



# **UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”**



**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

**VI PROGRAMA DE TITULACIÓN PROFESIONAL EXTRAORDINARIA**

## **EXAMEN DE SUFICIENCIA PROFESIONAL**

**Para Optar el Título Profesional de  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**“REMODELACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA  
ELECTRIFICACIÓN EN LOS CENTROS POBLADOS DE  
COCHALAN Y ANGASH DEL DISTRITO DE SAN JOSÉ  
DEL ALTO DE LA PROVINCIA DE JAÉN,  
DEPARTAMENTO DE CAJAMARCA”**

**Presentado por:**

**Bach. DERLYN JANDER LEYVA REGALADO**

**Asesor:**

**Ing. JOSÉ ALBERTO CHANCAFE GUERRERO**

**LAMBAYEQUE – PERÚ**

**2016**



# **UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”**



**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

**VI PROGRAMA DE TITULACIÓN PROFESIONAL EXTRAORDINARIA**

## **EXAMEN DE SUFICIENCIA PROFESIONAL**

**Para Optar el Título Profesional de  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**“REMODELACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA  
ELECTRIFICACIÓN EN LOS CENTROS POBLADOS DE  
COCHALAN Y ANGASH DEL DISTRITO DE SAN JOSÉ  
DEL ALTO DE LA PROVINCIA DE JAÉN,  
DEPARTAMENTO DE CAJAMARCA”**

**Presentado por:**

**Bach. DERLYN JANDER LEYVA REGALADO**

**Aprobado por el Jurado Examinador**

**PRESIDENTE:** Msc. Ing. HORNA TORRES SEGUNDO ABELARDO.

**SECRETARIO:** Ing. JOSÉ JAVIER SOSA VICTORIANO.

**VOCAL:** Msc. Ing. DANIEL CARRANZA MONTENEGRO.

**ASESOR:** Ing. JOSÉ ALBERTO CHANCAFE GUERRERO.

**Lambayeque – Perú**

**2016**



# **UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”**



**Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica**

**“VI PROGRAMA DE TITULACIÓN PROFESIONAL EXTRAORDINARIA”**

## **EXAMEN DE SUFICIENCIA PROFESIONAL**

### **TITULO**

**“REMODELACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA ELECTRIFICACIÓN EN LOS CENTROS POBLADOS DE COCHALAN Y ANGASH DEL DISTRITO DE SAN JOSÉ DEL ALTO DE LA PROVINCIA DE JAÉN, DEPARTAMENTO DE CAJAMARCA”**

### **CONTENIDOS**

**CAPITULO I: PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN.**

**CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.**

**CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO.**

**CAPITULO IV: PROPUESTA DE LA INVESTIGACIÓN**

**CAPITULO V: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.**

**CAPITULO VI: CONCLUSIONES.**

**AUTOR: DERLYN JANDER LEYVA REGALADO**

---

**PRESIDENTE**

---

**SECRETARIO**

---

**VOCAL**

---

**ASESOR**

**Lambayeque – Perú**

**2016**

## DEDICATORIA

Dedico este trabajo de manera especial a mis padres **María Regalado Mera** y **Joaquín Leyva Carhuatanta**, que con su ejemplo de amor y constancia han influido en mi personalidad para poner el entusiasmo, dedicación y esfuerzo necesario a fin de culminar este logro profesional.

A las personas que de alguna forma me ayudaron para la realización de una de mis metas; docentes, compañeros, amigos y familiares.

## **AGRADECIMIENTO**

Primero y antes que nada, dar gracias a Dios, por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que siempre han creído en mí.

Mi agradecimiento y gran aprecio al Ing. José Alberto Chancafe Guerrero, Asesor de mi examen de suficiencia profesional, por su invaluable ayuda.

Al Ing. Danner Torres Huaman, Ing. Jorge Benavides Cieza y amigos de la empresa GRUPO BENAVIDES S.R.L, por abrirme las puertas para iniciarme profesionalmente y las facilidades prestadas en cuanto a información y equipos, lo que me ha permitido llegar a un feliz término con el desarrollo de este trabajo.

## RESUMEN

El Objetivo principal de este trabajo suficiencia fue proponer la remodelación y ampliación de la de los sistemas de distribución eléctrica en media tensión y baja tensión para los centros poblados Angash y Chocolan, debido a que las actuales se encuentran en estado de deterioro produciendo continuos cortes, además de atentar contra de la seguridad de las personas y satisfacer la máxima demanda actual. Como primer paso electrificación se determinó la máxima demanda actual y se seleccionó los transformadores de distribución, para el centro poblado Chocolan un trasformador de 75 KVA y para Angash 02 transformadores de 75 KA y 25 KVA. Se dimensiono la red secundaria donde el conductor que cumple con los requerimientos mecánicos y eléctricos es: 3x35+1x16/25 y en la red primaria se seleccionó un conductor AAAC de 35 m<sup>2</sup>, se realizó el metrado y se elaboraron los planos. El presupuesto para implementar la propuesta es de S/. 731 067,74. Al realizar la ampliación del servicio eléctrico hay un mejoramiento en el nivel de vida y un avance en la educación ya que podrán tener acceso a muchas tecnologías las cuales no serían posibles sin este servicio, también un gran desarrollo en las actividades productivas.

**Palabras clave:** Remodelación, Ampliación, Sistema Trifásico, Diseño de Redes Eléctricas.

## ABSTRACT

The main objective of this work sufficiency was to propose the remodeling and expansion of the electrical distribution systems in medium voltage and low voltage for the Angash and Chocolan population centers, because the current ones are in a state of deterioration producing continuous cuts, In addition to undermining the safety of people and meet the current maximum demand. As the first step electrification the maximum current demand was determined and the distribution transformers were selected, for the town center Chocolan a transformer of 75 KVA and for Angash 02 transformers of 75 KA and 25 KVA. The secondary network was dimensioned where the conductor that meets the mechanical and electrical requirements is: 3x35 + 1x16 / 25 and in the primary network an AAAC conductor of 35 m<sup>2</sup> was selected, the meter was made and the plans were drawn up. The budget to implement the proposal is S /. 731,067.74. When carrying out the extension of the electric service there is an improvement in the standard of living and an advance in the education since they will be able to have access to many technologies which would not be possible without this service, also a great development in the productive activities.

**Key words:** Remodeling, expansion, System Three-phase, Design of Network Electric.

## ÍNDICE

DEDICATORIA .....	i
AGRADECIMIENTO .....	ii
RESUMEN .....	iii
ÍNDICE .....	1
ÍNDICE DE TABLAS.....	4
ÍNDICE DE FIGURAS.....	5
INTRODUCCIÓN.....	6
CAPÍTULO I: PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN .....	8
1.1 Realidad Problemática .....	8
1.2 Formulación del Problema.....	9
1.3 Delimitación de la Investigación .....	9
1.4 Justificación e Importancia de la Investigación .....	9
1.5 Limitaciones de la Investigación .....	10
1.6 Objetivos de la Investigación.....	10
1.6.1 Objetivo General .....	10
1.6.2 Objetivos Específicos.....	10
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO .....	11
2.1 Antecedentes de Estudios.....	11
2.2 Desarrollo de la Temática Correspondiente al Tema Investigado...13	
2.2.1 Máxima Demanda Eléctrica: .....	13
2.2.1.1 Proyección de la Demanda Eléctrica .....	13
2.2.2 Calificación Eléctrica .....	14
2.2.2.1 Carga de Servicio Particular .....	14
2.2.3 Caída de Tensión.....	15
2.2.3.1 Fórmula para el Cálculo de la Caída de Tensión: .....	16
2.2.4 Parámetros Eléctricos para Redes de Distribución Primarias y Secundarias.....	18
2.2.4.1 Corriente Eléctrica .....	18
2.2.4.2 Resistencia Eléctrica del Conductor .....	19
2.2.4.3 Reactancia Inductiva del Conductor .....	20
2.2.4.4 Pérdidas de Potencia y Energía por Efecto Joule .....	21

2.2.4.5	Determinación de Potencia de Transformadores .....	23
2.2.5	Redes Primarias .....	24
2.2.6.	Redes Secundarias.....	40
2.2.7	Nivel de Aislamiento .....	52
2.2.7.1	Selección y Descripción de Aislamiento .....	52
2.2.7.2	Factor de Corrección por Altitud .....	53
2.2.7.3	Aislamiento Necesario por Contaminación Ambiental.....	53
2.2.7.4	Aislamiento Necesario por Sobretensión a Frecuencia Industrial en Seco .....	55
2.2.7.5	Aislamiento Necesario por Sobretensión Atmosféricas .....	56
2.2.7.6	Coordinación de Aislamiento .....	56
2.2.8	Selección de Pararrayos .....	57
2.2.9	Puntos de Alimentación .....	60
2.2.10	Puntos de Iluminación para Redes Secundarias .....	60
2.2.10.1	Determinación del número de unidades de alumbrado .....	61
2.2.11	Resistencia de Puesta a Tierra .....	63
2.2.5.9.1	Estudio de Resistividad y de Puesta a Tierra .....	65
3.3.2.10	Normatividad Aplicable para el Diseño de Redes de Distribución Primarias.....	69
2.3	Definición conceptual de la terminología empleada.....	71
CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO .....		78
3.1	Tipo y Diseño de Investigación.....	78
3.2	Población y Muestra.....	78
3.3	Hipótesis .....	78
3.4	Variables- Operacionalización .....	79
3.5	Métodos y Técnicas de Investigación .....	80
3.6	Descripción de los Instrumentos Utilizados .....	81
3.7	Análisis Estadístico e Interpretación de los Datos .....	82
CAPÍTULO IV: PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN .....		83
4.1	Propuesta de investigación .....	83
CAPÍTULO V: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.....		85

5.1	Determinación de la Máxima Demanda y dimensionamiento de los transformadores de distribución .....	85
5.2	Cálculos en Redes Primarias .....	96
5.2.3	Cálculos Eléctricos .....	96
5.2.4	Cálculos Mecánicos del Conductor .....	119
5.2.4.1	Cálculo Mecánico de Estructuras .....	123
5.2.4.2	Cálculo de Cimentación de Postes .....	126
5.2.4.3	Cálculo de Retenidas .....	131
5.2.4.4	Cálculo de Cimentación de Retenidas .....	133
5.3	Cálculos eléctricos en Redes Secundarias .....	138
5.4	Metrados .....	169
5.5	Presupuesto .....	169
5.5.1	Resumen General de Presupuesto .....	169
5.6	Cronograma de ejecución de Obra .....	169
5.7	Planos .....	170
5.8	Discusión de Resultados .....	171
CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....		172
6.1	Conclusiones .....	172
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS - LINKOGRAFÍA .....		173
ANEXOS .....		175

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla Nº 1: Característica Mecánica del Conductor De Aleación De Aluminio Normalizado.....	24
Tabla Nº 2: Niveles de aislamiento de Red Primaria en condiciones Standard.....	57
Tabla Nº 3: Condiciones de operación para nivel de aislamiento.....	57
Tabla Nº 4: Cálculo del TOV.....	59
Tabla Nº 5: Selección del tipo de lámpara de alumbrado y cargas distribuidas.....	60
Tabla Nº 6: Factores de KALP.....	61
Tabla Nº 7: Tipo de control NHMAP (horas /mes).....	63
Tabla Nº 8: Fórmulas para estimar la resistencia de tierra (Ohm).....	67
Tabla Nº 9: Valores orientativos de la resistividad en función del terreno.....	68
Tabla Nº 10: Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno.....	68
Tabla Nº 11: Resumen de datos de campo para Máxima Demanda.....	85
Tabla Nº 12: Resumen de Cargas de la SED Nº 01 - C.P Cochalan.....	86
Tabla Nº 13: Cargas a Alimentar de la SED Nº 01 - C.P Cochalan.....	87
Tabla Nº 14: Proyección de la Máx. Demanda SED Nº 01 - C.P Cochalan.....	87
Tabla Nº 15: Resumen de Cargas de la SED Nº 01 - C.P Angash.....	89
Tabla Nº 16: Cargas a Alimentar de la SED Nº 01 - C.P Angash.....	89
Tabla Nº 17: Proyección de la Máx. Demanda SED Nº 01 - C.P Angash.....	90
Tabla Nº 18: Resumen de Cargas de la SED Nº 02 - C.P Angash.....	91
Tabla Nº 19: Cargas a Alimentar de la SED Nº 02 - C.P Angash.....	92
Tabla Nº 20: Proyección de la Máx. Demanda SED Nº 02 - C.P Angash.....	92
Tabla Nº 21: Características Eléctricas del Sistema.....	96
Tabla Nº 22: Característica del conductor tipo AAAC.....	100
Tabla Nº 23: Característica del Sistema Trifásico Vertical.....	100
Tabla Nº 24: Caída de Tensión de la SED Nº 01 – C.P. Cochalan.....	101
Tabla Nº 25: Caída de Tensión de la SED Nº 01 y SED Nº 02 – C.P Angash.....	102
Tabla Nº 26: Nivel de Aislamiento para Red Primaria.....	103
Tabla Nº 27: Aislamiento Requerido por Contaminación.....	104
Tabla Nº 28: Aislamiento por Sobretensiones de Impulso.....	105
Tabla Nº 29: Selección de los Aisladores para RP.....	105
Tabla Nº 30: Aisladores Tipo Pin.....	106
Tabla Nº 31: Aisladores Poliméricos Tipo Suspensión.....	106
Tabla Nº 32: Cálculo de Interruptores Totalizadores SED Nº 01 – C.P Cochalan.....	108
Tabla Nº 33: Cálculo de Interruptores de los Circuitos SED Nº 01 – C.P. Cochalan.....	108
Tabla Nº 34: Cálculo del Sistema de Protección en el Seccionamiento - C.P. Cochalan.....	109
Tabla Nº 35: Cálculo de Interruptores Totalizadores SED Nº 01 – C.P Angash.....	111
Tabla Nº 36: Cálculo de Interruptores de los Circuitos SED Nº 01 – C.P Angash.....	111
Tabla Nº 37: Cálculo de Interruptores Totalizadores SED Nº 02 – C.P. Angash.....	113
Tabla Nº 38: Cálculo de Interruptores de los Circuitos SED Nº 02 – C.P Angash.....	113
Tabla Nº 39: Cálculo del Sistema de Protección en el Seccionamiento - C.P. Angash.....	114
Tabla Nº 40: Tabla de Esfuerzos y Flechas.....	120
Tabla Nº 41: Características de los postes C.A.C para Red Primaria.....	123
Tabla Nº 42: Cálculo de Fuerzas y Momentos de los postes C.A.C.....	125
Tabla Nº 43: Cimentación de Postes 13/300 daN y 13/400 daN - Método Sulzberger.....	126
Tabla Nº 44: Cálculos y Resultados de Cimentación poste CAC 13/300 daN y 13/400 daN.....	128
Tabla Nº 45: Resumen de Cálculo de Cimentación Poste CAC 13/300 daN y 13/400 daN.....	129
Tabla Nº 46: Caída de Tensión SED Nº 01 – C.P Cochalan.....	139
Tabla Nº 47: Caída de Tensión SED Nº 01 – C.P Angash.....	141

<i>Tabla N° 48: Caída de Tensión SED N° 02 – C.P Angash .....</i>	<i>143</i>
<i>Tabla N° 49: Cálculo de Número de Luminarias .....</i>	<i>146</i>
<i>Tabla N° 50: Características Mecánicas del conductor Autoportante de Aluminio CAAI .....</i>	<i>147</i>
<i>Tabla N° 51: Hipótesis de cálculo mecánico de conductor de aluminio CAAI .....</i>	<i>148</i>
<i>Tabla N° 52: Cálculo del Vano Básico (SED N° 01 – C.P Cochalan).....</i>	<i>149</i>
<i>Tabla N° 53: Resumen del cálculo de esfuerzos, flechas y tensiones (SED N° 01 – C.P Cochalan).....</i>	<i>150</i>
<i>Tabla N° 54: Cálculo del Vano Básico (SED N° 01 – C.P Angash).....</i>	<i>151</i>
<i>Tabla N° 55: Cálculo del Vano Básico (SED N° 02 – C.P Angash).....</i>	<i>152</i>
<i>Tabla N° 56: Resumen del cálculo de esfuerzos, Flechas y tensiones (SED N° 01 – C.P Angash) .....</i>	<i>152</i>
<i>Tabla N° 57: Resumen del cálculo de esfuerzos, flechas y tensiones (SED N° 02 – C.P Angash).....</i>	<i>153</i>
<i>Tabla N° 58: Características de los postes C.A.C para Red Secundaria.....</i>	<i>154</i>
<i>Tabla N° 59: Cálculo de Fuerzas y Momentos de los postes C.A.C.....</i>	<i>156</i>
<i>Tabla N° 60: Cimentación de Postes 8/200 dan y 8/300 dan - Método Sulzberger .....</i>	<i>157</i>
<i>Tabla N° 61: Cálculos y resultados de cimentación poste CAC 8/200 daN y 8/300 daN .....</i>	<i>159</i>
<i>Tabla N° 62: Resumen de cálculo de cimentación poste CAC 8/200 daN y 8/300 daN .....</i>	<i>160</i>
<b><i>Tabla N° 63: Resumen General de Presupuesto de Ejecución de Obra.....</i></b>	<b><i>169</i></b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1: Conductor a Desnivel .....	32
Figura N° 2: Diseño de Cimentación de Retenida .....	50
Figura N° 3: Diseño de Cimentación de Poste .....	52
Figura N° 4: Reducción de la corriente de cortocircuito de choque vs R/X .....	98
Figura N° 5: Tabla (b) “n” miembro.....	98
Figura N° 6: Tabla (a) “m” Miembro de CC.....	98
Figura N° 7: Densidad de corriente de cortocircuito .....	99
Figura N° 8: Distancia Media Geométrica (DMG) .....	100
Figura N° 9: Puesta a tierra con una varilla tipo PAT-1 (con tratamiento).....	118
Figura N° 10: Estructura de Alineamiento para Red Primaria .....	124
Figura N° 11: Estructura con Retenida para Red Primaria .....	124
Figura N° 12: Cimentación de poste C.A.C 13/300 daN y 13/400 daN .....	127
Figura N° 13: Retenida Inclínada de Red Primaria .....	131
Figura N° 14: Retenida Vertical de Red Primaria.....	132
Figura N° 15: Cimentación de Retenida Inclínada de Red Primaria.....	133
Figura N° 16: Cimentación de Retenida Vertical de Red Primaria .....	136
Figura N° 17: Estructura de Alineamiento para Red Secundaria .....	154
Figura N° 18: Estructura con Retenida para Red Secundaria.....	155
Figura N° 19: Cimentación de poste C.A.C. 8/200 daN y 8/300 daN .....	158
Figura N° 20: Retenida Inclínada de Red Secundarias.....	162
Figura N° 21: Retenida Vertical de Red Secundarias .....	163
Figura N° 22: Cimentación de Retenida Inclínada de Red Secundaria .....	164
Figura N° 23: Cimentación de Retenida Vertical de Red Secundaria .....	167

## **INTRODUCCIÓN**

Debido a que aún existe una brecha en los niveles de cobertura y una reducida calidad del servicio eléctrico que se brinda en las áreas rurales, como son en los Centros Poblados de Cochalan y Angash pertenecientes el Distrito de San José, provincia de Jaén – Cajamarca, donde las viviendas domiciliarias y locales públicas tienen limitaciones en cuanto al servicio eléctrico debido al incremento de la demanda y el mal estado de las redes eléctricas.

Por lo cual el objetivo del presente trabajo de investigación es remodelar y ampliar las redes eléctricas de los Centros Poblados de Cochalan y Angash del Distrito de San José del Alto de la provincia de Jaén, Departamento de Cajamarca.

El presente trabajo va estructurado de acuerdo a los siguientes capítulos:

En el Capítulo I se ha hecho una descripción de la realidad problemática identificando los principales problemas, sus causas y efectos, de la misma forma dándole las posibles alternativas de solución.

Asimismo en el Capítulo II nos permite determinar los estudios similares en otras realidades, definiendo las causas de las actividades vigentes en nuestro país incluyendo un glosario de temas.

En el siguiente Capítulo III se determina el tipo de estudio, investigación tales como la descripción de los instrumentos, técnicas de investigación y recolección de datos.

Luego pasando al Capítulo IV se describe detalladamente las características, componentes, etc., de la propuesta elaborada.

Procediendo al Capítulo V se determina los resultados de los datos obtenidos en tablas y gráficos y luego se realiza una autoevaluación de los procedimientos empleados y discusión de los posibles alcances y significados de la investigación.

Y finalmente en el Capítulo VI se definen las conclusiones que redactan y detallan de acuerdo al logro de los objetivos planteados y las recomendaciones que son medidas de acción a tomar por las organizaciones o instituciones (Públicas o privadas).

# **CAPÍTULO I: PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN**

## **1.1 Realidad Problemática**

Debido a que aún existe una brecha en los niveles de cobertura y una reducida calidad del servicio eléctrico que se brinda en las áreas rurales, se requiere la ejecución de proyectos de inversión pública basadas en estudios previos que utilicen herramientas apropiadas para la identificación, formulación y evaluación de proyectos de electrificación rural.

Como es el caso de los Centros Poblados de Cochalan y Angash pertenecientes al Distrito de San José, provincia de Jaén - Cajamarca, las viviendas domiciliarias y locales públicas (escuelas, puestos de salud, comedores populares, policía, banco, etc.) tienen limitaciones en cuanto a la prestación de su servicio debido al incremento de la demanda el cual produce sobrecarga de los conductores, excesivas caídas de tensión; además se presentan cortes del servicio eléctrico como causa del deterioro del sistema de distribución eléctrica poniendo en riesgo la integridad física de los pobladores.

Ante el aumento de la demanda y el mal estado de las redes primarias, redes Secundarias, postes de concreto, alumbrado público, materiales de ferreterías y conexiones domiciliarias, asimismo incumpliendo las distancias mínimas de seguridad y de esta manera se produce un retraso socioeconómico y productivo de las dos localidades, en tal sentido, para mejorar la calidad de suministro de energía eléctrica se propuso realizar este trabajo de investigación con objetivo de remodelar y ampliar las redes eléctricas de los Centros Poblados de Cochalan y Angash.

## **1.2 Formulación del Problema**

¿Cómo suministrar la demanda actual de energía eléctrica a los Centros Poblados de Cochalan y Angash?

## **1.3 Delimitación de la Investigación**

El Presente trabajo de investigación comprende la remodelación y ampliación del sistema de electrificación rural en los centros poblados de Cochalan y Angash ubicados en el Distrito de San José del Alto de la Provincia de Jaén, Departamento de Cajamarca, para mejorar un buen servicio de energía eléctrica eficiente, en forma continua y condiciones confiables, con una tarifa económica y generar mejoras notables en la calidad de vida de los pobladores.

## **1.4 Justificación e Importancia de la Investigación**

El desarrollo de este trabajo de investigación presenta grandes ventajas no solo en el uso doméstico y productivo:

### **Económico**

Con la remodelación y ampliación se tendrá una mayor continuidad del servicio eléctrico lo que se traduce en la reducción de pérdidas económicas para las pequeñas empresas y también para las unidades de vivienda puesto que los pobladores ya no harían gastos extras para iluminarse (velas, pilas, baterías o combustibles), incluso también en las recargas de sus equipos celulares.

### **Social**

No se tendrá restricciones en los servicios de telecomunicaciones, (radio, televisión, Internet), además se mejorará la atención en los Centros de Salud

y Centros educativos, dando de esta manera una mejor calidad de vida para los pobladores de las localidades de la propuesta.

### **Científico**

Esta investigación abrirá nuevos caminos para estudios sustantivos que presenten situaciones similares a la que aquí se plantea, sirviendo como marco referencial a estas, puesto que se detalla el proceso de cálculo y los criterios y normas a aplicarse.

## **1.5 Limitaciones de la Investigación**

Una de las principales dificultades que se tiene es de la accesibilidad al terreno ya que se cuentan con caminos no carrozables los cuales dificultan el transporte.

