra región. En este sector encontramos ya definidas las fuentes de agua que empiezan a surtir de agua a la micro Cuenca del Río Táchira a esta zona pertenecen las veredas de Pamplonita, Honda Sur, Teja, Molino, Pabellón, Ramal, Siberia.

Área de influencia de la solución energética.

El área de influencia de la solución energética donde se ubicarán los usuarios son las veredas: Bagalal, La Teja y Pamplonita, municipio de Herrán, Norte de Santander.

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

FIGURA N° 2 Área de influencia de la estructura eléctrica de las veredas en el municipio.



FUENTE: TECHNOPROC S.A.S.

3. METODOLOGIA DEL TRABAJO

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

Desplazamiento de los linieros a los municipios asignados para la georreferenciación de los usuarios (Ragonvalia y Herrán) 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. GEORREFERENCIACION DE USUARIOS E INFRAESTRUCTURA

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: Bagalal, La Teja y Pamplonita, municipio de Herrán, Norte de Santander.

5. DISEÑO ELECTRICO

5.1. CARACTERISTICAS TECNICAS DEL ACTUAL SISTEMA DE DISTRIBUCION ELECTRICO.

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 monofásica 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 60 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 de los usuarios finales, en las zonas rurales de Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. – E.S.P; de manera que se garantice una excelente calidad técnica y operativa con criterios de seguridad y eficiencia económica.

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 Nº 2 Características ambientales del municipio de Herrán.

PARÁMETRO	OBSERVACIÓN
Clima	Templado
Subclima	Seco
Temperatura	16°C a 20°C
Precipitación	1386 mm
Piso térmicos	1834 msnm

FUENTE: climate-data.org

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 Nº 3 Puntos de arranque municipio de Herrán.

PUNTO	ALTITUD	ESTE	NORTE	TIPO
LT-M010	2087	1174952	1322857	MT EXISTENTE
LT-M011	2047	1175157	1322788	MT EXISTENTE
LT-M021	2021	1175321	1322735	MT EXISTENTE
LT-M028	1977	1175826	1323098	MT EXIST TRANSFORMADOR
LT-M618	2127	1175119	1324203	MT EXIST TRANSFORMADOR
LT-M033	2129	1175029	1324972	MT EXIST TRANSFORMADOR
LT-M035	2175	1175178	1325294	MT EXIST TRANSFORMADOR
BG-M647	1864	1175882	1324299	MT EXIST TRANSFORMADOR
BG-M651	1984	1175578	1324896	MT EXIST TRANSFORMADOR
BG-M638	1839	1176229	1324614	MT EXIST TRANSFORMADOR
BG-M100	1928	1175570	1324017	MT EXIST TRANSFORMADOR
BG-M095	1923	1175580	1324334	MT EXIST TRANSFORMADOR
BG-M103	1971	1175792	1323562	MT EXIST TRANSFORMADOR
PL-M084	2261	1173625	1328927	MT EXISTENTE
PL-M625	1876	1175659	1327347	MT EXIST TRANSFORMADOR
PL-M090	1879	1176173	1327153	MT EXIST TRANSFORMADOR
PL-M631	1968	1176012	1326601	MT EXISTENTE
PL-M634	2014	1175672	1326336	MT EXIST TRANSFORMADOR

FUENTE: TECHNOPROC S.A.S.

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 Nº 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

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

De acuerdo con 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 Nº 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. CALCULOS 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 este caso las cargas que podrían aportar armónicos en una cantidad importante a la red serían las de iluminación, las luminarias fluorescentes y balastos electrónicos y luminarias con Leds que conforman la iluminación o las debemos considerar como aportante de armónicos.

Si hacemos un análisis de armónicos siguiendo la noma de la IEEE519 tenemos que podemos lograr una aproximación adecuada, en la Tabla. 6 se muestran los limites armónicos según la IEEE519.

TABLA Nº 6 Límites de la distorsión armónica en corriente en la acometida según la IEEE519.

I_{CC}/I_L	TDD	$h < 11$	$11 \leq h \leq 17$	$17 \leq h \leq 23$	$23 \leq h \leq 35$	$h \geq 35$
$V_n \leq 69\ kV$						
<20	5.0%	4.0%	2.0%	1.5%	0.6%	0.3%
20-50	8.0%	7.0%	3.5%	2.5%	1.0%	0.5%
50-100	12.0%	10.0%	4.5%	4.0%	1.5%	0.7%
100-1000	15.0%	12.0%	5.5%	5.0%	2.0%	1.0%
>1000	20.0%	15.0%	7.0%	6.0%	2.5%	1.4%

FUENTE: IEEE

Si bien teóricamente no se alcanza a cumplir con la norma, el aporte armónico lo produce una corriente de carga de iluminación fluorescente y por leds y por las cargas de tipo electrónico que para nuestro caso son muy pocas.

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

TABLA Nº 7 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	1x20	
2	TOMA	6	600	0,9	666,666	5,555	12 AWG	Cu	1x20	
3	RESERVA									
TOTAL		11	700		777,777	6,481	8 AWG	Cu	1x40	

FUENTE: TECHNOPROC S.A.S.

Para tratar el problema de armónicos se toman valores de peso armónico en cada una de las cargas y se valoran en los cuadros de carga (incluido en los planos), lo que conlleva a tener en cuenta las mayores corrientes que se puedan presentar en las redes y por lo tanto se calculan calibres de conductores de acuerdo a estos valores. Es de anotar que este método de cálculo no soluciona el problema de armónicos, aunque sí previene su impacto con el dimensionamiento adecuado de los conductores.

En cada una de las soluciones pertenecientes se instalará un como cuadro de carga un tablero de distribución general de tres (3) circuitos, un circuito monofásico de iluminación, uno para tomacorrientes y uno de reserva.

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.

EVALUACION Y COORDINACION 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/(√3)= (1,1*13,2)/(√3) = 14,52/(√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.

Cálculo 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 Nº 8 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: TECHNOPROC 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:

PARÁMETROS DEL TRANSFORMADOR

TABLA Nº 9 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: TECHNOPROC S.A.S

Se tiene en cuenta para calcular $P_0 y\ P_{CU}$ la tabla siguiente:

TABLA Nº 10 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: TECHNOPROC S.A.S

Parámetros de la red secundaria.

TABLA Nº 11 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: TECHNOPROC S.A.S

Cálculo de la corriente de cortocircuito en la acometida

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

TABLA Nº 12 Parámetros de la acometida hasta tablero vivienda. Longitud de la acometida al tablero 20m.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDADES	NORMA
Nº 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: TECHNOPROC 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 Nº 13 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: TECHNOPROC S.A.S

TABLA Nº 14 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: TECHNOPROC S.A.S

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.

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

ANÁLISIS DE RIESGO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

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.

FIGURA Nº 3 Cálculo del índice de riesgo por presencia de descargas atmosféricas. Estándar internacional, Norma 62305 del IEC

Dimensiones de la estructura:
Longitud de la estructura (m): 30
Anchura de la estructura (m): 20
Altura del plano del tejado (m)*: 10
Área de colección (m2): 45.239 m2

Características de la estructura:
Riesgo de incendio y daños físicos: Normal
Eficacia del apantallamiento: Media
Tipo de cableado interno: No apantallado

Influencias ambientales:
Situación respecto a los alrededores: Altura similar
Factor ambiental Urbano
Nº de días de tormenta: 20 days/year
Densidad anual equivalente de rayos 2,0 flashes/km2

Medidas de protección:
Clase de SPCR: Sin SPCR
Protección contra incendios: Sistemas manuales
Protección contra sobretensiones: Sólo en entrada de servicios

Líneas de conducción eléctrica:

Línea eléctrica:
Línea que llega a la estructura: Cable enterrado
Tipo de cable externo: No apantallado
Existencia de transformador MT/BT: Transformador

Otros servicios aéreos:
Número de servicios conducidos: 0
Tipo de cable externo: No apantallado

Otros servicios enterrados:
Número de servicios conducidos: 1
Tipo de cable externo: No apantallado

Tipos de las pérdidas:

Tipo 1 - Pérdidas de vidas humanas:
Riesgos especiales para la vida: Riesgo de pánico bajo
Por incendios: Otras estructuras
Por sobretensiones: No aplica

Tipo 2 - Pérdidas de servicios esenciales:
Por incendios: No hay servicios esenciales
Por sobretensiones: No hay servicios esenciales

Tipo 3 - Pérdidas de patrimonio cultural:
Por incendios: Sin valor histórico

Tipo 4 - Pérdidas económicas:
Riesgos económicos especiales: Sin riesgos especiales
Por incendios: Propiedad comercial
Por sobretensiones: Otras estructuras
Por tensión de paso/contacto Ganado en el interior
Riesgo tolerable de pérd. económ.: 1 en 1000 años

Riesgos calculados:

	Tolerable Risk Rt	*Direct Strike Risk Rd*	*Indirect Strike Risk Ri*	*Calculated Risk R*
Pérdidas de vidas humanas:	1,00E-05	4,57E-06	2,63E-06	7,20E-06
Pérdidas de serv. públicos:	1,00E-03	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Pérdidas de patrimonio:	1,00E-03	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Pérdidas económicas:	1,00E-03	5,43E-05	8,19E-05	1,36E-04

Fuente: Comisión Electrotécnica Internacional (IEC)

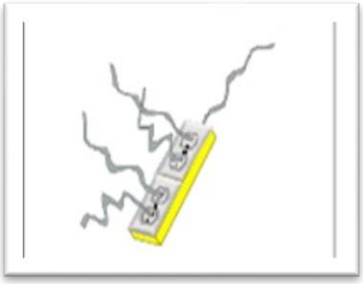
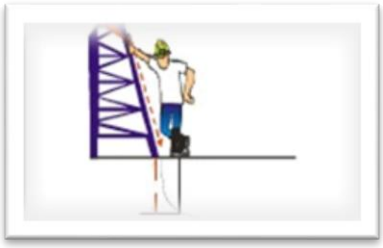
e. Análisis de riesgo de origen eléctrico y medidas para mitigarlo.

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

TABLA Nº 15 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, equipotencializador.
	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.

Fuente: RETIE

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 Nº 4 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

FIGURA Nº 5 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						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 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

FIGURA Nº 6 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						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 (>1dia)	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

FIGURA Nº 7 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 [ ]

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 (>1dia)	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

FIGURA Nº 8 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 [ ]

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

FIGURA Nº 9 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 [ ]

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 (RETIE).

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

FIGURA Nº 10 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 periodico
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 vehiculos en vía pública anexa	Gravedad moderada y Freq Ocasional	Medio	Demarcación del área de trabajo, supervisión

Fuente: RETIE

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 Nº 16 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: empresa

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 de 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:

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

En donde:

C = Carga instalada en Vatios

C = 700 vatios

F.P = Factor de Potencia

F.P = 0.9

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

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 la tabla 32 Demanda diversificada para el sector rural del numeral 2.10.3 según 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 LELECTRICAS 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 8, la cual registra los KVA/USUARIO y demanda diversificada por cantidad de usuarios por tramo y su cargabilidad.

TABLA Nº 17 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: TECHNOPROC S.A.S.

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

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 9, registra los valores permisibles de tensión de paso y contacto.

TABLA Nº 18 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: RETIE

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.

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.

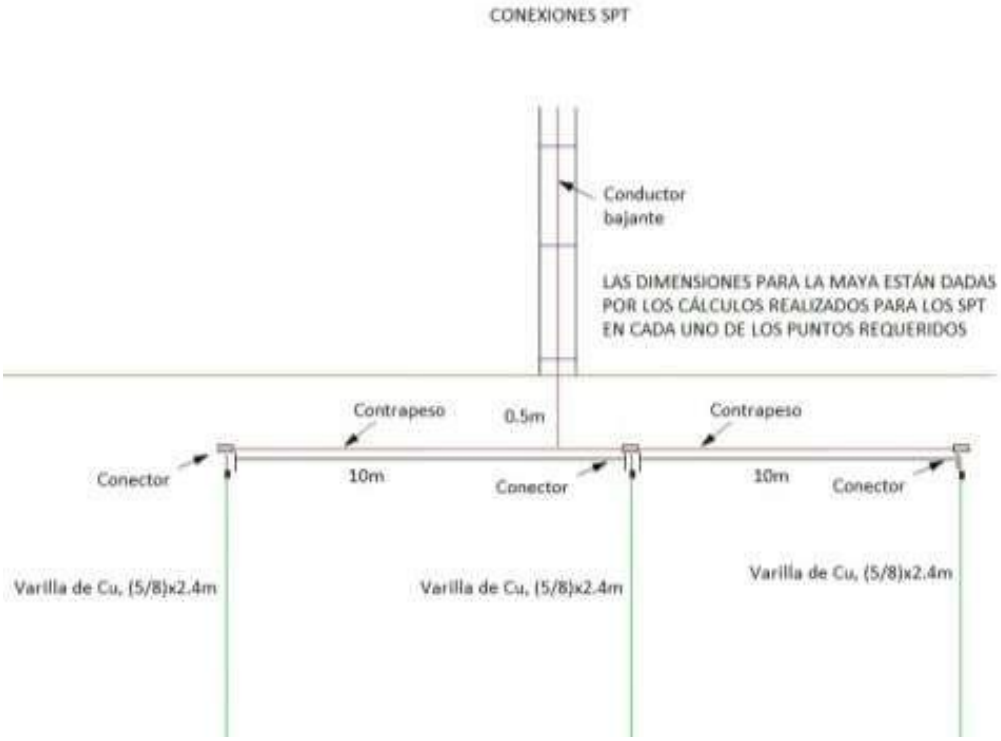
Se selecciona el conductor de la malla, Conductor bajante plano y varillas de 2.4 m de longitud x 5/8 Pulg. Ø. El conductor fabricado en Cobre, con dos contrapesos c/u con longitud de 10m (cable de cobre desnudo multifilar #2/0). Los materiales a considerar para disminuir la resistividad del terreno son: Hidrogel, coque, bentonita e hidrosolta.

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

Nota 2: Se recomienda la realización de una prueba piloto.

En la Figura 11 se presenta la conexión del sistema de puesta a tierra a implementarse.

FIGURA Nº 11 Conexión del sistema de puesta a tierra a implementarse



FUENTE: TECHNOPROC S.A.S.

k) Cálculo económico de conductores.

De acuerdo con la norma RA8-025 del operador de red EPM, se realiza la selección del conductor, la anterior norma relaciona los porcentajes de regulación para los conductores Tríplex y Dúplex N°4, teniendo en consideración el número de usuarios y el momento eléctrico de acuerdo con la demanda diversificada y la longitud del tramo.

Los valores de regulación se encuentran tabulados a una distancia de cada 10 m, y mediante interpolación se obtiene valores de regulación para distancias intermedias, tanto para Tríplex N°4 como para Dúplex N°4.

Lo anterior se realiza con el fin de obtener una mayor precisión en la selección del conductor, mediante la disponibilidad de un mayor número de valores de regulación a diferentes distancias.

I) 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, en estudios de flechas y tensiones.

El estudio 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 triplex 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 de 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.

TABLA Nº 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/eservice/Colombia-es_CO/navigate_294569/Cable_ACSR_GA.html#doc_and_info

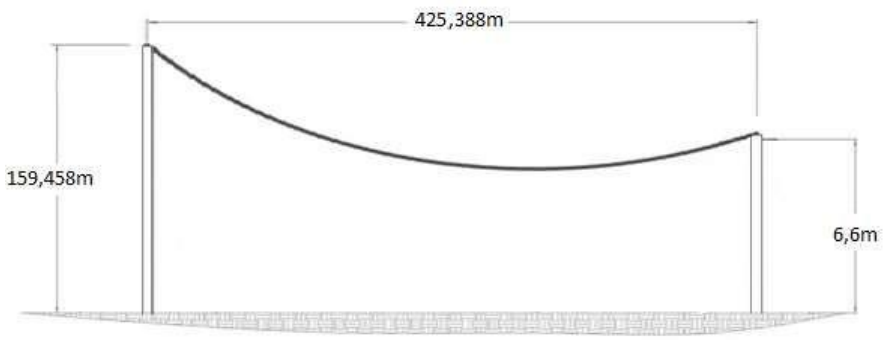
Se considera la tensión en condiciones promedio de temperatura, en extremas condiciones de temperatura y viento.

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.

Calculo de tensiones y longitud del cable

Para el cálculo de tensiones y longitud del cable se tomó como objeto de estudio el tramo SI-M130 – SI-B131 (figura 2), por este tramo pasa una línea de baja tensión con un conductor Triplex #4.

FIGURA Nº 12 Vista previa de Línea de Transmisión



FUENTE: TECHNOPROC 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 catenaria.

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 = 0.5 m

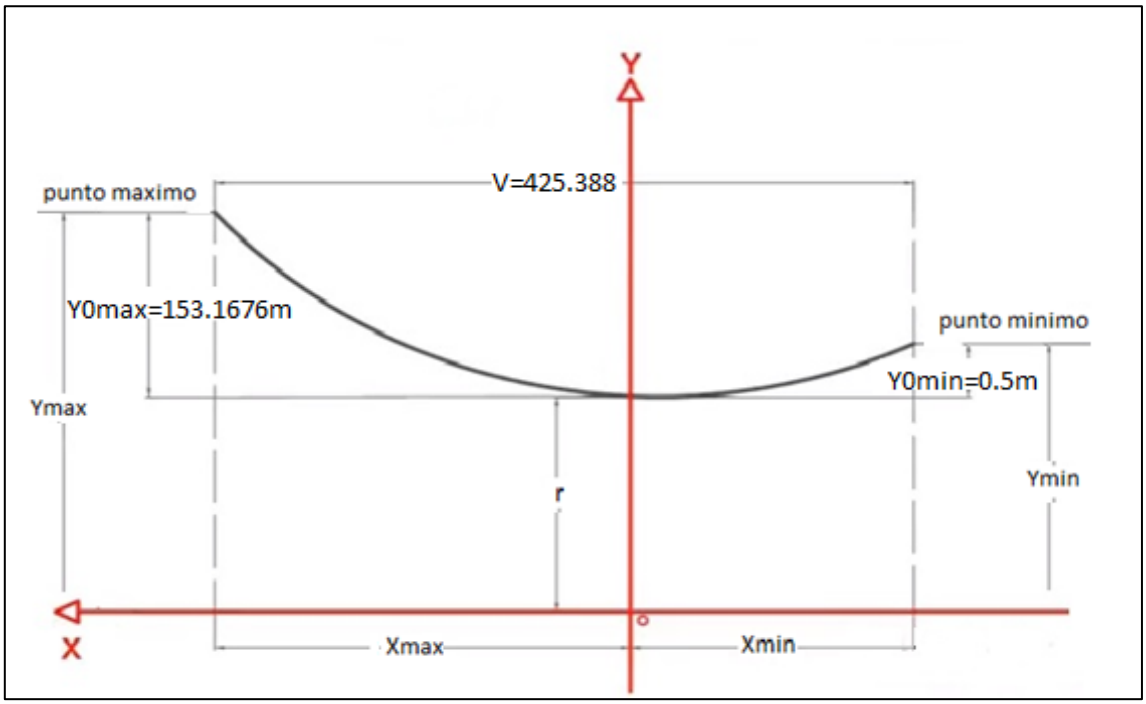
Y_0 max = 153.1676m

V = 425.388 m

W = 0.262 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 Nº 13 Parámetros para Cálculo de Catenaria



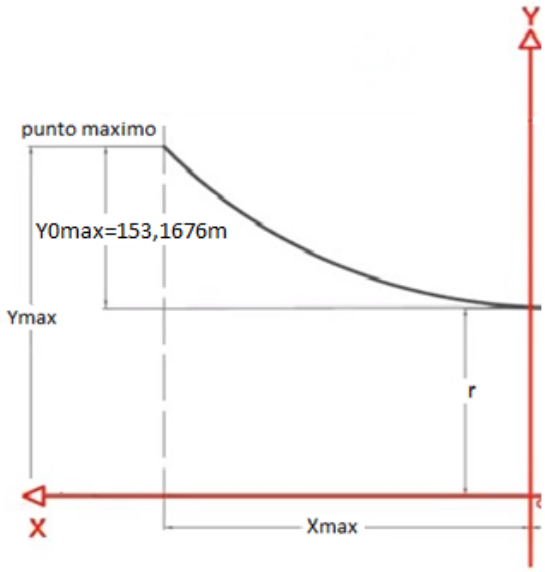
Fuente: TECHNOPROC S.A.S.

La ecuación de la catenaria es:

Y=r*cosh(X/r)

Para el segmento punto máximo, r

FIGURA Nº 14 Punto Máximo r



Fuente: TECHNOPROC S.A.S.

Ymax = (r+Y_0 max)

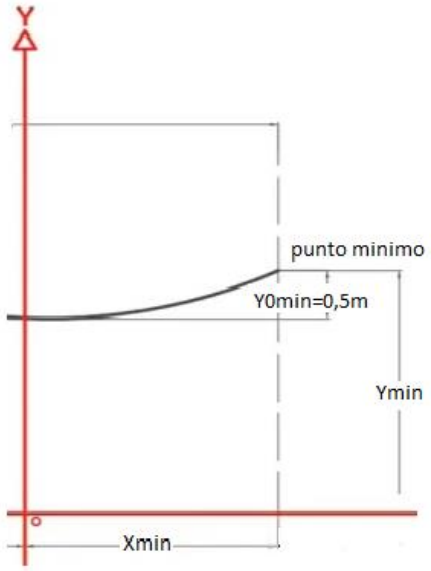
Ymax = r*cosh(Xmax/r)

〖r+Y〗_0 max=r*cosh(Xmax/r)

Xmax = r*arcocosh(1+Y0max/r)

Para el segmento punto mínimo, r

FIGURA Nº 15 Punto mínimo



Fuente: TECHNOPROC S.A.S.

Ymin = (r+Y_0 min)

Ymin = r*cosh(Xmin/r)

〖r+Y〗_0 min=r*cosh(Xmin/r)

Xmin = r*arcocosh(1+Y0min/r)

Sumatoria de las distancias

Xmax+Xmin=425,388 m

r*arcocosh(1+Y0max/r)+r*arcocosh(1+Y0min/r)=425,388 m

Reemplazamos valores

r*arcocosh(1+153,1676/r)+r*arcocosh(1+0,5/r)=425,388 m

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

r=551.104

Teniendo r hallamos Xmax y Xmin

Xmax=551.104*arcocosh(1+153,1676/551.104)

Xmax=401.914 m

Xmin=551.104*arcocosh(1+0,5/551.104)

Xmin= 23.473m

Calculo de tensiones máximas y mínimas Para Tmax

Tmax=W*(r+Y_0 max)

Tmax=0.262 Kgf/m*(551.104+153,1676)m

Tmax=184.519Kgf

Para Tmin

Tmin=W*(r+Y_0 min)

Tmin=0.262 Kgf/m*(551.104+0,5)m

Tmin=144.52Kgf

Calculamos la longitud del cable

S=r*sinh(X/r)

S=Smax,r+Smin,r

S=r*sinh(Xmax/r)+ r*sinh(Xmin/r)

S=r*[sinh(Xmax/r)+ sinh(Xmin/r)]

S=268.7869*[sinh((401.914 m)/551.104)+ sinh((23.473/551.104)]

S=461.981m

CALCULO 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 kg/m^2

Para este caso se analizó el nodo CM-B150.