## **1.6 Objetivos de la Investigación**

### **1.6.1 Objetivo General**

Remodelar y ampliar las redes eléctricas de los Centros Poblados de Cochalan y Angash del Distrito de San José del Alto de la provincia de Jaén, Departamento de Cajamarca.

### **1.6.2 Objetivos Específicos**

- a) Determinar la máxima demanda actual de los centros poblados y dimensionar las potencias de los transformadores de distribución.
- b) Dimensionar el sistema de distribución eléctrica en media tensión y baja tensión.
- c) Realizar el metrado
- d) Realizar presupuesto.
- e) Diseñar los planos necesarios para la ejecución.

## **CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO**

### **2.1 Antecedentes de Estudios**

#### **Contexto Internacional**

**Angelica Lucia Bolaños Álvarez y Mario Eduardo Utreras Zapata** en su trabajo de tesis titulado: “Remodelación y ampliación de redes de electrificación rural para Barrios del Canton , Quero y Pelileo de la Provincia de Tungurahua” Nos expresa que la razón de la tesis es debido al mal servicio de electricidad debido a que las redes existentes se encuentran en estado avanzado de deterioro por falta de mantenimiento lo que hace necesario remodelarlas o cambiarlas buscando la mejor manera de fomentar el desarrollo de este importante sector del país. Se necesita pues remodelar las redes eléctricas para asegurar la calidad y continuidad del servicio eléctrico.

Diego Armando Fallas Cordero en su trabajo de tesis titulado: Remodelación de la Red de Distribución Eléctrica de Media Tensión para el Servicio de Urgencias del Hospital Dr. Fernando Escalante Pradilla

**Erick Jesús Flores Esquivel y Erick de Jesús Ramos Nava Ramos y Adrián Ramirez Arévalo** en su trabajo de tesis titulado “Diagnóstico y propuesta de una nueva red de distribución subterránea para el centro cultural universitario” nos indica que el trabajo de investigación es una contribución al desarrollo de la propuesta que tiene por nombre “DISEÑO DE UNA NUEVA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA EN MEDIA TENSIÓN DEL CAMPUS DE CIUDAD UNIVERSITARIA” que se lleva a cabo en otras subestaciones generales que proveen de energía eléctrica a nuestra Universidad, con la diferencia de las otras

subestaciones generales ubicadas en la Ciudad Universitaria, se abordará la Subestación General número 3 con la característica de que esta subestación ya se encuentra en el nivel de tensión de 23 kV, haciendo el diagnóstico de esta instalación, así como de sus subestaciones derivadas.

En primer lugar, se describe la historia del Centro Cultural Universitario; posteriormente, en el capítulo 3 se hace énfasis de lo que es una red de distribución, explicándose “*a grosso modo*” (o *específicamente*) las características de una red y los instrumentos (dispositivos) que la integran.

En los capítulos 4 y 5, se describe sobre los temas de transformadores y conductores respectivamente, menciona la teoría, elementos físicos y técnicos que deben de cumplir estos dispositivos eléctricos para una buena elección y correcta instalación en el diseño de una red de distribución.

En el capítulo 6, se describe el diagnóstico eléctrico actual de la red eléctrica del Centro Cultural Universitario agregando su topología, la demanda máxima de cada subestación derivada que componen a la red, obra civil; y por último, la descripción de las condiciones de las actuales subestaciones eléctricas derivadas de la red.

En el capítulo 7, se describe la propuesta de una nueva red de distribución subterránea; así como los posibles nuevos elementos que la comprenden.

### **Contexto Nacional**

Es así que **Edwin Ramírez Soto** en su trabajo de tesis titulado: “Diagnóstico y remodelación del sistema de distribución de energía eléctrica de la ciudad de Trujillo” indica que el incremento sustancial de las pérdida eléctricas es un problema que se va agudizando con el correr del tiempo y va minando permanentemente a las empresas de distribución de energía eléctrica.

La presente tesis aborda el problema de las pérdidas y presenta una metodología

práctica para la determinación de las mismas tanto en el rubro de las pérdidas técnicas como las pérdidas no técnicas.

El diagnóstico y remodelación de las redes tiene por objetivo la reducción de las pérdidas en el sistema eléctrico tratando de mejorar la calidad del servicio.

## **2.2 Desarrollo de la Temática Correspondiente al Tema Investigado.**

### **2.2.1 Máxima Demanda Eléctrica:**

La máxima demanda viene a ser la cantidad de energía eléctrica necesaria para satisfacer a la población en estudio. Es la carga máxima que soporta el circuito eléctrico.

La finalidad, al establecer la demanda de energía eléctrica, es para dar los elementos de base para dimensionar el conjunto de instalaciones que cubran tal demanda requerida.

#### **a) Factor de simultaneidad:**

El factor de simultaneidad depende en cambio del número de clientes que atiende cada subestación, es así que típicamente se usan los siguientes valores:

Los valores del factor de simultaneidad que se usan para el cálculo de la máxima demanda requeridos para esta tesis son:

- Alumbrado público: 1,00
- Cargas especiales: 1,00
- Doméstico: 0,5

#### **2.2.1.1 Proyección de la Demanda Eléctrica**

Existe también lo que se dice proyección de la demanda ya que todo cada estudio que se hace se debe realizar con miras a futuro y para que a

propuesta prevalezca en el tiempo y cumpla con las necesidades para la que se diseñó, aun así, varié las condiciones de esta. En nuestro caso el aumento de la población.

Pasos a seguir:

Se hace sector por sector:

**a) La tasa de crecimiento Poblacional en los últimos 20 años:**

En el sector servicio particular se aplica la siguiente formula:

$$POBLACIÓN_{FINAL} = P_0 * (1 + tasa)^n$$

Donde:

$P_0$  : Población inicial

Tasa: tasa de la población electrificada

n: Número de años.

**2.2.2 Calificación Eléctrica**

Se entiende por Calificación Eléctrica, la carga eléctrica mínima (o mínima “Demanda Máxima”) y tipo de suministro correspondiente, que requiere una habilitación de tierras para ser dotada de servicio público de electricidad.

**2.2.2.1 Carga de Servicio Particular**

Para la calificación eléctrica de servicio particular se han agrupado las localidades en dos sectores sobre la base de su desarrollo y configuración urbana.

**A) Localidad tipo I**

Son aquellas que son capitales de distritos o Centros Poblados Urbanos-Rurales que presentan configuración urbana definida, compuesta de plaza y calles.

La calificación asignada es de 600 W/Lote.

## **B) Localidad tipo II**

Son grupos de viviendas situadas en áreas rurales que no presentan aún configuración urbana o es incipiente. Las viviendas están generalmente situadas a lo largo de carreteras, caminos de herradura o dentro de chacras de los propietarios. La calificación asignada es de 400 W/Lote.

**Nota:** Por lo tanto, teniendo en cuenta el grado de desarrollo socioeconómico, acceso a las vías de comunicación y configuración urbana, entre otros, las Localidades de Cochalan y Angash de acuerdo a las especificaciones de la Norma DGE RD031-2003-MEM. Corresponde a localidad **TIPO I**.

### **2.2.3 Caída de Tensión**

La caída de tensión se da por la variación o la diferencia de potencial que existe entre los extremos de un circuito. Este valor se mide en voltios y representa el gasto de fuerza que implica el paso de la corriente por ese conductor.

Así mismo, la caída de tensión es medida frecuentemente en tanto por ciento de la tensión nominal de la fuente de la que se alimenta.

No existe un conductor perfecto, pues todos presentan una resistividad al paso de la corriente por muy pequeña que sea, por este motivo ocurre que un conductor incrementa la oposición al paso de la corriente, a medida que también va aumentando su longitud.

Si esta resistencia aumenta, por consiguiente, aumenta el desgaste de fuerza, es decir, la caída de tensión. Podríamos decir que la caída de tensión de un conductor viene determinada por la relación que existe entre la resistencia que ofrece este al paso de la corriente, la carga prevista en el

extremo más lejano del circuito y el tipo de tensión que se aplicará a los extremos.

Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el  $\pm 5,0\%$  de las tensiones nominales de tales puntos. Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como Urbano- Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el  $\pm 7,5\%$ .

Asimismo, la tolerancia admitida para media tensión de acuerdo a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales, es de  $\pm 6,0 \%$ .

a) Sistema 380/220 V : Máxima caída tensión 26,6 V

b) Sistema 440/220 V: Máxima caída tensión 30,8 V

c) Sistema 220 V : Máxima caída tensión 15,4 V

De acuerdo a normas vigentes, se ha considerado como valor límite para la caída de tensión desde la salida de los circuitos troncales hasta los primarios de los transformadores de distribución, el  $\pm 4,5 \%$  de la tensión nominal.

### **2.2.3.1 Fórmula para el Cálculo de la Caída de Tensión:**

A continuación, veremos las fórmulas matemáticas que nos permitirán calcular la caída de tensión tanto para redes primarias como secundarias.

#### **A) Red Primaria:**

**Para sistema trifásico:**

$$\Delta V\% = \frac{PL}{10V_L^2} (r_1 + X_1 \operatorname{tg} \varphi)$$

$$\Delta V\% = K_1 PL \quad ; \quad K_1 = r_1 + \frac{X_1 \operatorname{tg} \varphi}{10V_L^2}$$

Dónde:

$$\Delta V\% = \text{Caída porcentual de tensión}$$

$$P = \text{Potencia, en Kw}$$

$$L = \text{Longitud del tramo de línea, en Km}$$

$$VL = \text{Tensión entre fase, en kV}$$

$$r_1 = \text{Resistencia del conductor, en ohm /Km}$$

$$X_1 = \text{Reactancia inductiva para sistema trifásicos en ohm/Km.}$$

$$\varphi = \text{Angulo de factor de potencia.}$$

$$K = \text{Factor de caída de tensión.}$$

## B) Red Secundaria:

La fórmula para calcular redes aéreas es la siguiente:

$$\Delta V = K * I * L * 10^{-3}$$

Dónde:

$$I = \text{Corriente que recorre el circuito, en A}$$

$$L = \text{Longitud del tramo, en m}$$

$$K = \text{Factor de caída de tensión}$$

$$\text{Para circuitos trifásicos } K = \sqrt{3}(r_1 \cos \alpha + X_1 \operatorname{Sen} \alpha)$$

$$\text{Para circuitos monofásicos } K = 2(r_2 \cos \alpha + X_2 \operatorname{Sen} \alpha)$$

**Factor de potencia( $\cos \phi$ ):**

- ✓ Para Cargas de Servicio Particular 1,00
- ✓ Para Cargas de Alumbrado Público 0,90

## **2.2.4 Parámetros Eléctricos para Redes de Distribución Primarias y Secundarias**

### **2.2.4.1 Corriente Eléctrica**

La corriente eléctrica o intensidad eléctrica es el flujo de carga eléctrica por unidad de tiempo que recorre un material, Se debe al movimiento de las cargas (normalmente electrones) en el interior del material. En el Sistema Internacional de Unidades se expresa en C/s (culombios sobre segundo), unidad que se denomina amperio. Una corriente eléctrica, puesto que se trata de un movimiento de cargas, produce un campo magnético, un fenómeno que puede aprovecharse en el electroimán.

El instrumento usado para medir la intensidad de la corriente eléctrica es el galvanómetro que, calibrado en amperios, se llama amperímetro, colocado en serie con el conductor cuya intensidad se desea medir.

#### **A) Servicio Particular.**

Para cargas de viviendas unifilares y cargas especiales en un sistema (380/220 V - 3Ø), la corriente eléctrica se estima con la siguiente expresión.

$$I_{SP} = \frac{W \times f. s.}{\sqrt{3} \times V_L \times \cos\phi}$$

#### **B) Alumbrado Público.**

Para alumbrado público en un sistema (220 V - 1Ø), la corriente eléctrica se estima con la siguiente expresión.

$$I_{AP} = \frac{W \times f. s.}{V_F \times \cos\phi}$$

Dónde:

$I_{SP}$  : Corriente servicio particular, en A.

$I_{AP}$  : Corriente alumbrado público, en A.

$W$  : Carga de demanda eléctrica (W).

$f.s.$  : Factor de simultaneidad.

$V_L$  : Tensión nominal línea.

$V_F$  : Tensión Nominal fase.

$\cos\phi$  : Factor de potencia (0,9)

#### **2.2.4.2 Resistencia Eléctrica del Conductor**

La resistencia de un conductor depende directamente de dicho coeficiente, además es directamente proporcional a su longitud (aumenta conforme es mayor su longitud) y es inversamente proporcional a su sección transversal (disminuye conforme aumenta su grosor o sección transversal).

Generalmente su valor es muy pequeño y por ello se suele despreciar, esto es, se considera que su resistencia es nula (conductor ideal), pero habrá casos particulares en los que se deberá tener en cuenta su resistencia (conductor real).

No todos los conductores son iguales a la hora de que circulen por ellos los electrones, pues unos son mejores que otros para tal fin. Todos los conductores tienen una resistencia al paso de esos electrones, siendo mejor conductor cuanta menor resistencia tenga.

La fórmula matemática mediante la cual se puede calcular la resistencia eléctrica del conductor es:

### A) Red Primaria

La resistencia eléctrica de los conductores AAAC a la temperatura de operación se calculará mediante la siguiente formula:

$$R_C = R_{20} [1 + \alpha (T - 20)]$$

Dónde:

$R_C$  = Resistencia del conductor a la temperatura de trabajo en Ohm.

$R_{20}$  = Resistencia del conductor en c.c a 20°C, en Ohm.

$\alpha$  = Coeficiente de corrección de temperatura 1/°C: 0,0036

$T$  = Temperatura máxima de operación, en °C.

### B) Red Secundaria

$$r_{40^\circ\text{C}} = r_{20^\circ\text{C}} [1 + \alpha (t_2 - 20)]$$

Dónde:

$r_{40^\circ\text{C}}$  = Resistencia eléctrica del conductor a 40° C

$r_{20^\circ\text{C}}$  = Resistencia eléctrica del conductor a 20°C

$\alpha$  = Coeficiente de corrección de temperatura 1/°C: 0,0036

$t_2$  = 40° C

#### 2.2.4.3 Reactancia Inductiva del Conductor

La reactancia,  $X$ , de los conductores varía con el diámetro y la separación entre conductores. En el caso de redes de distribución aéreas trenzadas es sensiblemente constante al estar los conductores reunidos en haz, siendo del orden de  $X=0,1 \text{ } \Omega/\text{km}$ , valor en que se puede utilizar para los cálculos sin error apreciable. En el caso de redes de distribución se suelen obtener valores del mismo orden, es posible su cálculo en función de la separación entre conductores.

Cuando circula corriente alterna por alguno de los elementos que contienen reactancia la energía es alternativamente almacenada y liberada en forma de campo magnético

Veamos la siguiente fórmula matemática para el cálculo de la reactancia inductiva.

**A) Red Primaria:**

$$X_L = 377 \left[ 0.5 + 4.6 \log \left( \frac{DMG}{r} \right) \right] * 10^{-4} \text{ Ohm/Km}$$

*Dónde:*

*DMG = Distancia media geométrica*

*r = radio del conductor, en m.*

**B) Red Secundaria:**

$$X_L = 0,1746 \log(DMG)/(RMG)$$

*Dónde:*

*DMG = Distancia media geométrica*

*RMG = Radio medio geométrico.*

**2.2.4.4 Pérdidas de Potencia y Energía por Efecto Joule**

Se conoce como efecto Joule al fenómeno irreversible por el cual si en un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido a los choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo. El nombre es en honor a su descubridor, el físico británico James Prescott Joule.

El movimiento de los electrones en un cable es desordenado, esto provoca continuos choques entre ellos y como consecuencia un aumento de la temperatura en el propio cable.

Las pérdidas de potencia y energía se calcularán utilizando las siguientes fórmulas:

**a) Pérdidas de potencia en circuitos trifásicos:**

$$PJ = \frac{P^2(r_1)L}{1000V_L^2 \cos^2 \varphi}, \quad \text{en KW}$$

**b) Pérdidas de potencia en circuitos trifásicos:**

$$E_J = 8760(P_J)(F_P), \text{ en Kwh}$$

$$F_P = 0,15F_C + 0,85F_C^2$$

Dónde:

$P$  : Demanda de potencia, en Kw.

$r_1$  : Resistencia del conductor a la temperatura de operación, en  $\Omega/\text{Km}$ .

$L$  : Longitud del circuito o tramo del circuito, en Km.

$V_L$  : Tensión entre fase, en kV.

$\varphi$  : Angulo de factor de potencia.

$FP$  : Factor de pérdidas.

$FC$  : Factor de carga.

#### **2.2.4.5 Determinación de Potencia de Transformadores**

Para la determinación de la potencia de los transformadores en cada subestación se realiza teniendo en cuenta los siguientes criterios:

##### **a) Demanda de potencia**

- Cargas Particulares: La calificación eléctrica tanto para lotes y para cargas especiales de debe designar según la Norma DGE RD031-2003-MEM.
- Cargas de Alumbrado Público: Para el alumbrado público se ha considerado lo establecido por la Norma DGE RD 017-2003-EM “Alumbrado de Vías Públicas en Áreas Rurales”; por lo tanto, en este caso la iluminación corresponde exclusivamente a lo indispensable y de acuerdo a los requerimientos de un sistema rural.

##### **b) Potencia de transformadores**

Para la determinación del nivel de la potencia de los transformadores se tiene en cuenta teniendo en cuenta el crecimiento poblacional y las pérdidas en distribución.

## Parámetros Mecánicos para Redes de Distribución Primarias y Secundarias

### 2.2.5 Redes Primarias

#### Parámetros Mecánicos de Conductores

Son las características de los conductores que vienen dadas en las tablas ya establecidas por los fabricantes:

#### A) Materiales de los conductores

Los conductores para líneas y redes primarias aéreas serán de aleación de aluminio (AAAC), fabricados según las prescripciones de las normas ASTM B398, ASTM B399 o IEC 1089.

**Tabla N° 1: Característica Mecánica del Conductor De Aleación De Aluminio Normalizado**

Sección (mm <sup>2</sup> )	<b>35</b>
N° de Alambres	<b>7</b>
Diámetro Exterior (mm)	<b>7,56</b>
Diámetro alambres (mm)	<b>2,52</b>
Masa total (Kg./m)	<b>0,067</b>
Coef. de expansión Térmica (1/°C)	<b>2,3x10<sup>-6</sup></b>
Módulo de Elasticidad Final (N/mm <sup>2</sup> )	<b>60 760</b>
Esfuerzo de Rotura (N/mm <sup>2</sup> )	<b>295,8</b>

**Fuente:** Normas ASTM B398, ASTM B399 o IEC 1089

#### B) Distancias mínimas de seguridad recomendado por el C.N.E 2011

- Separación mínima horizontal o vertical entre conductores de un mismo circuito en los apoyos (tabla 233-1 CNE suministro):

$$D = 1,20 \text{ m}$$

- Distancia mínima entre los conductores y sus accesorios bajo tensión y elementos puestos a tierra.

$$D = 0,20 \text{ m}$$

- Distancia vertical mínima entre conductores de un mismo circuito a mitad de vano.

$$D = 0.0076(U)(F_c) + 0.65\sqrt{f}$$

Dónde:

*U : Tensión nominal entre fase, kV*

*FC: Factor de corrección por altitud.*

*f: Flecha del conductor a la temperatura máxima prevista, m.*

#### **B.1) Distancia vertical mínima entre conductores de un mismo circuito a mitad de vano:**

- Para vanos hasta 100 m:	0,70 m
- Para vanos entre 101 y 350 m:	1,00 m
- Para vanos entre 350 y 600 m:	1,20 m
- Para vanos mayores a 600 m:	2,00 m

En estructuras con disposición triangular de conductores, donde dos de éstos estén ubicados en un plano horizontal, solo se tomará en cuenta la separación horizontal de conductores si es que el conductor superior central se encuentra a una distancia vertical de 1,00 m o 1,20 m (Según la longitud de los vanos) respecto a los otros 2 conductores.

**B.2) Distancia vertical de conductores sobre el nivel del piso, camino, riel o superficie de agua (Según CNE Tabla N° 232-1)**

Cuando los conductores recorren a lo largo y dentro de los límites de las carreteras u otras fajas de servidumbre de caminos pero que no sobresalen del camino.

– Carreteras y avenidas	6,5 m
– Caminos, calles o callejones	6,0 m
– Espacios y guías peatonales o áreas no transitables por vehículos	5,0 m
– Calles y caminos en zonas rurales	5,0 m
– Cuando los conductores cruzan o sobresalen Carreteras y avenidas sujetas al tráfico de camiones	7,0 m
– Caminos, calles y otras áreas sujetas al tráfico de camiones	6,5 m
– Calzadas, zonas de parqueo y callejones	6,5 m
– Otros terrenos recorridos por vehículos, tales como cultivos, pastos, bosques, huertos, etc.	6,5 m
– Espacios y vías peatonales o áreas no transitables por vehículos	5,0 m
– Calle y caminos en zonas rurales	6,5 m

**B.3) Distancias mínimas a terrenos boscosos o árboles aislados (DEP/MEM)**

– Distancia vertical entre el conductor inferior y los árboles.	2,50 m
---	--------

- Distancia radial entre el conductor y los árboles laterales. 0,50 m

#### **B.4) Distancias mínimas a edificaciones y otras construcciones.**

- Distancia radial entre el conductor y paredes y otras estructuras no accesibles. 2,5 m
- Distancia horizontal entre el conductor y parte de una edificación normalmente accesible a personas incluyendo abertura de ventanas, balcones y lugares similares. 2,5 m
- Distancia radial entre el conductor y antenas o distintos tipos de pararrayos. 3,0 m

### **C) Esfuerzo Máximo del Conductor**

#### **C.1) Esfuerzos en el conductor en la condición EDS**

Las normas internacionales y las Instituciones vinculadas a la investigación respecto al comportamiento de los conductores, recomiendan que en líneas con conductores de aleación de aluminio sin protección anti vibrante, los esfuerzos horizontales que se tomarán de modo referencial, serán los siguientes:

- En la condición EDS inicial: 18% del esfuerzo de rotura del conductor (UTS).
- En la condición EDS final : 15% del esfuerzo de rotura del conductor (UTS).

Para conductores de sección igual o menor que 95 mm<sup>2</sup> se considera un esfuerzo de rotura promedio de 300 N/mm<sup>2</sup>.

## **C.2) Esfuerzos máximos en el conductor**

Los esfuerzos máximos en el conductor son los esfuerzos tangenciales que se producen en los puntos más elevados de la catenaria. Para los conductores de aleación de aluminio no deben sobrepasar el 60% del esfuerzo de rotura, es decir: 180 N/mm<sup>2</sup>.

## **D) Formulación de Hipótesis de Cálculo**

Las hipótesis de estado para los cálculos mecánicos del conductor se definen sobre la base de los siguientes factores:

- Velocidad de viento
- Temperatura
- Carga de hielo

Sobre la base de la zonificación y las cargas definidas por el Código Nacional de Electricidad Suministro, se considerarán las siguientes hipótesis:

### **HIPÓTESIS Nº 1 : Condición de mayor duración (EDS)**

- Temperatura : 20°C media anual
- Velocidad de viento : nula
- Sobrecarga de hielo : nula

### **HIPÓTESIS Nº 2 : De Máximo Esfuerzo con Viento**

- Temperatura : 10°C mínima
- Velocidad de viento : 70 Km/h Máxima
- Sobrecarga de hielo : nula
- Coeficiente de seguridad : 2

**HIPÓTESIS N° 3 : De Máximo esfuerzo sin Viento**

- Temperatura : 50°C máxima
- Velocidad de viento : nula
- Sobrecarga de hielo : nula

**HIPÓTESIS N° 4 : De Máximo Temperatura (Flecha Máxima)**

- Temperatura: Temperatura Máxima + CREEP (25+ 15°C)
- Velocidad de viento : nula
- Sobrecarga de hielo : nula

**D.1) Fórmulas Consideradas**

- **Ecuación de cambio de estado**

$$T_{02}^3 - \left[ T_{01} - \frac{d^2 E w_{R1}^2}{24 S^2 T_{01}^2} - \alpha E (t_2 - t_1) \right] T_{02}^2 = \frac{d^2 E w_{R2}^2}{24 S^2}$$

- **Esfuerzo del conductor en el extremo superior derecho**

Fórmula exacta

$$T_D = T_0 \cosh \frac{X_D}{p}$$

Fórmula aproximada

$$T_D = \sqrt{(T_0^2 + (X_D W_R)^2)}$$

- **Esfuerzo del conductor en el extremo superior izquierdo**

Fórmula exacta

$$T_I = T_0 \cosh \frac{X_I}{p}$$

### Fórmula aproximada

$$T_I = \sqrt{(T_0^2 + (X_I W_R)^2)}$$

- **Angulo del Conductor Respecto a la Línea Horizontal, en el Apoyo derecho**

$$\theta_D = \cos^{-1}(T_0/T_D)$$

- **Distancia del punto más bajo de la catenaria al Apoyo izquierda**

### Fórmula exacta

$$X_I = -p \left[ \operatorname{senh}^{-1} \left( \frac{h/d}{\left( \left( \operatorname{Senh} \left( \frac{d}{p} \right) \right)^2 - \left( \operatorname{Cosh} \left( \frac{d}{p} \right) - 1 \right)^2 \right)^{1/2}} \right) - \operatorname{tgh}^{-1} \left( \frac{\left( \operatorname{cosh} \left( \frac{d}{p} \right) - 1 \right)}{\operatorname{senh} \left( \frac{d}{p} \right)} \right) \right]$$

### Fórmula aproximada

$$X_I = \frac{d}{2} \left( 1 + \frac{h}{4f} \right); X_I = \frac{d}{2} - \left( \frac{T_0}{W_R} \right) \left( \frac{h}{d} \right)$$

- **Distancia del punto más bajo de la catenaria al Apoyo derecho**

$$X_D = d - X_I$$

– **Longitud del Conductor**

Fórmula exacta

$$L = \sqrt{\left(2p * \sinh \frac{d}{2p}\right)^2 + h^2}$$

Fórmula aproximada

$$L = \frac{d}{\cos \theta} + \frac{8f^2 * \cos^3 \theta}{3d} \quad ; \quad \cos \theta = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(h/d\right)^2}}$$

– **Flecha del Conductor en terreno sin desnivel**

Fórmula exacta

$$f = p \left( \cosh \left( \frac{d}{2p} \right) - 1 \right)$$

Fórmula aproximada

$$f = \frac{W_R d^2}{8T_0} \quad ; \quad f = \frac{d^2}{8p}$$

– **Flecha del Conductor en terreno desnivelado**

Fórmula exacta

$$f = -p \left[ \cosh \left( \frac{X_I}{p} \right) - \cosh \left( \frac{\left( \frac{d}{2} - X_I \right)}{p} \right) \right] + \frac{h}{2}$$

Fórmula aproximada

$$f = \frac{W_R d^2}{8T_0} \sqrt{1 + \left( \frac{h}{d} \right)^2} \quad f = \frac{d^2}{8p} \sqrt{1 + \left( \frac{h}{d} \right)^2}$$

– **Saeta del conductor**

Fórmula exacta

$$s = p \left( \cosh \left( \frac{X_I}{p} \right) - 1 \right)$$

Fórmula aproximada

$$s = f \left( 1 - \frac{h}{4f} \right)^2 \quad ; \quad s = \frac{X_I^2}{2p}$$

– **Carga Unitaria Resultante en el Conductor**

$$W_R = \sqrt{[W_C + 0.0029(\varphi + 2c)]^2 + \left[ \frac{p_v(\varphi + 2c)}{1000} \right]^2}$$

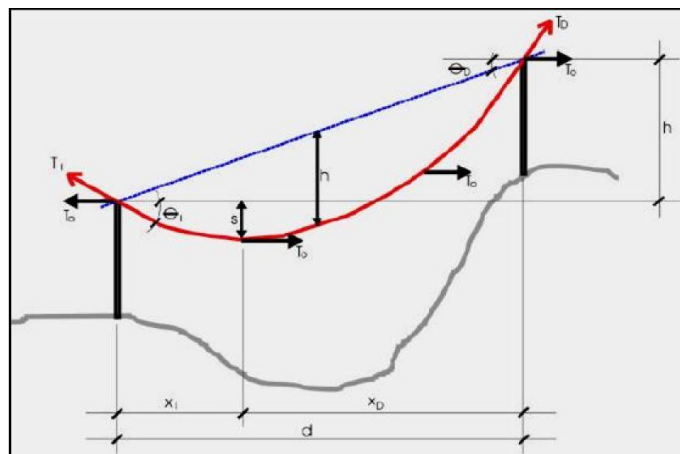
– **Vano-Peso**

$$V_p = X_D(I) + X_I(I + 1)$$

– **Vano-Medio (Vano-Viento)**

$$VM = \frac{d_i + d(i + 1)}{2}$$

**Figura N° 1: Conductor a Desnivel**



**Fuente:** Elaboración propia (2016)

## E) Separación horizontal de los conductores

Según recomendaciones de la norma D.G.E., la separación horizontal mínima a mitad de vano se obtiene de:

$$S = 0,0076 \times V_{max} \times F_h + 0.65\sqrt{f}$$

Dónde:

U = Tensión nominal entre fases, kV

F<sub>C</sub> = Factor de corrección por altitud.

f = Flecha del conductor a la temperatura máxima prevista.

F<sub>h</sub> = Factor de corrección por altura.

$$F_h = 1 + 1,25 \times (H - 100) \times 10^{-4}$$

## Parámetros Mecánicos de Estructuras

### A) Consideraciones para el diseño

El cálculo mecánico de estructuras tiene por objetivo determinar las cargas mecánicas aplicadas en los postes, cables de retenida, crucetas y sus accesorios, de tal manera que, en las condiciones más críticas, no se supere los esfuerzos máximos previstos en el Código Nacional de Electricidad y complementariamente en las Normas Internacionales.

### B) Factores de seguridad.

Los factores de seguridad para estructuras y crucetas serán las siguientes:

- Postes de C.A.C :  $\geq 2$
- Cruceta de madera : 4
- Retenidas : 2

### C) Parámetros considerados en el cálculo.

- Momento debido a la carga del viento sobre los conductores:

$$MVC = P_V * d * \phi_C * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) * \left(\sum h_i\right)$$

- Momento debido a la carga de los conductores en estructuras de alineamiento y ángulo:

$$MTC = 2 * T_C * \phi_C * \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) * \left(\sum h_i\right)$$

- Momento debido a la carga de los conductores en estructuras terminales:

$$MTR = T_C \left(\sum h_i\right)$$

- Momento debido a la carga del viento sobre la estructura:

$$MVP = \frac{[P_V * h_l * (D_m + 2D_0)]}{600}$$

- Momento debido al desequilibrio de cargas verticales:

$$MCW = (W_C * L * K_r + WCA + WAD) * B_C$$

- Momento total para hipótesis de condiciones normales en estructuras de alineamiento y ángulo sin retenidas:

$$MRN = MVC + MTC + MCW + MVP$$

- Momento total en estructuras terminales:

$$MRN = MTC + MVP$$

- Esfuerzo del poste de concreto en la línea de empotramiento en hipótesis de condiciones normales:

$$RH = \frac{MRN}{3,166 * 10^{-5} * C^3}$$

- Carga crítica en el poste de concreto debida a cargas de compresión:

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 * E * I}{kl^2}$$

- Momento de inercia para postes troncocónicos según Norma ASTM.

$$I = \pi * Dm^3 * D_0 / 64$$

- Carga en la punta del poste de concreto, en hipótesis de condiciones normales:

$$Q_N = \frac{MRN}{(hl - 0.15)}$$

- Esfuerzo a la flexión en crucetas de madera:

$$R_c = \frac{M_a}{W_c}; \quad w_s = \frac{b(hc)^2}{6}; \quad M_a = \left( \sum Q_v \right) (B_c)$$

- Deflexión en postes de concreto:

$$y = \frac{(Ph^3)}{3EI}$$

Dónde:

Pv : Presión de viento sobre superficies cilíndricas en Pa.

d : Longitud del vano viento en m.

Tc : Carga del conductor en N.

Øc: Diámetro del conductor en m.

$\alpha$	: Angulo de desvío topográfico.
Do:	Diámetro del poste en la punta en cm.
Dm:	Diámetro del poste en la línea de empotramiento en cm.
hl	: Altura libre del poste en m.
hi	: Altura de la carga i en la estructura con respecto al terreno (m).
Bc	: Brazo de la cruceta en m.
Kr	: Relación entre el vano-peso y vano-viento.
Rc:	Factor de reducción de la carga del conductor por rotura: 0,5 (según CNE).
Wc:	Peso del conductor, en N/m.
WCA:	Peso del aislador tipo Pin o cadena de aisladores, en N.
WAD:	Peso de un hombre con herramientas igual a 1 000 N.
C	: Circunferencia del poste en la línea de empotramiento en cm.
E	: Módulo de elasticidad del poste en N/cm <sup>2</sup> .
I	: Momento de inercia del poste en cm <sup>2</sup> .
k	: Factor que depende de la forma de fijación de los extremos del poste.
l	: Altura respecto al suelo del punto de aplicación de la retenida.
hc	: Lado de la cruceta paralelo a la carga en cm.
b	: Lado de la cruceta perpendicular a la carga en cm.
$\sum Q_v$	: Sumatoria de cargas verticales, en N (incluye peso de aislador, conductor y de 1 hombre con herramientas).
P	: Carga de trabajo sobre la estructura, en cm.
y	: Deflexión en el poste de concreto, en cm.

#### D) Prestaciones de estructuras.

Para definir las prestaciones de las estructuras (Vano viento, Vano peso, Vano máximo) se consideró:

- Aislamiento de los conductores y distancias de seguridad.
- Separación horizontal y vertical entre conductores a medio vano (Vano eléctrico).
- Cálculo mecánico de la cruceta simple y doble.

#### Parámetros Mecánicos para Crucetas

El cálculo mecánico de crucetas permite determinar el vano peso máximo que puede soportar la cruceta. Se calcula por separado para cruceta simple en el caso de estructuras de suspensión, para cruceta doble en el caso de estructuras de Angulo, retención y anclaje.

Las fórmulas para el cálculo de crucetas son las siguientes:

$$\text{Momento resistente máximo;} \quad Ma = \sigma_{mc} \times Wo$$

$$\text{Módulo resistente de la sección;} \quad Wo = \frac{I}{c}$$

$$\text{Momento de Inercia de la sección;} \quad I = \frac{a \times b^3}{12}$$

$$\text{Distancia de la fibra más alejada al eje;} \quad c = \frac{b}{2}$$

$$Vp = \frac{\left( \frac{Ma}{Fsc} - Pad \times Bc \right)}{Wo \times Bc} ; \quad Fsoc = Fsc \times Fr$$

Dónde:

$V_p$  : Vano peso

$Ma$  : Momento aplicado a la cruceta (Nm)

$F_{sc}$  : Factor seguridad cruceta condición normal (4.0)

$Fr$  : Factor de Resistencia (CNE Tabla 261-1ª-Grado C); 0.65

$F_{soc}$  : Factor de sobrecarga calculado

$\sigma_{mc}$  : Esfuerzo de la madera(Mpa)

$B_c$  : Brazo de la cruceta (m)

$W_o$  : Masa unitaria del conductor (kg/m)

$P_{ad}$ :Peso Adicional (aislador, conductor, un hombre con herramientas)

$a$  : Ancho de la cruceta (cm)

$b$  : Altura de la cruceta (cm)

### Parámetros Mecánicos de Aisladores

- De, acuerdo al nuevo código de suministros los aisladores soportarán una tensión bajo lluvia a la frecuencia de servicio. Es decir que la tensión disruptiva bajo lluvia es:

$$U_c = 2.1(U + 5)$$

- Longitud de línea de fuga (L)

$$L_f = F_h * V_{max} * F_c$$

Donde:

$L_f$  : Longitud de línea de fuga

$F_h$  : Factor de corrección por altura

V<sub>max</sub> : Tensión máxima (kV)

F<sub>c</sub> : Mínima longitud de fuga (mm/kV)

#### **A) Aisladores Tipo Pin.**

Los aisladores tipo Pin, son utilizados en los armados para ángulos comprendidos entre 0° – 30° de la línea.

La fuerza de tracción que están sometidos los aisladores tiene la siguiente relación:

$$F_C = F_{VC} + T_C$$

$$F_C = L \times P_V \times \Phi_C \times \cos\alpha/2 + 2 \times T \text{ Sen}\alpha/2$$

$$Q = C_S \times F_C$$

Dónde:

Q : Carga de Rotura.

C<sub>s</sub> : Coeficiente de seguridad.

F<sub>c</sub> : Fuerza de tracción.

F<sub>vc</sub>: Fuerza del viento sobre conductores.

T<sub>c</sub> : Tracción de los conductores.

d: Vano.

Sc : Sección conductor AAAC.

#### **B) Tipo Suspensión.**

Las cadenas de anclaje, son utilizados en los armados para ángulos comprendidos entre 30° – 90° de la línea.

Sabemos que:

$$F_C = F_{VC} + T_C$$

$$F_C = L \times P_V \times \Phi_C \times \cos\alpha/2 + 2 \times T \text{ Sen}\alpha/2$$

$$Q = C_S \times F_C$$

### **Parámetros Mecánicos de Retenidas**

Para compensar los esfuerzos mayores al esfuerzo de rotura del poste para la red primaria se usan retenidas, cuyas características lo definen las especificaciones de los materiales.

Una retenida en disposición longitudinal debe cumplir lo siguiente:

$$F_R \sin \phi \times H_R = F_P \times H_e$$

$$F_R = MRN / (H_R \sin \phi)$$

Donde:

$F_R$  : Tiro de trabajo de la retenida.

$H_R$  : Altura de la retenida.

$H_e$  : Altura de aplicación de la fuerza equivalente.

$F_P$  : Fuerza equivalente en la punta.

$\phi$  : Angulo de la retenida.

$MRN$  : Momento total resultante.

### **2.2.6. Redes Secundarias**

#### **Parámetros Mecánicos de Conductores**

Son las características de los conductores que vienen dadas en las tablas ya establecidas por los fabricantes:

#### **A) Distancia mínima del conductor a superficie del terreno (CNE suministro 2011)**

- En calles y caminos en zonas rurales :5.5 m
- En zonas no accesibles a vehículos :4,0 m
- En lugares con circulación de maquinaria agrícola :6,0 m

- A lo largo de calles y caminos en zonas urbanas :6,5 m
- En cruce de calles, avenidas y vías férreas :7,3 m

**B) Distancia mínimas del conductor a superficie del terreno (CNE suministro 2011)**

Las hipótesis de estado para los cálculos mecánicos del conductor se definen sobre la base de los factores meteorológicos.

- Velocidad del Viento
- Temperatura
- Hielo

Sobre la base de la zonificación del territorio del Perú, definir las Hipótesis de estado según el Código Nacional de Electricidad Suministro y SENAMHI; a continuación las hipótesis base a considerar para el cálculo:

**B.1) HIPÓTESIS N° 1: Condición de mayor duración (EDS)**

- Temperatura :media anual
- Velocidad de viento :nula
- Sobrecarga del hielo :nula

**B.2) HIPÓTESIS N° 2: Mínima temperatura y máxima velocidad**

- Temperatura : (18°C)Mínima
- Velocidad de viento : Máxima
- Sobrecarga del hielo : nula

### B.3) HIPÓTESIS N° 3 : Máxima temperatura

- Temperatura : 50°C
- Velocidad de viento : Nula
- Sobrecarga del hielo : Nula

### C) Esfuerzo Mecánico en el Conductor Autoportante

Según la Norma DGE “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Secundarias con Conductores Autoportantes para Electrificación Rural” El esfuerzo del conductor portante de aleación de aluminio es de 52,3 N/mm<sup>2</sup>, aproximadamente 18% del esfuerzo de rotura del conductor. Además se concluye lo siguiente.

- El esfuerzo máximo del conductor no superará 176 N/mm<sup>2</sup>.
- Esfuerzo permisible para vanos normales (52,3 N/mm<sup>2</sup> ,18% del Esfuerzo de rotura del conductor).
- Esfuerzo permisible para vanos flojos (20 N/mm<sup>2</sup>,7% del Esfuerzo de rotura del conductor).

### D) Ecuación de cambio de estado

Los cálculos de cambio de estado se estiman mediante la ecuación cúbica cuya expresión matemática es:

$$T_2^3 - \left[ T_1 - \frac{d^2 E W_1^2}{24 S^2 T_1} - \alpha E (t_2 - t_1) \right] T_2^2 = \frac{d^2 E W^2}{24 S^2}$$

Dónde:

T<sub>i</sub> = Esfuerzo en el conductor en el punto más bajo, para la condición i, en N/mm<sup>2</sup>.

d = Vano de cálculo, en m.

- $E$  = Módulo de elasticidad final del conductor, en kg/mm<sup>2</sup>  
 $S$  = Sección del conductor en mm<sup>2</sup>  
 $W_i$  = Carga en el conductor en la condición i  
 $t_i$  = Temperatura en la condición i  
 $\alpha$  = Coeficiente de dilatación (1/°C)

#### E) Flecha máxima (f)

La flecha máxima se estima con la siguiente Formula.

$$F = \frac{W_r \cdot L^2}{8 \cdot A \cdot \sigma}$$

#### F) Peso total del conductor en la hipótesis I (Wr)

$$W_r = \sqrt{W_c^2 + P_v^2} \quad \text{N/m}$$

$$P_v = K \cdot V^2 \cdot D \quad \text{N/m}$$

Dónde:

- $W_c$  = Peso propio del conductor (N/m)  
 $V$  = Velocidad del viento (km/h)  
 $D$  = Diámetro exterior del conductor (m)  
 $P_v$  = Peso adicional debido a presión del viento (N/m)  
 $K$  = Coeficiente de las superficies cilíndricas (0,0042)

## **Parámetros Mecánicos de Estructuras**

### **a) Cálculo mecánico de estructuras**

Estos cálculos tienen por objeto determinar las cargas mecánicas en los postes, cables de retenidas y sus accesorios, de tal manera que, en las condiciones más críticas, es decir a temperatura mínima y máxima velocidad de viento no se superen los esfuerzos máximos previstos en el Código Nacional de Electricidad.

### **Factores de seguridad**

Los factores de seguridad respecto a la carga de rotura, en condiciones normales, son las siguientes:

- Postes de concreto : 2
- Cables de retenida : 2
- Accesorios de ferretería : 2

### **Fórmulas aplicables para cálculo de estructuras**

- Momento debido a la carga de los conductores:

$$MTC = 2 (T_c) (SHi) \text{ sen } (a/2)$$

$$MVP = [ (P_v) (h^2) (D_m + 2 D_o) ] / 600$$

- Momento debido a la carga del viento sobre los conductores:

$$MVC = (P_v) (L) (f_c) (SHi) \text{ Cos } (a/2)$$

- Momento total en condiciones normales:

$$MRN = MVC + MTC + MVP$$

- Fuerza equivalente (Fe) en la punta es:

$$Fe = MRN / (h - 0,15)$$

- Deflexión en postes de concreto:

$$y = (P_h^3) / 3EI$$

- Factor de Seguridad es:

$$F.S. = Cr / Fe$$

Dónde:

Pv = Presión del viento sobre superficies cilíndricas.

L = Longitud del vano, en m.

Cr =Carga de rotura del poste.

Fe =Fuerza equivalente en la punta del poste.

Tc = Carga del conductor portante en N.

fc = Diámetro total del cable autoportante, en m.

a = Angulo de desvío topográfico, en grados.

Do = Diámetro del poste en la cabeza, en cm.

Dm = Diámetro del poste en la línea de empotramiento, en cm.

h = Altura libre del poste, en m.

H = Altura de la carga en la estructura respecto al suelo, en m.

Wc = Masa total del cable autoportante, en kg/m.

WAD = Peso de un hombre con herramientas, igual a 1000 N.

E = Módulo de Elasticidad del poste, a kN/cm<sup>2</sup>.

I = Momento de inercia del poste, en cm<sup>2</sup>.

$l$  = Altura respecto al suelo del punto de ubicación de la retenida en el poste.

$y$  = Deflexión en el poste de concreto, en cm.

#### **b) Prestación de estructuras.**

Para definir las prestaciones (vanos máximos por distancias mínimas de seguridad).

Se considera, para vanos normales a 18% del esfuerzo de rotura del conductor y vanos flojos con 7% del esfuerzo de rotura del conductor, considerando la configuración del conductor

#### **Parámetros Mecánicos de Retenidas**

Para el diseño de la cimentación de la retenida, se empleó el método de fuerzas en un elemento en equilibrio. La cimentación para la retenida se compone de una excavación prismática, de dos secciones: triangular y rectangular. Sobre la varilla metálica de la retenida actuará una fuerza de tracción, la cual tratará de arrancar el bloque de concreto enterrado en el extremo de la varilla. Las fuerzas oppositoras a la tracción son las siguientes:

- Peso del bloque de concreto armado : Pb
- Peso del material de relleno compactado : Wt
- Fuerza debida al peso del relleno compactado en la retenida (es la componente de Wt en la dirección del cable de retenida) : Pw
- Rozamiento entre caras laterales (entre el relleno y el suelo original) : Fr

### **Metodología**

Como el sistema se encuentra en equilibrio se debe cumplir que:

$$\sum F = 0$$

$$F_t \leq P_w + P_b \cos \emptyset + F_r$$

Dónde:

$F_t$  : Fuerza de Tracción originada en la varilla de anclaje.

$P_b \cos \emptyset$  : Componente en la dirección del cable de retenida, de la Fuerza debida al peso del bloque de concreto armado.

$P_w$  : Fuerza debida al peso del relleno compactado en la retenida.

$F_r$  : Sumatoria de las Fuerzas de rozamiento en las 04 caras laterales ( $F_{r1}$ ,  $F_{r2}$ ,  $F_{r3}$ ).

El peso propio del relleno compactado se calcula con la siguiente fórmula:

$$W_t = A_L \times f \times \gamma \times g$$

La componente del peso propio del relleno compactado ( $Wt$ ) en dirección del cable, se evalúa según lo siguiente:

$$Pw = A_L \times f \times \gamma \times g \times \cos(\emptyset) = Wt \times \cos(\emptyset)$$

Dónde:

$A_L$ : Área lateral del bloque de retenida.

$f$  : Dimensión de la cimentación, transversal al plano de la retenida.

$\gamma$  : Peso específico natural del material propio compactado (el resultado de laboratorio, para un terreno típico arcilloso posee un densidad natural de 1 300 Kg/cm<sup>2</sup> y al ser utilizado como material de relleno se compactará, por lo que se asumirá que llegará a 1 500 Kg/cm<sup>2</sup>).

$\emptyset$  : Ángulo que forma el cable de retenida con la vertical.

$g$  : Gravedad: 9,81 m/s<sup>2</sup>.

Para el cálculo general de las fuerzas de rozamiento, éstas se determinan, en su forma más genérica, con la siguiente expresión:

$$F_r = F_L \times \mu$$

Las fuerzas de rozamiento se calculan multiplicando las fuerzas laterales perpendiculares a la superficie de contacto, por el coeficiente de rozamiento, entre caras de relleno compactado y terreno natural.

La fuerza de rozamiento  $Fr_1$  se calculará de la siguiente manera:

$$Fr_1 = Wt \times \sin(\emptyset) \times \mu$$

La Fuerza de rozamiento  $Fr_2$  se calcula por la siguiente expresión:

$$Fr_2 = K_a \times \gamma \times g \times H^2 \times D \times \mu \times \cos(\emptyset)$$

La Fuerza de rozamiento  $Fr_3$  se calcula por la siguiente expresión:

$$Fr_3 = K_a \times \gamma \times g \times H^2 \times f \times \mu \times \cos(\emptyset)$$

Dónde:

$K_a$  : Coeficiente de empuje lateral del suelo.

$H$  : Profundidad de excavación.

$f$  : Dimensión de la cimentación, transversal al plano de la retenida.

$D$  : Dimensión horizontal de la cimentación, paralela al plano de la retenida.