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 kg/m^2

P_v=0.5145 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*(d1+d2)/200

A=6.6*(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=6.6/3*(0.29+2*0.15)/(0.29+0.15)

H1=2.95 m

Para los esfuerzos debidos al viento en los conductores:

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=520,985273

Calculo del momento debido al viento en los conductores:

Mv2=232.86

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:

$$Mr = Mv1 + Mv2$$

$$Mr = 520.985 + 232.86$$

$$Mr = 753{,}8499$$

SEPARACIÓN MÍNIMA EN UN VANO DE LOS CONDUCTORES POR PENDULEO

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

Dónde:

- 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.

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

Dónde:

- 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 Nº 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: TECHNOPROC S.A.S.

m. 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

$$I_{protprimario} = \frac{S_t}{V_{lNprimario} * \sqrt{3}}$$

$$I_{protprimario} = \frac{5}{13{,}2 * \sqrt{3}} = 0{,}218A \quad ; \quad I_{protprimario} = \frac{10}{13{,}2 * \sqrt{3}} = 0{,}45A$$

TABLA Nº 21 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 transformador	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: TECHNOPROC S.A.S.

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.

Se selecciona caja cortacircuitos de 1 Amperios tipo H para el de 10 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:

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

Donde se suma la carga total de los transformadores vistos por el punto de arranque o derivación y se toma como carga continua, utilizando así un factor de seguridad del 25%.

Entonces:

TABLA Nº 22 Capacidad Fusible

CARGA	CORRIENTE	FACTOR DE SEGURIDAD 25%	CAPACIDAD FUSIBLE
5	0.219	0.273	1
10	0.437	0.547	
15	0.656	0.820	
20	0.875	1.093	2
25	1.093	1.367	
30	1.312	1.640	
35	1.531	1.914	

Fuente: TECHNOPROC S.A.S.

Lo relacionado con protecciones se presenta en el anexo 9.(documento externo)"PROTECCIONES PARA PUNTO DE ARRANQUE, DERIVACIONES Y TRANSFORMADORES PROYECTADOS".

n. Cálculos de canalizaciones.

Este cálculo no aplica, debido a que la red de media tensión será tipo aérea y las instalaciones internas se realizaran sobre muro con cable tipo NMC. Todas las redes y acometidas se instalarán al aire libre.

o. Cálculos de pérdidas de potencia.

La estimación de las pérdidas de potencia se realiza con base a la formulación de la norma CNS-NT-02 PARAMETROS DE DISEÑO (pág. 20), seleccionando el valor de resistencia (dúplex, triplex u ACSR) de acuerdo con la norma ET-TD-ME01-03 (CABLES ACSR, Resistencia Eléctrica cable ACSR de la tabla. 5, pág. 7):

$$\%PL=(r*M)*100/(VL^2*\cos\varphi)$$

Dónde: %PL : Porcentaje de pérdidas en el tramo

r : resistencia del conductor (Ohm/km)

M : Momento eléctrico (KVA/m)

VL : Voltaje de línea

Φ : 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:

Pérdidas totales= Sumatoria Pérdidas tramo

p. Cálculos de regulación.

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% como caída de tensión en redes secundarias; de no presentarse esto, se buscara otra alternativa, bien sea la prolongación de la rede 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)

%R=(Fc*KG*M)/〖VL〗^2

Dónde:

R% : Porcentaje de regulación en BT.

Fc : Factor de Corrección.

M : Momento Eléctrico (KVA/m).

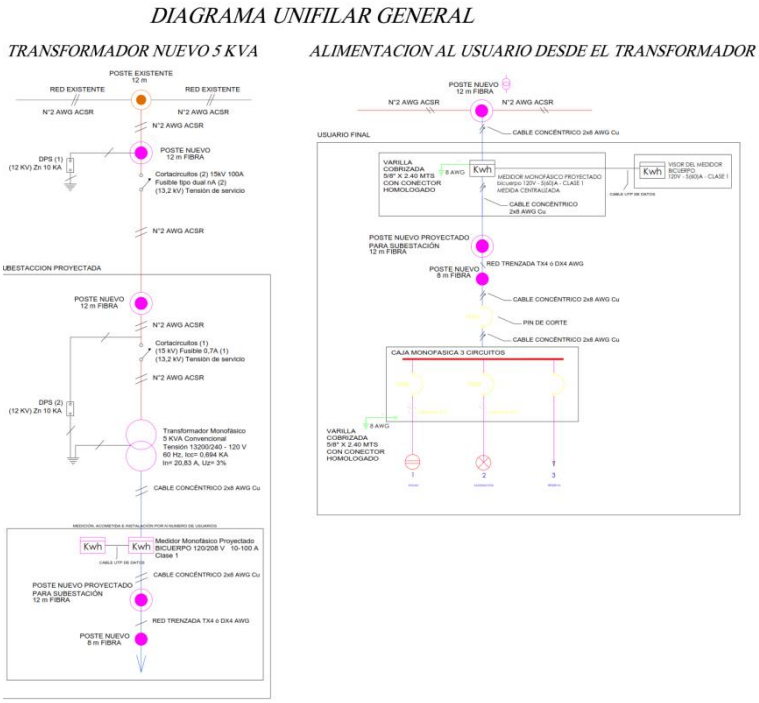
KG : Constante de regulación generalizada del conductor.

VL : Tensión de línea (V)

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.

q. Elaboración de diagramas unifilares.

FIGURA Nº 16 Diagrama Unifilar de Conexión a Usuarios



FUENTE: TECHNOPROC S.A.S.

r. 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.

s. 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 14.

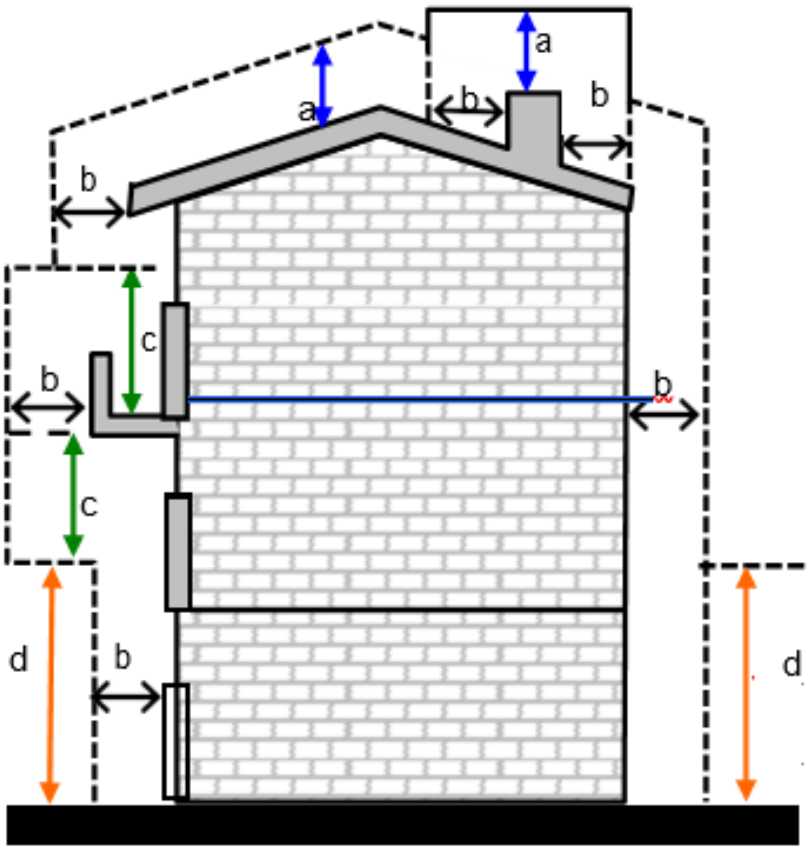
TABLA Nº 23 distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones

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	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.	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.	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. 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: 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 Nº 17 Distancias de Seguridad en zonas con Construcciones



Fuente: 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 la Tabla 15 y 16, no podrá ser menor a las establecidas.

TABLA Nº 24 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: RETIE

TABLA Nº 25 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: RETIE

t) 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 17 y 18.

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 17. 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 Nº 26 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 Entre 8,7 y 50 kV Más de 50 kV	30 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: 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 Nº 27 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 cable 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: 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.

TABLA Nº 28 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: RETIE

U. 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.

ANEXOS

ANEXO 1. RELACIÓN DE USUARIOS NUEVOS POR TRANSFORMADOR.

RELACION DE USUARIOS x VEREDA LA TEJA			
USUARIO	**NOMBRES**	**NODO**	**TRANSFORMADOR**
1	MARIA DE LOS ANGELES LEAL CONTRERAS	LT-B035	***LT-TFEX-1***
2	FERNANDO GAMBOA QUINTERO	LT-B030	***LT-TFEX-2***
3	NANCY AMPARO ACEVEDO LIZARAZO	LT-B042	***LT-TF-3***
4	JESUS MEDINA	LT-B070	
5	GERSON MENDOZA PABON	LT-B620	***LT-TFEX-10***
6	ELVA GAMBOA DE QUINTERO	LT-B047	***LT-TF-4***
7	MARCO DIONICIO GAMBOA	LT-M3	
8	EMERIO PEREZ	LT-B051	
9	ADELA MENDOZA CONTRERAS	LT-B055	
10	ISBELIA OCHOA	LT.B058	***LT-TF-5***
11	JESUS NICANOR ARENALES MELENDES	LT-B060	
12	GERSON OCHOA	LT-B066	
13	GUIDO JAIMES	LT-B068	
14	LIONEL ARTURO MOGOLLON CAICEDO	LT-B029	***LT-TFEX-6***
15	DAVID LIZARAZO VILLAMIZAR	LT-B017	
16	VERONICA GOMEZ DE PABON	LT-B019	***LT-TF-7***
17	MARLENI MENDOZA CAICEDO	LT-B016	
18	ORIELZO TARAZONA PEREZ	LT-B015	
19	MARIA ROSARIO LEON PABON	LT-B015	
20	MAGDALENA LEON PABON	LT-B014	
21	JOSE GREGORIO GOMEZ LEON	LT-B014	
22	ORLANDO CARVAJAL	LT-B014	
23	WILLIAM EDUARDO FERNANDEZ ESPITIA	LT-B020	
24	JOSE DEL CARMEN LEON PABON	LT-M003	***LT-TF-8***
25	MERY LEON PABON	LT-B002	
26	PEDRO ANTONIO CALDERON OCHOA	LT-B006	***LT-TF-9***
27	SANDRA YAMILE GOMEZ ACEVEDO	LT-B004	
28	LUIS FRANCISCO ESPITIA BUITRAGO	617	SOLAR

RELACION DE USUARIOS x VEREDA BAGALAL			
USUARIO	**NOMBRES**	**NODO**	**TRANSFORMADOR**
1	SONIA RUTH SANTOS PABON	BG-B653	***BG-TFEX-1***
2	ANA DOLORES BUITRAGO DE OCHOA	BG-B655	
3	EVANGELINA OCHOA BUITRAGO	BG-B093	***BG-TFEX-2***
4	MARIA DE LOS ANGELES MONTAÑEZ	BG-B095	
5	DANIEL QUINTERO ARENALES	BG-B095	
6	PEDRO MENDONZA	BG-B096	
7	YESSICA DAYANA VERA MOGOLLON	BG-B096	
8	JERSON HERNANDO OCHOA BUITRAGO	BG-B096	
9	ANA ISABEL BAUTISTA LEMUS	BG-B098	
10	JESUS NICANOR ARENALES MELENDEZ	BG-B102	***BG-TFEX-3***
11	CARLOS ALBERTO OCHOA BUITRAGO	BG-B650	***BG-TFEX-4***
12	ROSA ANA PABON MENDOZA	BG-B641	***BG-TFEX-5***
13	MARIA CECILIA MENDOZA PABON	BG-B640	
14	JOSE GERARDO CHACON MONTAÑEZ	BG-B644	***BG-TF-6***
15	CARMEN YOLANDA JAUREGUI PABON	BG-B643	
16	LUIS ALEJANDRO JAUREGUI	BG-B646	
17	MAIRA ALEJANDRA OROZCO TARAZONA	BG-B656	***BG-TFEX-7***
18	VIVIANA CAROLINA MELENDEZ CALDERON	BG-B658	

RELACION DE USUARIOS x VEREDA PAMPLONITA			
USUARIO	**NOMBRES**	**NODO**	**TRANSFORMADOR**
1	JERSON CAICEDO	PL-B080	***PL-TF-1***
2	SIERVO LOPEZ	PL-B077	
3	ISAIAS RUBIO	PL-B074	
4	GILBERTO CAICEDO	PL-B073	
5	ANGEL IGNACIO GOMEZ	PL-B071	
6	CARMEN AURORA BARRERA CARVAJAL	PL-B621	***PL-TFEX-2***
7	ARISTIDES GAFARO GELVEZ	PL-B622	
8	JOSE TIBALDO SANABRIA BAUTISTA	PL-B105	***PL-TF-3***
9	JAVIER BAUTISTA ORTEGA	PL-B091	
10	JOSE ALEXANDER MARIÑO BAUTISTA	PL-B626	***PL-TF-4***
11	ROSARIO BLANCO DE MANTILLA	PL-B627	
12	NANCY ZULAY MANTILLA BLANCO	PL-B628	
13	MARCO TULIO MIRANDA GAFARO	PL-B632	***PL-TFEX-5***
14	FABIAN ANGARITA BLANCO	PL-B635	
15	VICENTE CAICEDO	PL-B636	

ANEXO 2. GEORREFERENCIACIÓN PUNTOS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN.

COORDENADAS			
BAJA TENSIÓN - LA TEJA			
PUNTO	**ALTITUD**	**ESTE**	**NORTE**
LT-B002	2165	1175137	1322184
LT-B004	2234	1174262	1322458
LT-B006	2205	1174488	1322446
LT-B014	1968	1175586	1322643
LT-B015	1966	1175566	1322665
LT-B016	1964	1175547	1322688
LT-B017	1996	1175697	1323144
LT-B018	1996	1175710	1323181
LT-B019	2014	1175467	1322961
LT-B020	2047	1175231	1322870
LT-B027	1982	1175738	1323102
LT-B029	1993	1175732	1323240
LT-B030	2085	1175087	1324817
LT-B032	2103	1175090	1324928
LT-B034	2146	1175168	1325218
LT-B042	2229	1174534	1324735
LT-B047	2426	1173918	1324517
LT-B051	2491	1173604	1324413
LT-B053	2565	1173293	1324160
LT-B054	2612	1173098	1324067
LT-B055	2628	1172955	1324054
LT-B058	2501	1173537	1323804
LT-B060	2434	1173977	1323782
LT-B064	2423	1173979	1323640
LT-B065	2430	1173971	1323684
LT-B066	2373	1173979	1323387
LT-B067	2310	1174431	1323661
LT-B068	2264	1174604	1323759
LT-B070	2307	1174538	1324117
LT-B620	2103	1175178	1324397
LT-B1	2251	1174579	1324372
LT-B2	2180	1174415	1322494
LT-B3	2203	1174322	1322472
LT-B4	1982	1175459	1322807
LT-B5	1987	1175462	1322894

COORDENADAS			
BAJA TENSIÓN - LA TEJA			
PUNTO	**ALTITUD**	**ESTE**	**NORTE**
LT-B6	2076	1175088	1324870
LT-B7	2232	1174583	1324523
LT-B8	2390	1174035	1323730
LT-B9	2354	1174147	1323711
LT-B10	2305	1174330	1323679
LT-B11	2265	1174529	1323717
LT-B12	2393	1173979	1323580
LT-B13	2443	1173890	1323753
LT-B14	2447	1173818	1323763
LT-B15	2457	1173712	1323779
LT-B16	2472	1173628	1323791
LT-B17	2503	1173574	1324323
LT-B18	2103	1175137	1324261
LT-B19	2090	1175158	1324331

COORDENADAS			
MEDIA TENSIÓN - LA TEJA			
PUNTO	**ALTITUD**	**ESTE**	**NORTE**
LT-M001	2090	1175174	1322420
LT-M003	2149	1175108	1322254
LT-M005	2185	1174487	1322511
LT-M007	2136	1174626	1322681
LT-M008	2094	1174881	1322851
LT-M009	2087	1174941	1322857
LT-M010	2087	1174952	1322857
LT-M011	2047	1175157	1322788
LT-M012	2046	1175161	1322776
LT-M013	2045	1175194	1322640
LT-M021	2021	1175321	1322735
LT-M022	2025	1175323	1322742
LT-M025	2006	1175401	1322756
LT-M026	1988	1175462	1322724
LT-M028	1977	1175826	1323098
LT-M033	2129	1175029	1324972
LT-M035	2175	1175178	1325294
LT-M037	2128	1175030	1324962

COORDENADAS			
MEDIA TENSIÓN - LA TEJA			
PUNTO	**ALTITUD**	**ESTE**	**NORTE**
LT-M043	2206	1174779	1324626
LT-M044	2223	1174730	1324558
LT-M045	2250	1174595	1324474
LT-M046	2287	1174416	1324477
LT-M052	2538	1173555	1324267
LT-M056	2430	1173917	1324445
LT-M061	2445	1173882	1324138
LT-M062	2437	1173917	1323889
LT-M063	2434	1173967	1323742
LT-M618	2127	1175119	1324203
LT- M1	2348	1174145	1324458
LT- M2	2387	1174035	1324452
LT- M3	2537	1173836	1324405
LT- M4	2573	1173717	1324346
LT- M5	2605	1173607	1324292

COORDENADAS			
BAJA TENSIÓN - BAGALAL			
PUNTO	**ALTITUD**	**ESTE**	**NORTE**
BG-B93	1925	1175595	1324378
BG-B096	1922	1175607	1324317
BG-B097	1921	1175625	1324309
BG-B098	1915	1175660	1324321
BG-B099	1924	1175641	1324333
BG-B102	1915	1175648	1323973
BG-B104	1979	1175829	1323444
BG-B639	1843	1176194	1324667
BG-B640	1844	1176153	1324727
BG-B641	1846	1176120	1324706
BG-B643	1794	1176327	1324390
BG-B644	1790	1176481	1324537
BG-B646	1765	1176520	1324381
BG-B649	1872	1175952	1324417
BG-B650	1861	1175980	1324456
BG-B653	1986	1175551	1324858
BG-B654	1996	1175506	1324817
BG-B655	1981	1175509	1324708
BG-B656	1986	1175547	1323614
BG-B657	1983	1175655	1323578
BG-B658	1953	1175897	1323363
BG-B1	1793	1176372	1324442
BG-B2	1778	1176470	1324438

COORDENADAS			
MEDIA TENSIÓN - BAGALAL			
PUNTO	**ALTITUD**	**ESTE**	**NORTE**
BG-M095	1923	1175580	1324334
BG-M100	1928	1175570	1324017
BG-M103	1971	1175792	1323562
BG-M637	1840	1176233	1324610
BG-M638	1839	1176229	1324614
BG-M642	1814	1176355	1324537
BG-M645	1791	1176419	1324496
BG-M647	1864	1175882	1324299
BG-M651	1984	1175578	1324896

COORDENADAS			
BAJA TENSIÓN -PAMPLONITA			
PUNTO	**ALTITUD**	**ESTE**	**NORTE**
PL-B071	2093	1174176	1327595
PL-B072	2109	1174107	1327615
PL-B073	2137	1174033	1327586
PL-B074	2166	1173872	1327594
PL-B075	2220	1173653	1327551
PL-B076	2268	1173427	1327526
PL-B077	2292	1173329	1327536
PL-B079	2257	1173488	1328087
PL-B080	2277	1173401	1328213
PL-B091	1865	1176315	1327144
PL-B105	1835	1176270	1327281
PL-B621	1899	1175485	1327127
PL-B622	1896	1175508	1327168
PL-B623	1895	1175527	1327194
PL-B626	1955	1175694	1326652
PL-B627	1976	1175883	1326597
PL-B628	1981	1175912	1326586
PL-B632	1997	1175586	1326403
PL-B633	2013	1175621	1326342
PL-B635	2010	1175670	1326362
PL-B636	2010	1175697	1326317
PL-B1	2160	1173758	1327741
PL-B2	2158	1173825	1327655
PL-B3	2133	1173949	1327590
PL-B4	2227	1173568	1327542
PL-B5	2251	1173486	1327533
PL-B6	1848	1176245	1327148
PL-B7	1834	1176215	1327209
PL-B8	1857	1175601	1327279
PL-B9	1867	1175559	1327231
PL-B10	1955	1175831	1326632
PL-B11	1944	1175768	1326641
PL-B12	2189	1173669	1327848
PL-B13	2212	1173623	1327900
PL-B14	2258	1173440	1328156

COORDENADAS			
MEDIATENSIÓN - PAMPLONITA			
PUNTO	**ALTITUD**	**ESTE**	**NORTE**
PL-M078	2235	1173589	1327939
PL-M081	2326	1173506	1328321
PL-M084	2261	1173625	1328927
PL-M085	2351	1173402	1328694
PL-M086	2388	1173357	1328566
PL-M087	2376	1173395	1328490
PL-M088	2201	1173715	1327796
PL-M090	1879	1176173	1327153
PL-M625	1876	1175659	1327347
PL-M629	1980	1175900	1326622
PL-M630	1969	1176003	1326598
PL-M631	1968	1176012	1326601
PL-M634	2014	1175672	1326336
PL-M1	2250	1173572	1328871
PL-M2	2265	1173543	1328153
PL-M3	1967	1175945	1326612

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

CALCULO DE REGULACIÓN RED BAJA TENSIÓN - LA TEJA														
TRAMO		LONGITUD (M)	CABLE	(Nro USUARIOS)	KVA/USUARIO	KVA-MTO	KG	FC	R (Ω/Km)	FP	% REGULACIÓN BT		% PERDIDAS DE ENERGIA BT	
											PARCIAL	*TOTAL*	*PARCIAL*	*TOTAL*
LT-M033	LT-B032	76	TX	1	0.8	60.8	131.9	2	1.3227	0.9	0.278	0.278	0.155	0.155
LT-B032	LT-B6	58	TX	1	0.8	46.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.213	0.491	0.118	0.274
LT-B6	LT-B030	52	TX	1	0.8	41.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.191	0.681	0.106	0.380
LT-M045	LT-B7	50	TX	1	0.8	40	131.9	2	1.3227	0.9	0.183	0.183	0.102	0.102
LT-B7	LT-B042	218	TX	1	0.8	174.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.799	0.982	0.445	0.547
LT-M045	LT-B1	104	TX	1	0.8	83.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.381	0.381	0.212	0.212
LT-B1	LT-B070	258	TX	1	0.8	206.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.945	1.326	0.527	0.739
LT-M618	LT-B18	61	TX	1	0.8	48.8	131.9	2	1.3227	0.9	0.223	0.223	0.125	0.125
LT-B18	LT-B19	73	TX	1	0.8	58.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.267	0.491	0.149	0.274
LT-B19	LT-B620	70	TX	1	0.8	56	131.9	2	1.3227	0.9	0.256	0.747	0.143	0.416
LT-M052	LT-M5	58	TX	1	0.8	46.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.213	0.213	0.118	0.118
LT-M5	LT-M4	122	TX	1	0.8	97.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.447	0.660	0.249	0.367
LT-M4	LT-M3	132	TX	1	0.8	105.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.484	1.143	0.269	0.637
LT-M3	LT-M056	91	TX	1	0.8	72.8	131.9	2	1.3227	0.9	0.333	1.477	0.186	0.823

CALCULO DE REGULACIÓN RED BAJA TENSIÓN - LA TEJA														
TRAMO		LONGITUD (M)	CABLE	(Nro USUARIOS)	KVA/USUARIO	KVA-MTO	KG	FC	R (Ω/Km)	FP	% REGULACIÓN BT		% PERDIDAS DE ENERGIA BT	
											PARCIAL	*TOTAL*	*PARCIAL*	*TOTAL*
LT-M056	LT-B047	72	TX	1	0.8	57.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.264	1.740	0.147	0.970
LT-M052	LT-B053	284	TX	1	0.8	227.2	131.9	2	1.3227	0.9	1.041	1.041	0.580	0.580
LT-B053	LT-B054	216	TX	1	0.8	172.8	131.9	2	1.3227	0.9	0.791	1.832	0.441	1.021
LT-B054	LT-B055	144	TX	1	0.8	115.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.528	2.360	0.294	1.315
LT-M063	LT-B13	78	TX	1	0.8	62.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.286	0.286	0.159	0.159
LT-B13	LT-B14	72	TX	1	0.8	57.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.264	0.550	0.147	0.306
LT-B14	LT-B15	108	TX	1	0.8	86.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.396	0.945	0.220	0.527
LT-B15	LT-B16	85	TX	1	0.8	68	131.9	2	1.3227	0.9	0.311	1.257	0.174	0.700
LT-B16	LT-B058	92	TX	1	0.8	73.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.337	1.594	0.188	0.888
LT-M063	LT-B8	69	TX	1	0.8	55.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.253	0.253	0.141	0.141
LT-B8	LT-B9	113	TX	1	0.8	90.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.414	0.667	0.231	0.371
LT-B9	LT-B10	188	TX	1	0.8	150.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.689	1.356	0.384	0.755
LT-B10	LT-B067	102	TX	1	0.8	81.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.374	1.729	0.208	0.963
LT-B067	LT-B11	112	TX	1	0.8	89.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.410	2.140	0.229	1.192
LT-B11	LT-B068	87	TX	1	0.8	69.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.319	2.458	0.178	1.370

CALCULO DE REGULACIÓN RED BAJA TENSIÓN - LA TEJA														
TRAMO		LONGITUD (M)	CABLE	(Nro USUARIOS)	KVA/USUARIO	KVA-MTO	KG	FC	R (Ω/Km)	FP	% REGULACIÓN BT		% PERDIDAS DE ENERGIA BT	
											PARCIAL	*TOTAL*	*PARCIAL*	*TOTAL*
LT-M063	LT-B065	58	TX	1	0.8	46.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.213	0.213	0.118	0.118
LT-B065	LT-B064	45	TX	1	0.8	36	131.9	2	1.3227	0.9	0.165	0.377	0.092	0.210
LT-B064	LT-B12	60	TX	1	0.8	48	131.9	2	1.3227	0.9	0.220	0.597	0.122	0.333
LT-B12	LT-B066	193	TX	1	0.8	154.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.707	1.304	0.394	0.727
LT-M005	LT-B2	73	TX	1	0.8	58.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.267	0.267	0.149	0.149
LT-B2	LT-B3	96	TX	1	0.8	76.8	131.9	2	1.3227	0.9	0.352	0.619	0.196	0.345
LT-B3	LT-B004	62	TX	1	0.8	49.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.227	0.846	0.127	0.472
LT-M026	LT-B4	84	TX	1	0.8	67.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.308	0.308	0.171	0.171
LT-B4	LT-B5	86	TX	1	0.8	68.8	131.9	2	1.3227	0.9	0.315	0.623	0.176	0.347
LT-B5	LT-B019	68	TX	1	0.8	54.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.249	0.872	0.139	0.486
LT-M026	LT-M025	70	TX	1	0.8	56	131.9	2	1.3227	0.9	0.256	0.256	0.143	0.143
LT-M025	LT-M022	79	TX	1	0.8	63.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.289	0.546	0.161	0.304
LT-M022	LT-B020	157	TX	1	0.8	125.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.575	1.121	0.320	0.625
LT-M028	LT-B027	88	TX	1	0.8	70.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.322	0.322	0.180	0.180
LT-B027	LT-B017	58	TX	1	0.8	46.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.213	0.535	0.118	0.298
LT-	LT-	39	TX	1	0.8	31.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.143	0.678	0.080	0.378

CALCULO DE REGULACIÓN RED BAJA TENSIÓN - LA TEJA														
TRAMO		LONGITUD (M)	CABLE	(Nro USUARIOS)	KVA/USUARIO	KVA-MTO	KG	FC	R (Ω/Km)	FP	% REGULACIÓN BT		% PERDIDAS DE ENERGIA BT	
											PARCIAL	*TOTAL*	*PARCIAL*	*TOTAL*
B017	B018													
LT-B018	LT-B029	63	TX	1	0.8	50.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.231	0.909	0.129	0.506
LT-M035	LT-B034	76	DX	1	0.8	60.8	131.9	8	1.3227	0.9	1.114	1.114	0.155	0.155
LT-M052	LT-M5	58	TX	1	0.8	46.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.213	0.213	0.118	0.118
LT-M5	LT-M4	122	TX	1	0.8	97.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.447	0.660	0.249	0.367
LT-M4	LT-M3	132	TX	1	0.8	105.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.484	1.143	0.269	0.637
LT-M052	LT-B17	59	DX	1	0.8	47.2	131.9	8	1.3227	0.9	0.865	0.865	0.120	0.120
LT-B17	LT-B051	95	DX	1	0.8	76	131.9	8	1.3227	0.9	1.392	2.257	0.194	0.314
LT-M063	LT-B060	42	DX	1	0.8	33.6	131.9	8	1.3227	0.9	0.616	0.616	0.086	0.086
LT-M005	LT-B006	65	DX	1	0.8	52	131.9	8	1.3227	0.9	0.953	0.953	0.133	0.133
LT-M003	LT-B002	76	DX	1	0.8	60.8	131.9	8	1.3227	0.9	1.114	1.114	0.155	0.155
LT-M026	LT-B016	91	DX	1	0.8	72.8	131.9	8	1.3227	0.9	1.334	1.334	0.186	0.186
LT-B016	LT-B015	31	DX	1	0.8	24.8	131.9	8	1.3227	0.9	0.454	1.788	0.063	0.249
LT-B015	LT-B014	30	DX	1	0.8	24	131.9	8	1.3227	0.9	0.440	2.228	0.061	0.310
LT-M026	LT-B016	91	DX	1	0.8	72.8	131.9	8	1.3227	0.9	1.334	1.334	0.186	0.186

CALCULO DE REGULACIÓN RED BAJA TENSIÓN - LA TEJA														
TRAMO		LONGITUD (M)	CABLE	(Nro USUARIOS)	KVA/USUARIO	KVA-MTO	KG	FC	R (Ω/Km)	FP	% REGULACIÓN BT		% PERDIDAS DE ENERGIA BT	
											PARCIAL	*TOTAL*	*PARCIAL*	*TOTAL*
LT-B016	LT-B015	31	DX	1	0.8	24.8	131.9	8	1.3227	0.9	0.454	1.788	0.063	0.249
LT-B015	LT-B014	30	DX	1	0.8	24	131.9	8	1.3227	0.9	0.440	2.228	0.061	0.310
LT-M026	LT-B016	91	DX	1	0.8	72.8	131.9	8	1.3227	0.9	1.334	1.334	0.186	0.186
LT-B016	LT-B015	31	DX	1	0.8	24.8	131.9	8	1.3227	0.9	0.454	1.788	0.063	0.249
LT-B015	LT-B014	30	DX	1	0.8	24	131.9	8	1.3227	0.9	0.440	2.228	0.061	0.310
LT-M026	LT-B016	91	DX	1	0.8	72.8	131.9	8	1.3227	0.9	1.334	1.334	0.186	0.186
LT-B016	LT-B015	31	DX	1	0.8	24.8	131.9	8	1.3227	0.9	0.454	1.788	0.063	0.249
LT-M026	LT-B016	91	DX	1	0.8	72.8	131.9	8	1.3227	0.9	1.334	1.334	0.186	0.186
LT-B016	LT-B015	31	DX	1	0.8	24.8	131.9	8	1.3227	0.9	0.454	1.788	0.063	0.249
LT-M026	LT-B016	91	DX	1	0.8	72.8	131.9	8	1.3227	0.9	1.334	1.334	0.186	0.186
LT-M028	LT-B027	88	TX	1	0.8	70.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.322	0.322	0.180	0.180
LT-B027	LT-B017	58	TX	1	0.8	46.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.213	0.535	0.118	0.298

CALCULO DE REGULACIÓN RED BAJA TENSIÓN - BAGALAL														
TRAMO		LONGITUD (M)	CABLE	(Nro USUARIOS)	KVA/USUARIO	KVA-MTO	KG	FC	R (Ω/Km)	FP	% REGULACIÓN BT		% PERDIDAS DE ENERGIA BT	
											PARCIAL	*TOTAL*	*PARCIAL*	*TOTAL*
BG-M651	BG-B653	47	TX	1	0.8	37.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.172	0.172	0.096	0.096
BG-B653	BG-B654	60	TX	1	0.8	48	131.9	2	1.3227	0.9	0.220	0.392	0.122	0.218
BG-B654	BG-B655	109	TX	1	0.8	87.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.399	0.791	0.222	0.441
BG-M647	BG-B649	137	TX	1	0.8	109.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.502	0.502	0.280	0.280
BG-B649	BG-B650	48	TX	1	0.8	38.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.176	0.678	0.098	0.378
BG-M103	BG-B657	138	TX	1	0.8	110.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.506	0.506	0.282	0.282
BG-B657	BG-B656	114	TX	1	0.8	91.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.418	0.923	0.233	0.514
BG-M103	BG-B104	124	TX	1	0.8	99.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.454	0.454	0.253	0.253
BG-B104	BG-B658	106	TX	1	0.8	84.8	131.9	2	1.3227	0.9	0.388	0.843	0.216	0.469
BG-M651	BG-B653	47	DX	1	0.8	37.6	131.9	8	1.3227	0.9	0.689	0.689	0.096	0.096
BG-M095	BG-B093	47	DX	1	0.8	37.6	131.9	8	1.3227	0.9	0.689	0.689	0.096	0.096
BG-M095	BG-B096	31	DX	1	0.8	24.8	131.9	8	1.3227	0.9	0.454	0.454	0.063	0.063
BG-M095	BG-B096	31	DX	1	0.8	24.8	131.9	8	1.3227	0.9	0.454	0.454	0.063	0.063
BG-M095	BG-B096	31	DX	1	0.8	24.8	131.9	8	1.3227	0.9	0.454	0.454	0.063	0.063
BG-M095	BG-B096	31	DX	1	0.8	24.8	131.9	8	1.3227	0.9	0.454	0.454	0.063	0.063

CALCULO DE REGULACIÓN RED BAJA TENSIÓN - BAGALAL														
TRAMO		LONGITUD (M)	CABLE	(Nro USUARIOS)	KVA/USUARIO	KVA-MTO	KG	FC	R (Ω/Km)	FP	% REGULACIÓN BT		% PERDIDAS DE ENERGIA BT	
											PARCIAL	*TOTAL*	*PARCIAL*	*TOTAL*
BG-B096	BG-B097	20	DX	1	0.8	16	131.9	8	1.3227	0.9	0.293	0.747	0.041	0.104
BG-B097	BG-B099	29	DX	1	0.8	23.2	131.9	8	1.3227	0.9	0.425	1.172	0.059	0.163
BG-B099	BG-B098	22	DX	1	0.8	17.6	131.9	8	1.3227	0.9	0.322	1.495	0.045	0.208
BG-M638	BG-B639	64	DX	1	0.8	51.2	131.9	8	1.3227	0.9	0.938	0.938	0.131	0.131
BG-B639	BG-B640	72	DX	1	0.8	57.6	131.9	8	1.3227	0.9	1.055	1.993	0.147	0.278
BG-B640	BG-B641	39	DX	1	0.8	31.2	131.9	8	1.3227	0.9	0.572	2.565	0.080	0.357
BG-M638	BG-B639	64	DX	1	0.8	51.2	131.9	8	1.3227	0.9	0.938	0.938	0.131	0.131
BG-B639	BG-B640	72	DX	1	0.8	57.6	131.9	8	1.3227	0.9	1.055	1.993	0.147	0.278
BG-M645	BG-B1	71	DX	1	0.8	56.8	131.9	8	1.3227	0.9	1.041	1.041	0.145	0.145
BG-B1	BG-B643	69	DX	1	0.8	55.2	131.9	8	1.3227	0.9	1.011	2.052	0.141	0.286
BG-M645	BG-B2	77	DX	1	0.8	61.6	131.9	8	1.3227	0.9	1.128	1.128	0.157	0.157
BG-B2	BG-B646	76	DX	1	0.8	60.8	131.9	8	1.3227	0.9	1.114	2.242	0.155	0.312
BG-M645	BG-B644	84	DX	1	0.8	67.2	131.9	8	1.3227	0.9	1.231	1.231	0.171	0.171
BG-M100	BG-B102	89	DX	1	0.8	71.2	131.9	8	1.3227	0.9	1.304	1.304	0.182	0.182

CALCULO DE REGULACIÓN RED BAJA TENSIÓN - PAMPLONITA														
TRAMO		LONGITUD (M)	CABLE	(Nro USUARIOS)	KVA/USUARIO	KVA-MTO	KG	FC	R (Ω/Km)	FP	% REGULACIÓN BT		% PERDIDAS DE ENERGIA BT	
											PARCIAL	*TOTAL*	*PARCIAL*	*TOTAL*
PL-M088	PL-B1	69	TX	1	0.8	55.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.253	0.253	0.141	0.141
PL-B1	PL-B2	109	TX	1	0.8	87.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.399	0.652	0.222	0.363
PL-B2	PL-B074	78	TX	1	0.8	62.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.286	0.938	0.159	0.523
PL-B074	PL-B3	77	TX	1	0.8	61.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.282	1.220	0.157	0.680
PL-B3	PL-B073	84	TX	1	0.8	67.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.308	1.528	0.171	0.851
PL-B073	PL-B072	79	TX	1	0.8	63.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.289	1.817	0.161	1.012
PL-B072	PL-B071	72	TX	1	0.8	57.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.264	2.081	0.147	1.159
PL-M088	PL-B1	69	TX	1	0.8	55.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.253	0.253	0.141	0.141
PL-B1	PL-B2	109	TX	1	0.8	87.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.399	0.652	0.222	0.363
PL-B2	PL-B074	78	TX	1	0.8	62.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.286	0.938	0.159	0.523
PL-M088	PL-B1	69	TX	1	0.8	55.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.253	0.253	0.141	0.141
PL-B1	PL-B2	109	TX	1	0.8	87.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.399	0.652	0.222	0.363
PL-B2	PL-B074	78	TX	1	0.8	62.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.286	0.938	0.159	0.523
PL-B074	PL-B3	77	TX	1	0.8	61.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.282	1.220	0.157	0.680
PL-B3	PL-B073	84	TX	1	0.8	67.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.308	1.528	0.171	0.851
PL-M088	PL-B075	252	TX	1	0.8	201.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.923	0.923	0.514	0.514

CALCULO DE REGULACIÓN RED BAJA TENSIÓN - PAMPLONITA														
TRAMO		LONGITUD (M)	CABLE	(Nro USUARIOS)	KVA/USUARIO	KVA-MTO	KG	FC	R (Ω/Km)	FP	% REGULACIÓN BT		% PERDIDAS DE ENERGIA BT	
											PARCIAL	*TOTAL*	*PARCIAL*	*TOTAL*
PL-B075	PL-B4	86	TX	1	0.8	68.8	131.9	2	1.3227	0.9	0.315	1.238	0.176	0.690
PL-B4	PL-B5	82	TX	1	0.8	65.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.300	1.539	0.167	0.857
PL-B5	PL-B076	59	TX	1	0.8	47.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.216	1.755	0.120	0.978
PL-B076	PL-B077	98	TX	1	0.8	78.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.359	2.114	0.200	1.178
PL-M088	PL-B12	69	TX	1	0.8	55.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.253	0.253	0.141	0.141
PL-B12	PL-B13	70	TX	1	0.8	56	131.9	2	1.3227	0.9	0.256	0.509	0.143	0.284
PL-B13	PL-M078	51	TX	1	0.8	40.8	131.9	2	1.3227	0.9	0.187	0.696	0.104	0.388
PL-M078	PL-B079	180	TX	1	0.8	144	131.9	2	1.3227	0.9	0.660	1.356	0.367	0.755
PL-B079	PL-B14	83	TX	1	0.8	66.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.304	1.660	0.169	0.925
PL-B14	PL-B080	69	TX	1	0.8	55.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.253	1.913	0.141	1.066
PL-M625	PL-B8	90	TX	1	0.8	72	131.9	2	1.3227	0.9	0.330	0.330	0.184	0.184
PL-B8	PL-B9	64	TX	1	0.8	51.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.234	0.564	0.131	0.314
PL-B9	PL-B623	49	TX	1	0.8	39.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.180	0.744	0.100	0.414
PL-B623	PL-B622	32	TX	1	0.8	25.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.117	0.861	0.065	0.480
PL-B622	PL-B621	47	TX	1	0.8	37.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.172	1.033	0.096	0.576

CALCULO DE REGULACIÓN RED BAJA TENSIÓN - PAMPLONITA														
TRAMO		LONGITUD (M)	CABLE	(Nro USUARIOS)	KVA/USUARIO	KVA-MTO	KG	FC	R (Ω/Km)	FP	% REGULACIÓN BT		% PERDIDAS DE ENERGIA BT	
											PARCIAL	*TOTAL*	*PARCIAL*	*TOTAL*
PL-M625	PL-B8	90	TX	1	0.8	72	131.9	2	1.3227	0.9	0.330	0.330	0.184	0.184
PL-B8	PL-B9	64	TX	1	0.8	51.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.234	0.564	0.131	0.314
PL-B9	PL-B623	49	TX	1	0.8	39.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.180	0.744	0.100	0.414
PL-B623	PL-B622	32	TX	1	0.8	25.6	131.9	2	1.3227	0.9	0.117	0.861	0.065	0.480
PL-M629	PL-B10	69	TX	1	0.8	55.2	131.9	2	1.3227	0.9	0.253	0.253	0.141	0.141
PL-B10	PL-B11	63	TX	1	0.8	50.4	131.9	2	1.3227	0.9	0.231	0.484	0.129	0.269
PL-B11	PL-B626	75	TX	1	0.8	60	131.9	2	1.3227	0.9	0.275	0.758	0.153	0.423
PL-M090	PL-B7	70	DX	1	0.8	56	131.9	8	1.3227	0.9	1.026	1.026	0.143	0.143
PL-B7	PL-B105	90	DX	1	0.8	72	131.9	8	1.3227	0.9	1.319	2.345	0.184	0.327
PL-M090	PL-B6	73	DX	1	0.8	58.4	131.9	8	1.3227	0.9	1.070	1.070	0.149	0.149
PL-B6	PL-B091	70	DX	1	0.8	56	131.9	8	1.3227	0.9	1.026	2.096	0.143	0.292
PL-M629	PL-B627	29	DX	1	0.8	23.2	131.9	8	1.3227	0.9	0.425	0.425	0.059	0.059
PL-M629	PL-B628	38	DX	1	0.8	30.4	131.9	8	1.3227	0.9	0.557	0.557	0.078	0.078
PL-M634	PL-B636	31	DX	1	0.8	24.8	131.9	8	1.3227	0.9	0.454	0.454	0.063	0.063
PL-M634	PL-B635	26	DX	1	0.8	20.8	131.9	8	1.3227	0.9	0.381	0.381	0.053	0.053

CALCULO DE REGULACIÓN RED BAJA TENSIÓN - PAMPLONITA														
TRAMO		LONGITUD (M)	CABLE	(Nro USUARIOS)	KVA/USUARIO	KVA-MTO	KG	FC	R (Ω/Km)	FP	% REGULACIÓN BT		% PERDIDAS DE ENERGIA BT	
											PARCIAL	*TOTAL*	*PARCIAL*	*TOTAL*
PL-M634	PL-B633	51	DX	1	0.8	40.8	131.9	8	1.3227	0.9	0.747	0.747	0.104	0.104
PL-B633	PL-B632	70	DX	1	0.8	56	131.9	8	1.3227	0.9	1.026	1.773	0.143	0.247