$g$  : Gravedad: 9,81 m/s<sup>2</sup>

$\mu$  : Coeficiente de Fricción, cuyo valor se establecerá de acuerdo a las propiedades mecánicas del suelo.

$$Fr = Fr_1 + 2(Fr_2) + Fr_3$$

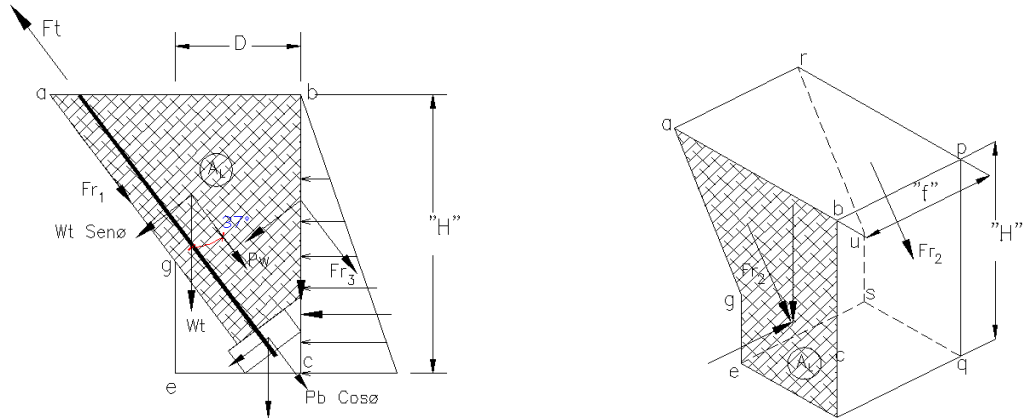
El coeficiente de empuje activo está dado por la siguiente expresión:

$$K_a = \tan^2(45 - \emptyset/2)$$

Dónde:

$\emptyset$  : Ángulo de fricción interna, valor establecido de acuerdo a los resultados de laboratorio.

**Figura N° 2: Diseño de Cimentación de Retenida**



$$F_t \leq Fr_1 + 2Fr_2 + Fr_3 + P_w + P_b \cos \theta$$

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Nota:** Para el cálculo de retenidas se considerará cable de acero grado SIEMENS-MARTIN de 10 mm de diámetro. El ángulo de inclinación respecto del cable de retenida respecto al eje vertical será de 37°.

### Cimentación de Postes

El cálculo de las cimentaciones de los postes se basa en su estabilidad, para ello se utiliza el método de Valenci, este método se aplica según la capacidad portante del tipo de terreno donde se va a efectuar la instalación de los Postes.

#### A) Factores de seguridad respecto a la carga de rotura, en condiciones normales

- Postes de madera.....3
- Postes de concreto..... 2
- Cables de retenida.....2
- Accesorios de ferretería..... 2

## B) Fórmulas aplicables para cálculo de cimentación de postes

Momento actuante  $\leq$  Momento resistente

$$F_p \cdot (H_e + t) \leq \frac{P}{2} \cdot \left[ a - \frac{4 \cdot P}{3 \cdot b \cdot \sigma} \right] + C \cdot b \cdot t^3$$

Dónde:

P : Peso Total (poste + equipo + macizo) en Kg

C : Coeficiente definido por la densidad del terreno y el ángulo del talud  
(Kg/m<sup>3</sup>)

H<sub>e</sub> : Altura equivalente del poste a la intemperie (m)

σ : Presión Admisible del terreno (Kg/m<sup>2</sup>)

a : Ancho del macizo (m)

b : Largo del macizo (m)

t<sub>1</sub> : Profundidad enterrada del poste (m)

t : Profundidad del macizo (m)

δ<sub>c</sub> : Peso específico del concreto (Kg/m<sup>3</sup>)

F<sub>p</sub> : Fuerza que admite la punta del poste (Kg)

P<sub>m</sub> : Peso del macizo en Kg

V<sub>m</sub> : Volumen del macizo en m<sup>3</sup>

V<sub>c</sub> : Volumen del Tronco Cónico en m<sup>3</sup>

A<sub>1</sub> : Sección del poste en el empotramiento en m<sup>2</sup>

A<sub>2</sub> : Sección del poste en su base en m<sup>2</sup>

d<sub>1</sub> : Diámetro del poste en el empotramiento en m

d<sub>2</sub> : Diámetro del poste en la base en m

**Figura N° 3: Diseño de Cimentación de Poste**

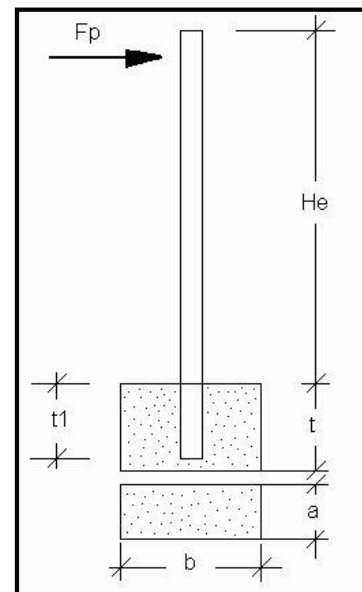
Entonces se tiene

$$P_c = (V_m - V_c) \cdot \delta_c \quad V_m = a \cdot b \cdot t$$

$$V_c = \frac{t1}{3} \cdot (A1 + A2 + \sqrt{A1 \cdot A2})$$

$$A1 = \frac{\pi \cdot d1^2}{4}$$

$$A2 = \frac{\pi \cdot d2^2}{4}$$



**Fuente:** Elaboración propia (2016)

### 2.2.7 Nivel de Aislamiento

Los criterios que deberán tomarse en cuenta para la selección del aislamiento serán las siguientes:

- Sobre tensiones atmosféricas
- Sobre tensiones a frecuencia industrial en seco
- Contaminación ambiental

#### 2.2.7.1 Selección y Descripción de Aislamiento

Los criterios considerados en la selección del aislamiento son por contaminación ambiental, sobretensiones a frecuencia industrial en seco y sobretensiones atmosféricas.

La selección de aisladores debe de estar diseñado para trabajar en un sistema monofásico sin ningún problema.

### **2.2.7.2 Factor de Corrección por Altitud**

Según las recomendaciones de la Norma IEC 71-1, para instalaciones situadas a altitudes superiores a 1000 m.s.n.m., la tensión máxima de servicio deberá ser multiplicada por un factor de corrección igual a:

$$F_c = 1 + 1,25(h - 1000) \times 10^{-4}$$

Dónde:

h = Altitud sobre el nivel del mar, en m.s.n.m.

### **2.2.7.3 Aislamiento Necesario por Contaminación Ambiental**

Esta solicitud determina la longitud de la línea de fuga fase – tierra requerida en el aislamiento por contaminación ambiental proyectada para el nivel de tensión en 22.9 kV. El área donde se desarrolló el trabajo de investigación se caracteriza por ser una zona de sierra, con una altitud entre 1200 a 2500 msnm expuesta a descargas atmosféricas y presencia de lluvias frecuentes durante los meses de septiembre a abril, lo que contribuye a la limpieza periódica de los aisladores.

La selección de la distancia de fuga de los aisladores ha sido tomada de la recomendación de la Norma IEC 815 “Recomendaciones para distancia de fuga en los aisladores de porcelana para ambientes contaminados”, que establece niveles de contaminación según características ambientales, seleccionando una distancia de fuga de 16 mm/kV correspondiente a una zona de contaminación ligera.

Para propósitos de normalización, se han definido las siguientes cuatro (04) niveles de contaminación:

- Ligero
- Medio
- Pesado
- Muy pesado

La tabla I de la Norma IEC 815, describe de forma aproximada los medios ambientes típicos de cada nivel de contaminación.

A cada nivel de contaminación descrito en la Tabla I, corresponde una línea de fuga específica mínima, en mm por kV (fase a fase), relativa a la máxima tensión de servicio.

La Tabla II de la Norma IEC 815, muestra los niveles de contaminación y las distancias de fuga específica que deben aplicarse.

La mínima longitud de fuga de un aislador rígido (tipo pin) o cadena de aisladores conectado entre fase y tierra, se determinará de acuerdo al nivel de contaminación del lugar, usando la siguiente relación:

Mínima longitud de fuga = mínima longitud de fuga específica (Tabla II) x máxima tensión de servicios entre fases corregida por altitud.

La verificación de la longitud de la línea de fuga se hará en todos los casos. En ambientes limpios deberá considerarse, al menos, la contaminación correspondiente al grado ligero (Light).

La línea de fuga fase-tierra está dada por la siguiente expresión:

$$L_{fuga} = L_{f0} \times U_{MAX} \times f_{ch}$$

Dónde:

$L_{fuga}$ : Longitud de fuga fase – tierra requerida

$L_{f0}$ : Longitud de fuga unitaria en mm/kV

$U_{max}$ : Tensión Máxima de Servicio

$f_{ch}$ : Factor de Corrección por Altura

#### 2.2.7.4 Aislamiento Necesario por Sobretensión a Frecuencia Industrial en Seco

Esta sobretensión se produce debido a fallas en el sistema y está dada por la siguiente expresión:

$$V_{fi} = \frac{f_s \times V_{max} \times H}{\sqrt{3} \times (1 + N \times \sigma) \times \delta^n \times fl}$$

Dónde:

$F_s$ : Factor de sobretensión a frecuencia industrial (1,5)

$V_{max}$ : Tensión máxima (25kV)

$H$ : Factor por Humedad (1,0)

$N$ : Número de desviaciones estándar alrededor de la media (1,2)

$\sigma$ : Desviación estándar (1,5)

$\delta$ : Densidad relativa del aire

$n$ : Exponente empírico ( $n = 1$ )

$fl$ : Factor por lluvia (0,77)

$$\delta = \frac{3,92 \times b}{273 + t} \quad \log b = \log 76 - \frac{msnm}{18336}$$

### 2.2.7.5 Aislamiento Necesario por Sobretensión Atmosféricas

Los requerimientos de aislamiento por sobretensiones atmosféricas se realizan para el aislamiento de la Red Primaria.

El nivel de aislamiento al impulso se determina con la tensión de descarga con polaridad positiva.

A continuación se describe el procedimiento de cálculo del aislamiento requerido por descargas atmosféricas:

$$V_i = \frac{NBI}{(1 + Nx\sigma)x\delta}$$

Dónde:

*NBI: Nivel Básico de Aislamiento (125kV – BIL)*

*N: Número de desviaciones estándar alrededor de la media (1,2)*

*$\sigma$ : Desviación estandar (2%)*

*$\delta$ : Densidad relativa del aire*

$$\delta = \frac{3,92xb}{273 + t} \quad \log b = \log \left( \frac{76}{18336} \right) \text{ m. s. n. m}$$

### 2.2.7.6 Coordinación de Aislamiento

Se entiende por coordinación del aislamiento al conjunto de disposiciones que se toman a fin de evitar que las sobretensiones causen daño a los equipos eléctricos y que cuando los arcos de defecto no puedan ser eludidos con medios que resulten económicos sean localizados en puntos del sistema donde produzcan la mínima afectación al funcionamiento y a las instalaciones de este último.

Los niveles de aislamiento que se aplicarán a las redes primarias en condiciones Standard:

**Tabla N° 2: Niveles de aislamiento de Red Primaria en condiciones Standard**

Tensión nominal entre fase (kV)	Tensión Máxima entre fase (kV)	Tensión de sostenimiento a la onda 1,2/50 entre fase y fase a tierra (kVp)	Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fase y fase - tierra (kVp)
22,9	25	125	50

**Fuente:** Norma DGE “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural”

**Tabla N° 3: Condiciones de operación para nivel de aislamiento**

CONDICIONES DE OPERACIÓN		
Tensión nominal de servicio entre fases	[kV]	22.9
Tensión máxima de servicio entre fases	[kV]	25
Punto más alto de la zona de Proyecto	[m.s.n.m.]	2500
Temperatura de operación	[°C]	20
Nivel de contaminación ambiental	[Nivel]	LIGERO
Tipo de Conexión del Neutro	[Tipo]	Aislado
Nivel Isocerámico	[Torm./Año]	Nulo

**Fuente:** Norma D.G.E. “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural”

## 2.2.8 Selección de Pararrayos

Los pararrayos tienen la finalidad de proteger los transformadores de distribución y evitar los flámeos de los aisladores en las líneas y redes primarias, ante sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas indirectas. Los criterios para la selección de pararrayos son los siguientes.

### a) Tensión continua de operación (COV).

$$COV = F_c \frac{U}{\sqrt{3}}$$

**b) Sobretensión temporal del sistema (TOVs)**

$$TOV_s = K_1 \times U \times F_C$$

Dónde:

$TOV_s$  : Amplitud de sobretensión en el punto de falla del sistema.

$K_1$  : Factor de aterramiento.

$U$  : tensión Nominal.

**c) Sobretensión temporal del Pararrayo (TOVp)**

$$TOV_p = K \times COV$$

Dónde:

$TOV$  : Amplitud de sobretensión en el punto de falla del pararrayo.

$K$  : Factor de falla a tierra.

$U$  : tensión Nominal.

Por lo tanto para que el diseño este correcto tiene que cumplir la siguiente expresión.

$$TOV_{PARARRAYO} > TOV_{SISTEMA}$$

La selección de pararrayos toma en cuenta los niveles de tensión empleados en el estudio; así como el aterramiento existente del mismo.

La máxima sobretensión temporal que ocurren en un sistema debido a fallas pueden ser determinadas de la siguiente ecuación:

$$TOV_{SIST} = K \cdot U_{MAX}$$

Dónde:

$TOV_{SIST}$  : Máxima tensión de operación

$K$  : Factor de sobretensión o factor de aterramiento  
(depende del tipo de aterramiento del neutro del sistema)

$U_{MAX}$  : Máxima tensión de operación fase tierra del sistema

El factor de sobretensión consiste en la relación la máxima sobretensión fase tierra a frecuencia fundamental durante una falla fase tierra en cualquier punto del sistema y el valor eficaz de la tensión fase tierra en condiciones normales.

Para sistemas aterrados,  $k = 1,4$

Para sistemas aislados,  $k = 1,9$

**Tabla N° 4: Cálculo del TOV**

kV	Neutro	k	TOV
22,9	aterrado	1,4	21,99

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

Del cuadro anterior, se desprende que, para los niveles de tensión de 22,9 kV, los pararrayos recomendados son de 21 y 24 kV, seleccionándose el de 24 kV que se ha comprobado por medio de cálculo.

### 2.2.9 Puntos de Alimentación

Son los puntos de alimentación que da el concesionario mediante la factibilidad de punto de diseño, el cual nos sirve para alimentar nuestros circuitos determinados en la propuesta.

#### A. Redes Primarias

Los puntos de alimentación para las Líneas y Redes Primarias que suministrarán de energía eléctrica a las localidades que conforman un Sistema Eléctrico en Media Tensión serán otorgados por las Empresas Concesionarias dentro del ámbito de su concesión. En zonas donde no haya concesionario, será definido por el ente ejecutivo de la propuesta de Electrificación Rural.

#### B. Redes Secundarias

Los puntos de alimentación para las redes de servicio particular, alumbrado Público y conexiones domiciliarias, serán de los tableros de distribución de las subestaciones de distribución.

### 2.2.10 Puntos de Iluminación para Redes Secundarias

Los puntos de iluminación se ubicarán según lo establecido en la Norma DGE de Alumbrado de Vías Públicas vigente para la zona donde sedesarrolle el estudio.

**Tabla Nº 5: Selección del tipo de lámpara de alumbrado y cargas distribuidas**

Tipo de lámpara	Potencia de lámpara (W)	Perdidas (W)	Total (W)
Vapor de sodio	70	12	82

**Fuente:** Norma DGE RD 017-2003-EM “alumbrado en vías públicas en áreas rurales “con respecto al factor de alumbrado público KALP.

### 2.2.10.1 Determinación del número de unidades de alumbrado

Para la determinación del número de luminarias se tuvo en consideración la resolución ministerial N° 074-2009-MEN/DM, en su artículo que deja sin efecto la norma técnica DGE RD 017-2003-EM “alumbrado en vías públicas en áreas rurales “ con respecto al factor de alumbrado público KALP

Las zonas rurales están consideradas dentro del sector de distribución típico 5. La cantidad de puntos de iluminación en una localidad se debe determinar con el procedimiento mostrado a continuación:

- A)** Se determina un consumo de energía mensual por alumbrado público de acuerdo a la fórmula:

$$CMAP = KALP * NU$$

Dónde:

*CMAP: Consumo mensual de alumbrado público en Kwh*

*KALP: Factor de AP en  $\frac{Kwh}{usuario\ mes}$*

*NU: Número de usuarios en la localidad*

**Tabla N° 6: Factores de KALP**

SDT	KALP*(KW.h/usuario-mes)	Potencia de la lámpara vapor de	Flujo luminoso de lámpara en
4	7.4	70	6500
5	6.3	50	3400
Especial	4.7	50	3400
SER	6.3	50	3400

**Fuente:** Norma DGE RD 017-2003-EM “alumbrado en vías públicas en áreas rurales” con respecto al factor de alumbrado público KALP.

SEGÚN LA NORMA DGE, "Alumbrado En Vías Públicas De Áreas Rurales" Los Sectores De Distribución Típicos son:

- SDT 4: Urbana rural
- SDT 5: Rural
- SDT especial: Coelvisac (Villacuri)
- SDT SER: sistemas eléctricos rurales

Los factores KALP se actualizan cada 04 años, se tiene que tomar en consideración los valores de los factores KALP vigentes a la fecha de la propuesta de electrificación, los valores mostrados en la tabla N° 05 del factor KALP corresponden a los aprobados por la resolución ministerial N°074 2009 MEN/MDM.

**B)** El Número De Puntos De Iluminación se Determina Considerando una Potencia Promedio de La Lámpara de AP y el número de horas de servicio mensuales del alumbrado público (NHMAP) se aplica la siguiente formula.

$$PI = \frac{CMAP * 1000}{NHMAP} ; \text{ dependerá de su control de apagado y encendido}$$

Dónde:

*PI: Puntos de iluminación*

*CMAP: Consumo mensual del servicio de alumbrado publico en KWh*

*NHMAP: Número de horas mensuales del servicio de alumbrado público  $\left(\frac{\text{horas}}{\text{mes}}\right)$*

*PPL: Potencia Nominal promedio de lampara de AP en Watt*

La cantidad de puntos de iluminación (PI) en el caso de ser decimal se debe redondear al entero inferior.

- C)** El número de horas mensuales del servicio de alumbrado público (NHMAP) dependerá de su control de encendido y apagado

**Tabla N° 7: Tipo de control NHMAP (horas /mes)**

Lámpara	360
Horario	N° de horas diarias programadas multiplicadas por 30

**Fuente:**DGE RD 017-2003-EM “alumbrado en vías públicas en áreas rurales “con respecto al factor de alumbrado público KALP

La potencia nominal promedio de la lámpara de AP comprende la potencia nominal de sus accesorios. La distribución de los puntos de iluminación se realizara de acuerdo a las características de las zonas a iluminar según el siguiente orden de prioridad:

- i. Plazas principales o centro comunal de la localidad.
- ii. Vías públicas en el perímetro de las plazas principales.
- iii. Vías públicas importantes.
- iv. Áreas restantes de la localidad

#### **2.2.11 Resistencia de Puesta a Tierra**

##### **Análisis de los criterios para el dimensionamiento de las puestas a tierra**

Los criterios para el dimensionamiento de las puestas a tierra en líneas de media tensión, incluyendo las de electrificación rural son los siguientes:

- a) Seguridad de las personas.
- b) Operación del sistema.
- c) Descargas atmosféricas.
- d) Facilidad para el recorrido a tierra de las corrientes de fuga.

A continuación, se analiza de cada uno de los criterios mencionados a fin de determinar cuáles deben ser los aplicables a las líneas y redes primarias de electrificación rural.

### **Seguridad de las personas**

Este criterio solo se aplica a las subestaciones de distribución. En las líneas primarias, sobre todo en las de electrificación rural, debido a su recorrido por zonas con escaso tránsito de personas, no se toma en cuenta este criterio.

### **Descargas atmosféricas**

En sistemas sin neutro corrido, el dimensionamiento de la puesta a tierra se ha basado en el Código Nacional de Electricidad, en el NESC y en normas sudafricanas, estas últimas están previstas para sistemas convencionales de media tensión (no necesariamente de electrificación rural) y para zonas con intensas descargas atmosféricas. En vista que las líneas se ubican en zonas con niveles isocerámicos menores de 60, se aplica el criterio de poner a tierra cada 3 estructuras.

Los tramos de línea sin puesta a tierra presentan un nivel de aislamiento muy grande, permitiendo que las sobre-tensiones de elevado valor viajen por los conductores y lleguen a las subestaciones de distribución; por lo tanto, las 2 estructuras más próximas a la subestación de distribución deberán necesariamente estar provistas de puestas a tierra para que la corriente de descarga a través de los pararrayos no sea muy elevada.

#### **2.2.5.9.1 Estudio de Resistividad y de Puesta a Tierra**

##### **Redes Primarias:**

La resistencia de las puestas a tierra de las subestaciones de distribución, sin tomar en cuenta las de la red secundaria, deben tener los siguientes valores máximos:

En subestaciones trifásicas: 3 ohmios.

##### **A) Puestas a tierra de subestaciones de distribución en proyectos de electrificación**

Para la propuesta de electrificación, basado en normas de Hidrandina y en los criterios que actualmente se aplican, se ha normalizado la instalación de tres puestas a tierra en las subestaciones; uno para la ferretería de media tensión y pararrayos, la otra puesta a tierra para la carcasa del transformador y tablero de distribución y la última puesta a tierra para el neutro de la red secundaria.

## **B) Análisis de los criterios para el dimensionamiento de las puestas a tierra en las subestaciones de distribución**

Los criterios para la definición de la configuración de las puestas a tierra en subestaciones de distribución, son los siguientes:

Para la mejor protección del transformador de distribución contra las sobre tensiones de origen atmosférico, el pararrayos debe estar ubicado lo más cerca posible al equipo, y su borne de tierra debe estar conectado al tanque del transformador.

El numeral 5.1.3 de la norma de transformadores de distribución ANSI C57.12.20 - 1974 establece que los terminales neutros de los transformadores monofásicos, tanto del lado de media tensión como el de baja tensión deben unirse mediante pernos al tanque del transformador; como se puede apreciar, esta configuración es compatible con lo expresado en el párrafo anterior para la adecuada conexión del pararrayos.

De lo expresado en los párrafos anteriores se concluye que en el tanque del transformador se deben unir los neutros de la media y la baja tensión y el bornede tierra del pararrayos y, para evitar que existan diferencias de potencial entre el tanque del transformador y tierra, debe existir una sola conexión entre éstos.

### C) Definición de los valores máximos de resistencia de puesta a tierra

La resistencia de las puestas a tierra de las subestaciones de distribución, sin tomar en cuenta las de la red secundaria, deben tener los siguientes valores máximos:

En subestaciones trifásicas: 3 ohmios.

Para la Instalación de Puestas a Tierra en Estructuras con Seccionamiento, Pararrayos, Subestaciones y/o equipo de protección deberán de considerarse puestas a tierra con tratamiento de tierra mediante productos electrolíticos, hasta obtener un valor aceptable.

En el caso de puestas a tierra a Ferretería eléctrica, como es el caso de estructuras pasantes, deberá de calcularse el valor de resistividad de puesta a tierra mediante el siguiente procedimiento

Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo.

**Tabla Nº 8: Fórmulas para estimar la resistencia de tierra (Ohm)**

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 \rho/P$
Pica vertical	$R = \rho/L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 \rho/L$
$\rho$ , resistividad del terreno (Ohm x m) $P$ , perímetro de la placa (m) $L$ , longitud de la pica o del conductor (m)	

**Fuente:** Norma DGE “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Secundarias con Conductores Autoportantes para Electrificación Rural”.