CALCULO DE REGULACIÓN RED MEDIA TENSIÓN - LA TEJA																	
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
LT-M063	LT-M062	166	FF	13200	1	5	830	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00068	0.00068	0.00045	0.00045
LT-M062	LT-M061	251	FF	13200	1	5	1255	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00102	0.00170	0.00068	0.00113
LT-M061	LT-M056	309	FF	13200	1	5	1545	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00126	0.00296	0.00084	0.00197
LT-M052	LT-M5	56	FF	13200	1	5	280	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00023	0.00319	0.00015	0.00212
LT-M5	LT-M4	122	FF	13200	1	5	610	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00050	0.00369	0.00033	0.00245
LT-M4	LT-M3	132	FF	13200	1	5	660	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00054	0.00423	0.00036	0.00281
LT-M3	LT-M056	91	FF	13200	1	5	455	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00037	0.00460	0.00025	0.00305
LT-M056	LT-M2	119	FF	13200	1	5	595	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00049	0.00508	0.00032	0.00338
LT-M2	LT-M1	109	FF	13200	1	5	545	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00044	0.00553	0.00030	0.00367
LT-M1	LT-M046	272	FF	13200	1	5	1360	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00111	0.00664	0.00074	0.00441
LT-M046	LT-M045	179	FF	13200	1	5	895	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00073	0.00737	0.00049	0.00489
LT-M045	LT-M044	159	FF	13200	1	5	795	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00065	0.00802	0.00043	0.00533
LT-M044	LT-M043	84	FF	13200	1	5	420	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00034	0.00836	0.00023	0.00555
LT-M043	LT-M037	419	FF	13200	1	5	2095	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00171	0.01007	0.00114	0.00669
LT-M037	LT-M033	11	FF	13200	1	5	55	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00004	0.01011	0.00003	0.00672
LT-M005	LT-M007	220	FF	13200	1	5	1100	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00090	0.00090	0.00060	0.00060
LT-M007	LT-M008	306	FF	13200	1	5	1530	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00125	0.00215	0.00083	0.00143
LT-M008	LT-M009	61	FF	13200	1	5	305	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00025	0.00239	0.00017	0.00159
LT-M009	LT-M010	10	FF	13200	1	5	50	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00004	0.00244	0.00003	0.00162

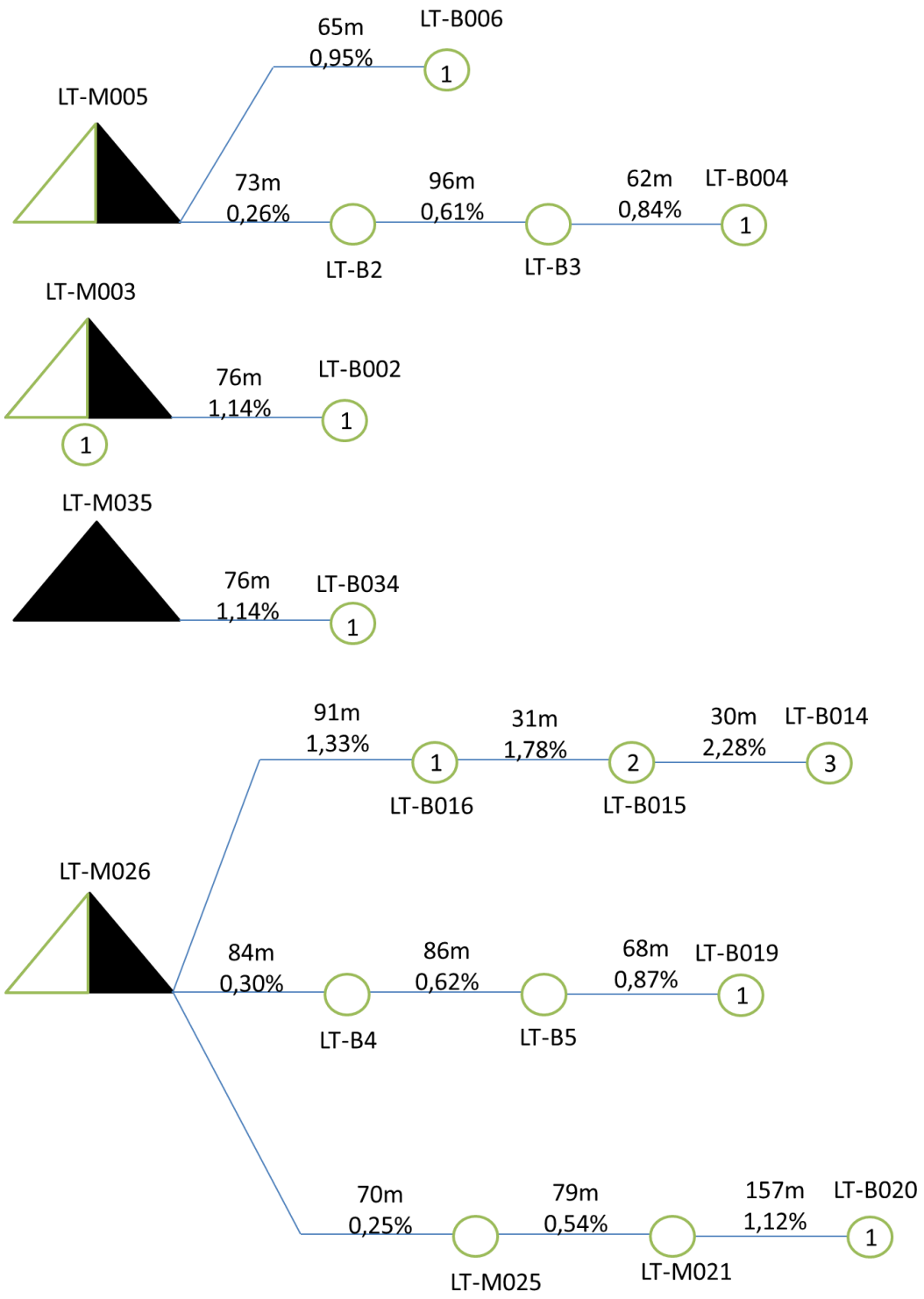
CALCULO DE REGULACIÓN RED MEDIA TENSIÓN - LA TEJA																	
TRAMO		LONGITUD (M)	RED	NIVEL DE TENSIÓN (V)	N° TRAFOS	DEMANDA (Kva)	MOMENTO (Kva/m)	CALIBRE			F.P	FACTOR CORREC.	% REGULACIÓN MT		% PERDIDAS DE ENERGIA MT	
								ACSR	KG	r(Ω/Km)			PARCIAL	TOTAL	PARCIAL	TOTAL
LT-M003	LT-M001	178	FF	13200	1	5	890	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00073	0.00073	0.00048	0.00048
LT-M001	LT-M013	221	FF	13200	1	5	1105	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00090	0.00163	0.00060	0.00108
LT-M013	LT-M012	141	FF	13200	1	5	705	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00058	0.00220	0.00038	0.00146
LT-M012	LT-M011	13	FF	13200	1	5	65	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00005	0.00226	0.00004	0.00150

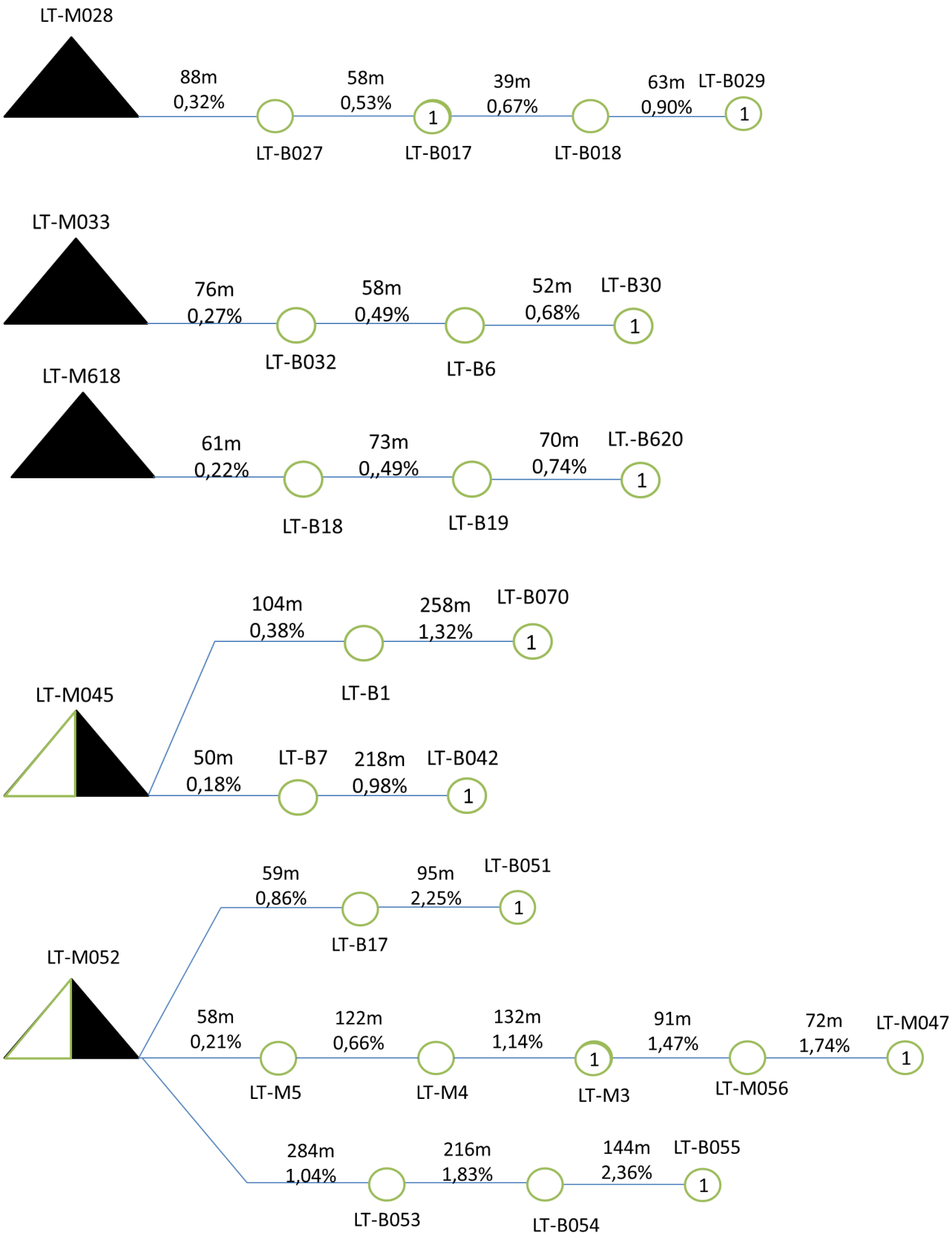
CALCULO DE REGULACIÓN RED MEDIA TENSIÓN - BAGALAL																
TRAMO		LONGITUD (M)	RED	NIVEL DE TENSIÓN (V)	N° TRAFOS	DEMANDA (Kva)	MOMENTO (Kva/m)	CALIBRE			F.P	FACTOR CORREC.	% REGULACIÓN MT		% PERDIDAS DE ENERGIA MT	
								ACSR	KG	r(Ω/Km)			PARCIAL	TOTAL	PARCIAL	TOTAL
BG-M645	BG-M642	76	FF	13200	1	5	380	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00031	0.00031	0.00021	0.00021
BG-M642	BG-M687	142	FF	13200	1	5	710	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00058	0.00089	0.00038	0.00059
BG-M687	BG-M638	5	FF	13200	1	5	25	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00002	0.00091	0.00001	0.00060

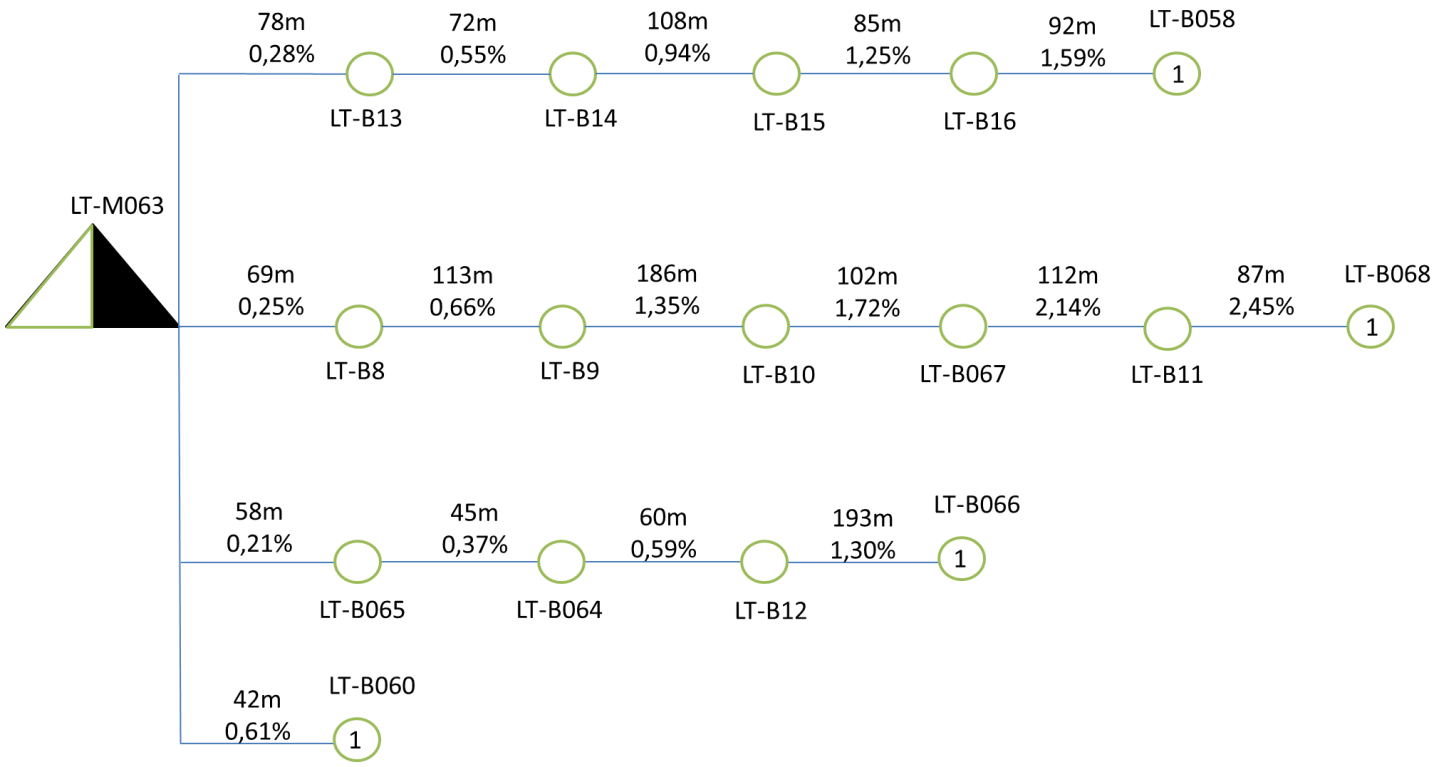
CALCULO DE REGULACIÓN RED MEDIA TENSIÓN - PAMPLONITA																	
TRAMO		LONGITUD (M)	RED	NIVEL DE TENSIÓN (V)	N° TRAFOS	DEMANDA (Kva)	MOMENTO (Kva/m)	CALIBRE			F.P	FACTOR CORREC.	% REGULACIÓN MT		% PERDIDAS DE ENERGIA MT	
								ACSR	KG	r(Ω/Km)			PARCIAL	TOTAL	PARCIAL	TOTAL
PL-M088	PL-M078	190	FF	13200	1	5	950	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00078	0.00078	0.00051	0.00051
PL-M078	PL-M2	219	FF	13200	1	5	1095	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00089	0.00167	0.00059	0.00111
PL-M2	PL-M081	172	FF	13200	1	5	860	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00070	0.00237	0.00047	0.00157
PL-M081	PL-M087	202	FF	13200	1	5	1010	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00082	0.00319	0.00055	0.00212
PL-M087	PL-M086	86	FF	13200	1	5	430	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00035	0.00355	0.00023	0.00236
PL-M086	PL-M085	136	FF	13200	1	5	680	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00055	0.00410	0.00037	0.00272
PL-M085	PL-M1	245	FF	13200	1	5	1225	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00100	0.00510	0.00066	0.00339
PL-M1	PL-M084	77	FF	13200	1	5	385	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00031	0.00541	0.00021	0.00360
PL-M629	PL-M3	46	FF	13200	1	5	230	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00019	0.00019	0.00012	0.00012
PL-M3	PL-M630	60	FF	13200	1	5	300	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00024	0.00043	0.00016	0.00029
PL-M630	PL-M631	9	FF	13200	1	5	45	2	82.09	0.85	0.9	1.732	0.00004	0.00047	0.00002	0.00031

ANEXO 4. DIAGRAMAS TOPOLOGICOS.

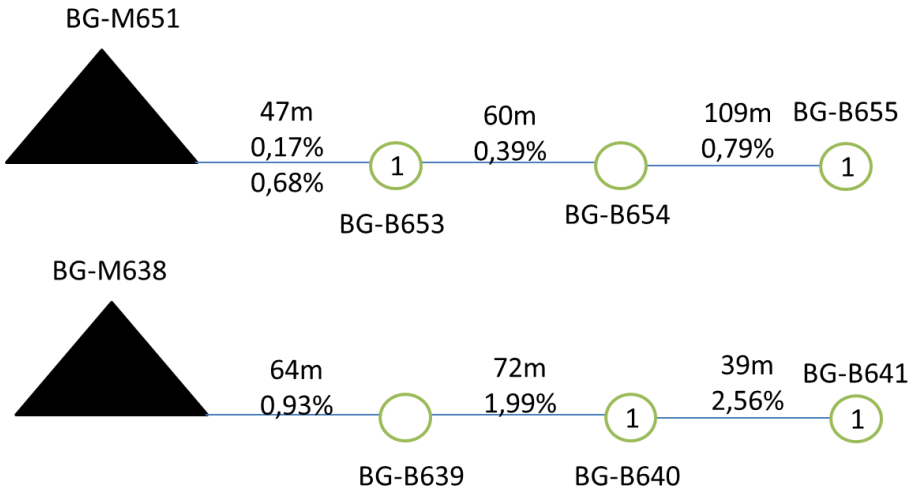
LA TEJA

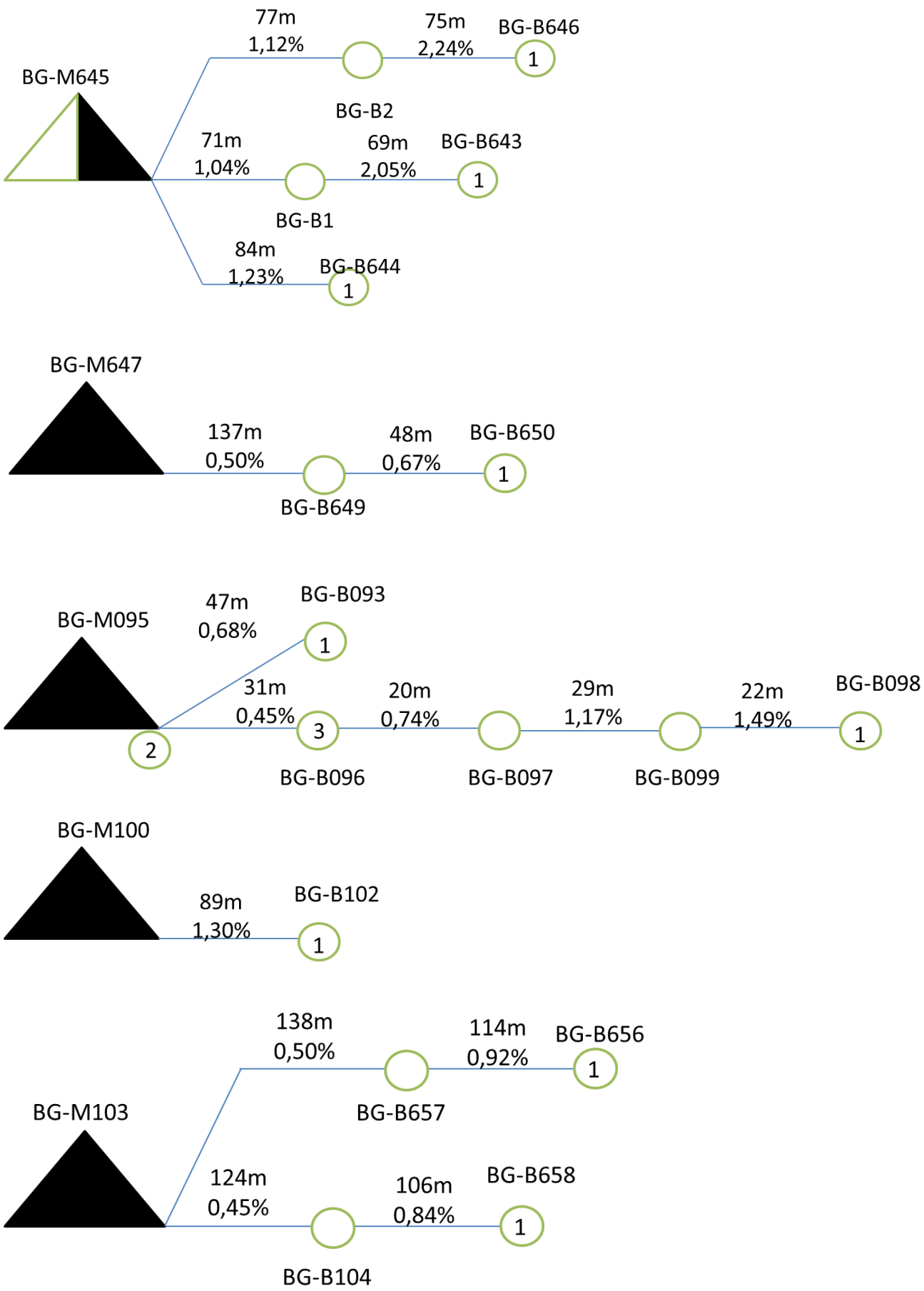



LT-M028
88m
0,32%
LT-B027
58m
0,53%
1
LT-B017
39m
0,67%
LT-B018
63m
0,90%
LT-B029
1
LT-M033
76m
0,27%
LT-B032
58m
0,49%
LT-B6
52m
0,68%
LT-B30
1
LT-M618
61m
0,22%
LT-B18
73m
0,,49%
LT-B19
70m
0,74%
LT.-B620
1
LT-M045
104m
0,38%
LT-B1
258m
1,32%
LT-B070
1
50m
0,18%
LT-B7
218m
0,98%
LT-B042
1
LT-M052
59m
0,86%
LT-B17
95m
2,25%
LT-B051
1
58m
0,21%
LT-M5
122m
0,66%
LT-M4
132m
1,14%
1
LT-M3
91m
1,47%
LT-M056
72m
1,74%
LT-M047
1
284m
1,04%
LT-B053
216m
1,83%
LT-B054
144m
2,36%
LT-B055
1

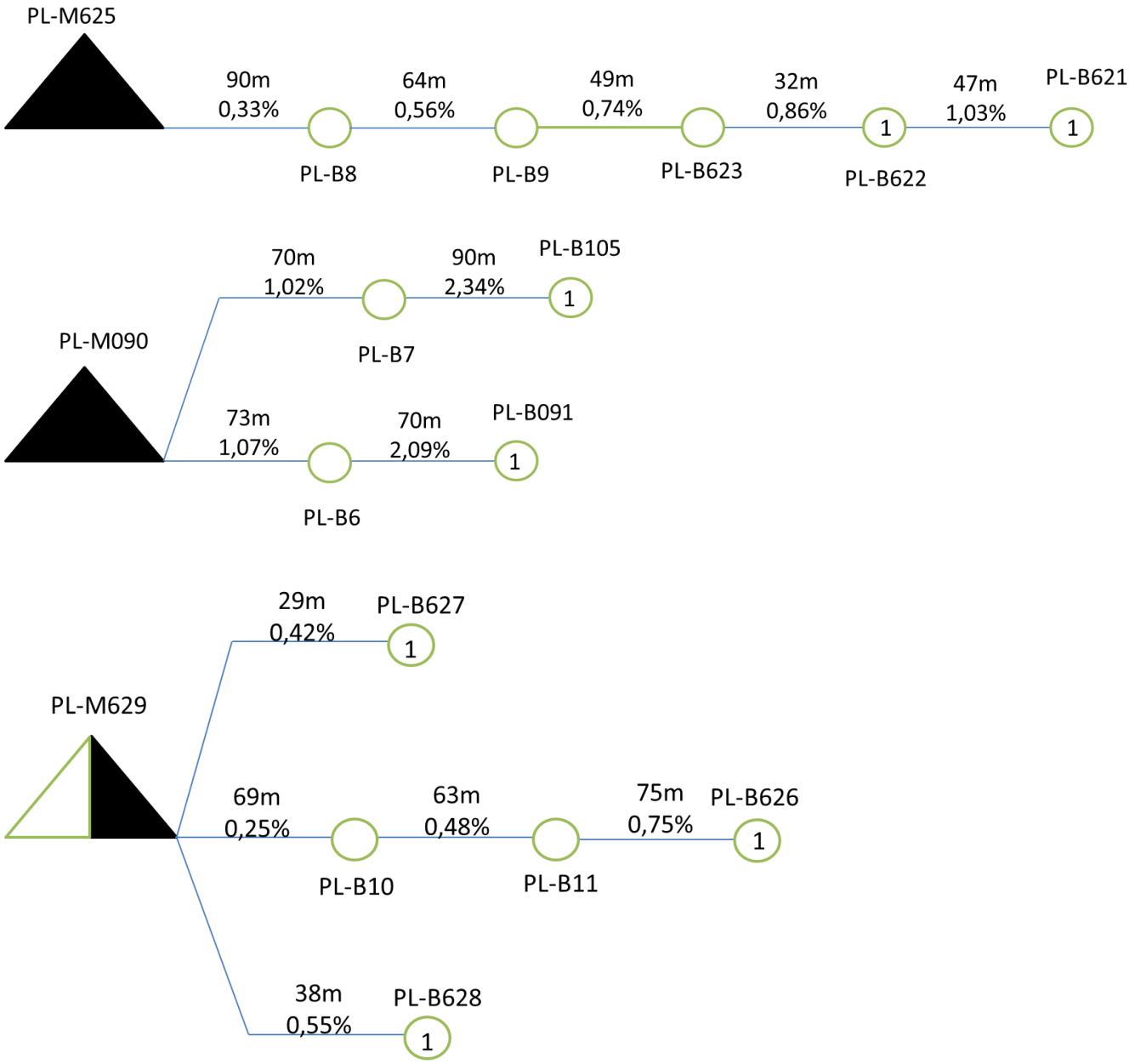

LT-M063
78m
0,28%
LT-B13
72m
0,55%
LT-B14
108m
0,94%
LT-B15
85m
1,25%
LT-B16
92m
1,59%
LT-B058
1
69m
0,25%
LT-B8
113m
0,66%
LT-B9
186m
1,35%
LT-B10
102m
1,72%
LT-B067
112m
2,14%
LT-B11
87m
2,45%
LT-B068
1
58m
0,21%
LT-B065
45m
0,37%
LT-B064
60m
0,59%
LT-B12
193m
1,30%
LT-B066
1
42m
0,61%
LT-B060
1

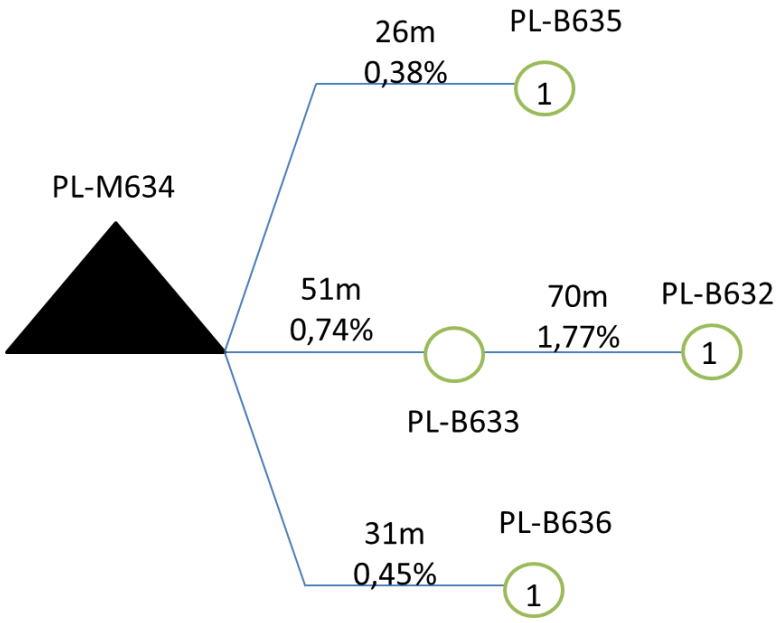
BAGALAL

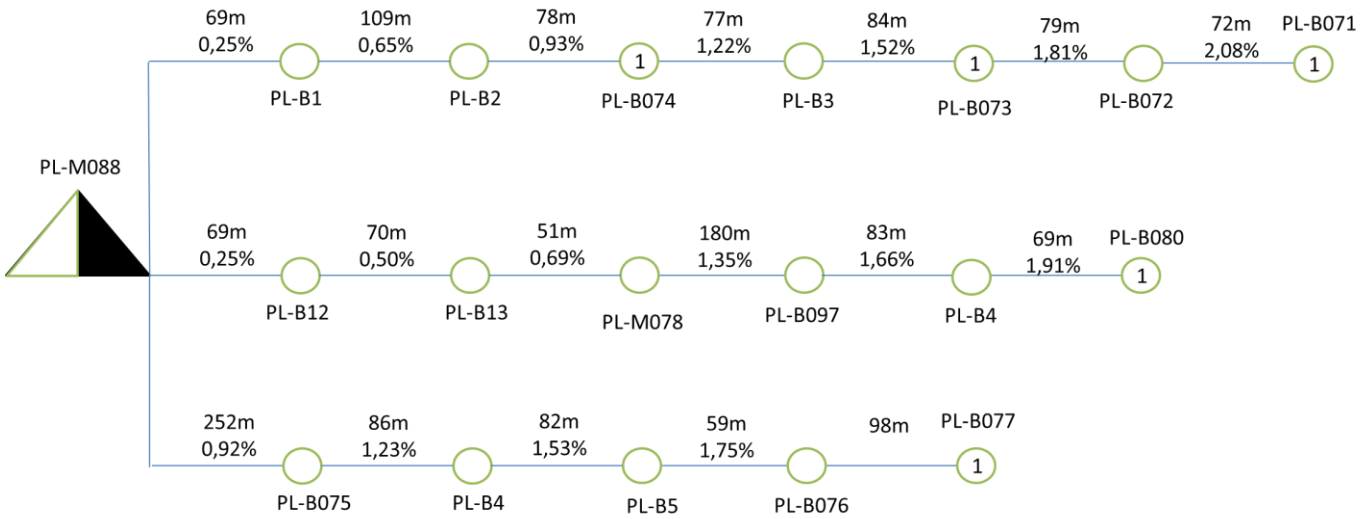

BG-M651
47m
0,17%
0,68%
1
BG-B653
60m
0,39%
BG-B654
109m
0,79%
BG-B655
1
BG-M638
64m
0,93%
BG-B639
72m
1,99%
1
BG-B640
39m
2,56%
BG-B641
1


BG-M645
77m
1,12%
BG-B2
75m
2,24%
BG-B646
1
71m
1,04%
BG-B1
69m
2,05%
BG-B643
1
84m
1,23%
BG-B644
1
BG-M647
137m
0,50%
BG-B649
48m
0,67%
BG-B650
1
BG-M095
47m
0,68%
BG-B093
1
31m
0,45%
BG-B096
20m
0,74%
BG-B097
29m
1,17%
BG-B099
22m
1,49%
BG-B098
1
2
3
BG-M100
89m
1,30%
BG-B102
1
BG-M103
138m
0,50%
BG-B657
114m
0,92%
BG-B656
1
124m
0,45%
BG-B104
106m
0,84%
BG-B658
1

PAMPLONITA


PL-M625
90m
0,33%
PL-B8
64m
0,56%
PL-B9
49m
0,74%
PL-B623
32m
0,86%
1
PL-B622
47m
1,03%
PL-B621
1
PL-M090
70m
1,02%
PL-B7
90m
2,34%
PL-B105
1
73m
1,07%
PL-B6
70m
2,09%
PL-B091
1
PL-M629
29m
0,42%
PL-B627
1
69m
0,25%
PL-B10
63m
0,48%
PL-B11
75m
0,75%
PL-B626
1
38m
0,55%
PL-B628
1


PL-M634
26m
0,38%
PL-B635
1
51m
0,74%
PL-B633
70m
1,77%
PL-B632
1
31m
0,45%
PL-B636
1


PL-M088
69m
0,25%
PL-B1
109m
0,65%
PL-B2
78m
0,93%
1
PL-B074
77m
1,22%
PL-B3
84m
1,52%
1
PL-B073
79m
1,81%
PL-B072
72m
2,08%
PL-B071
1
69m
0,25%
PL-B12
70m
0,50%
PL-B13
51m
0,69%
PL-M078
180m
1,35%
PL-B097
83m
1,66%
PL-B4
69m
1,91%
PL-B080
1
252m
0,92%
PL-B075
86m
1,23%
PL-B4
82m
1,53%
PL-B5
59m
1,75%
PL-B076
98m
PL-B077
1

ANEXO 5. CÁLCULOS DE CATENARIA.

CALCULO DE CATENARIA VEREDA BAGALAL							
TRAMO		LONGITUD	DISTANCIA Xmax	DISTANCIA Xmin	TENSION max	TENSION min	LONGITUD DEL CABLE
BG-M651	BG-B653	47	41,152	5,847	12,622	9,977	50,674
BG-B653	BG-B654	60	52,585	7,414	18,648	16,003	62,939
BG-B654	BG-B655	109	99,659	9,340	31,484	25,360	116,989
BG-M647	BG-B649	137	125,332	11,667	45,661	39,537	143,475
BG-B649	BG-B650	48	42,032	5,967	13,033	10,389	51,605
BG-M103	BG-B657	138	126,249	11,750	46,227	40,102	144,431
BG-B657	BG-B656	114	104,245	9,754	33,781	27,656	121,671
BG-M103	BG-B104	124	113,414	10,585	38,680	32,555	131,103
BG-B104	BG-B658	106	96,908	9,091	30,156	24,031	114,192
BG-M651	BG-B653	47	41,152	5,847	12,622	9,977	50,674
BG-M095	BG-B093	47	40,142	6,857	15,472	13,698	48,784
BG-M095	BG-B096	31	26,428	4,571	7,896	6,121	33,615
BG-B096	BG-B097	20	16,983	3,016	4,475	2,700	23,770
BG-B097	BG-B099	29	24,712	4,287	7,166	5,391	31,772
BG-B099	BG-B098	22	18,702	3,297	4,989	3,215	25,496
BG-M638	BG-B639	64	56,971	7,028	17,899	14,385	68,660
BG-B639	BG-B640	72	65,315	6,684	18,274	13,020	80,696
BG-B640	BG-B641	39	33,287	5,712	11,297	9,523	41,124
BG-M645	BG-B1	71	63,227	7,772	21,096	17,582	75,240
BG-B1	BG-B643	69	61,440	7,559	20,149	16,635	73,353
BG-M645	BG-B2	77	68,587	8,412	24,099	20,584	80,934
BG-B2	BG-B646	76	67,694	8,305	23,582	20,067	79,982
BG-M645	BG-B644	84	74,839	9,160	27,909	24,394	87,627

CALCULO DE CATENARIA VEREDA BAGALAL							
TRAMO		LONGITUD	DISTANCIA Xmax	DISTANCIA Xmin	TENSION max	TENSION min	LONGITUD DEL CABLE
BG-M100	BG-B102	89	79,305	9,694	30,832	27,318	92,435
SJ-M3	SJ-M667	11	8,833	2,166	2,326	1,421	13,002
BG-M645	BG-M642	76	61,596	14,403	61,131	60,226	76,330
BG-M642	BG-M687	142	131,152	10,847	42,050	34,185	151,996
BG-M687	BG-M638	5	3,430	1,569	0.983	0.774	5,441

CALCULO DE CATENARIA VEREDA LA TEJA							
TRAMO		LONGITUD	DISTANCIA Xmax	DISTANCIA Xmin	TENSION max	TENSION min	LONGITUD DEL CABLE
LT-M033	LT-B032	76	69,381	6,618	18,888	12,763	86,920
LT-B032	LT-B6	58	50,827	7,172	17,626	14,981	61,033
LT-B6	LT-B030	52	45,550	6,449	14,767	12,122	55,353
LT-M045	LT-B7	50	43,791	6,208	13,883	11,238	53,475
LT-B7	LT-B042	218	202,905	15,094	75,744	66,139	227,794
LT-M045	LT-B1	104	95,951	8,048	26,709	18,845	117,136
LT-B1	LT-B070	258	238,518	19,481	117,992	110,127	263,694
LT-M618	LT-B18	61	54,861	6,138	15,374	10,989	68,245
LT-B18	LT-B19	73	65,710	7,289	19,856	15,471	79,197
LT-B19	LT-B620	70	62,998	7,001	18,661	14,276	76,432
LT-M052	LT-M5	58	50,827	7,172	17,626	14,981	61,033
LT-M5	LT-M4	122	113,373	8,626	31,247	21,642	138,453
LT-M4	LT-M3	132	122,704	9,295	34,721	25,116	147,393
LT-M3	LT-M056	91	81,974	9,025	28,068	23,683	96,075
LT-M056	LT-B047	72	63,133	8,866	25,504	22,860	74,476
LT-M052	LT-B053	284	265,834	18,165	107,102	95,757	294,474
LT-B053	LT-B054	216	199,653	16,346	85,420	77,555	222,756
LT-B054	LT-B055	144	131,749	12,250	49,708	43,583	150,179
LT-M063	LT-B13	78	70,229	7,770	21,957	17,572	83,841
LT-B13	LT-B14	72	64,806	7,193	19,452	15,067	78,274
LT-B14	LT-B15	108	98,742	9,257	31,037	24,913	116,056
LT-B15	LT-B16	85	76,554	8,445	25,131	20,746	90,403
LT-B16	LT-B058	92	82,877	9,122	28,576	24,192	97,024
LT-M063	LT-B8	69	60,496	8,503	23,674	21,029	71,578
LT-B8	LT-B9	113	101,843	11,156	40,540	36,155	117,144
LT-B9	LT-B10	188	169,542	18,457	103,238	98,853	190,533

CALCULO DE CATENARIA VEREDA LA TEJA							
TRAMO		LONGITUD	DISTANCIA Xmax	DISTANCIA Xmin	TENSION max	TENSION min	LONGITUD DEL CABLE
LT-B10	LT-B067	102	91,910	10,089	33,969	29,584	106,564
LT-B067	LT-B11	112	100,940	11,059	39,915	35,530	116,179
LT-B11	LT-B068	87	78,361	8,638	26,088	21,703	92,289
LT-M063	LT-B065	58	50,827	7,172	17,626	14,981	61,033
LT-B065	LT-B064	45	39,392	5,607	11,824	9,179	48,819
LT-B064	LT-B12	60	52,585	7,414	18,648	16,003	62,939
LT-B12	LT-B066	193	176,654	16,345	83,664	77,539	197,673
LT-M005	LT-B2	73	64,012	8,987	26,132	23,487	75,443
LT-B2	LT-B3	96	86,491	9,508	30,667	26,282	100,830
LT-B3	LT-B004	62	54,343	7,656	19,704	17,059	64,851
LT-M026	LT-B4	84	75,650	8,349	24,661	20,276	89,462
LT-B4	LT-B5	86	77,457	8,542	25,607	21,222	91,346
LT-B5	LT-B019	68	59,617	8,382	23,081	20,436	70,613
LT-M026	LT-M025	70	61,375	8,624	24,275	21,630	72,543
LT-M025	LT-M022	79	69,284	9,715	30,078	27,434	81,266
LT-M022	LT-B020	157	145,041	11,958	49,397	41,533	166,120
LT-M028	LT-B027	88	80,395	7,604	22,955	16,831	97,650
LT-B027	LT-B017	58	50,827	7,172	17,626	14,981	61,033
LT-B017	LT-B018	39	31,588	7,411	16,897	15,992	39,637
LT-B018	LT-B029	63	55,222	7,777	20,245	17,601	65,808
LT-M035	LT-B034	76	66,648	9,351	28,066	25,421	78,351
LT-M052	LT-M5	58	50,827	7,172	17,626	14,981	61,033
LT-M5	LT-M4	122	112,628	9,371	33,392	25,527	133,448
LT-M4	LT-M3	132	121,891	10,108	37,558	29,693	142,676
LT-M052	LT-B17	59	51,706	7,293	18,133	15,488	61,985
LT-B17	LT-B051	95	85,587	9,412	30,136	25,751	99,877

CALCULO DE CATENARIA VEREDA LA TEJA							
TRAMO		LONGITUD	DISTANCIA Xmax	DISTANCIA Xmin	TENSION max	TENSION min	LONGITUD DEL CABLE
LT-M063	LT-B060	42	36,752	5,247	10,691	8,046	46,058
LT-M005	LT-B006	65	58,478	6,521	16,780	12,395	71,861
LT-M003	LT-B002	76	68,421	7,578	21,100	16,715	81,979
LT-M026	LT-B016	91	81,974	9,025	28,068	23,683	96,075
LT-B016	LT-B015	31	25,095	5,904	11,074	10,170	31,796
LT-B015	LT-B014	30	24,284	5,715	10,440	9,535	30,821
LT-M028	LT-B027	88	80,395	7,604	22,955	16,831	97,650
LT-B027	LT-B017	58	52,147	5,852	14,377	9,992	65,559
LT-M063	LT-M062	166	144,115	11,884	48,885	41,020	165,173
LT-M062	LT-M061	251	232,041	18,958	112,163	104,298	256,848
LT-M061	LT-M056	309	285,704	23,295	165,297	157,432	313,777
LT-M052	LT-M5	56	49,068	6,931	16,638	13,994	59,133
LT-M3	LT-M056	91	83,148	7,851	24,064	17,939	100,374
LT-M056	LT-M2	119	108,830	10,169	36,179	30,054	126,376
LT-M2	LT-M1	109	99,659	9,340	31,484	25,360	116,989
LT-M1	LT-M046	272	249,031	22,968	159,179	153,054	275,344
LT-M046	LT-M045	179	163,826	15,173	72,956	66,831	184,024
LT-M045	LT-M044	159	145,497	13,502	59,055	52,931	164,626
LT-M044	LT-M043	84	75,650	8,349	24,661	20,276	89,462
LT-M043	LT-M037	419	394,014	24,985	194,179	181,095	428,487
LT-M037	LT-M033	11	8,833	2,166	2,326	1,421	13,002
LT-M005	LT-M007	220	203,354	16,645	88,273	80,409	226,639
LT-M007	LT-M008	306	282,929	23,070	162,279	154,414	310,823
LT-M008	LT-M009	61	54,861	6,138	15,374	10,989	68,245
LT-M009	LT-M010	10	8,017	1,982	2,105	1,200	12,153
LT-M003	LT-M001	178	164,482	13,517	60,916	53,051	186,115

CALCULO DE CATENARIA VEREDA LA TEJA							
TRAMO		LONGITUD	DISTANCIA Xmax	DISTANCIA Xmin	TENSION max	TENSION min	LONGITUD DEL CABLE
LT-M001	LT-M013	221	206,785	14,214	69,999	58,655	234,243
LT-M013	LT-M012	141	131,762	9,237	36,153	24,808	160,665
LT-M012	LT-M011	13	10,464	2,535	2,829	1,925	14,751

CALCULO DE CATENARIA VEREDA PAMPLONITA							
TRAMO		LONGITUD	DISTANCIA Xmax	DISTANCIA Xmin	TENSION max	TENSION min	LONGITUD DEL CABLE
PL-M088	PL-B1	69	61,440	7,559	20,149	16,635	73,353
PL-B1	PL-B2	109	100,166	8,833	29,685	22,690	119,198
PL-B2	PL-B074	78	69,480	8,519	24,623	21,108	81,887
PL-B074	PL-B3	77	68,587	8,412	24,099	20,584	80,934
PL-B3	PL-B073	84	74,839	9,160	27,909	24,394	87,627
PL-B073	PL-B072	79	70,373	8,626	25,154	21,639	82,841
PL-B072	PL-B071	72	64,120	7,879	21,580	18,065	76,186
PL-M088	PL-B075	252	235,258	16,741	91,812	81,338	262,074
PL-B075	PL-B4	86	78,077	7,922	23,517	18,262	93,454
PL-B4	PL-B5	82	74,431	7,568	21,926	16,671	89,773
PL-B5	PL-B076	59	52,502	6,497	15,817	12,302	64,012
PL-B076	PL-B077	98	89,012	8,987	28,742	23,487	104,629
PL-M088	PL-B12	69	58,980	10,019	30,949	29,175	70,234
PL-B12	PL-B13	70	59,836	10,163	31,792	30,017	71,217
PL-B13	PL-M078	51	43,568	7,431	17,850	16,075	52,651
PL-M078	PL-B079	180	165,610	14,389	67,102	60,108	186,432
PL-B079	PL-B14	83	73,946	9,053	27,344	23,830	86,668
PL-B14	PL-B080	69	61,440	7,559	20,149	16,635	73,353
PL-M625	PL-B8	90	80,198	9,801	31,437	27,922	93,399
PL-B8	PL-B9	64	56,971	7,028	17,899	14,385	68,660
PL-B9	PL-B623	49	43,560	5,439	12,156	8,641	54,888
PL-B623	PL-B622	32	27,286	4,713	8,279	6,504	34,542
PL-B622	PL-B621	47	41,771	5,228	11,504	7,989	53,099
PL-M090	PL-B7	70	62,333	7,666	20,620	17,105	74,296
PL-B7	PL-B105	90	80,198	9,801	31,437	27,922	93,399
PL-M090	PL-B6	73	65,013	7,986	22,070	18,556	77,133

CALCULO DE CATENARIA VEREDA PAMPLONITA							
TRAMO		LONGITUD	DISTANCIA Xmax	DISTANCIA Xmin	TENSION max	TENSION min	LONGITUD DEL CABLE
PL-B6	PL-B091	70	62,333	7,666	20,620	17,105	74,296
PL-M629	PL-B627	29	24,712	4,287	7,166	5,391	31,772
PL-M629	PL-B628	38	32,430	5,569	10,830	9,055	40,176
PL-M634	PL-B636	31	26,428	4,571	7,896	6,121	33,615
PL-M634	PL-B635	26	22,137	3,862	6,161	4,387	29,045
PL-M634	PL-B633	51	43,568	7,431	17,850	16,075	52,651
PL-B633	PL-B632	70	62,333	7,666	20,620	17,105	74,296
PL-M088	PL-M078	190	177,290	12,709	57,382	46,908	203,092
PL-M078	PL-M2	219	204,407	14,592	72,289	61,814	230,490
PL-M2	PL-M081	172	158,238	13,761	61,971	54,976	178,715
PL-M081	PL-M087	202	185,879	16,120	82,414	75,419	207,761
PL-M087	PL-M086	86	78,077	7,922	23,517	18,262	93,454
PL-M086	PL-M085	136	123,620	12,379	49,756	44,501	140,886
PL-M085	PL-M1	245	229,788	15,211	79,378	67,163	258,841
PL-M1	PL-M084	77	68,587	8,412	24,099	20,584	80,934
PL-M629	PL-M3	46	40,876	5,123	11,187	7,673	52,209
PL-M3	PL-M630	60	53,396	6,603	16,220	12,705	64,938
PL-M630	PL-M631	9	6,651	2,348	2,042	1,659	9,615

ANEXO 6. CALCULO DE ESFUERZOS DE APOYOS.