**Tabla Nº 9: Valores orientativos de la resistividad en función del terreno**

<b>Naturaleza terrena</b>	<b>Resistividad en <math>\Omega m</math></b>
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30°C
Limo	20a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosas	50 a 500
Arena sílicea	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1. 500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

**Fuente:** Manual de mecánica del suelo y Cimentaciones.

**Tabla Nº 10: Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno**

<b>Naturaleza del terreno</b>	<b>Valor medio de la resistividad <math>\Omega m</math></b>
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3 000

**Fuente:** Manual de mecánica del suelo y Cimentaciones.

Donde no sea posible obtener un valor óptimo deberá de utilizarse contrapesos, los que son calculados con la fórmula:

$$R = 2\rho/L$$

#### **Redes Secundarias en 380/220 V:**

El valor equivalente de todas las puestas a tierra del conductor neutro, sin incluir puestas a tierra de la subestación de distribución, ni del usuario, debe tener un valor máximo de  $6\Omega$ .

#### **3.3.2.10 Normatividad Aplicable para el Diseño de Redes de Distribución Primarias.**

Para el diseño de la red primaria, se tiene en cuenta las prescripciones dadas en las Normas Técnicas de la Dirección General de Electricidad para Electrificación Rural y el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 y normas Internacionales:

- Código Nacional de Electricidad Suministro 2011.
- Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844.
- Norma Técnica DGE Alumbrado de Vías Públicas en zonas de concesión de distribución.
- Normalización de la Concesionaria Electro Oriente S.A.
- Normas DGE/MEM, vigentes.
- Resoluciones Ministeriales (relativo a Sistemas Eléctricos para tensiones entre 1 y 36 KV- Media Tensión), vigentes.
- RD 016-2003-EMDGE: Especificaciones Técnicas de Montaje de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.

- RD 018-2003-EM: Bases para el Diseño de Línea y Redes Primarias para Electrificación Rural.
- RD 024-2003-EMDGE: Especificaciones Técnicas de Soportes Normalizados de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.
- RD 026-2003-EMDGE: Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.
- RD 029 2003 EMDGE especificaciones técnicas para los estudios de geología y geotecnia para electroductos para electrificación rural
- RD 030-2003-EMDGE: Especificaciones Técnicas para levantamientos Topográficos para Electrificación Rural.
- RD 016-2008-EM/DGE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales.
- Guía de Estudios de Impacto Ambiental para las Actividades Eléctricas.
- IEEE (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS)
- ANSI (AMERICAN NATIONAL STANDARD INSTITUTE)
- IEC (INTERNATIONAL ELECTROTECNICAL COMMISSION)
- U.S. BUREAU OF RECLAMATION - STANDARD DESIGN.
- CIGRE (CONFERENCE INTERNATIONALE DES GRANDS RESEAUX ELECTRIQUES)
- NESC (NATIONAL ELECTRICAL SAFETY CODE)

- REA (RURAL ELECTRIFICATION ASSOCIATION)
- VDE 210 (VERBAND DEUTSCHER ELECTROTECHNIKER)

### 2.3 Definición conceptual de la terminología empleada.

**Acometida (Red de Distribución Secundaria).** - Parte de la instalación de una conexión comprendida desde la Red de Distribución Secundaria hasta los bornes de entrada de la caja de conexión o la caja de toma; incluye el empalme y los cables o conductores instalados.

**Altura de Montaje (de una luminaria).** - Distancia vertical medida entre el centro de la luminaria y la superficie de la calzada.

**Capacidad de Interrupción o Poder de Ruptura.** - Corriente o potencia máxima que un contacto es capaz de abrir bajo condiciones especificadas.

**Carga de Rotura (de un conductor).** - Carga mecánica máxima que pueda soportar el conductor al momento de ocurrencia de su rotura.

**Carga de Rotura (de un poste de concreto).** - Carga que produce la falla del poste en la o las direcciones especificadas por el fabricante, obtenida de acuerdo a las normas establecidas.

**Carga de Trabajo (de un poste).** - Carga máxima, en condiciones normales de trabajo, para la cual ha sido diseñado un poste; se considera aplicada a 10cm de la punta en los postes de concreto y metálicos y a 30 cm en los postes de madera.

**Conexión (Eléctrica-Red de Distribución Secundaria).** - Conjunto de dispositivos e instalaciones requerido para la alimentación de un

suministro; comprende la acometida y la Caja de Conexión, sea esta Simple o en Derivación, pudiendo estar relacionado directamente con el (los) alimentador(es) y/o la(s) Caja(s) de Derivación o Toma.

**Corriente de Duración de Cortocircuito.** - Valor eficaz de la corriente que se presenta en el lado de entrega, cuando la parte correspondiente a la participación de la corriente continua ya ha cesado.

**Corriente Nominal (In).** - Valor eficaz de la corriente bajo condiciones nominales, a la cual se refieren las características del equipo.

**Deflexión.** - Desplazamiento que experimenta la punta de un poste por acción de una carga. Está medida perpendicularmente al eje del poste en su posición inicial.

**Descarga Disruptiva (referida a un aislador).** - Descarga eléctrica a través del aire caracterizada por la formación de una o más chispas o arcos entre partes metálicas bajo tensión.

**Deslumbramiento.** - Reducción pasajera de la visibilidad; molestia o incomodidad, provocada por la presencia de una luminancia elevada o de un contraste muy fuerte dentro del campo de la visión.

**Equipo.** - Término general que incluye material, artefactos, dispositivos, accesorios y aparatos usados como parte de una instalación eléctrica o en conexión con ésta.

**Flecha de un Conductor.** - Es la distancia entre la línea recta que pasa por los puntos de sujeción de un conductor entre dos apoyos consecutivos y el punto más bajo de éste mismo conductor.

**Flujo Luminoso ( $\Phi$ ).** - Potencias en forma de luz emitida por una fuente lumínica y evaluada según la eficiencia espectral relativa.

**Intensidad de Corriente Admisible o Capacidad de Corriente (de un Conductor).**- Valor de la corriente en amperes que puede transportar un conductor bajo condiciones operación especificadas.

**Longitud de Fuga de un Aislador.** - Es la distancia medida a lo largo de la superficie del aislador entre las partes conductoras, previstas para las pruebas de tensión disruptiva.

**Luminaria.** - Elemento que sirve para repartir, filtrar o transformar la luz de las lámparas; comprende todas las piezas necesarias para fijar y proteger las lámparas y las conexiones a la red de alimentación.

**Neutro.** - Punto común de la estrella de un sistema polifásico, o punto de un sistema simétrico el cual está normalmente al potencial cero.

**Nivel de Aislamiento.** - Conjunto de valores de tensión que caracterizan el aislamiento de un material o equipo, relativos a su aptitud para soportar los esfuerzos dieléctricos sin deterioro, falla ni perforación.

**Pararrayos.** - Dispositivo de protección de equipos eléctricos frente a las sobretensiones de origen interno o externo. Limita la corriente de duración

de cortocircuito en amplitud y duración, así como previene la operación de disyuntores o fusibles.

**Red de Alumbrado Público:** Conjunto de cables y/o conductores y sus accesorios, de las instalaciones de alumbrado público, destinado a prestar servicio de iluminación de vías y/o lugares públicos.

**Red de Distribución Primaria.** - Conjunto de cables o conductores, sus elementos de instalación y sus accesorios, proyectado para operar a tensiones normalizadas de Distribución Primarias, que partiendo de un Sistema de Generación o de un Sistema de Transmisión, está destinado a alimentar/interconectar una o más Subestaciones de Distribución; abarca los terminales de salida desde el sistema alimentador hasta los de entrada a la Subestación alimentada.

**Red de Distribución Secundaria.** - Conjunto de cables o conductores, sus elementos de instalación y sus accesorios proyectado para operar a tensiones normalizadas de Distribución Secundaria, que partiendo de un Sistema de Generación o de un Sistema de Distribución Primaria, está destinado a alimentar a los consumidores, comprende la Red de Alumbrado Público y la Red de Servicio Particular.

**Resistencia Electromecánica (de un aislador).** - Carga mecánica a la que el aislador deja de cumplir su cometido eléctrico o mecánico, cuando está sometido simultáneamente a un esfuerzo mecánico y a una tensión eléctrica, bajo condiciones especificadas.

**Sobrecarga.** - Exceso de carga sobre el valor nominal de plena carga.

**Sobretensión.** - Es cualquier tensión función del tiempo, entre una fase y tierra o entre fases, que tiene un valor o valores picos que exceden al valor pico correspondiente a la tensión máxima del equipo.

**Sistema de Distribución Primaria.** - Conjunto de Redes de Distribución Primaria, Subestaciones y/o conexiones proyectado para operar a tensiones nominales normalizadas de Distribución Primaria.

**Subestación de Distribución.** - Conjunto de instalaciones, incluyendo las eventuales edificaciones requeridas para albergarlas, así como los elementos de Control/Interrupción/Maniobra/Protección, tanto en el lado Primario como en el Secundario destinados a la transformación de una tensión nominal de Distribución Primaria a una de Distribución Secundaria.

**Subestación de Distribución:**

Conjunto de instalaciones para transformación y/o seccionamiento de la energía eléctrica que la recibe de una red de distribución primaria y la entrega a un sub-sistema de distribución secundaria, a las instalaciones de Alumbrado Público, a otra red de distribución primaria o a usuarios alimentados a tensiones de distribución primaria o secundaria. Comprende generalmente el transformador de potencia y los equipos de maniobra, protección y control, tanto en el lado primario como en el secundario, y eventualmente edificaciones para albergarlos.

**Subestación Aérea.** - Subestación en la cual el equipo es de tipo externo instalado sobre el nivel del piso en uno o más postes.

**Suministro.-** Abastecimiento de energía eléctrica dentro del régimen previsto en la Legislación Eléctrica vigente.

**Tensión de Cortocircuito (de un transformador) (u).** - Tensión en el lado primario a la frecuencia nominal, cuando el lado secundario esté puenteado en cortocircuito y el lado primario registre su corriente nominal.

**Tensión de Distribución Primaria.** - Es la tensión nominal a la que operan las redes de distribución primaria.

**Tensión de Distribución Secundaria.** - Es la tensión nominal a la que operan las redes de distribución secundaria.

**Tensión de Perforación (de un aislador).** - Valor eficaz de la tensión a la frecuencia de servicio que bajo condiciones especificadas, produce una descarga disruptiva a través de cualquier parte del aislador.

**Tensión Máxima del Sistema.** - Es la tensión máxima eficaz que se presenta bajo condiciones de operación normal en cualquier instante y en cualquier punto del sistema.

**Tensión Máxima del Equipo ( $U_m$ ).** - Es la mayor tensión eficaz para la cual ha sido diseñado un equipo o elemento de una instalación respecto de su aislamiento. Esta tensión es el mayor valor de la tensión máxima del sistema para la cual el equipo puede ser usado.

**Tensión no Disruptiva a la Frecuencia de Servicio.** - Valor eficaz de la tensión a la frecuencia de servicio que, bajo condiciones especificadas, puede aplicarse al aislamiento sin producir en este descargas disruptivas o perforación.

**Tensión no Disruptiva al Impulso.** - Valor de cresta de la onda de impulso que, bajo condiciones especificadas, puede ser aplicada al aislamiento sin causar descargas disruptivas o perforación.

**Tensión Nominal de un Sistema.** - Es la tensión eficaz con la que se denomina un Sistema y según la cual son determinadas ciertas características de su funcionamiento y aislamiento. Para los sistemas trifásicos se considera como tal la tensión fase a fase.

**Usuario.** - Persona natural o jurídica que ocupa un predio y está en posibilidad de hacer uso del suministro eléctrico correspondiente.

**Vano Gravante.** - Distancia horizontal medida entre los puntos más bajos de las catenarias de dos vanos consecutivos.

**Vano Medio.** - Semisuma de dos vanos consecutivos.

## **CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO**

### **3.1 Tipo y Diseño de Investigación**

Los criterios de investigación que nos permitió desarrollar y concluir se detallan a continuación.

a) Investigación Aplicada: Porque se hará uso de los conocimientos y bases teóricas de la ingeniería para dar solución a la remodelamiento ampliación de las redes eléctricas en los centros poblados en estudio.

b) Investigación Descriptiva: Porque se describe la situación actual de los sistemas eléctricos, y en base a esta situación se dimensionará el sistema de distribución primario y secundario, especificando los materias y equipos seleccionados y las variables en estudio (Máxima demanda actual, etc)

c) Investigación Explicativa: Porque nos permitió analizar e interpretar su comportamiento para la solución del problema.

### **3.2 Población y Muestra**

El presente trabajo de investigación ha sido aplicado Localidades de los Centro Poblados de Cochalan y Angash, donde la población involucrada es la misma que la muestra, por lo tanto, no se han desarrollado técnicas de muestreo.

### **3.3 Hipótesis**

Para suministrar la demanda actual de energía eléctrica de los Centros Poblados de Cochalan y Angash es necesario la remodelación y ampliación del sistema de distribución en media y baja tensión.

### 3.4 Variables- Operacionalización

La definición operacional de las variables es el proceso mediante el cual se establecen los procedimientos empíricos que permiten la obtención de datos de la realidad para verificar las hipótesis y solucionar el problema.

En nuestro caso la variable independiente es demanda de energía eléctrica, y la variable dependiente es la remodelación y ampliación del sistema de distribución en media y baja tensión.

A continuación, se muestra el cuadro de las variables y su operacionalización consideradas en el presente trabajo de investigación.

TIPO	DEFINICIÓN	TÉCNICA	INSTRUMENTO	INDICADORES
<b>DEPENDIENTE</b>	Remodelación y ampliación del sistema de distribución eléctrica en media tensión y baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Fichaje</li> <li>✓ Observación</li> </ul>	1.1. Resumen  2.1 Lista de Chequeo	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Dimensionamiento del sistema de distribución de baja tensión</li> <li>✓ Dimensionamiento del sistema de distribución en media tensión</li> </ul>
<b>INDEPENDIENTE</b>	Máxima demanda actual de energía eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Fichaje</li> <li>✓ Observación</li> </ul>	3.1 Resumen  4.1 Lista de Chequeo	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Número de viviendas y su proyección</li> <li>✓ Calificación eléctrica</li> <li>✓ Cargas especiales</li> </ul>
<b>LOCALIZACIÓN</b>	Poblados de Cochalan y Angash		Google Earth	

### 3.5 Métodos y Técnicas de Investigación

#### Métodos:

- a) **Deductivo:** Utilizamos este método porque se han considerado características generales del uso de energías convencionales, para llegar a conocer hechos particulares como es la energía eléctrica y el suministro a los centros poblado, que han permitido cumplir con los objetivos de la investigación.
- b) **Analítico:** Porque se ha realizado el estudio de la máxima demanda para determinar las características del sistema de distribución eléctrica en baja tensión y en media tensión.
- c) **Método Descriptivo:** Puesto que los datos son obtenidos directamente en la realidad sin que sean modificados o adulterados, usando la técnica de la observación y medición de los datos en su ambiente natural analizados e interpretados.
- d) **Método Proyectivo:** Consiste en la elaboración de una propuesta o modelo para solucionar un problema, intenta responder preguntas sobre sucesos hipotéticos del futuro o del pasado a partir de datos actuales, también depende de los descubrimientos y avances obtenidos mediante la recopilación de datos observados para proyectar una posible solución en un futuro no muy lejano. Por ejemplo, la población crece por lo tanto hay que hacer una proyección de máxima demanda para así poder ampliar el servicio eléctrico.

**Las técnicas** principales empleadas son las siguientes:

A partir de las visitas a los Centro poblado de Cochalan y Angash ubicado en el distrito de San José del Alto se obtienen los datos a través de las siguientes técnicas

**a) Observación:**

Se aplicó la técnica de observación focalizada, que consistió en observar la situación actual del sistema de distribución eléctrica en media y baja tensión; además de realizar el conteo del número de viviendas estos datos fueron registrados por el investigador.

**b) La Entrevista**

Se realizó al propietario de las viviendas con la finalidad de conocer las perturbaciones, fallas, cortes que se han venido presentado en el sistema existentes.

**c) El Fichaje**

Este instrumento se utilizará para registrar las revisiones bibliográficas de documentos, tesis para poder desarrollar el trabajo de investigación, por ejemplo, para la elaboración del marco teórico.

### **3.6 Descripción de los Instrumentos Utilizados**

Para la realización de este trabajo se usaron una serie de materiales y equipos como:

**Los instrumentos utilizados** en el presente trabajo de investigación; son distintos para cada una de las variables como las etapas del trabajo efectuado.

### **1) Resumen**

Este instrumento se utilizará para rescatar ideas principales de normas emitidas por el Ministerio de Energía y Minas del Perú y de otros países que nos ayudaran a tomar como base para nuestro trabajo de investigación.

### **2) Lista de chequeo**

Este instrumento se utilizó para rescatar la información científica, leyes y normas emitidas por el Ministerio de Energía y Minas del Perú y de otros países con lo que elaboramos nuestro marco conceptual y metodológico.

## **3.7 Análisis Estadístico e Interpretación de los Datos**

Una de las etapas importantes de la investigación es el análisis estadístico y la interpretación de los datos, porque aquí es donde se obtienen las conclusiones. La información obtenida en el presente trabajo de investigación, como son la máxima demanda eléctrica, los datos procesados y las normas aplicables del ministerio de energía y minas nos ayudaron a elaborar la remodelación y ampliación del sistema de distribución eléctrica en media y baja tensión, cuyo resultados , se han organizado en tablas y hojas de cálculo utilizando el MS Excel 2013, gracias a ello se ha podido dar respuestas al problema planteado. Una medida de tendencia central que se ha utilizado es la media aritmética, la cual permitió expresar en forma resumida los datos de energía eléctrica consumida diaria.

## **CAPÍTULO IV: PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN**

### **4.1 Propuesta de investigación**

La propuesta de investigación contempla lo siguiente:

#### **Lineas primarias**

DE LAS LINEAS PRIMARIAS EXISTENTES: Las líneas Primarias existentes serán repotenciadas y se procederá a subsanar todas las deficiencias que han sido encontradas tales como Limpieza de franja de la servidumbre, la codificación de estructuras, Cambio de seccionadores y pararrayos.

#### **Redes dedistribucion primarias**

En lo que corresponde a las redes primarias existentes se procederá a subsanar todas las deficiencias encontradas, tales como Cambio de transformador de distribución por estar sobrecargado o por encontrarse en mal estado, cambio de las llaves termomagnéticas, Contactores, Fotocélulas, Medidores de AP Y SP, Pintado de Tableros, cambio de estructuras en mal estado.

#### **Redes Secundarias**

En cuanto a redes de distribución secundaria la propuesta comprende: el diseño, remodelación, ampliación, de las redes eléctricas existentes de acuerdo a las siguientes observaciones:

### **Redes de Distribución Secundaria 380/220 V.**

Las redes Existentes han usado Cable auto portante el cual se encuentra muy deteriorado por lo cual se propone el cambiar de las redes secundarias en los centros poblados de COCHALAN Y ANGASH.

Así mismo se ha previsto el cambio de estructuras, postes de Concreto armado Centrifugado en mal estado, acorde al siguiente cuadro:

ITEM	NOMBRE LOCALIDAD DE	TIPO DE POSTE
01	COCHALAN	Poste de 8 m Concreto Armado Centrifugado
02	ANGASH	Poste de 8 m Concreto Armado Centrifugado

Las Instalaciones de Alumbrado Público son monofásicas de 220 V, constan de luminarias con lámparas de vapor de sodio de 50 Y 70 W a alta presión; con instalaciones tipo aéreas. Se ha previsto adecuar el número de lámparas acorde la cantidad de usuarios de cada localidad, así como cambiar todos los equipos que se encuentren en mal estado.

En resumen, se ha previsto arreglar todas las deficiencias que se encuentren en las instalaciones de las localidades beneficiarias.

## CAPÍTULO V: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

### 5.1 Determinación de la Máxima Demanda y dimensionamiento de los transformadores de distribución

Después de realizar el respectivo empadronamiento de lotes se determinó lo siguiente:

#### **C. P. COCHALAN:**

Lotes : 146

Cargas especiales : 9

Puntos de Alumbrado Público : 39

#### **C. P. ANGASH:**

Lotes : 112

Cargas especiales : 12

Puntos de Alumbrado Público : 30

**Tabla N° 11: Resumen de datos de campo para Máxima Demanda**

LOCALIDAD	SED	LOTES	ALUMBRADO PUBLICO	CARGAS ESPECIALES
C.P COCHALAN	Nº 01	146	39	9
C.P ANGASH	Nº 01	64	18	10
	Nº 02	48	12	2
CANTIDAD		258	69	21

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

Ahora determinaremos la potencia de los transformadores detalladamente por cada subestación:

### **C. P. COCHALAN:**

#### **1. Subestación Eléctrica Biposte (SEDN° 01):**

##### **Cargas de servicio particular:**

- Número de Lotes : 146
- Calificación eléctrica : 600 W/lote
- Factor de simultaneidad : 0,5

##### **Alumbrado Público:**

Del cálculo obtenemos el n° de lámparas:

- Número de lámparas de Vapor de Sodio de 70 W : 39
- Pérdidas de la lámpara de Vapor de Sodio de 70 W: 12 W
- Factor de simultaneidad : 1,0

**Tabla N° 12: Resumen de Cargas de la SED N° 01 - C.P Cochalan**

<b>Resumen de Cargas SED N° 01-C.P Cochalan</b>						
SED N°	<b>SERVICIO PARTICULAR</b>					
<b>01</b>	CIRCUITO	<b>CANTIDAD DE LOTES</b>		<b>DEMANDAS-kW</b>		
		VIVIENDAS	C.ESP.	S.P	A.P	TOTAL
	C-1	98	8	38.40	2.52	40.92
	C-2	48	1	15.40	0.66	16.06
	TOTAL	146	9	53.80	3.18	56.98

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Tabla Nº 13: Cargas a Alimentar de la SED Nº 01 - C.P Cochalan**

<b>CARGAS A ALIMENTAR - SUBESTACIÓN Nº 01</b>				
<b>SECTORES</b>	<b>M.D. (kW)</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>kW</b>
VIVIENDAS UNIFAMILIARES	0,60	146,00	0,50	43,80
A. PÚBLICO (VAPOR Na 70W)	0,082	39,00	1,00	3,18
<b>CARGAS ESPECIALES</b>				
Iglesia Católica	1,00	1,00	1,00	1,00
Municipalidad	1,00	1,00	1,00	1,00
Parque	2,00	1,00	1,00	2,00
Centro de Salud	1,00	1,00	1,00	1,00
Polideportivo	1,00	1,00	1,00	1,00
I.E. Divino Maestro	1,00	1,00	1,00	1,00
Centro Inicial	1,00	1,00	1,00	1,00
Casa Comunal	1,00	1,00	1,00	1,00
Iglesia Adventista	1,00	1,00	1,00	1,00
<b>SUB – TOTAL (kW)</b>	<b>56,98</b>			

<b>PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN (10 %) -(kW)</b>	=	5,70
<b>MÁXIMA DEMANDA (kW)</b>	=	<b>62,68</b>
<b>POTENCIA TOTAL (Cos Ø = 0.9) - kVA</b>	=	69,65

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

### **PROYECCIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA**

- Tasa de crecimiento anual : 0.30 %
- Período de estudio : 20 años
- Demanda Máxima Proyectada : **66.53kW**

**Tabla Nº 14: Proyección de la Máx. Demanda SED Nº 01 - C.P Cochalan**

<b>AÑO</b>	<b>Nº</b>	<b>PROYECCIÓN DE LA MÁX. DEMANDA (kW)</b>
2016	0	62,68
2017	1	62,87
2018	2	63,06
2019	3	63,24
2020	4	63,43
2021	5	63,62
2022	6	63,81
2023	7	64,00
2024	8	64,19

2025	9	64,39
2026	10	64,58
2027	11	64,77
2028	12	64,96
2029	13	65,16
2030	14	65,35
2031	15	65,55
2032	16	65,74
2033	17	65,94
2034	18	66,14
2035	19	66,33
2036	20	66,53

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

### **POTENCIA DEL TRANSFORMADOR (kVA) – SED N°01 (C.P COCHALAN)**

$$P = MD/0.9 = 66,53/0,9 = 73,92\text{kVA}$$

Por lo tanto, se seleccionará un transformador de **75 kVA**.