CALCULO DE ESFUERZOS EN POSTE - VEREDA BAGALAL																												
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
BG-M651	47	media	110	80	12.314	110	312.314	ASCR #2	0.262	0.017	0.799	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	19.3210185	12,622	1009.76	1767.08	653.8196	127.518722	54.767663	182.286378
BG-B653	60	baja	62	80	31.44		173.44	duplex#4	0.262	0.017	1.02	2	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	62.9748	18,648	2983.68	5221.44	1931.9328	415.63368	178.509337	594.143017
BG-B654	109	baja	62	80	57.116		199.116	duplex#4	0.262	0.017	1.853	2	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	207.834333	31,484	5037.44	8815.52	3261.7424	1371.7066	589.130398	1960.837
BG-M647	137	media	110	80	35.894	110	335.894	ASCR #2	0.262	0.017	2.329	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	164.1630585	45,661	3652.88	6392.54	2365.2398	1083.47619	465.339131	1548.81532
BG-B649	48	baja	62	80	12.576		154.576	duplex#4	0.262	0.017	0.816	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	20.151936	13,033	1042.64	1824.62	675.1094	133.002778	57.122298 78	190.125765
BG-M103	138	media	110	80	36.156	110	336.156	ASCR #2	0.262	0.017	2.346	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	166.568346	46,227	3698.16	6471.78	2394.5586	1099.35108	472.157196	1571.50828
BG-B657	114	baja	62	80	29.868		171.868	duplex#4	0.262	0.017	1.938	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	113.669514	33,781	2702.48	4729.34	1749.8558	750.218792	322.209353	1072.42815
BG-M103	124	media	110	80	32.488	110	332.488	ASCR #2	0.262	0.017	2.108	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	134.486184	38,680	3094.4	5415.2	2003.624	887.608814	381.216606	1268.82542
BG-B104	106	baja	62	80	27.772		169.772	duplex#4	0.262	0.017	1.802	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	98.275674	30,156	2412.48	4221.84	1562.0808	648.619448	278.573737	927.193186
BG-M651	47	media	110	80	12.314	110	312.314	ASCR #2	0.262	0.017	0.799	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	19.3210185	12,622	1009.76	1767.08	653.8196	127.518722	54.767663	182.286378
BG-M095	47	media	110	80	12.314		202.314	ASCR #2	0.262	0.017	0.799	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	19.3210185	15,472	1237.76	2166.08	801.4496	127.518722	54.767663	182.286378
BG-M095	31	media	110	80	8.122	110	308.122	ASCR #2	0.262	0.017	0.527	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	8.4053865	7,896	631.68	1105.44	409.0128	55.475559 09	23.826037 9	79.301588 8
BG-B096	20	baja	62	80	5.24		147.24	duplex#4	0.262	0.017	0.34	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	3.4986	4,475	358	626.5	231.805	23.09076	9.917185 38	33.079454	
BG-B097	29	baja	62	80	7.598		149.598	duplex#4	0.262	0.017	0.493	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	7.3558065	7,166	573.28	1003.24	371.1988	48.548329	20.850882 3	69.399205 2	
BG-B099	22	baja	62	80	5.764		147.764	duplex#4	0.262	0.017	0.374	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	4.233306	4,989	399.12	698.46	258.4302	27.939819 6	11.997943	39.939619	
BG-M638	64	media	110	80	16.768	110	316.768	ASCR #2	0.262	0.017	1.088	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	35.825664	17,899	1431.92	2505.86	927.1682	236.449382	101.551978	338.001361	
BG-B63	72	baja	62	80	18.864		160.864	duplex#4	0.262	0.017	1.224	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	45.341856	18,274	1461.92	2558.36	946.5932	299.25625	128.526723	427.782972	

CALCULO DE ESFUERZOS EN POSTE - VEREDA BAGALAL

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
9																												
BG-B640	39	baja	62	80	10.218		152.218	duplex#4	0.262	0.017	0.663	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	13.3034265	11,297	903.76	1581.58	585.1846	87.802649	37.710097	125.512712
BG-M645	71	media	110	80	18.602	110	318.602	ASCR #2	0.262	0.017	1.207	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	44.0911065	21,096	1687.68	2953.44	1092.7728	291.001303	124.981329	415.982632
BG-B1	69	baja	62	80	18.078		160.078	duplex#4	0.262	0.017	1.173	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	41.6420865	20,149	1611.92	2820.86	1043.7182	274.837771	118.039299	392.87707
BG-M645	77	media	110	80	20.174	110	320.174	ASCR #2	0.262	0.017	1.309	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	51.8579985	24,099	1927.92	3373.86	1248.3282	342.26279	146.99748	489.26027
BG-B2	76	baja	62	80	19.912		161.912	duplex#4	0.262	0.017	1.292	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	50.519784	23,582	1886.56	3301.48	1221.5476	333.430574	143.204157	476.634731
BG-M645	84	media	110	80	22.008	110	322.008	ASCR #2	0.262	0.017	1.428	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	61.715304	27,909	2232.72	3907.26	1445.6862	407.321006	174.93915	582.260157
BG-M100	89	media	110	80	23.318		213.318	ASCR #2	0.262	0.017	1.513	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	69.2810265	30,832	2466.56	4316.48	1597.0976	457.254775	196.385064	653.639838
SJ-M3	11	media	110	80	2.882		192.882	ASCR #2	0.262	0.017	0.187	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	1.0583265	2,326	186.08	325.64	120.4868	6.984954 9	2.999948 58	9.984903 48
BG-M645	76	media	110	80	19.912		209.912	ASCR #2	0.262	0.017	1.292	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	50.519784	61,131	4890.48	8558.34	3166.5858	333.430574	143.204157	476.634731
BG-M642	142	media	110	80	37.204		227.204	ASCR #2	0.262	0.017	2.414	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	176.364426	42,050	3364	5887	2178.19	1164.00521	499.925315	1663.93053
BG-M687	5	media	110	80	1.31	110	301.31	ASCR #2	0.262	0.017	0.085	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	0.2186625	1	0.08	0.14	0.0518	1.443172 5	0.619824 09	2.062996 59
BG-B653	47	baja	62	80	12.314		154.314	triplex #4	0.262	0.017	0.799	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	19.3210185	9,977	798.16	1396.78	516.8086	127.518722	54.767663	182.286378
BG-B654	60	baja	62	80	15.72		157.72	triplex #4	0.262	0.017	1.02	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	31.4874	16,003	1280.24	2240.42	828.9554	207.816844	89.254668 5	297.071508
BG-B655	109	baja	62	80	28.558		170.558	triplex #4	0.262	0.017	1.853	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	103.9171665	25,360	2028.8	3550.4	1313.648	685.853299	294.565199	980.418498
BG-B649	137	baja	62	80	35.894		177.894	triplex #4	0.262	0.017	2.329	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	164.1630585	39,537	3162.96	5535.18	2048.0166	1083.47619	465.339131	1548.81532
BG-B650	48	baja	62	80	12.576		154.576	triplex #4	0.262	0.017	0.816	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	20.151936	10,389	831.12	1454.46	538.1502	133.002778	57.122978 8	190.125765
BG-B657	138	baja	62	80	36.156		178.156	triplex #4	0.262	0.017	2.346	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	166.568346	40,102	3208.16	5614.28	2077.2836	1099.35108	472.157196	1571.50828
BG-B65	114	baja	62	80	29.868		171.868	triplex #4	0.262	0.017	1.938	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	113.669514	27,656	2212.48	3871.84	1432.5808	750.218792	322.209353	1072.42815

CALCULO DE ESFUERZOS EN POSTE - VEREDA BAGALAL

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
6																												
BG-B104	124	baja	62	80	32.488		174.488	triplex #4	0.262	0.017	2.108	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	134.486184	32,555	2604.4	4557.7	1686.349	887.608814	381.216606	1268.82542
BG-B658	106	baja	62	80	27.772		169.772	triplex #4	0.262	0.017	1.802	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	98.275674	24,031	1922.48	3364.34	1244.8058	648.619448	278.573737	927.193186
BG-B653	47	baja	62	80	12.314		154.314	triplex #4	0.262	0.017	0.799	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	19.3210185	9,977	798.16	1396.78	516.8086	127.518722	54.767663	182.286378
BG-B093	47	baja	62	80	12.314		154.314	triplex #4	0.262	0.017	0.799	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	19.3210185	13,698	1095.84	1917.72	709.5564	127.518722	54.767663	182.286378
BG-B096	31	baja	62	80	8.122		150.122	triplex #4	0.262	0.017	0.527	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	8.4053865	6,121	489.68	856.94	317.0678	55.475559	23.826037	79.301588
BG-B097	20	baja	62	80	5.24		147.24	triplex #4	0.262	0.017	0.34	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	3.4986	2,700	216	378	139.86	23.09076	9.917185	33.007954
BG-B099	29	baja	62	80	7.598		149.598	triplex #4	0.262	0.017	0.493	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	7.3558065	5,391	431.28	754.74	279.2538	48.548329	20.850882	69.399252
BG-B098	22	baja	62	80	5.764		147.764	triplex #4	0.262	0.017	0.374	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	4.233306	3,215	257.2	450.1	166.537	27.938196	11.997943	39.939639
BG-B639	64	baja	62	80	16.768		158.768	triplex #4	0.262	0.017	1.088	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	35.825664	14,385	1150.8	2013.9	745.143	236.449382	101.551978	338.001361
BG-B640	72	baja	62	80	18.864		160.864	triplex #4	0.262	0.017	1.224	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	45.341856	13,020	1041.6	1822.8	674.436	299.25625	128.526723	427.782972
BG-B641	39	baja	62	80	10.218		152.218	triplex #4	0.262	0.017	0.663	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	13.3034265	9,523	761.84	1333.22	493.2914	87.802614 9	37.710097 4	125.512712
BG-B1	71	baja	62	80	18.602		160.602	triplex #4	0.262	0.017	1.207	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	44.0911065	17,582	1406.56	2461.48	910.7476	291.001303	124.981329	415.982632
BG-B643	69	baja	62	80	18.078		160.078	triplex #4	0.262	0.017	1.173	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	41.6420865	16,635	1330.8	2328.9	861.693	274.837771	118.039299	392.87707
BG-B2	77	baja	62	80	20.174		162.174	triplex #4	0.262	0.017	1.309	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	51.8579985	20,584	1646.72	2881.76	1066.2512	342.26279	146.99748	489.26027
BG-B646	76	baja	62	80	19.912		161.912	triplex #4	0.262	0.017	1.292	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	50.519784	20,067	1605.36	2809.38	1039.4706	333.430574	143.204157	476.634731
BG-B644	84	baja	62	80	22.008		164.008	triplex #4	0.262	0.017	1.428	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	61.715304	24,394	1951.52	3415.16	1263.6092	407.321006	174.93915	582.260157
BG-B102	89	baja	62	80	23.318		165.318	triplex #4	0.262	0.017	1.513	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	69.2810265	27,318	2185.44	3824.52	1415.0724	457.254775	196.385064	653.639838

CALCULO DE ESFUERZOS EN POSTE - VEREDA BAGALAL																												
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
SJ-M667	11	media	110	80	2.882		192.882	ASCR #2	0.262	0.017	0.187	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	1.0583265	1,421	113.68	198.94	73.6078	6.984954 9	2.999948 58	9.984903 48
BG-M642	76	media	110	80	19.912		209.912	ASCR #2	0.262	0.017	1.292	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	50.519784	60,226	4818.08	8431.64	3119.7068	333.430574	143.204157	476.634731
BG-M687	142	media	110	80	37.204		227.204	ASCR #2	0.262	0.017	2.414	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	176.364426	34,185	2734.8	4785.9	1770.783	1164.00521	499.925315	1663.93053
BG-M638	5	media	110	80	1.31		191.31	ASCR #2	0.262	0.017	0.085	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	0.2186625	1	0.08	0.14	0.0518	1.443172 5	0.619824 09	2.062996 59

CALCULO DE ESFUERZOS EN POSTE - VEREDA LA TEJA

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
LT-M033	76	media	110	80	19.912	110	319.912	ASCR #2	0.262	0.017	1.292	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	50.519784	18,888	1511.04	2644.32	978.3984	333.430574	143.204157	476.634731
LT-B032	58	baja	62	80	30.392		172.392	duplex #4	0.262	0.017	0.986	2	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	58.846452	17,626	2820.16	4935.28	1826.0536	388.386583	166.807058	555.193641
LT-B6	52	baja	62	80	27.248		169.248	duplex #4	0.262	0.017	0.884	2	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	47.301072	14,767	2362.72	4134.76	1529.8612	312.187075	134.080346	446.267422
LT-M045	50	media	110	80	13.1	110	313.1	ASCR #2	0.262	0.017	0.85	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	21.86625	13,883	1110.64	1943.62	719.1394	144.31725	61.982408 7	206.299659
LT-B7	218	baja	62	80	57.116		199.116	triplex #4	0.262	0.017	3.706	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	415.668666	75,744	6059.52	10604.16	3923.5392	2743.4132	1178.2608	3921.67399
LT-M045	104	media	110	80	27.248	110	327.248	ASCR #2	0.262	0.017	1.768	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	94.602144	26,709	2136.72	3739.26	1383.5262	624.37415	268.160693	892.534843
LT-B1	258	baja	62	80	67.596		209.596	triplex #4	0.262	0.017	4.386	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	582.202026	117,992	9439.36	16518.88	6111.9856	3842.53337	1650.31882	5492.85219
LT-M618	61	media	110	80	15.982	110	315.982	ASCR #2	0.262	0.017	1.037	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	32.5457265	15,374	1229.92	2152.36	796.3732	214.801795	92.254617	307.056412
LT-B18	73	baja	62	80	19.126		161.126	duplex #4	0.262	0.017	1.241	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	46.6100985	19,856	1588.48	2779.84	1028.5408	307.62665	132.121702	439.748352
LT-B19	70	baja	62	80	18.34		160.34	duplex #4	0.262	0.017	1.19	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	42.85785	18,661	1492.88	2612.54	966.6398	282.86181	121.485521	404.347331
LT-M052	58	media	110	80	15.196	110	315.196	ASCR #2	0.262	0.017	0.986	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	29.423226	17,626	1410.08	2467.64	913.0268	194.193292	83.403591	277.596821
LT-M5	122	media	110	80	31.964		221.964	ASCR #2	0.262	0.017	2.074	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	130.182906	31,247	2499.76	4374.58	1618.5946	859.20718	369.018468	1228.22565
LT-M4	132	media	110	80	34.584		224.584	ASCR #2	0.262	0.017	2.244	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	152.399016	34,721	2777.68	4860.94	1798.5478	1005.83351	431.992595	1437.8261
LT-M3	91	media	110	80	23.842		213.842	ASCR #2	0.262	0.017	1.547	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	72.4297665	28,068	2245.44	3929.52	1453.9224	478.036459	205.31053	683.346989
LT-M056	72	media	110	80	18.864		208.864	ASCR #2	0.262	0.017	1.224	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	45.341856	25,504	2040.32	3570.56	1321.1072	299.25625	128.526723	427.782972
LT-M052	284	media	110	80	74.408	110	374.408	ASCR #2	0.262	0.017	4.828	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	705.457704	107,102	8568.16	14994.28	5547.8836	4656.02085	1999.70126	6655.72211
LT-B053	216	baja	62	80	56.592		198.592	triplex #4	0.262	0.017	3.672	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	408.076704	85,420	6833.6	11958.8	4424.756	2693.30625	1156.7405	3850.04675
LT-B054	144	baja	62	80	37.728		179.728	triplex #4	0.262	0.017	2.448	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	181.367424	49,708	3976.64	6959.12	2574.8744	1197.025	514.10689	1711.13189
LT-M063	78	media	110	80	20.436	110	320.436	ASCR #2	0.262	0.017	1.326	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	53.213706	21,957	1756.56	3073.98	1137.3726	351.21046	150.84039	502.050849
LT-B13	72	baja	62	80	18.864		160.864	triplex #4	0.262	0.017	1.224	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	45.341856	19,452	1556.16	2723.28	1007.6136	299.25625	128.526723	427.782972
LT-B14	108	baja	62	80	28.296		170.296	triplex #4	0.262	0.017	1.836	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	102.019176	31,037	2482.96	4345.18	1607.7166	673.326562	289.185126	962.511687

CALCULO DE ESFUERZOS EN POSTE - VEREDA LA TEJA

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
LT-B15	85	baja	62	80	22.27		164.27	triplex #4	0.262	0.017	1.445	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	63.1934625	25,131	2010.48	3518.34	1301.7858	417.076853	179.129161	596.206014
LT-B16	92	baja	62	80	24.104		166.104	triplex #4	0.262	0.017	1.564	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	74.030376	28,576	2286.08	4000.64	1480.2368	488.600482	209.847643	698.448124
LT-M063	69	media	110	80	18.078	110	318.078	ASCR #2	0.262	0.017	1.173	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	41.6420865	23,674	1893.92	3314.36	1226.3132	274.837771	118.039299	392.87707
LT-B8	113	baja	62	80	29.606		171.606	triplex #4	0.262	0.017	1.921	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	111.6840585	40,540	3243.2	5675.6	2099.972	737.114786	316.581315	1053.69614
LT-B9	188	baja	62	80	49.256		191.256	triplex #4	0.262	0.017	3.196	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	309.136296	103,238	8259.04	14453.32	5347.7284	2040.29955	876.282501	2916.58205
LT-B10	102	baja	62	80	26.724		168.724	triplex #4	0.262	0.017	1.734	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	90.998586	33,969	2717.52	4755.66	1759.5942	600.590668	257.945992	858.536659
LT-B067	112	baja	62	80	29.344		171.344	triplex #4	0.262	0.017	1.904	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	109.716096	39,915	3193.2	5588.1	2067.597	724.126234	311.002934	1035.12917
LT-B11	87	baja	62	80	22.794		164.794	triplex #4	0.262	0.017	1.479	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	66.2022585	26,088	2087.04	3652.32	1351.3584	436.934906	187.65794	624.592847
LT-M063	58	media	110	80	15.196	110	315.196	ASCR #2	0.262	0.017	0.986	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	29.423226	17,626	1410.08	2467.64	913.0268	194.193292	83.403529 1	277.596821
LT-B065	45	baja	62	80	11.79		153.79	triplex #4	0.262	0.017	0.765	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	17.7116625	11,824	945.92	1655.36	612.4832	116.896973	50.205751	167.102724
LT-B064	60	baja	62	80	15.72		157.72	triplex #4	0.262	0.017	1.02	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	31.4874	18,648	1491.84	2610.72	965.9664	207.816884	89.254668 5	297.071508
LT-B12	193	baja	62	80	50.566		192.566	triplex #4	0.262	0.017	3.281	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	325.7983785	83,664	6693.12	11712.96	4333.7952	2150.2693	923.513096	3073.78239
LT-M005	73	media	110	80	19.126	110	319.126	ASCR #2	0.262	0.017	1.241	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	46.6100985	26,132	2090.56	3658.48	1353.6376	307.62665	132.121702	439.748352
LT-B2	96	baja	62	80	25.152		167.152	duplex #4	0.262	0.017	1.632	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	80.607744	30,667	2453.36	4293.38	1588.5506	532.01111	228.491951	760.503062
LT-B3	62	baja	62	80	16.244		158.244	duplex #4	0.262	0.017	1.054	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	33.621546	19,704	1576.32	2758.56	1020.6672	221.902204	95.304151 5	317.206355
LT-M026	84	media	110	80	22.008	110	322.008	ASCR #2	0.262	0.017	1.428	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	61.715304	24,661	1972.88	3452.54	1277.4398	407.321006	174.93915	582.260157
LT-B4	86	baja	62	80	22.532		164.532	duplex #4	0.262	0.017	1.462	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	64.689114	25,607	2048.56	3584.98	1326.4426	426.948152	183.368758	610.31691
LT-B5	68	baja	62	80	17.816		159.816	duplex #4	0.262	0.017	1.156	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	40.443816	23,081	1846.48	3231.34	1195.5958	266.929186	114.642663	381.571849
LT-M026	70	media	110	80	18.34	110	318.34	ASCR #2	0.262	0.017	1.19	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	42.85785	24,275	1942	3398.5	1257.445	282.86181	121.485521	404.347331
LT-M025	79	media	110	80	20.698		210.698	ASCR #2	0.262	0.017	1.343	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	54.5869065	30,078	2406.24	4210.92	1558.0404	360.273583	154.732885	515.006468
LT-M022	157	media	110	80	41.134		231.134	ASCR #2	0.262	0.017	2.669	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	215.5924785	49,397	3951.76	6915.58	2558.7646	1422.91036	611.121756	2034.03211