### **C. P. ANGASH:**

#### **1. Subestación Eléctrica Biposte (SEDN° 01):**

##### **Cargas de servicio particular:**

- Número de Lotes : 64
- Calificación eléctrica : 600 W/lote
- Factor de simultaneidad : 0.5

##### **Alumbrado Público:**

Del cálculo obtenemos el n° de lámparas:

- Número de lámparas de Vapor de Sodio de 70 W : 18
- Pérdidas de la lámpara de Vapor de Sodio de 70 W : 12 W
- Factor de simultaneidad : 1.0

**Tabla N° 15: Resumen de Cargas de la SED N° 01 - C.P Angash**

Resumen de Cargas SED N° 01-C.P Angash						
SED N°	SERVICIO PARTICULAR					
01	CIRCUITO	CANTIDAD DE LOTES		DEMANDAS-kW		
		VIVIENDAS	C.ESP.	S.P	A.P	TOTAL
	C-1	33	5	19.60	0.98	20.58
	C-2	6	2	5.30	0.16	5.46
	C-3	5	2	4.70	0.08	4.78
	C-4	20	1	8.00	0.25	8.25
	TOTAL	64	10	37.60	1.47	39.07

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Tabla N° 16: Cargas a Alimentar de la SED N° 01 - C.P Angash**

CARGAS A ALIMENTAR - SUBESTACIÓN N° 01				
SECTORES	M.D. (kW)	CANTIDAD	F.S.	kW
VIVIENDAS UNIFAMILIARES	0,60	64,00	0,50	19,20
A. PÚBLICO (VAPOR Na 70W)	0,082	18,00	1,00	1,47
<b>CARGAS ESPECIALES</b>				
Comité del Camal	2,00	1,00	1,00	2,00
Camal	1,20	1,00	1,00	1,20
Coliseo del C.P Angash	3,00	1,00	1,00	3,00
Centro de Salud	3,00	1,00	1,00	3,00
Iglesia Católica	2,00	1,00	1,00	2,00
Carseleta	0,70	1,00	1,00	0,70
Casa Comunal	1,00	1,00	1,00	1,00
I.E Sr. Cautivo 16162	2,00	1,00	1,00	2,00
Parque	2,00	1,00	1,00	2,00
Municip. del C.P Angash	1,50	1,00	1,00	1,50
<b>SUB – TOTAL (kW)</b>				<b>39,07</b>

<b>PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN (10 %) -(kW)</b>	=	3,91
<b>MÁXIMA DEMANDA (kW)</b>	=	<b>42,98</b>
<b>POTENCIA TOTAL (Cos Ø = 0,9) - kVA</b>	=	47,75

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

### PROYECCIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA

- Tasa de crecimiento anual : 0,30 %
- Período de estudio : 20 años
- Demanda Máxima Proyectada : **45.62kW**

**Tabla N° 17: Proyección de la Máx. Demanda SED N° 01 - C.P Angash**

AÑO	Nº	PROYECCIÓN DE LA MÁX. DEMANDA (kW)
2016	0	42,98
2017	1	43,11
2018	2	43,24
2019	3	43,37
2020	4	43,5
2021	5	43,63
2022	6	43,76
2023	7	43,89
2024	8	44,02
2025	9	44,15
2026	10	44,28
2027	11	44,41
2028	12	44,55
2029	13	44,68
2030	14	44,81
2031	15	44,95
2032	16	45,08
2033	17	45,22
2034	18	45,35
2035	19	45,49
2036	20	45,62

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**POTENCIA DEL TRANSFORMADOR (KVA) – SED N° 01(C.P ANGASH)**

$$P = MD/0.9 = 45,62/0,9 = 50,69\text{kVA}$$

Por lo tanto, se seleccionará un transformador de **75 kVA**.

## 2. Subestación Eléctrica Monoposte (SED Nº 02):

### Cargas de servicio particular:

- Número de Lotes : 48
- Calificación eléctrica : 600 W/lote
- Factor de simultaneidad : 0,5

### Alumbrado Público:

Del cálculo obtenemos el nº de lámparas:

- Número de lámparas de Vapor de Sodio de 70 W : 12
- Pérdidas de la lámpara de Vapor de Sodio de 70 W: 12 W
- Factor de simultaneidad : 1.0

**Tabla Nº 18: Resumen de Cargas de la SED Nº 02 - C.P Angash**

Resumen de Cargas SED Nº 02-C.P Angash						
SED Nº	SERVICIO PARTICULAR					
01	CIRCUITO	CANTIDAD DE LOTES		DEMANDAS-kW		
		VIVIENDAS	C.ESP.	S.P	A.P	TOTAL
	C-1	30	1	10,40	0,73	11,13
	C-2	18	1	6,90	0,25	7,15
	TOTAL	48	2	17,30	0,98	18,28

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Tabla N° 19: Cargas a Alimentar de la SED N° 02 - C.P Angash**

<b>CARGAS A ALIMENTAR - SUBESTACIÓN N° 02</b>				
<b>SECTORES</b>	<b>M.D. (kW)</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>kW</b>
VIVIENDAS UNIFAMILIARES	0,60	48,00	0,50	14,40
A. PÚBLICO (VAPOR Na 70W)	0,082	12,00	1,00	0,98
<b>CARGAS ESPECIALES</b>				
Recreo Campestre	1,40	1,00	1,00	1,40
Botiquín	1,50	1,00	1,00	1,50
<b>SUB – TOTAL (kW)</b>	<b>18,28</b>			

<b>PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN (10 %) -(kW)</b>	=	1,83
<b>MÁXIMA DEMANDA (kW)</b>	=	<b>20,11</b>
<b>POTENCIA TOTAL (Cos Ø = 0.9) - kVA</b>	=	22,34

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

### **PROYECCIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA**

- Tasa de crecimiento anual : 0,30 %
- Período de estudio : 20 años
- Demanda Máxima Proyectada : **21,35kW**

**Tabla N° 20: Proyección de la Máx. Demanda SED N° 02 - C.P Angash**

<b>AÑO</b>	<b>N°</b>	<b>PROYECCIÓN DE LA MÁX. DEMANDA (kW)</b>
2016	0	20,11
2017	1	20,17
2018	2	20,23
2019	3	20,29
2020	4	20,35
2021	5	20,41
2022	6	20,47
2023	7	20,53
2024	8	20,6
2025	9	20,66
2026	10	20,72
2027	11	20,78
2028	12	20,84
2029	13	20,91
2030	14	20,97
2031	15	21,03
2032	16	21,09
2033	17	21,16

AÑO	Nº	PROYECCIÓN DE LA MÁX. DEMANDA (kW)
2034	18	21,22
2035	19	21,28
2036	20	21,35

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

#### POTENCIA DEL TRANSFORMADOR (KVA) – SED Nº 02(C.P ANGASH)

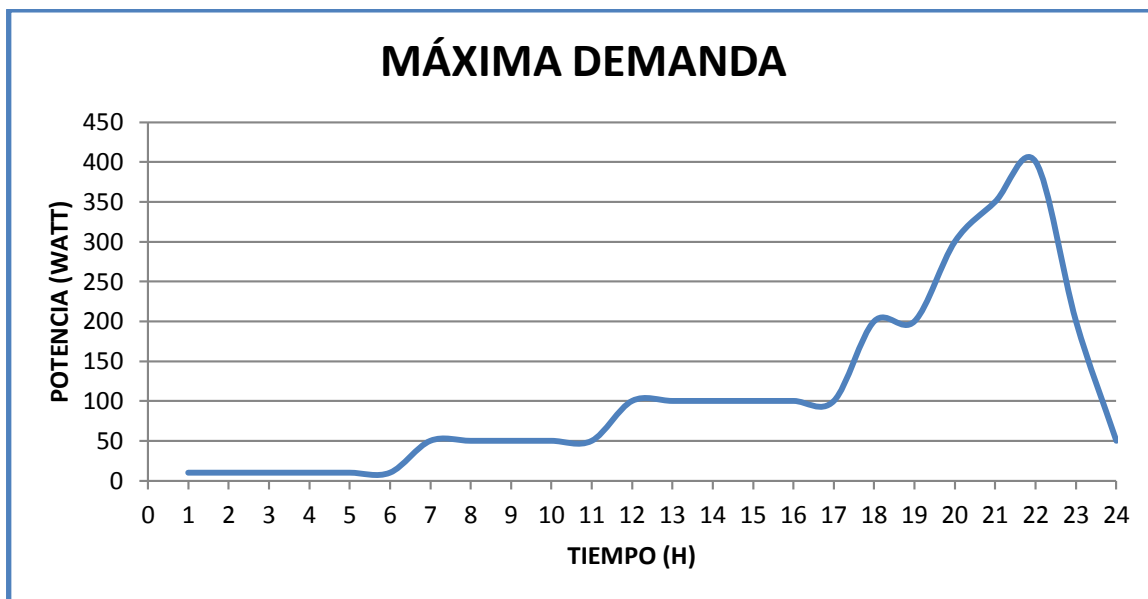
$$P = MD/0.9 = 21,35/0,9 = 23,72\text{kVA}$$

Por lo tanto, se seleccionará un transformador de **25 kVA**.

#### Gráfica Nº 1: Diagrama de Carga Típico C.P. Cochalan SEDNº 01- C.P

TIEMPO (h)	POTENCIA (Watt)
0	10
1	10
2	10
3	10
4	10
5	10
6	30
7	30
8	30
9	30
10	30
11	80
12	80
13	80
14	80
15	80
16	80
17	100
18	200
19	300
20	350
21	400
22	150
23	50
24	10

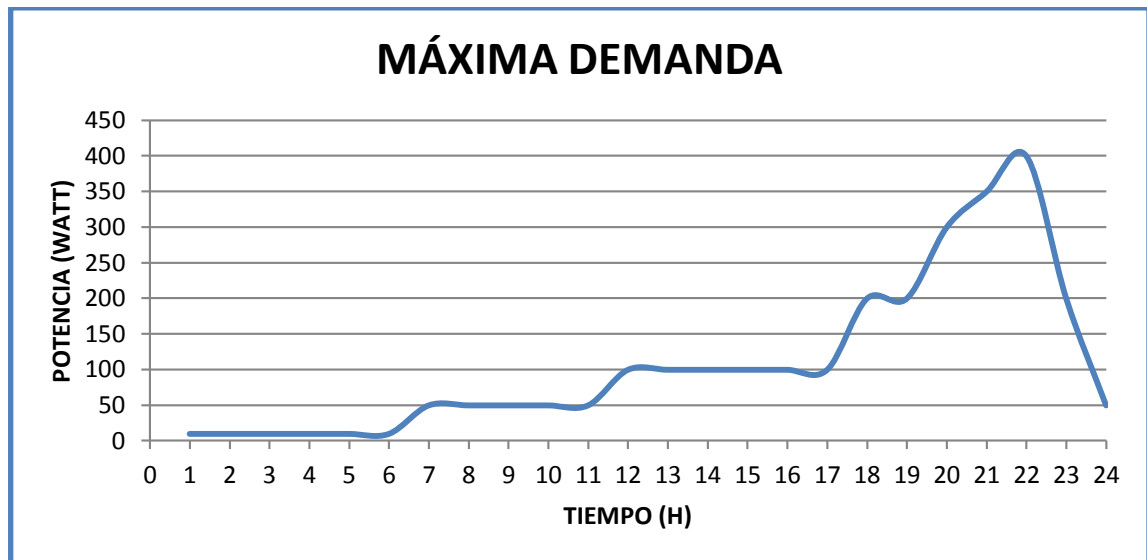
**Fuente:** Elaboración propia (2016)



**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Gráfica N° 2: Diagrama de Carga Típico C.P Angash SED N° 01 y SED N° 02  
- C.P Angash**

TIEMPO (h)	POTENCIA (Watt)
0	10
1	10
2	10
3	10
4	10
5	10
6	50
7	50
8	50
9	50
10	50
11	100
12	100
13	100
14	100
15	100
16	100
17	200
18	200
19	300
20	350
21	400
22	200
23	50
24	10



**Fuente:** Elaboración propia (2016)

## 5.2 Cálculos en Redes Primarias

### 5.2.3 Cálculos Eléctricos

El presente documento, tiene por objetivo presentar los cálculos realizados para justificar la selección del equipamiento electromecánico de la Red Primaria y garantizar el correcto funcionamiento de las mismas. Los cálculos se han realizado de tal manera que los materiales seleccionados cumplan en forma óptima su función durante su periodo de funcionamiento. Los cálculos incluyen Análisis del Sistema Eléctrico, Cálculos eléctricos y Cálculos mecánicos, para lo cual se tuvo en cuenta la norma RD N° 018 2003 EM/DGE “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural”.

#### Características Eléctricas del Sistema

Para los efectos del diseño eléctrico de líneas y redes primarias se tendrán en cuenta las siguientes características.

**Tabla N° 21: Características Eléctricas del Sistema**

DESCRIPCIÓN	Und.	Valor
Tensión nominal de la red	kV.	22,9
Tensión máxima de servicio	kV.	25
Frecuencia nominal	Hz.	60
Factor de potencia	-	0,90(atraso)
Potencia de cortocircuito mínima	MVA	250
Tensión de sostenimiento a 60 Hz	kV	50
Nivel isocerámico: Hasta 3000 m.s.n.m.	[Torm./Año]	Nulo

**Fuente:** Norma DGE “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural”

## Cálculo para selecciona miento de cable AAAC

### CALCULO DEL DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES AÉREOS POR CAPACIDAD TÉRMICA FRENTE A LOS CORTOCIRCUITOS DE ACUERDO A LA NORMA DGE RD-018-2003-EM/DGE

#### 1.Datos

##### Método

##### Norma Alemana VDE103

Potencia de cortocircuito en el finito de falla (MVA)	250
Tensión mínima de la red (kV)	22,9
Tiempo de eliminación de la falla (s)	0,2
Relación R/X	0,3
Relación entre $I_{cco}/I_{ccp}$	
$I_{subtransitoria}/I_{permanente}$	0,2

#### 2. Corriente Subtransitoria ( $I_{cco}$ )

$$I_{cco} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} * V_{min}} \quad I_{cco} \text{ (kA)} = \Rightarrow 5,04$$

#### 3. Según la relación R/X se determina m y n según tablas

R/X	0,3	
m	0	(tabla a)
n	0,85	(tabla b)

#### 4. Calculo de $I_m$

$$I_m = I_{cco} * \sqrt{(m + n) * \Delta t}$$

$$I_m \text{ (kA)} = \Rightarrow 2,08$$

#### 5.Densidad máxima de corriente de cortocircuito

Temperatura inicial	40
Temperatura final	160

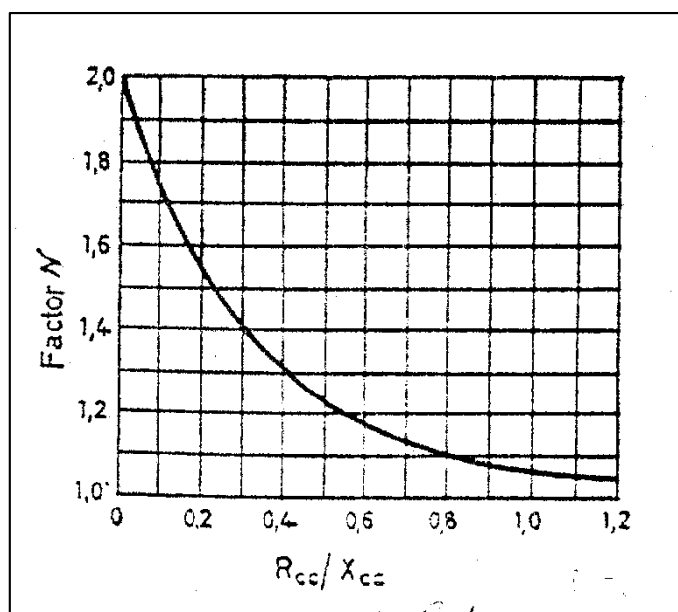
Según tabla. Figura 4 91 A/mm<sup>2</sup>

#### 6. Sección mínima

$$A = \frac{I_m}{\sigma} \Rightarrow 22,85 \text{ mm}^2$$

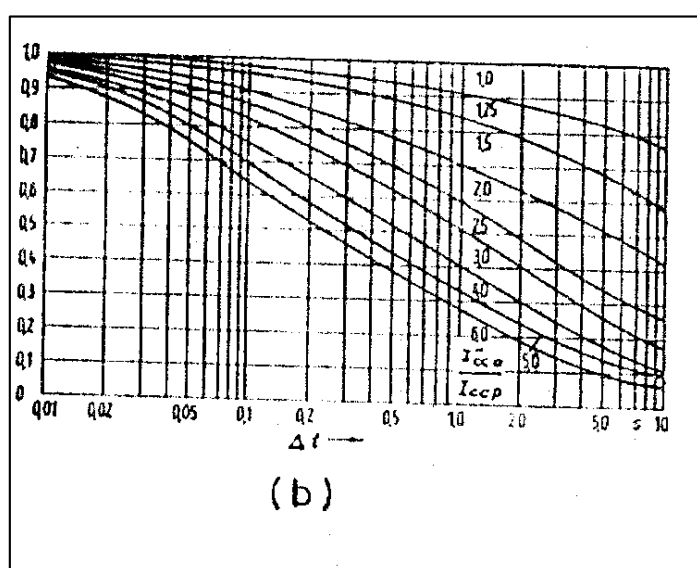
#### 7.Conclusion

La Sección Utilizada de **35 mm<sup>2</sup>**, es aceptable frente a esta restricción.



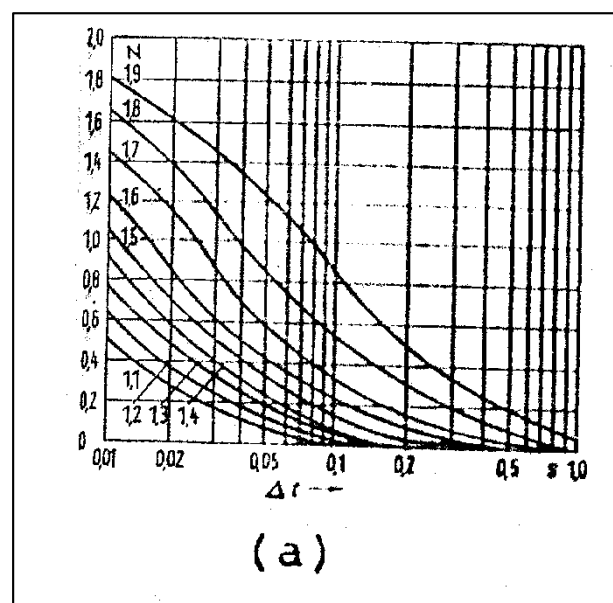
**Figura N° 4: Reducción de la corriente de cortocircuito de choque vs R/X**

**Fuente:** Norma DGE “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural”



**Figura N° 5: Tabla (b) “n” miembro de C.A.**

**Fuente:** Norma DGE “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural”



**Figura N° 6: Tabla (a) “m” Miembro de CC**

## Calendario transitorio de conductores de aluminio durante un cortocircuito

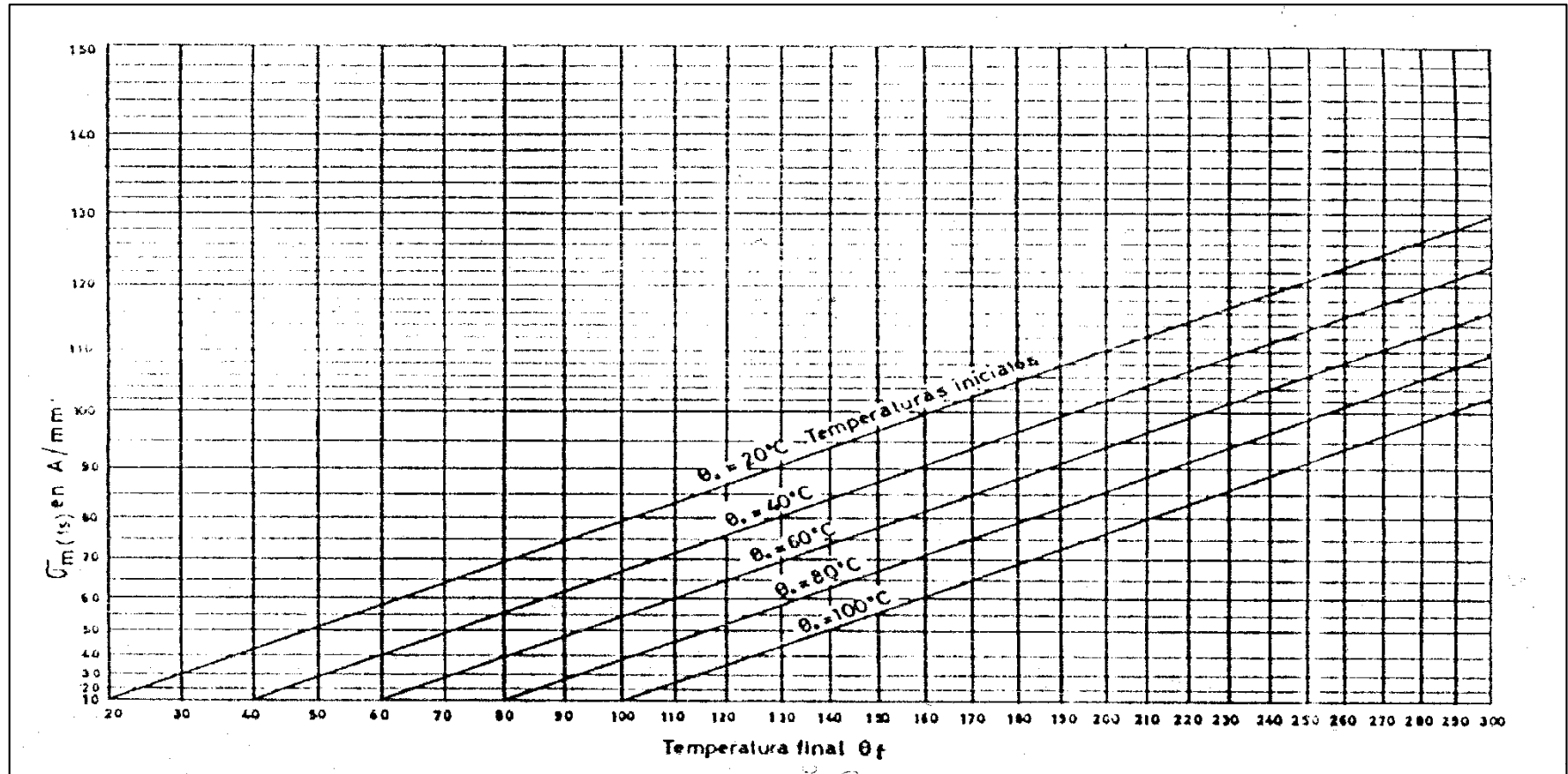


Figura Nº 7: Densidad de corriente de cortocircuito

Fuente: Norma DGE "Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural"

## Cálculo de Caída de Tensión

### A) Parámetros de los Conductores

#### A.1) Resistencia de los conductores AAAC

Los resultados a la temperatura de operación (40°C) son:

**Tabla Nº 22: Característica del conductor tipo AAAC**

Características de conductores tipo AAAC				
Sección (mm <sup>2</sup> )	Nº de Alambres	Ø Exterior (mm)	R. Eléc. 20°C (Ohm/Km)	R. Eléc. 40°C (Ohm/Km)
35	7	7,6	0,966	1,036

**Fuente:** Norma DGE “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural”

#### A.2) Reactancia Inductiva para Sistema Trifásico Equilibrado

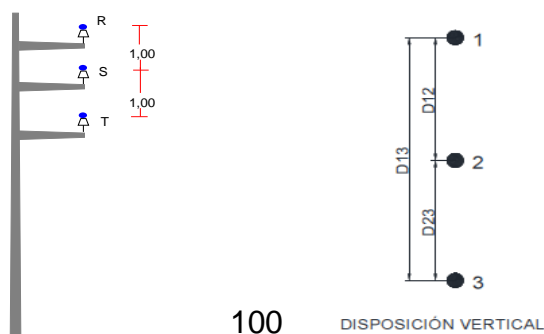
Los resultados a la temperatura de operación (40°C) son:

**Tabla Nº 23: Característica del Sistema Trifásico Vertical**

Sistema Trifásico Vertical							
Sección (mm <sup>2</sup> )	D12 (m)	D23 (m)	D13 (m)	DMG (m)	RMG (m)	X <sub>L</sub> (Ohm/Km)	Factor de Caída de Tensión(K1)
35	1	1	2	1.2599	0.003	0.4657	0.0002

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Figura Nº 8: Distancia Media Geométrica (DMG)**



## B) Caída de Tensión

### CAÍDA DE TENSIÓN – RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DEL C.P COCHALAN – SED Nº 01

SECCIÓN: RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA      SISTEMA:      TRIFÁSICO

LOCALIDAD: C.P. COCHALAN      NIVEL DE TENSIÓN:      22,9 kV

SUBESTACIÓN: SED Nº 01 LONGITUD ADICIONAL POR FLECHA: 5%

FACTOR DE POTENCIA: 0.9

**Tabla Nº 24: Caída de Tensión de la SED Nº 01 – C.P. Cochalan**

PUNTO	SECCIÓN DEL	CARGA	Σ CARGA	Σ CARGA	KV	K1	LONG.	AV	ΣAV
	CONDUCTOR (mm²)	(KVA)	(Σ KVA)	(Σ KW)			(Km)	(%)	(Σ%)
PTO.ALIM.									<b>2,50</b>
1	35	75	75	67,5	22,9	0,0002	0,315	0,0043	2,5043

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**RESUMEN: CAÍDA DE TENSIÓN =2,5043 % < 5 % OK!**

## CAÍDA DE Tensión – RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DEL C.P ANGASH – SED Nº 01 Y SED Nº 02

SECCIÓN: RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

SISTEMA:

TRIFÁSICO

LOCALIDAD: C.P. ANGASH

NIVEL DE Tensión:

22,9 kV

SUBESTACIÓN: SED Nº 01Y SED Nº 02LONGITUD ADICIONAL POR FLECHA: 5%

FACTOR DE POTENCIA: 0.9

**Tabla Nº 25: Caída de Tensión de la SED Nº 01 y SED Nº 02 – C.P Angash**

PUNTO	SECCIÓN DEL CONDUCTOR (mm <sup>2</sup> )	CARGA (kVA)	Σ CARGA (Σ kVA)	Σ CARGA (Σ kW)	kV	K1	LONG. (Km)	AV (%)	ΣAV (Σ%)
PTO. ALIM.									<b>2.50</b>
1	35	0	100	90	22.9	0.0002	0.000	0.0000	2.5000
2	35	75	100	90	22.9	0.0002	0.935	0.0168	2.5168
3	35	25	25	22.5	22.9	0.0002	0.420	0.0019	2.5187

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**RESUMEN: CAÍDA DE Tensión =2,5187 % < 5 % OK!**

## Determinación del Nivel de Aislamiento de Redes Primarias

### A) Criterios para la Selección del Nivel del Aislamiento

En la **tabla N° 30** se muestran los niveles de aislamiento que se aplicarán a las redes primarias en condiciones Standard:

**Tabla N° 26: Nivel de Aislamiento para Red Primaria**

Tensión nominal entre fase (kV)	Tensión Máxima entre fase (kV)	Tensión de sostenimiento a la onda 1,2/50 entre fase y fase a tierra (kVp)	Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fase y fase - tierra (kVp)
22,9	25	125	50

**Fuente:** Norma DGE “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural”

### B) Factor de Corrección por Altitud

Según las recomendaciones de la Norma IEC 71-1, para instalaciones situadas a altitudes superiores a 1 000 m.s.n.m, la tensión máxima de servicio deberá ser multiplicada por un factor de corrección igual a:

$$F_C = 1 + 1,25(h - 1000) \times 10^{-4}$$

Dónde:

h = 2 500 m.s.n.m.

$$F_C = 1,19$$

### C) Aislamiento por Contaminación Ambiental

La línea de fuga fase-tierra está dada por la siguiente expresión:

$$L_{fuga} = L_{f0} \times U_{MAX} \times f_{ch}$$

Dónde:

$$L_{f0} = 16 \text{ mm/kV (Tabla II de la Norma IEC 815)}$$

$$U_{max} = 25 \text{ kV}$$

$$f_{ch} = 1,19$$

**Tabla N° 27: Aislamiento Requerido por Contaminación**

Zona	msnm	Fch	mm/kVf-f	Umáx (kV)	Lfuga
Hasta 3 000 msnm	2 500	1,19	16	25	476

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

#### **D) Aislamiento por Sostenimiento a Frecuencia Industrial**

La tensión de Sostenimiento a frecuencia industrial entre fase y fase tierra recomendado según la Norma R.D. N° 018-2003-EM/DGE, es:  $V_{ft} = 50 \text{ kV}$ .

#### **E) Aislamiento por Sobreensiones Atmosféricas**

A continuación, se describe el procedimiento de cálculo del aislamiento requerido por descargas atmosféricas:

$$Vi = \frac{NBI}{(1 + Nx\sigma)x\delta}$$

Dónde:

*NBI: Nivel Básico de Aislamiento (125kV – BIL)*

*N: Número de desviaciones estándar alrededor de la media (1,2)*

*S: Desviación estandar (2%)*

*D: Densidad relativa del aire*

$$\delta = \frac{3,92xb}{273 + t} \quad \log b = \log \left( \frac{76}{18336} \right) \text{ m. s. n. m}$$

Para  $t = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$       Para  $\text{msnm} = 2\,5000 \text{ m}$       ( $\delta = 0,742$ )

Obteniéndose los siguientes resultados:

**Tabla N° 28: Aislamiento por Sobretensiones de Impulso**

Descripción	NBI (kV)	Vi (kV)
<b>Sistema Eléctrico 22,9/13,2 kV</b>		
Hasta 3 000 msnm	125	173

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

## F) Selección de los Aisladores para Red Primaria

A continuación, se muestra una comparación de los resultados obtenidos con respecto a la selección de los aisladores tipo Pin y tipo Suspensión para los casos de porcelana y polimérico:

**Tabla N° 29: Selección de los Aisladores para RP**

Requerimientos	Valores Requeridos	Porcelana ANSI			Polimérico	
		Pin 56-2	Pin 56-3	Pin 52-3	Suspensión (1)	Pin (2)
Longitud de la línea de Fuga L (mm)	476	432	533	584	650	650
Aislamiento necesario por sobretensiones a frecuencia industrial Vfi (kV)	50	110/70	25/80	155/50	160/100	125/80
Aislamiento necesario por sobretensiones de impulso Vi(kV)	173	175/225	200/265	245	250/260	200/265

**Fuente:** Norma DGE “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural”

(1) Aislador de suspensión de goma de silicón, con conexión horquilla y lengüeta.

(2) Aislador tipo pin de goma de silicón.

## CARACTERÍSTICAS DE LOS AISLADORES PARA DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

**Tabla Nº 30: Aisladores Tipo Pin**

<b>Clase ANSI</b>	Voltaje de Flameo de Baja Frecuencia a Frecuencia de Servicio		Voltaje de Flameo Crítico Al Impulso		Longitud de Línea de Fuga [mm]	Mínima Tensión Perforación a Frec. de Servicio [kVrms]
	Seco [kVrms]	Húmedo [kVrms]	Positivo [kVpico]	Negativo [kVpico]		
<b>55-1</b>	35	20	50	70	102	50
<b>55-2</b>	50	25	75	95	127	70
<b>55-3</b>	65	35	100	130	178	90
<b>55-4</b>	70	40	110	140	229	95
<b>55-5</b>	85	50	140	170	305	115
<b>56-1</b>	95	60	150	190	330	130
<b>56-2</b>	110	70	175	225	432	145
<b>56-3</b>	<b>125</b>	<b>80</b>	<b>200</b>	<b>265</b>	<b>533</b>	<b>165</b>
<b>56-4</b>	140	95	225	295	685	185
<b>56-5</b>	160	70	270	340	864	225

Fuente:C.N.E-2010

**Tabla Nº 31: Aisladores Poliméricos Tipo Suspensión**

<b>TIPO</b>	Nº de Aletas	Voltaje de Flameo de Baja Frecuencia a Frecuencia de Servicio		Voltaje de Flameo Crítico Al Impulso		Longitud de Línea de Fuga [mm]	Mínima Tensión Perforación a Frec. de Servicio [kVrms]
		Seco [kVrms]	Húmedo [kVrms]	Positivo [kVpico]	Negativo [kVpico]		
<b>IPB 15</b>	4	50	50	150	210	410	80
<b>IPB 25</b>	6	70	70	195	260	630	115
<b>IPB 36</b>	8	<b>125</b>	<b>120</b>	<b>250</b>	<b>310</b>	<b>780</b>	<b>130</b>

Fuente:C.N.E-2010

En conclusión, se ha seleccionado el aislador de porcelana tipo pin clase **ANSI 56-3** para altitudes de hasta 3 000 msnm. Realizando el análisis dicho aislador pueden trabajar hasta 3 700 msnm. (Altura 3 700 msnm, temperatura 20 °C,  $\delta = 0.639$  entonces  $V_i=200$  kV). Para el caso del aislador polimérico tipo suspensión se ha seleccionado el de **36 kV**.

## Cálculo del Sistema de Protección

### CALCULO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN SED N° 01 – C.P. COCHALAN

#### CÁLCULO DE FUSIBLES CUT - OUT

$$I_N = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V} \dots \dots \dots (A)$$

$$I_f = 1,25 * I_N \dots (A)$$

Dónde:

P: Potencia (kVA).

V: Tensión de Línea (kV).

IN: Corriente Neutro (A).

If: Corriente de Fase (A).

#### A. Subestación Trifásica de 75 kVA

$$V = 22,9 \text{ kV}$$

$$P = 75 \text{ kVA}$$

**Resultados:**

$$I_N = 1,89 \text{ A}$$

$$I_f = 2,36 \text{ A}$$

**FUSIBLE:**            **4 A**    (*Fusible seleccionado para la SED N° 01*)

**Tabla Nº 32: Cálculo de Interruptores Totalizadores SED Nº 01 – C.P Cochalan**

<b>NIVEL DE TENSIÓN</b>	380 V
<b>% I real</b>	25,00%

SED Nº	TRAFO (kVA)	TENSIÓN	I (A)	I real (A)	INTERRUPTOR (A)	CABLE DE COMUNICACIÓN
1	75	0,38	113,95	142,44	200	YYY 3-1x35+1x25mm <sup>2</sup>

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Tabla Nº 33: Cálculo de Interruptores de los Circuitos SED Nº 01 – C.P. Cochalan**

<b>NIVEL DE TENSIÓN</b>	380 V
<b>F.P.</b>	0,9

SED Nº	POTENCIA (kVA)	Nº CIRCUITO	MD/CKTO (kW)	MD/CKTO PROY. (kW)	MD/CKTO PROY. (kVA)	INTENSIDAD DE CORRIENTE (A)	INTENSIDAD DE CORRIENTE REAL (A)	CALIBRE DE CONDUCTOR	INTERRUPTOR (ELEGIDO)
01	75	C1	38,4	40,76	45,29	68,81	86,01	YYY 3-1x35+1x25 mm <sup>2</sup>	100
		C2	15,4	16,35	18,17	27,60	34,50	YYY 3-1x35+1x25 mm <sup>2</sup>	50
		CAP	3,18	3,38	3,76	5,71	7,13	YYY 1-1x16 mm <sup>2</sup>	16

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Tabla N° 34: Cálculo del Sistema de Protección en el Seccionamiento - C.P. Cochalan**

<b>NIVEL DE TENSIÓN</b>	22,9 kV
<b>% I real</b>	25,00%

<b>SED N°</b>	<b>TRAFO (kVA)</b>	<b>TENSIÓN</b>	<b>I (A) FUSIBLE CALCULADO</b>	<b>I real (A) SECC. TRAMO</b>	<b>I (A) FUSIBLE SELECCIÓN DE FUSIBLE</b>
01	75	22,9	1,89	2,36	4A

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

El fusible en el seccionamiento será de 4A, TIPO K.

## CALCULO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN SED N° 01 – C.P. ANGASH

### CÁLCULO DE FUSIBLES CUT - OUT

$$I_N = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V} \dots \dots \dots (A)$$

$$I_f = 1,25 * I_N \dots (A)$$

Dónde:

P: Potencia (kVA).

V: Tensión de Línea (kV).

IN: Corriente Neutro (A).

If: Corriente de Fase (A).

#### **A. Subestación Trifásica de 75 kVA**

$$V = 22,9 \text{ kV}$$

$$P = 75 \text{ kVA}$$

**Resultados:**

$$I_N = 1,89 \text{ A}$$

$$I_f = 2,36 \text{ A}$$

**FUSIBLE:**            **4 A**    (*Fusible seleccionado para la SED N° 01*)

**Tabla Nº 35: Cálculo de Interruptores Totalizadores SED Nº 01 – C.P Angash**

<b>NIVEL DE TENSIÓN</b>	380 V
<b>% I real</b>	25,00%

SED Nº	TRAFO (kVA)	TENSIÓN	I (A)	I real (A)	INTERRUPTOR (A)	CABLE DE COMUNICACIÓN
1	75	0,38	113,95	142,44	200	YYY 3-1x35+1x25mm <sup>2</sup>

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Tabla Nº 36: Cálculo de Interruptores de los Circuitos SED Nº 01 – C.P Angash**

<b>NIVEL DE TENSIÓN</b>	380 V
<b>F.P</b>	0,9

SED Nº	POTENCIA (kVA)	Nº CIRCUITO	MD/CKTO (kW)	MD/CKTO PROY. (kW)	MD/CKTO PROY. (kVA)	INTENSIDAD DE CORRIENTE (A)	INTENSIDAD DE CORRIENTE REAL (A)	CALIBRE DE CONDUCTOR	INTERRUPTOR (ELEGIDO)
01	75	C1	19,60	20,8	23,11	35,11	43,89	YYY 3-1x35+1x25 mm2	50
		C2	5,30	5,63	6,26	9,50	11,88	YYY 3-1x35+1x25 mm2	20
		C3	4,70	4,99	5,54	8,42	10,53	YYY 3-1x35+1x25 mm2	20
		C4	8,00	8,49	9,43	14,33	17,92	YYY 3-1x35+1x25 mm2	20
		CAP	1,47	1,56	1,73	2,63	3,29	YYY 1-1x16 mm2	16

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

## CALCULO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN SED Nº 02 – C.P ANGASH

### CÁLCULO DE FUSIBLES CUT - OUT

$$I_N = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V} \dots \dots \dots (A)$$

$$I_f = 1,25 * I_N \dots (A)$$

Dónde:

P: Potencia (kVA).

V: Tensión de Línea (kV).

IN: Corriente Neutro (A).

If: Corriente de Fase (A).

#### **A. Subestación Trifásica de 25 kVA**

$$V = 22,9 \text{ kV}$$

$$P = 25 \text{ kVA}$$

**Resultados:**

$$I_N = 0,63 \text{ A}$$

$$I_f = 0,79 \text{ A}$$

**FUSIBLE:**            **2 A**    (*Fusible seleccionado para la SED Nº 01*)

**Tabla N° 37: Cálculo de Interruptores Totalizadores SED N° 02 – C.P. Angash**

<b>NIVEL DE TENSIÓN</b>	380 V
<b>% I real</b>	25,00%

SED N°	TRAFO (kVA)	TENSIÓN	I (A)	I real (A)	INTERRUPTOR (A)	CABLE DE COMUNICACIÓN
1	25	0,38	37,98	47,48	50	YYY 3-1x35+1x25mm <sup>2</sup>

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Tabla N° 38: Cálculo de Interruptores de los Circuitos SED N° 02 – C.P Angash**

<b>NIVEL DE TENSIÓN</b>	380 V
<b>F.P</b>	0,9

SED N°	POTENCIA (kVA)	N° CIRCUITO	MD/CKTO (kW)	MD/CKTO PROY. (kW)	MD/CKTO PROY. (kVA)	INTENSIDAD DE CORRIENTE (A)	INTENSIDAD DE CORRIENTE REAL (A)	CALIBRE DE CONDUCTOR	INTERRUPTOR (ELEGIDO)
02	25	C1	10,40	11,04	12,27	18,64	23,30	YYY 3-1x35+1x25 mm2	25
		C2	6,90	7,32	8,13	12,36	15,45	YYY 3-1x35+1x25 mm3	20
		CAP	0,98	1,04	1,16	1,76	2,19	YYY 1-1x16 mm2	16

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Tabla N° 39: Cálculo del Sistema de Protección en el Seccionamiento - C.P. Angash**

<b>NIVEL DE TENSIÓN</b>	22,9 kV
<b>% I real</b>	25,00%

<b>SED N°</b>	<b>TRAFO (kVA)</b>	<b>TENSIÓN</b>	<b>I (A) FUSIBLE CALCULADO</b>	<b>I real (A) SECC. TRAMO</b>	<b>I (A) FUSIBLE SELECCIÓN DE FUSIBLE</b>
01 y 02	100	22,9	2,52	3,15	4A

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

El fusible en el seccionamiento será de 4 A, TIPO K.

## Selección de Pararrayos

### CALCULO DEL PARARRAYO

**Corrección por altura:**

$$F_h = 1 + 1,25(h - 1000)/10000$$

**Para efecto de cálculo se ha tomado la altura de  $h=2500$  msnm:**

$$F_h = 1 + 1,25(2000 - 1000)/10000$$

$$F_h = 1,188$$

**Tensión nominal del Sistema:**

$$V_n = 22,9 \text{ kV}$$

**Tensión de operación máxima del sistema:**

$$U_m = F_h \times V_n$$

$$U_m = 27,21 \text{ kV}$$

$$COV = U_m / \sqrt{3} = 27,21 / \sqrt{3}$$

$$COV = 15,71 \text{ Kv}$$

**Sobretensión temporal del Pararrayo( $TOV_p$ )**

$$TOV_p = K_t \times COV = 1,4 \times 15,71; K_t = 1,4 \text{ para sistema aterrados}$$

$$TOV_p = 21,99 \text{ kV}$$

Dónde:

R: Valor nominal del pararrayo

R1: Valor de Diseño

R2: Valor de contra sobretensión

**Nota:** R es el mayor de R1 ó R2

**R1=COV/ta** ta: Factor de diseño según el fabricante ta=0,8

$$R1 = 15,71/0,8$$

$$R1 = 19,64$$

**R2=TOV/tb**tb: Capacidad del pararrayo contra sobretensiones  
tb=1,06 para 10 segundos

$$R2 = 21,99/1,06$$

$$R2 = 20,75$$

$$R = 20,75$$

Y un factor de seguridad para pararrayos menores de 30 kV de 5%

Entonces:

$$R = 20,75 \times 1,05$$

$$R = 21,79$$

**Pararrayo de tensión nominal comercial:      24 kV      MCOV      10 kA**

### **Punto de Alimentación o Punto de Diseño**

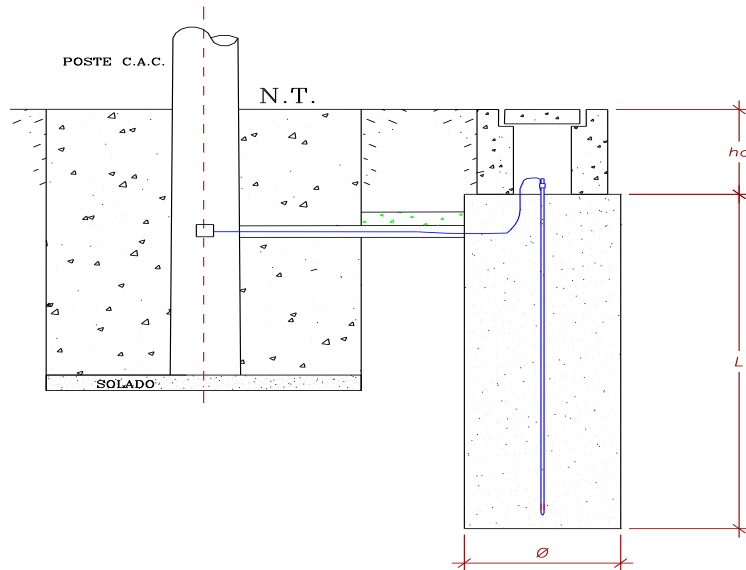
De acuerdo a la información obtenida por la empresa concesionaria Electro Oriente S.A., el punto de alimentación para el suministro de **133.50 kW** de potencia de las dos localidades beneficiadas será la estructura existente de MADERA 12 m de media tensión identificada con el N° 030 y coordenada UTM X = 719177; Y = 9400292, que se ubica en el Distrito de San José del Alto; la misma que pertenece al alimentador de media tensión QUA-201, de la radial de la Coipa-San Ignacio.

- **Troncal Alimentador:** Circuito QUA-201 perteneciente a la Radial la Coipa – San Ignacio.
- **Tensión Primaria Servicio:** 22,9 kV – Trifásico – 3 hilos
- **Caída de Tensión LDP:** 2,5% (punto de Alimentación)

## Calculo de la Puesta a Tierra

### CÁLCULO DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA TIPO PAT-1

**Figura N° 9: Puesta a tierra con una varilla tipo PAT-1 (con tratamiento)**



#### Datos Preliminares:

$$L = 2,40 \text{ m}$$

$$r = 0,008 \text{ m}$$

$$hc = 0,35 \text{ m}$$

$$\varnothing = 1,00 \text{ m}$$

$$\rho_1 \text{ (suelo artificial)} = 5,00 \text{ W-m}$$

$$r_1 \text{ (suelo artificial)} = 0,20 \text{ m}$$

$$R = \frac{1}{2 * \pi * L} \left[ \rho * \left( \ln \left( \frac{4L}{r_1} \right) - 1 \right) + \rho_1 * \left( \ln \left( \frac{4L}{r} \right) - 1 \right) - \rho_1 * \left( \ln \left( \frac{4L}{r_1} \right) - 1 \right) \right]$$

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

N°	Descripción del Terreno	Resistividad terreno (ohm-m)	R PAT-1 (ohm)	R Requerido (ohm)	Observación
1,00	Tierra vegetal / arcilla húmeda	70,00	14,40	< 25	Cumple

#### **5.2.4 Cálculos Mecánicos del Conductor**

Estos Cálculos tienen por objeto determinar las cargas mecánicas en postes, cables de retenida y sus accesorios, de tal manera que en las condiciones más críticas, no se supere los esfuerzos máximos previstos en el Código Nacional de Electricidad y complementariamente en las Normas Internacionales

##### **Cálculo Mecánico de Conductores y de Flechas:**

Estos cálculos permiten determinar los esfuerzos máximos y mínimos en las hipótesis correspondientes, los primeros para determinar la robustez de las estructuras y los segundos para determinar la flecha máxima.