CALCULO DE ESFUERZOS EN POSTE - VEREDA LA TEJA

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
LT-M028	88	media	110	80	23.056	110	323.056	ASCR #2	0.262	0.017	1.496	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	67.732896	22,955	1836.4	3213.7	1189.069	447.037114	191.996709	639.033823
LT-B027	58	baja	62	80	15.196		157.196	duplex #4	0.262	0.017	0.986	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	29.423226	17,626	1410.08	2467.64	913.0268	194.193292	83.403529 1	277.596821
LT-B017	39	baja	62	80	10.218		152.218	duplex #4	0.262	0.017	0.663	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	13.3034265	16,897	1351.76	2365.58	875.2646	87.802614 9	37.7100974	125.512712
LT-B018	63	baja	62	80	16.506		158.506	duplex #4	0.262	0.017	1.071	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	34.7148585	20,245	1619.6	2834.3	1048.691	229.118066	98.403272	327.521338
LT-M035	76	media	110	80	19.912	110	319.912	ASCR #2	0.262	0.017	1.292	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	50.519784	28,066	2245.28	3929.24	1453.8188	333.430574	143.204157	476.634731
LT-M052	58	media	110	80	15.196		205.196	ASCR #2	0.262	0.017	0.986	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	29.423226	17,626	1410.08	2467.64	913.0268	194.193292	83.403529 1	277.596821
LT-M5	122	media	110	80	31.964		221.964	ASCR #2	0.262	0.017	2.074	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	130.182906	33,392	2671.36	4674.88	1729.7056	859.20718	369.018468	1228.22565
LT-M4	132	media	110	80	34.584		224.584	ASCR #2	0.262	0.017	2.244	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	152.399016	37,558	3004.64	5258.12	1945.5044	1005.83351	431.992595	1437.8261
LT-M052	59	media	110	80	15.458	110	315.458	ASCR #2	0.262	0.017	1.003	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	30.4465665	18,133	1450.64	2538.62	939.2894	200.947339	86.304058	287.251645
LT-B17	95	baja	62	80	24.89		166.89	ASCR #2	0.262	0.017	1.615	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	78.9371625	30,136	2410.88	4219.04	1561.0448	520.985273	223.756495	744.741768
LT-M063	42	media	110	80	11.004	110	311.004	ASCR #2	0.262	0.017	0.714	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	15.428826	10,691	855.28	1496.74	553.7938	101.830252	43.734787 5	145.565039
LT-M005	65	media	110	80	17.03		207.03	ASCR #2	0.262	0.017	1.105	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	36.9539625	16,780	1342.4	2349.2	869.204	243.896153	104.750271	348.646423
LT-M003	76	media	110	80	19.912		209.912	ASCR #2	0.262	0.017	1.292	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	50.519784	21,100	1688	2954	1092.98	333.430574	143.204157	476.634731
LT-M026	91	media	110	80	23.842	110	323.842	ASCR #2	0.262	0.017	1.547	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	72.4297665	28,068	2245.44	3929.52	1453.9224	478.036459	205.31053	683.346989
LT-B016	31	baja	62	80	8.122		150.122	ASCR #2	0.262	0.017	0.527	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	8.4053865	11,074	885.92	1550.36	573.6332	55.475559	23.826037	79.301588
LT-B015	30	baja	62	80	7.86		149.86	ASCR #2	0.262	0.017	0.51	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	7.87185	10,440	835.2	1461.6	540.792	51.95421	22.313667 1	74.267871
LT-M028	88	media	110	80	23.056	110	323.056	ASCR #2	0.262	0.017	1.496	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	67.732896	22,955	1836.4	3213.7	1189.069	447.037114	191.996709	639.033823
LT-B027	58	baja	62	80	15.196		157.196	duplex #4	0.262	0.017	0.986	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	29.423226	14,377	1150.16	2012.78	744.7286	194.193292	83.403529 1	277.596821
LT-M063	166	media	110	80	43.492	110	343.492	ASCR #2	0.262	0.017	2.822	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	241.018554	48,885	3910.8	6843.9	2532.243	1590.72246	683.194901	2273.91736
LT-M062	251	media	110	80	65.762		255.762	ASCR #2	0.262	0.017	4.267	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	551.0382465	112,163	8973.04	15702.82	5810.0434	3636.85243	1561.98149	5198.83392

CALCULO DE ESFUERZOS EN POSTE - VEREDA LA TEJA

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
LT-M061	309	media	110	80	80.958		270.958	ASCR #2	0.262	0.017	5.253	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	835.1245665	165,297	13223.76	23141.58	8562.3846	5511.82214	2367.25694	7879.07908
LT-M052	56	media	110	80	14.672		204.672	ASCR #2	0.262	0.017	0.952	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	27.429024	16,638	1331.04	2329.32	861.8484	181.031558	77.750734	258.782292
LT-M3	91	media	110	80	23.842		213.842	ASCR #2	0.262	0.017	1.547	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	72.4297665	24,064	1925.12	3368.96	1246.5152	478.036459	205.31053	683.346989
LT-M056	119	media	110	80	31.178		221.178	ASCR #2	0.262	0.017	2.023	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	123.8591865	36,179	2894.32	5065.06	1874.0722	817.470631	351.093156	1168.56379
LT-M2	109	media	110	80	28.558		218.558	ASCR #2	0.262	0.017	1.853	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	103.9171665	31,484	2518.72	4407.76	1630.8712	685.853299	294.565199	980.418498
LT-M1	272	media	110	80	71.264		261.264	ASCR #2	0.262	0.017	4.624	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	647.101056	159,179	12734.32	22285.06	8245.4722	4270.86697	1834.28261	6105.14958
LT-M046	179	media	110	80	46.898		236.898	ASCR #2	0.262	0.017	3.043	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	280.2466065	72,956	5836.48	10213.84	3779.1208	1849.6276	794.391342	2644.01895
LT-M045	159	media	110	80	41.658		231.658	ASCR #2	0.262	0.017	2.703	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	221.1202665	59,055	4724.4	8267.7	3059.049	1459.39376	626.790909	2086.18467
LT-M044	84	media	110	80	22.008		212.008	ASCR #2	0.262	0.017	1.428	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	61.715304	24,661	1972.88	3452.54	1277.4398	407.321006	174.93915	582.260157
LT-M043	419	media	110	80	109.778		299.778	ASCR #2	0.262	0.017	7.123	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	1535.544287	194,179	15534.32	27185.06	10058.4722	10134.5923	4352.67746	14487.2697
LT-M037	11	media	110	80	2.882		192.882	ASCR #2	0.262	0.017	0.187	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	1.0583265	2,326	186.08	325.64	120.4868	6.984954 9	2.999948 58	9.984903 48
LT-M005	220	media	110	80	57.64		247.64	ASCR #2	0.262	0.017	3.74	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	423.3306	88,273	7061.84	12358.22	4572.5414	2793.98196	1199.97943	3993.96139
LT-M007	306	media	110	80	80.172		270.172	ASCR #2	0.262	0.017	5.202	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	818.987274	162,279	12982.32	22719.06	8406.0522	5405.31601	2321.51393	7726.82994
LT-M008	61	media	110	80	15.982		205.982	ASCR #2	0.262	0.017	1.037	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	32.5457265	15,374	1229.92	2152.36	796.3732	214.801795	92.254617	307.056412
LT-M009	10	media	110	80	2.62		192.62	ASCR #2	0.262	0.017	0.17	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	0.87465	2,105	168.4	294.7	109.039	5.77269	2.479296 35	8.251986 35
LT-M003	178	media	110	80	46.636		236.636	ASCR #2	0.262	0.017	3.026	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	277.124106	60,916	4873.28	8528.24	3155.4488	1829.0191	785.540254	2614.55935
LT-M001	221	media	110	80	57.902		247.902	ASCR #2	0.262	0.017	3.757	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	427.1878065	69,999	5599.92	9799.86	3625.9482	2819.43952	1210.91313	4030.35265
LT-M013	141	media	110	80	36.942		226.942	ASCR #2	0.262	0.017	2.397	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	173.8891665	36,153	2892.24	5061.42	1872.7254	1147.6685	492.908907	1640.57741

CALCULO DE ESFUERZOS EN POSTE - VEREDA LA TEJA

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
LT-M012	13	media	110	80	3.406	110	303.406	ASCR #2	0.262	0.017	0.221	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	1.4781585	2,829	226.32	396.06	146.5422	9.755846 1	4.190010 83	13.945856 9
LT-B032	76	baja	62	80	19.912		161.912	triplex #4	0.262	0.017	1.292	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	50.519784	12,763	1021.04	1786.82	661.1234	333.430574	143.204157	476.634731
LT-B6	58	baja	62	80	15.196		157.196	triplex #4	0.262	0.017	0.986	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	29.423226	14,981	1198.48	2097.34	776.0158	194.193292	83.403529 1	277.596821
LT-B030	52	baja	62	80	13.624		155.624	triplex #4	0.262	0.017	0.884	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	23.650536	12,122	969.76	1697.08	627.9196	156.093538	67.0401732	223.133711
LT-B7	50	baja	62	80	13.1		155.1	triplex #4	0.262	0.017	0.85	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	21.86625	11,238	899.04	1573.32	582.1284	144.31725	61.982408 7	206.299659
LT-B042	218	baja	62	80	57.116		199.116	triplex #4	0.262	0.017	3.706	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	415.668666	66,139	5291.12	9259.46	3426.0002	2743.4132	1178.2608	3921.67399
LT-B1	104	baja	62	80	27.248		169.248	triplex #4	0.262	0.017	1.768	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	94.602144	18,845	1507.6	2638.3	976.171	624.37415	268.160693	892.534843
LT-B070	258	baja	62	80	67.596		209.596	triplex #4	0.262	0.017	4.386	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	582.202026	110,127	8810.16	15417.78	5704.5786	3842.53337	1650.31882	5492.85219
LT-B18	61	baja	62	80	15.982		157.982	triplex #4	0.262	0.017	1.037	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	32.5457265	10,989	879.12	1538.46	569.2302	214.801795	92.25461 7	307.056412
LT-B19	73	baja	62	80	19.126		161.126	triplex #4	0.262	0.017	1.241	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	46.6100985	15,471	1237.68	2165.94	801.3978	307.62665	132.121702	439.748352
LT-B620	70	baja	62	80	18.34		160.34	triplex #4	0.262	0.017	1.19	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	42.85785	14,276	1142.08	1998.64	739.4968	282.86181	121.485521	404.347331
LT-M5	58	media	110	80	15.196		205.196	ASCR #2	0.262	0.017	0.986	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	29.423226	14,981	1198.48	2097.34	776.0158	194.193292	83.403529 1	277.596821
LT-M4	122	media	110	80	31.964		221.964	ASCR #2	0.262	0.017	2.074	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	130.182906	21,642	1731.36	3029.88	1121.0556	859.20718	369.018468	1228.22565
LT-M3	132	media	110	80	34.584		224.584	ASCR #2	0.262	0.017	2.244	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	152.399016	25,116	2009.28	3516.24	1301.0088	1005.83351	431.992595	1437.8261
LT-M056	91	media	110	80	23.842		213.842	ASCR #2	0.262	0.017	1.547	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	72.4297665	23,683	1894.64	3315.62	1226.7794	478.036459	205.31053	683.346989
LT-B047	72	baja	62	80	18.864		160.864	triplex #4	0.262	0.017	1.224	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	45.341856	22,860	1828.8	3200.4	1184.148	299.25625	128.526723	427.782972
LT-B053	284	baja	62	80	74.408		216.408	triplex #4	0.262	0.017	4.828	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	705.457704	95,757	7660.56	13405.98	4960.2126	4656.02085	1999.70126	6655.72211
LT-B054	216	baja	62	80	56.592		198.592	triplex #4	0.262	0.017	3.672	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	408.076704	77,555	6204.4	10857.7	4017.349	2693.30625	1156.7405	3850.04675
LT-B055	144	baja	62	80	37.728		179.728	triplex #4	0.262	0.017	2.448	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	181.367424	43,583	3486.64	6101.62	2257.5994	1197.025	514.10689	1711.13189
LT-B13	78	baja	62	80	20.436		162.436	triplex #4	0.262	0.017	1.326	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	53.213706	17,572	1405.76	2460.08	910.2296	351.21046	150.84039	502.050849
LT-B14	72	baja	62	80	18.864		160.864	triplex #4	0.262	0.017	1.224	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	45.341856	15,067	1205.36	2109.38	780.4706	299.25625	128.526723	427.782972
LT-B15	108	baja	62	80	28.296		170.296	triplex #4	0.262	0.017	1.836	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	102.019176	24,913	1993.04	3487.82	1290.4934	673.326562	289.185126	962.511687
LT-B1	85	baja	62	80	22.27		164.27	triplex #4	0.262	0.017	1.445	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51	0.00882882	63.1934625	20,746	1659.68	2904.44	1074.6428	417.0768	179.1291	596.2060

CALCULO DE ESFUERZOS EN POSTE - VEREDA LA TEJA

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
6																			45							53	61	14
LT-B058	92	baja	62	80	24.104		166.104	triplex #4	0.262	0.017	1.564	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	74.030376	24,192	1935.36	3386.88	1253.1456	488.600482	209.847643	698.448124
LT-B8	69	baja	62	80	18.078		160.078	triplex #4	0.262	0.017	1.173	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	41.6420865	21,029	1682.32	2944.06	1089.3022	274.837771	118.039299	392.87707
LT-B9	113	baja	62	80	29.606		171.606	triplex #4	0.262	0.017	1.921	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	111.6840585	36,155	2892.4	5061.7	1872.829	737.114786	316.58135	1053.69614
LT-B10	188	baja	62	80	49.256		191.256	triplex #4	0.262	0.017	3.196	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	309.136296	98,853	7908.24	13839.42	5120.5854	2040.29955	876.282501	2916.58205
LT-B067	102	baja	62	80	26.724		168.724	triplex #4	0.262	0.017	1.734	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	90.998586	29,584	2366.72	4141.76	1532.4512	600.590668	257.945992	858.536659
LT-B11	112	baja	62	80	29.344		171.344	triplex #4	0.262	0.017	1.904	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	109.716096	35,530	2842.4	4974.2	1840.454	724.126234	311.002934	1035.12917
LT-B068	87	baja	62	80	22.794		164.794	triplex #4	0.262	0.017	1.479	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	66.2022585	21,703	1736.24	3038.42	1124.2154	436.934906	187.65794	624.592847
LT-B065	58	baja	62	80	15.196		157.196	triplex #4	0.262	0.017	0.986	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	29.423226	14,981	1198.48	2097.34	776.0158	194.193292	83.403529 1	277.596821
LT-B064	45	baja	62	80	11.79		153.79	triplex #4	0.262	0.017	0.765	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	17.7116625	9,179	734.32	1285.06	475.4722	116.896973	50.205751	167.102724
LT-B12	60	baja	62	80	15.72		157.72	triplex #4	0.262	0.017	1.02	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	31.4874	16,003	1280.24	2240.42	828.9554	207.81684	89.254668 5	297.071508
LT-B066	193	baja	62	80	50.566		192.566	triplex #4	0.262	0.017	3.281	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	325.7983785	77,539	6203.12	10855.46	4016.5202	2150.2693	923.513096	3073.78239
LT-B2	73	baja	62	80	19.126		161.126	triplex #4	0.262	0.017	1.241	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	46.6100985	23,487	1878.96	3288.18	1216.6266	307.62665	132.121702	439.748352
LT-B3	96	baja	62	80	25.152		167.152	triplex #4	0.262	0.017	1.632	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	80.607744	26,282	2102.56	3679.48	1361.4076	532.01111	228.491951	760.503062
LT-B004	62	baja	62	80	16.244		158.244	triplex #4	0.262	0.017	1.054	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	33.621546	17,059	1364.72	2388.26	883.6562	221.902204	95.304151 5	317.206355
LT-B4	84	baja	62	80	22.008		164.008	triplex #4	0.262	0.017	1.428	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	61.715304	20,276	1622.08	2838.64	1050.2968	407.321006	174.93915	582.260157
LT-B5	86	baja	62	80	22.532		164.532	triplex #4	0.262	0.017	1.462	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	64.689114	21,222	1697.76	2971.08	1099.2996	426.948152	183.368758	610.31691
LT-B019	68	baja	62	80	17.816		159.816	triplex #4	0.262	0.017	1.156	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	40.443816	20,436	1634.88	2861.04	1058.5848	266.929186	114.642663	381.571849
LT-M025	70	media	110	80	18.34		208.34	ASCR #2	0.262	0.017	1.19	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	42.85785	21,630	1730.4	3028.2	1120.434	282.86181	121.485521	404.347331
LT-M022	79	media	110	80	20.698		210.698	ASCR #2	0.262	0.017	1.343	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	54.5869065	27,434	2194.72	3840.76	1421.0812	360.273583	154.732885	515.006468
LT-B020	157	baja	62	80	41.134		183.134	triplex #4	0.262	0.017	2.669	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	215.5924785	41,533	3322.64	5814.62	2151.4094	1422.91036	611.121756	2034.03211
LT-B027	88	baja	62	80	23.056		165.056	triplex #4	0.262	0.017	1.496	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	67.732896	16,831	1346.48	2356.34	871.8458	447.037114	191.996709	639.033823
LT-B017	58	baja	62	80	15.196		157.196	triplex #4	0.262	0.017	0.986	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51545	0.00882882	29.423226	14,981	1198.48	2097.34	776.0158	194.193292	83.403529 1	277.596821

CALCULO DE ESFUERZOS EN POSTE - VEREDA LA TEJA

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
LT-B018	39	baja	62	80	10.218		152.218	triplex #4	0.262	0.017	0.663	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	13.3034265	15,992	1279.36	2238.88	828.3856	87.802649	37.710097	125.512712
LT-B029	63	baja	62	80	16.506		158.506	triplex #4	0.262	0.017	1.071	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	34.7148585	17,601	1408.08	2464.14	911.7318	229.118066	98.403272	327.521338
LT-B034	76	baja	62	80	19.912		161.912	triplex #4	0.262	0.017	1.292	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	50.519784	25,421	2033.68	3558.94	1316.8078	333.430574	143.204157	476.634731
LT-M5	58	media	110	80	15.196		205.196	ASCR #2	0.262	0.017	0.986	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	29.423226	14,981	1198.48	2097.34	776.0158	194.193292	83.403529 1	277.596821
LT-M4	122	media	110	80	31.964		221.964	ASCR #2	0.262	0.017	2.074	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	130.182906	25,527	2042.16	3573.78	1322.2986	859.207178	369.018468	1228.22565
LT-M3	132	media	110	80	34.584		224.584	ASCR #2	0.262	0.017	2.244	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	152.399016	29,693	2375.44	4157.02	1538.0974	1005.83351	431.992595	1437.8261
LT-B17	59	baja	62	80	15.458		157.458	triplex #4	0.262	0.017	1.003	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	30.4465665	15,488	1239.04	2168.32	802.2784	200.947339	86.304058	287.251645
LT-B051	95	baja	62	80	24.89		166.89	triplex #4	0.262	0.017	1.615	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	78.9371625	25,751	2060.08	3605.14	1333.9018	520.985273	223.756495	744.741768
LT-B060	42	baja	62	80	11.004		153.004	triplex #4	0.262	0.017	0.714	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	15.428826	8,046	643.68	1126.44	416.7828	101.830252	43.734787 5	145.565039
LT-B006	65	baja	62	80	17.03		159.03	triplex #4	0.262	0.017	1.105	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	36.9539625	12,395	991.6	1735.3	642.061	243.896153	104.750271	348.646423
LT-B002	76	baja	62	80	19.912		161.912	triplex #4	0.262	0.017	1.292	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	50.519784	16,715	1337.2	2340.1	865.837	333.430574	143.204157	476.634731
LT-B016	91	baja	62	80	23.842		165.842	triplex #4	0.262	0.017	1.547	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	72.4297665	23,683	1894.64	3315.62	1226.7794	478.036459	205.31053	683.346989
LT-B015	31	baja	62	80	8.122		150.122	triplex #4	0.262	0.017	0.527	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	8.4053865	10,170	813.6	1423.8	526.806	55.475559	23.826037 9	79.301588
LT-B014	30	baja	62	80	7.86		149.86	triplex #4	0.262	0.017	0.51	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	7.87185	9,535	762.8	1334.9	493.913	51.95421	22.313661 1	74.267871
LT-B027	88	baja	62	80	23.056		165.056	triplex #4	0.262	0.017	1.496	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	67.732896	16,831	1346.48	2356.34	871.8458	447.037114	191.996709	639.033823
LT-B017	58	baja	62	80	15.196		157.196	triplex #4	0.262	0.017	0.986	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	29.423226	9,992	799.36	1398.88	517.5856	194.193292	83.403529 1	277.596821
LT-M062	166	media	110	80	43.492		233.492	ASCR #2	0.262	0.017	2.822	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	241.018554	41,020	3281.6	5742.8	2124.836	1590.72246	683.194901	2273.91736
LT-M061	251	media	110	80	65.762		255.762	ASCR #2	0.262	0.017	4.267	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	551.0382465	104,298	8343.84	14601.72	5402.6364	3636.85243	1561.98149	5198.83392
LT-M056	309	media	110	80	80.958		270.958	ASCR #2	0.262	0.017	5.253	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	835.1245665	157,432	12594.56	22040.48	8154.9776	5511.82214	2367.25694	7879.07908
LT-M5	56	media	110	80	14.672		204.672	ASCR #2	0.262	0.017	0.952	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	27.429024	13,994	1119.52	1959.16	724.8892	181.031558	77.750734	258.782292
LT-M056	91	media	110	80	23.842		213.842	ASCR #2	0.262	0.017	1.547	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	72.4297665	17,939	1435.12	2511.46	929.2402	478.036459	205.31053	683.346989
LT-M2	119	media	110	80	31.178		221.178	ASCR #2	0.262	0.017	2.023	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	123.8591865	30,054	2404.32	4207.56	1556.7972	817.470631	351.093156	1168.56379

CALCULO DE ESFUERZOS EN POSTE - VEREDA LA TEJA

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
LT-M1	109	media	110	80	28.558		218.558	ASCR #2	0.262	0.017	1.853	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	103.9171665	25,360	2028.8	3550.4	1313.648	685.853299	294.565199	980.418498
LT-M046	272	media	110	80	71.264		261.264	ASCR #2	0.262	0.017	4.624	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	647.101056	153,054	12244.32	21427.56	7928.1972	4270.866997	1834.28261	6105.14958
LT-M045	179	media	110	80	46.898		236.898	ASCR #2	0.262	0.017	3.043	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	280.2466065	66,831	5346.48	9356.34	3461.8458	1849.6276	794.391342	2644.01895
LT-M044	159	media	110	80	41.658		231.658	ASCR #2	0.262	0.017	2.703	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	221.1202665	52,931	4234.48	7410.34	2741.8258	1459.39376	626.790909	2086.18467
LT-M043	84	media	110	80	22.008		212.008	ASCR #2	0.262	0.017	1.428	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	61.715304	20,276	1622.08	2838.64	1050.2968	407.321006	174.93915	582.260157
LT-M037	419	media	110	80	109.778		299.778	ASCR #2	0.262	0.017	7.123	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	1535.544287	181,095	14487.6	25353.3	9380.721	10134.5923	4352.67746	14487.2697
LT-M033	11	media	110	80	2.882		192.882	ASCR #2	0.262	0.017	0.187	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	1.0583265	1,421	113.68	198.94	73.6078	6.984949	2.999948	9.984903
LT-M007	220	media	110	80	57.64		247.64	ASCR #2	0.262	0.017	3.74	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	423.3306	80,409	6432.72	11257.26	4165.1862	2793.98196	1199.97943	3993.96139
LT-M008	306	media	110	80	80.172		270.172	ASCR #2	0.262	0.017	5.202	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	818.987274	154,414	12353.12	21617.96	7998.6452	5405.31601	2321.51393	7726.82994
LT-M009	61	media	110	80	15.982		205.982	ASCR #2	0.262	0.017	1.037	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	32.5457265	10,989	879.12	1538.46	569.2302	214.801795	92.254617	307.056412
LT-M010	10	media	110	80	2.62		192.62	ASCR #2	0.262	0.017	0.17	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	0.87465	1,200	96	168	62.16	5.77269	2.479296	8.251986
LT-M001	178	media	110	80	46.636		236.636	ASCR #2	0.262	0.017	3.026	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	277.124106	53,051	4244.08	7427.14	2748.0418	1829.0191	785.540254	2614.55935
LT-M013	221	media	110	80	57.902		247.902	ASCR #2	0.262	0.017	3.757	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	427.1878065	58,655	4692.4	8211.7	3038.329	2819.43952	1210.91313	4030.35265
LT-M012	141	media	110	80	36.942		226.942	ASCR #2	0.262	0.017	2.397	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	173.8891665	24,808	1984.64	3473.12	1285.0544	1147.6685	492.908907	1640.57741
LT-M011	13	media	110	80	3.406		193.406	ASCR #2	0.262	0.017	0.221	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	1.4781585	1,925	154	269.5	99.715	9.758461	4.190010	13.945856

CALCULO DE ESFUERZOS EN POSTE - VEREDA PAMPLONITA

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
PL-M088	69	media	110	80	18.078	110	318.078	ASCR #2	0.262	0.017	1.173	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	41.6420865	20,149	1611.92	2820.86	1043.7182	274.837771	118.039299	392.87707
PL-B1	109	baja	62	80	57.116		199.116	triplex #4	0.262	0.017	1.853	2	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	207.834333	29,685	4749.6	8311.8	3075.366	1371.7066	589.130398	1960.837
PL-B2	78	baja	62	80	40.872		182.872	triplex #4	0.262	0.017	1.326	2	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	106.427412	24,623	3939.68	6894.44	2550.9428	702.420919	301.680779	1004.1017
PL-B074	77	baja	62	80	20.174		162.174	triplex #4	0.262	0.017	1.309	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	51.8579985	24,099	1927.92	3373.86	1248.3282	342.26279	146.99748	489.26027
PL-B3	84	baja	62	80	22.008		164.008	triplex #4	0.262	0.017	1.428	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	61.715304	27,909	2232.72	3907.26	1445.6862	407.321006	174.93915	582.260157
PL-B073	79	baja	62	80	20.698		162.698	triplex #4	0.262	0.017	1.343	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	54.5869065	25,154	2012.32	3521.56	1302.9772	360.273583	154.732885	515.006468
PL-B072	72	baja	62	80	18.864		160.864	triplex #4	0.262	0.017	1.224	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	45.341856	21,580	1726.4	3021.2	1117.844	299.25625	128.526723	427.782972
PL-M088	252	media	110	80	66.024	110	366.024	ASCR #2	0.262	0.017	4.284	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	555.437736	91,812	7344.96	12853.68	4755.8616	3665.88906	1574.45235	5240.34141
PL-B075	86	baja	62	80	22.532		164.532	triplex #4	0.262	0.017	1.462	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	64.689114	23,517	1881.36	3292.38	1218.1806	426.948152	183.368758	610.31691
PL-B4	82	baja	62	80	21.484		163.484	triplex #4	0.262	0.017	1.394	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	58.811466	21,926	1754.08	3069.64	1135.7668	388.155676	166.707886	554.863562
PL-B5	59	baja	62	80	15.458		157.458	triplex #4	0.262	0.017	1.003	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	30.4465665	15,817	1265.36	2214.38	819.3206	200.947339	86.304058	287.251645
PL-B076	98	baja	62	80	25.676		167.676	triplex #4	0.262	0.017	1.666	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	84.001386	28,742	2299.36	4023.88	1488.8356	554.409148	238.111621	792.520769
PL-M088	69	media	110	80	18.078	110	318.078	ASCR #2	0.262	0.017	1.173	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	41.6420865	30,949	2475.92	4332.86	1603.1582	274.837771	118.039299	392.87707
PL-B12	70	baja	62	80	18.34		160.34	duplex #4	0.262	0.017	1.19	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	42.85785	31,792	2543.36	4450.88	1646.8256	282.86181	121.485521	404.347331
PL-B13	51	baja	62	80	13.362		155.362	duplex #4	0.262	0.017	0.867	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	22.7496465	17,850	1428	2499	924.63	150.147667	64.486498	214.634165
PL-M078	180	media	110	80	47.16	110	347.16	ASCR #2	0.262	0.017	3.06	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	283.3866	67,102	5368.16	9394.28	3475.8836	1870.35156	803.292016	2673.64358
PL-B079	83	baja	62	80	21.746		163.746	duplex #4	0.262	0.017	1.411	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	60.2546385	27,344	2187.52	3828.16	1416.4192	397.680614	170.798725	568.479339
PL-B14	69	baja	62	80	18.078		160.078	duplex #4	0.262	0.017	1.173	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	41.6420865	20,149	1611.92	2820.86	1043.7182	274.837771	118.039299	392.87707

CALCULO DE ESFUERZOS EN POSTE - VEREDA PAMPLONITA

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
PL-M625	90	media	110	80	23.58	110	323.58	ASCR #2	0.262	0.017	1.53	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	70.84665	31,437	2514.96	4401.18	1628.4366	467.58789	200.823004	668.410894
PL-B88	64	baja	62	80	16.768		158.768	duplex #4	0.262	0.017	1.088	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	35.825664	17,899	1431.92	2505.86	927.1682	236.449382	101.551978	338.001361
PL-B9	49	baja	62	80	12.838		154.838	ASCR #2	0.262	0.017	0.833	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	21.0003465	12,156	972.48	1701.84	629.6808	138.602287	59.527905 3	198.130192
PL-B623	32	baja	62	80	8.384		150.384	duplex #4	0.262	0.017	0.544	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	8.956416	8,279	662.32	1159.06	428.8522	59.112345 6	25.387994 6	84.500340 2
PL-B622	47	baja	62	80	12.314		154.314	ASCR #2	0.262	0.017	0.799	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	19.3210185	11,504	920.32	1610.56	595.9072	127.518722	54.767653	182.286378
PL-M090	70	media	110	80	18.34	110	318.34	ASCR #2	0.262	0.017	1.19	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	42.85785	20,620	1649.6	2886.8	1068.116	282.86181	121.485521	404.347331
PL-B7	90	baja	62	80	23.58		165.58	ASCR #2	0.262	0.017	1.53	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	70.84665	31,437	2514.96	4401.18	1628.4366	467.58789	200.823004	668.410894
PL-M090	73	media	110	80	19.126	110	319.126	ASCR #2	0.262	0.017	1.241	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	46.6100985	22,070	1765.6	3089.8	1143.226	307.62665	132.121702	439.748352
PL-B6	70	baja	62	80	18.34		160.34	ASCR #2	0.262	0.017	1.19	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	42.85785	20,620	1649.6	2886.8	1068.116	282.86181	121.485521	404.347331
PL-M629	29	media	110	80	7.598	110	307.598	ASCR #2	0.262	0.017	0.493	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	7.3558065	7,166	573.28	1003.24	371.1988	48.548329	20.850882 3	69.399205 2
PL-M629	38	media	110	80	9.956		199.956	triplex #4	0.262	0.017	0.646	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	12.629946	10,830	866.4	1516.2	560.994	83.357643 6	35.801039 2	119.158683
PL-M634	31	media	110	80	8.122		198.122	triplex #4	0.262	0.017	0.527	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	8.4053865	7,896	631.68	1105.44	409.0128	55.475555 09	23.826037 9	79.301588 8
PL-M634	26	media	110	80	6.812		196.812	triplex #4	0.262	0.017	0.442	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	5.912634	6,161	492.88	862.54	319.1398	39.023384 4	16.760043 3	55.783427 7
PL-M634	51	media	110	80	13.362	110	313.362	ASCR #2	0.262	0.017	0.867	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	22.7496465	17,850	1428	2499	924.63	150.147667	64.486498	214.634165
PL-B633	70	baja	62	80	18.34		160.34	duplex #4	0.262	0.017	1.19	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	42.85785	20,620	1649.6	2886.8	1068.116	282.86181	121.485521	404.347331
PL-M088	190	media	110	80	49.78	110	349.78	ASCR #2	0.262	0.017	3.23	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	315.74865	57,382	4590.56	8033.48	2972.3876	2083.94109	895.025981	2978.96707

CALCULO DE ESFUERZOS EN POSTE - VEREDA PAMPLONITA

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
PL-M078	219	media	110	80	57.378		247.378	ASCR #2	0.262	0.017	3.723	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51445	0.00882882	419.4908865	72,289	5783.12	10120.46	3744.5702	2768.63985	1189.09532	3957.73517
PL-M2	172	media	110	80	45.064		235.064	ASCR #2	0.262	0.017	2.924	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51445	0.00882882	258.756456	61,971	4957.68	8675.94	3210.0978	1707.79261	733.475031	2441.26764
PL-M081	202	media	110	80	52.924		242.924	ASCR #2	0.262	0.017	3.434	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51445	0.00882882	356.892186	82,414	6593.12	11537.96	4269.0452	2355.48843	1011.65208	3367.14051
PL-M087	86	media	110	80	22.532		212.532	ASCR #2	0.262	0.017	1.462	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51445	0.00882882	64.689114	23,517	1881.36	3292.38	1218.1806	426.948152	183.368758	610.31691
PL-M086	136	media	110	80	35.632		225.632	ASCR #2	0.262	0.017	2.312	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51445	0.00882882	161.775264	49,756	3980.48	6965.84	2577.3608	1067.71674	458.570652	1526.28739
PL-M085	245	media	110	80	64.19		254.19	ASCR #2	0.262	0.017	4.165	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51445	0.00882882	525.0086625	79,378	6350.24	11112.92	4111.7804	3465.05717	1488.19763	4953.2548
PL-M1	77	media	110	80	20.174		210.174	ASCR #2	0.262	0.017	1.309	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51445	0.00882882	51.8579985	24,099	1927.92	3373.86	1248.3282	342.26279	146.99748	489.26027
PL-M629	46	media	110	80	12.052		202.052	ASCR #2	0.262	0.017	0.782	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51445	0.00882882	18.507594	11,187	894.96	1566.18	579.4866	122.15012	52.461910 7	174.612031
PL-M3	60	media	110	80	15.72		205.72	ASCR #2	0.262	0.017	1.02	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51445	0.00882882	31.4874	16,220	1297.6	2270.8	840.196	207.81684	89.254668 5	297.071508
PL-M630	9	media	110	80	2.358	110	302.358	ASCR #2	0.262	0.017	0.153	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51445	0.00882882	0.7084665	2,042	163.36	285.88	105.7756	4.675878 9	2.008230 04	6.684108 94
PL-B1	69	baja	62	80	18.078		160.078	triplex #4	0.262	0.017	1.173	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51445	0.00882882	41.6420865	16,635	1330.8	2328.9	861.693	274.837771	118.039299	392.87707
PL-B2	109	baja	62	80	28.558		170.558	triplex #4	0.262	0.017	1.853	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51445	0.00882882	103.9171665	22,690	1815.2	3176.6	1175.342	685.853299	294.565199	980.418498
PL-B074	78	baja	62	80	20.436		162.436	triplex #4	0.262	0.017	1.326	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51445	0.00882882	53.213706	21,108	1688.64	2955.12	1093.3944	351.21046	150.84039	502.050849
PL-B3	77	baja	62	80	20.174		162.174	triplex #4	0.262	0.017	1.309	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51445	0.00882882	51.8579985	20,584	1646.72	2881.76	1066.2512	342.26279	146.99748	489.26027
PL-B073	84	baja	62	80	22.008		164.008	triplex #4	0.262	0.017	1.428	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51445	0.00882882	61.715304	24,394	1951.52	3415.16	1263.6092	407.321006	174.93915	582.260157
PL-B072	79	baja	62	80	20.698		162.698	triplex #4	0.262	0.017	1.343	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51445	0.00882882	54.5869065	21,639	1731.12	3029.46	1120.9002	360.273583	154.732885	515.006468
PL-B0	72	baja	62	80	18.864		160.864	triplex #4	0.262	0.017	1.224	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.51445	0.00882882	45.341856	18,065	1445.2	2529.1	935.767	299.25625	128.526723	427.782972

CALCULO DE ESFUERZOS EN POSTE - VEREDA PAMPLONITA

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
71																												
PL-B075	252	baja	62	80	66.024		208.024	triplex #4	0.262	0.017	4.284	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	555.437736	81,338	6507.04	11387.32	4213.3084	3665.88906	1574.45235	5240.34141
PL-B4	86	baja	62	80	22.532		164.532	triplex #4	0.262	0.017	1.462	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	64.689114	18,262	1460.96	2556.68	945.9716	426.948152	183.368758	610.31691
PL-B5	82	baja	62	80	21.484		163.484	triplex #4	0.262	0.017	1.394	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	58.811466	16,671	1333.68	2333.94	863.5578	388.155676	166.707886	554.863562
PL-B076	59	baja	62	80	15.458		157.458	triplex #4	0.262	0.017	1.003	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	30.4465665	12,302	984.16	1722.28	637.2436	200.947339	86.304058	287.251645
PL-B077	98	baja	62	80	25.676		167.676	triplex #4	0.262	0.017	1.666	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	84.001386	23,487	1878.96	3288.18	1216.6266	554.409148	238.111621	792.520769
PL-B12	69	baja	62	80	18.078		160.078	triplex #4	0.262	0.017	1.173	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	41.6420865	29,175	2334	4084.5	1511.265	274.837771	118.039299	392.87707
PL-B13	70	baja	62	80	18.34		160.34	triplex #4	0.262	0.017	1.19	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	42.85785	30,017	2401.36	4202.38	1554.8806	282.86181	121.485521	404.347331
PL-M078	51	media	110	80	13.362		203.362	ASCR #2	0.262	0.017	0.867	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	22.7496465	16,075	1286	2250.5	832.685	150.147667	64.486498	214.634165
PL-B079	180	baja	62	80	47.16		189.16	triplex #4	0.262	0.017	3.06	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	283.3866	60,108	4808.64	8415.12	3113.5944	1870.35156	803.292016	2673.64358
PL-B14	83	baja	62	80	21.746		163.746	triplex #4	0.262	0.017	1.411	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	60.2546385	23,830	1906.4	3336.2	1234.394	397.680614	170.798725	568.479339
PL-B080	69	baja	62	80	18.078		160.078	triplex #4	0.262	0.017	1.173	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	41.6420865	16,635	1330.8	2328.9	861.693	274.837771	118.039299	392.87707
PL-B8	90	baja	62	80	23.58		165.58	triplex #4	0.262	0.017	1.53	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	70.84665	27,922	2233.76	3909.08	1446.3596	467.58789	200.823004	668.410894
PL-B9	64	baja	62	80	16.768		158.768	triplex #4	0.262	0.017	1.088	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	35.825664	14,385	1150.8	2013.9	745.143	236.449382	101.551978	338.001361
PL-B623	49	baja	62	80	12.838		154.838	triplex #4	0.262	0.017	0.833	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	21.0003465	8,641	691.28	1209.74	447.6038	138.602287	59.527905 3	198.130192
PL-B622	32	baja	62	80	8.384		150.384	triplex #4	0.262	0.017	0.544	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	8.956416	6,504	520.32	910.56	336.9072	59.112345 6	25.387994 6	84.500340 2
PL-B621	47	baja	62	80	12.314		154.314	triplex #4	0.262	0.017	0.799	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	19.3210185	7,989	639.12	1118.46	413.8302	127.518722	54.767663	182.286378
PL-B7	70	baja	62	80	18.34		160.34	triplex #4	0.262	0.017	1.19	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	42.85785	17,105	1368.4	2394.7	886.039	282.86181	121.485521	404.347331
PL-B105	90	baja	62	80	23.58		165.58	triplex #4	0.262	0.017	1.53	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	70.84665	27,922	2233.76	3909.08	1446.3596	467.58789	200.823004	668.410894

CALCULO DE ESFUERZOS EN POSTE - VEREDA PAMPLONITA

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
PL-B6	73	baja	62	80	19.126		161.126	triplex #4	0.262	0.017	1.241	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	46.6100985	18,556	1484.48	2597.84	961.2008	307.62665	132.121702	439.748352
PL-B091	70	baja	62	80	18.34		160.34	triplex #4	0.262	0.017	1.19	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	42.85785	17,105	1368.4	2394.7	886.039	282.86181	121.485521	404.347331
PL-B627	29	baja	62	80	7.598		149.598	triplex #4	0.262	0.017	0.493	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	7.3558065	5,391	431.28	754.74	279.2538	48.548329	20.850882 3	69.399205 2
PL-B628	38	baja	62	80	9.956		151.956	triplex #4	0.262	0.017	0.646	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	12.629946	9,055	724.4	1267.7	469.049	83.357643 6	35.801039 2	119.158683
PL-B636	31	baja	62	80	8.122		150.122	triplex #4	0.262	0.017	0.527	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	8.4053865	6,121	489.68	856.94	317.0678	55.475555 09	23.826037 9	79.301588 8
PL-B635	26	baja	62	80	6.812		148.812	triplex #4	0.262	0.017	0.442	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	5.912634	4,387	350.96	614.18	227.2466	39.023384 4	16.760043 3	55.783427 7
PL-B633	51	baja	62	80	13.362		155.362	triplex #4	0.262	0.017	0.867	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	22.7496465	16,075	1286	2250.5	832.685	150.147667	64.486498	214.634165
PL-B632	70	baja	62	80	18.34		160.34	triplex #4	0.262	0.017	1.19	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	42.85785	17,105	1368.4	2394.7	886.039	282.86181	121.485521	404.347331
PL-M078	190	media	110	80	49.78		239.78	ASCR #2	0.262	0.017	3.23	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	315.74865	46,908	3752.64	6567.12	2429.8344	2083.94109	895.025981	2978.96707
PL-M2	219	media	110	80	57.378		247.378	ASCR #2	0.262	0.017	3.723	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	419.4908865	61,814	4945.12	8653.96	3201.9652	2768.63985	1189.09532	3957.73517
PL-M081	172	media	110	80	45.064		235.064	ASCR #2	0.262	0.017	2.924	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	258.756456	54,976	4398.08	7696.64	2847.7568	1707.79261	733.475031	2441.26764
PL-M087	202	media	110	80	52.924		242.924	ASCR #2	0.262	0.017	3.434	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	356.892186	75,419	6033.52	10558.66	3906.7042	2355.48843	1011.65208	3367.14051
PL-M086	86	media	110	80	22.532		212.532	ASCR #2	0.262	0.017	1.462	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	64.689114	18,262	1460.96	2556.68	945.9716	426.948152	183.368758	610.31691
PL-M085	136	media	110	80	35.632		225.632	ASCR #2	0.262	0.017	2.312	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	161.775264	44,501	3560.08	6230.14	2305.1518	1067.71674	458.570652	1526.28739
PL-M1	245	media	110	80	64.19		254.19	ASCR #2	0.262	0.017	4.165	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	525.0086625	67,163	5373.04	9402.82	3479.0434	3465.05717	1488.19763	4953.2548
PL-M084	77	media	110	80	20.174		210.174	ASCR #2	0.262	0.017	1.309	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	51.8579985	20,584	1646.72	2881.76	1066.2512	342.26279	146.99748	489.26027

CALCULO DE ESFUERZOS EN POSTE - VEREDA PAMPLONITA																												
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
PL-M3	46	media	110	80	12.052		202.052	ASCR #2	0.262	0.017	0.782	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	18.507594	7,673	613.84	1074.22	397.4614	122.15012	52.461907	174.612031
PL-M630	60	media	110	80	15.72		205.72	ASCR #2	0.262	0.017	1.02	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	31.4874	12,705	1016.4	1778.7	658.119	207.81684	89.254668 5	297.071508
PL-M631	9	media	110	80	2.358		192.358	ASCR #2	0.262	0.017	0.153	1	3.5	0.37	0.15	6.6	0.01716	2.834615385	0.5145	0.00882882	0.7084665	1,659	132.72	232.26	85.9362	4.675878 9	2.008230 04	6.684108 94

ANEXO 7. PLANOS ELECTRICOS.

(Ver documento adjunto).

ANEXO 8. GUIA PARA MEDICION DE RESISTIVIDAD

(Ver documento adjunto).

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

(Ver documento adjunto).

ANEXO 10. ESTRUCTURAS DE BT Y MT Y ACCESORIOS.

(Ver documento adjunto).

ANEXO 11. LISTADO DE USUARIOS.

(Ver documento adjunto).