**Tabla Nº 40: Tabla de Esfuerzos y Flechas**

Datos del Material						
Conductor	Sección (S)	Coefficiente de dilatación térmica ( $\alpha$ )	Módulo de elasticidad (E)	Tiro de rotura (Tr)	Diámetro exterior ( $\phi$ )	Masa (Wc)
	(mm <sup>2</sup> )	1/Cº	Pa	N	mm	kg/m
AAAC 35	35	0,000023	54 936	10350	7,5	0,094

VARIABLES	HIP I	HIP II	HIP III
CONDICIONES	ESFUERZO DIARIO O TEMPLADO	MÁXIMO ESFUERZO	FLECHA MÁXIMA
Temperatura (°C)	20	10	50
Velocidad del viento (km/h)	0	70	0
Hielo (mm)	0	0	0
Esfuerzo ( $\sigma$ )	18%	60%	60%

DESCRIPCIÓN	HIP 1	HIP 2	HIP 3
Wh (N/m)	0,000	0,000	0,000
Wv (N/m)	0,000	1,738	0,000
Wr (N/m)	0,922	1,967	0,922

**CABLE:** Aleación de Aluminio Desnudo 3-1x35 mm<sup>2</sup> (Se han utilizado todos estos vanos)

Vano (m)	Desnivel	HIPOTESIS I					HIPOTESIS II					HIPOTESIS III				
		$\sigma_1$ (N/mm <sup>2</sup> )	T <sub>1</sub> (N)	C (m)	T <sub>B</sub> (N)	F (m)	$\sigma_2$ (N/mm <sup>2</sup> )	T <sub>2</sub> (N)	C (m)	T <sub>B</sub> (N)	F (N)	$\sigma_3$ (N/mm <sup>2</sup> )	T <sub>3</sub> (N)	C (m)	T <sub>B</sub> (N)	F (N)
10	0,5	54,22	1863	2020,61	1863,01	0,01	66,88	2298,10	1168,33	2298,12	0,01	16,45	565,29	613,11	565,31	0,02
20	1,0	54,22	1863	2020,61	1863,02	0,02	66,91	2299,03	1168,80	2299,11	0,04	16,58	569,72	617,92	569,80	0,08
30	1,5	54,22	1863	2020,61	1863,05	0,06	66,93	2299,58	1169,08	2299,77	0,10	16,66	572,37	620,79	572,54	0,18
<b>40</b>	<b>2,0</b>	<b>54,22</b>	<b>1863</b>	<b>2020,61</b>	<b>1863,09</b>	<b>0,10</b>	<b>66,97</b>	<b>2300,95</b>	<b>1169,78</b>	<b>2301,29</b>	<b>0,17</b>	<b>16,84</b>	<b>578,59</b>	<b>627,54</b>	<b>578,88</b>	<b>0,32</b>
<b>50</b>	<b>2,5</b>	<b>54,22</b>	<b>1863</b>	<b>2020,61</b>	<b>1863,14</b>	<b>0,15</b>	<b>67,02</b>	<b>2302,67</b>	<b>1170,65</b>	<b>2303,19</b>	<b>0,27</b>	<b>17,05</b>	<b>585,80</b>	<b>635,36</b>	<b>586,26</b>	<b>0,49</b>
60	3,0	54,22	1863	2020,61	1863,21	0,22	67,29	2312,22	1175,51	2312,97	0,38	18,10	621,98	674,60	622,60	0,67
70	3,5	54,22	1863	2020,61	1863,28	0,30	67,38	2315,31	1177,08	2316,34	0,52	18,40	632,19	685,67	633,01	0,89
80	4,0	54,22	1863	2020,61	1863,37	0,40	67,43	2316,96	1177,92	2318,30	0,68	18,55	637,41	691,34	638,48	1,16
90	4,5	54,22	1863	2020,61	1863,46	0,50	67,48	2318,65	1178,77	2320,34	0,86	18,71	642,70	697,08	644,04	1,45
100	5,0	54,22	1863	2020,61	1863,57	0,62	67,53	2320,43	1179,68	2322,52	1,06	18,86	648,03	702,85	649,67	1,78
110	5,5	54,22	1863	2020,61	1863,69	0,75	67,64	2324,18	1181,59	2326,70	1,28	19,17	658,78	714,52	660,74	2,12
120	6,0	54,22	1863	2020,61	1863,82	0,89	67,70	2326,14	1182,58	2329,13	1,52	19,33	664,25	720,44	666,55	2,50
130	6,5	54,22	1863	2020,61	1863,96	1,05	67,76	2328,16	1183,61	2331,68	1,79	19,49	669,71	726,37	672,39	2,91
140	7,0	54,22	1863	2020,61	1864,12	1,21	67,82	2330,26	1184,68	2334,33	2,07	19,65	675,21	732,33	678,30	3,35
150	7,5	54,22	1863	2020,61	1864,28	1,39	67,88	2332,39	1185,76	2337,06	2,37	19,81	680,71	738,29	684,22	3,81

Vano (m)	Desnivel	HIPOTESIS I					HIPOTESIS II					HIPOTESIS III				
		$\sigma_1$ (N/mm <sup>2</sup> )	T <sub>1</sub> (N)	C (m)	T <sub>B</sub> (N)	F (m)	$\sigma_2$ (N/mm <sup>2</sup> )	T <sub>2</sub> (N)	C (m)	T <sub>B</sub> (N)	F (N)	$\sigma_3$ (N/mm <sup>2</sup> )	T <sub>3</sub> (N)	C (m)	T <sub>B</sub> (N)	F (N)
160	8,0	54,22	1863	2020,61	1864,46	1,58	68,88	2366,75	1203,23	2371,98	2,66	20,81	715,07	775,56	718,87	4,13
170	8,5	54,22	1863	2020,61	1864,65	1,79	69,88	2401,11	1220,70	2406,93	2,96	21,81	749,43	812,83	753,53	4,45
180	9,0	54,22	1863	2020,61	1864,85	2,00	70,88	2435,47	1238,17	2441,91	3,27	22,81	783,79	850,09	788,18	4,77
190	9,5	54,22	1863	2020,61	1865,06	2,23	71,88	2469,83	1255,63	2476,90	3,60	23,81	818,15	887,36	822,84	5,09
200	10,0	54,22	1863	2020,61	1865,28	2,48	72,88	2504,19	1273,10	2511,92	3,93	24,81	852,51	924,63	857,50	5,41
210	10,5	54,22	1863	2020,61	1865,52	2,73	73,88	2538,55	1290,57	2546,96	4,27	25,81	886,87	961,89	892,16	5,74
220	11,0	54,22	1863	2020,61	1865,76	2,99	74,88	2572,91	1308,04	2582,01	4,63	26,81	921,23	999,16	926,81	6,06
230	11,5	54,22	1863	2020,61	1866,02	3,27	75,88	2607,27	1325,51	2617,09	4,99	27,81	955,59	1036,43	961,47	6,39
240	12,0	54,22	1863	2020,61	1866,29	3,56	76,88	2641,63	1342,97	2652,18	5,36	28,81	989,95	1073,69	996,14	6,71
250	12,5	54,22	1863	2020,61	1866,57	3,87	77,88	2675,99	1360,44	2687,29	5,75	29,81	1024,31	1110,96	1030,80	7,04
260	13,0	54,22	1863	2020,61	1866,86	4,18	78,88	2710,35	1377,91	2722,42	6,14	30,81	1058,67	1148,23	1065,46	7,37
270	13,5	54,22	1863	2020,61	1867,16	4,51	79,88	2744,71	1395,38	2757,57	6,54	31,81	1093,03	1185,49	1100,12	7,69
280	14,0	54,22	1863	2020,61	1867,47	4,85	80,88	2779,07	1412,85	2792,73	6,94	32,81	1127,39	1222,76	1134,78	8,02
290	14,5	54,22	1863	2020,61	1867,80	5,20	81,88	2813,43	1430,32	2827,90	7,36	33,81	1161,75	1260,03	1169,45	8,35
300	15,0	54,22	1863	2020,61	1868,14	5,57	82,88	2847,79	1447,78	2863,09	7,78	34,81	1196,11	1297,29	1204,11	8,68

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

### 5.2.4.1 Cálculo Mecánico de Estructuras

#### a) Verificación de la longitud del poste: L

Altura mínima del conductor sobre el piso = 7,00 m

Longitud de flecha máxima = 1,22 m

Distancia del vértice del poste a la última ménsula = 2,10 m

Altura de empotramiento del poste:

$$H_e = \frac{H}{10} + 0,3$$

Longitud de la punta de poste a fijación de:

$$H = 7,0 + 1,22 + 2,1 + \frac{H}{10} + 0,3$$

$$H = 11,80 \text{ m}$$

De acuerdo con los resultados consideramos postes de 13 m

#### b) Características de los Postes

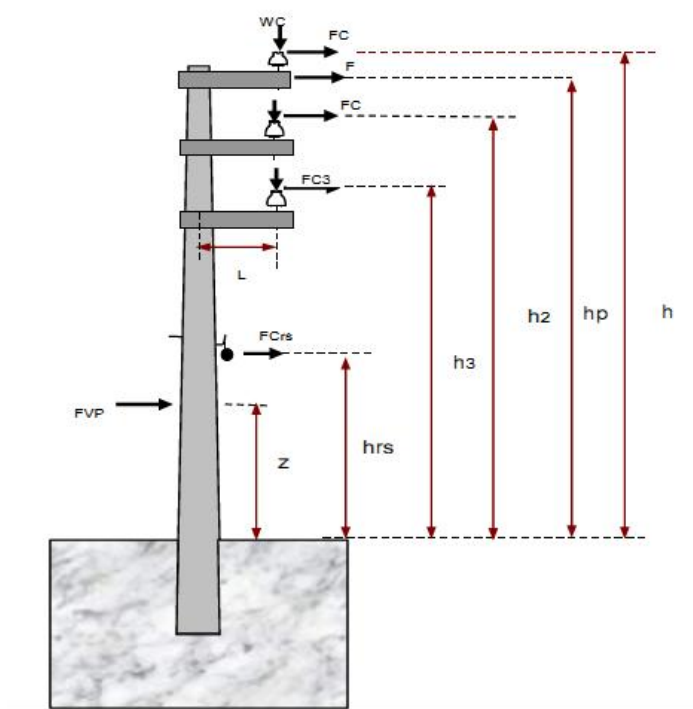
**Tabla N° 41: Características de los postes C.A.C para Red Primaria**

Características de los postes			unidades
Material:	C.A.C	C.A.C	
Longitud total:	13,00	13,00	m
j Punta (dp):	0,180	0,180	m
j Base (db):	0,375	0,375	m
j Empotramiento (de):	0,350	0,350	m
Longitud de empotramiento: Ht	1,60	1,60	m
Longitud libre del poste: Hpv	11,40	11,40	m
Carga de trabajo:	300,00	400,00	Kg

Poste	13/300	13/400
<b>Pv</b>	15,12	15.12
<b>Apv</b>	3,08	3.08
<b>Fvp</b>	46,54	46.54
<b>Z</b>	7,71	7.71
<b>Mvp</b>	358,61	358.61
<b>Vb</b>	70	
<b>Tmax</b>	249,6	

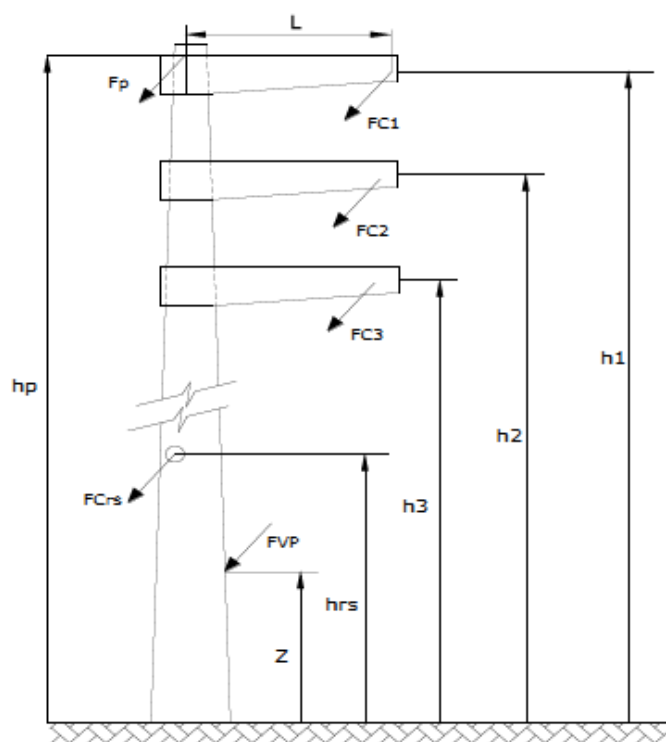
**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Figura N° 10: Estructura de Alineamiento para Red Primaria**



**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Figura N° 11: Estructura con Retenida para Red Primaria**



**Fuente:** Elaboración propia (2016)

### c) Características de los Postes

#### c.1) Acción del viento sobre el poste

$$M_{vp} = F_{vp} \times Z$$

$$M_{vp} = 358,61 \text{ Kg} - \text{m} \quad 13/300$$

$$M_{vp} = 358,61 \text{ Kg} - \text{m} \quad 13/400$$

#### c.2) Acción del viento sobre los conductores

$$F_{vc} = P_v \times V_b \times \varphi_c \times \cos \alpha/2$$

#### c.3) Tracción de los conductores

$$T_c = 2 \times T_{\text{máx}} \times \sin \alpha$$

#### c.4) Momento total

Para el caso más desfavorable:

$$M = M_{vp} + M_c$$

#### c.5) Cálculo de la Resultante

La resultante se considera a 10 cm de la punta (H sobre el piso) = 11.30 m

**Tabla N° 42: Cálculo de Fuerzas y Momentos de los postes C.A.C**

a	M <sub>vc</sub> (Kg-m)	M (Kg-m)	F <sub>p</sub> (Kg)	Tipo de poste
0	177,813	536,423	47,471	13/300
10	525,201	883,811	78,213	13/300
20	868,593	1227,203	108,602	13/300
30	1205,374	1563,984	138,406	13/300
40	1532,981	1891,591	167,397	13/300
50	1848,922	2207,532	195,357	13/300
60	2150,791	2509,401	222,071	13/300

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

#### c.6) Postes Terminales

90	3993,602	4352,212	385,152	13/400
----	----------	----------	---------	--------

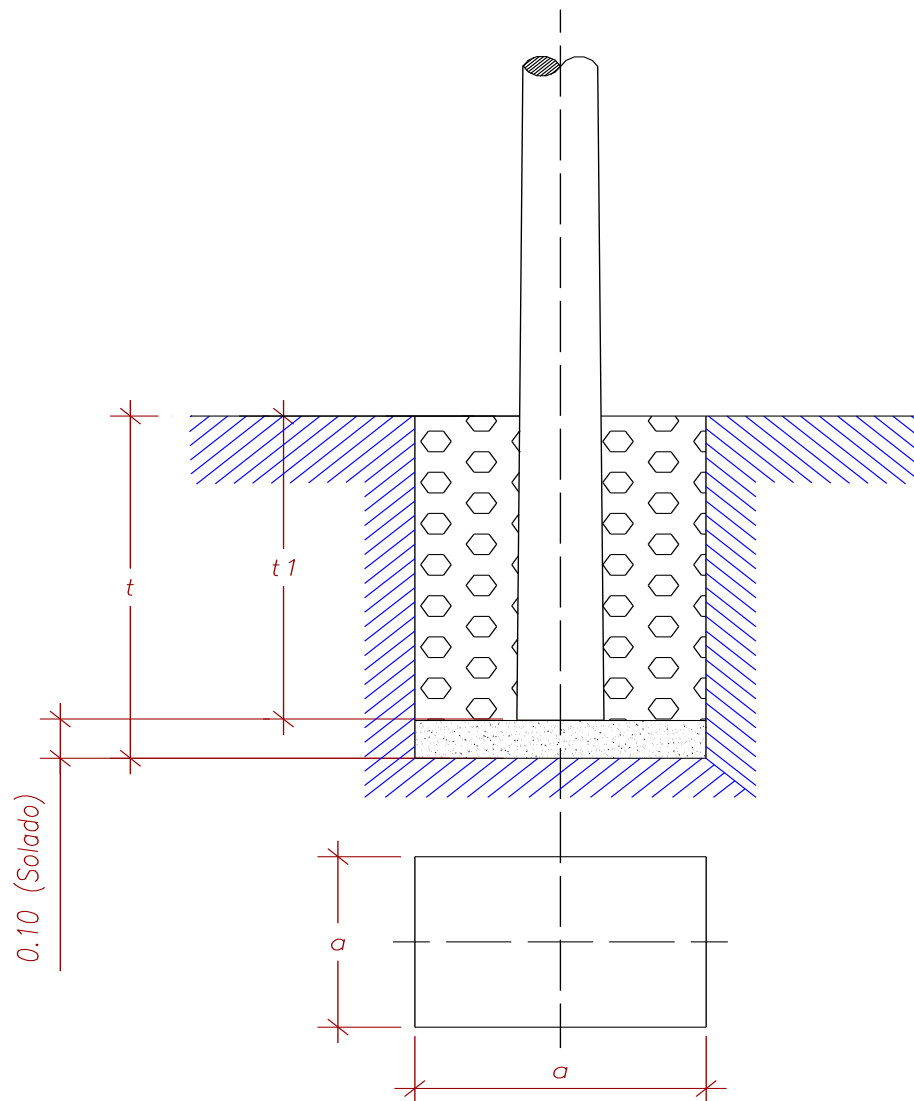
### 5.2.4.2 Cálculo de Cimentación de Postes

**Tabla N° 43: Cimentación de Postes 13/300 daN y 13/400 daN - Método Sulzberger**

Tipo de Cimentación	Tipo I	Tipo II	Und
<b>Características de Estructuras</b>			
Longitud total	: 13	13	m
Ø base	: 0,38	0,38	m
Ø punta	: 0,18	0,18	m
Carga de Trabajo	: 3 000	4 000	N
Longitud libre expuesta al viento	: 11,40	11,40	m
<b>Dimensiones iniciales de cimentación</b>			
Lado a	: 1,00	1,00	m
Profundidad t	: 1,70	1,70	m
Empotramiento de Poste t <sub>1</sub>	: 1,60	1,60	m
Ø empotramiento	: 0,35	0,35	m
<b>Características del Terreno</b>			
Naturaleza del terreno	: Arcilla blanda	Terrenos muy blandos	
Peso específico aparente $\gamma$	: 17 658	16 677	N/m <sup>3</sup>
Índice de compresibilidad C	: 34,34	39,24	N/cm <sup>3</sup>
Coefficiente de la fricción entre terreno y concreto $\mu$	: 0,40	0,20	m
Angulo de la tierra gravante $\beta^{\circ}$	: 5	5	°
<b>Datos complementarios</b>			
Peso Unitario Concreto simple	: 22 563	22 563	N/m <sup>3</sup>
Peso Unitario del concreto armado	: 23 544	23 544	N/m <sup>3</sup>
Volumen de Poste CAC	: 0,82	0,82	m <sup>3</sup>
Peso del Poste CAC	: 19 273	19 273	N
Peso de Crucetas y/o ménsulas. conductores y accesorios	: 2 943	2 943	N
	0,01	0,01	
Tan $\alpha$	: Es el máximo giro permisible para llegar a las reacciones estabilizadoras del terreno		

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Figura N° 12: Cimentación de poste C.A.C 13/300 daN y 13/400 daN**



**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Tabla N° 44: Cálculos y Resultados de Cimentación poste CAC 13/300 daN y 13/400 daN**

**METODO SULZBERGER**

**Cálculo de Profundidad:**

<i>Tipo Cimentación</i>	<i>G<sub>estructura</sub> (N)</i>	<i>G<sub>bloque concreto</sub> (N)</i>	<i>G<sub>terreno</sub> (N)</i>	<i>G (N)</i>	<i>M (N-m)</i>	<i>M<sub>b</sub> (N-m)</i>	<i>M<sub>s</sub> (N-m)</i>	<i>C<sub>t</sub> (N/m³)</i>	<i>t (m)</i>
I	22216	32797.89	21832.55	76846.57	37400.00	26127.83	11272.17	27468000	1.70
II	22216	32797.89	20619.63	75633.65	49866.67	25715.44	24151.22	31392000	1.70

**Cálculo de Estabilidad**

<i>Tipo Cimentación</i>	<i>G<sub>bloque concreto</sub> (N)</i>	<i>G<sub>t</sub> (N)</i>	<i>G (N)</i>	<i>C<sub>t</sub> (N/m³)</i>	<i>C<sub>b</sub> (N/m³)</i>	$\tan \alpha_1$	$\tan \alpha_2$	<i>M<sub>s</sub> (N-m)</i>	<i>M<sub>b</sub> (N-m)</i>
I	35054.19	22822.82	80093.14	29184750	29184750	0.0023	0.0055	39829.07688	20326.30
II	35054.19	21554.88	78825.21	33354000	33354000	0.0010	0.0047	45518.945	21402.28

<i>Tipo Cimentación</i>	<i>M<sub>s</sub> + M<sub>b</sub> (N-m)</i>	<i>M<sub>s</sub>/M<sub>b</sub></i>	<i>s</i>	<i>M (N-m)</i>	$M_s + M_b \geq sM$
I	60155.38	1.96	1	37600.00	Cumple los requerimientos
II	66921.22	2.13	1	50133.33	Cumple los requerimientos

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Tabla Nº 45: Resumen de Cálculo de Cimentación Poste CAC 13/300 daN y 13/400 daN**

Tipo de Cimentación	Descripción	Empotramiento t <sub>1</sub> (m)	Empotramiento t (m)	Lado a (m)	Solado 0.10 (m <sup>2</sup> )	Excav. (m <sup>3</sup> )	Volumen de relleno (m <sup>3</sup> )	Eliminación (m <sup>3</sup> )
I	Con Concreto ciclopeo C:H;1:8+25% PM	1.60	1.70	1.00	1.00	1.60	c/concreto ciclopeo 1.18	1.92
II	Con Concreto ciclopeo C:H;1:8+25% PG	1.60	1.70	1.00	1.00	1.60	c/concreto ciclopeo 1.18	2.00

**PROPORCIÓN DE MATERIALES AGREGADOS DE CIMENTACIÓN**

**CONCRETO CICLÓPEO**

Tipo de Cimentación	Relación	Volumen de relleno m <sup>3</sup>	Cantidad PM m <sup>3</sup>	Volumen de cemento m <sup>3</sup>	Bolsas de cemento	Cantidad de hormigón m <sup>3</sup>
I	1:8 + 25% Piedra Mediana	1.18	0.296	0.07	2.41	0.68
II	1:8 + 25% Piedra Mediana	1.18	0.296	0.07	2.41	0.68

1 Bolsa de Cemento= 0.02832 m<sup>3</sup>

**CONCRETO SIMPLE (SOLADO 0.10)**

Tipo de Cimentación	Relación	Volumen de solado m <sup>3</sup>	Cantidad Pchica m <sup>3</sup>	Volumen de cemento m <sup>3</sup>	Bolsas de cemento	Cantidad de hormigón m <sup>3</sup>
I	1:12 + 30% Piedra Chica	0.10	0.030	0.01	0.19	0.06
II	1:12 + 30% Piedra Chica	0.10	0.030	0.01	0.19	0.06

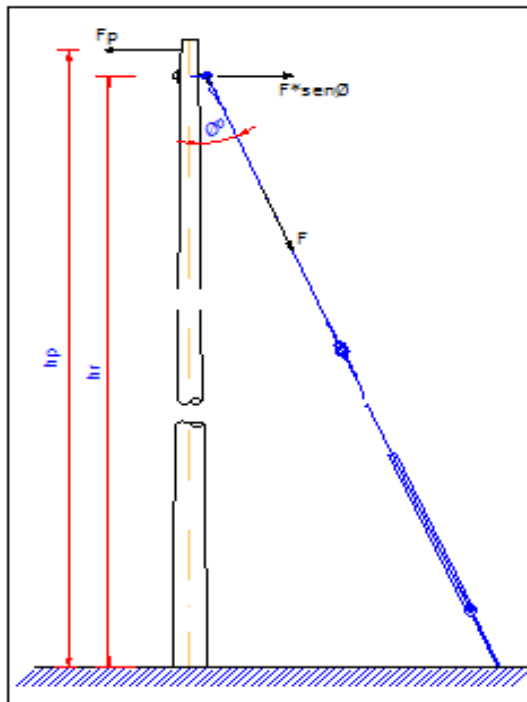
**CANTIDAD TOTAL DE MATERIALES AGREGADOS**

Tipo de Cimentación	Relación	Cantidad PM m <sup>3</sup>	Cantidad Pchica m <sup>3</sup>	Bolsas de cemento	m	Cantidad de Agua en m <sup>3</sup>	Cantidad de hormigón m <sup>3</sup>
I	1:8 + 25% Piedra Mediana	0.30	0.030	2.60	0.75	0.05	0.75
II	1:8 + 25% Piedra Mediana	0.30	0.030	2.60	0.75	0.05	0.75

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

### 5.2.4.3 Cálculo de Retenidas

**Figura N° 13: Retenida Inclinada de Red Primaria**



#### Datos preliminares:

Longitud de poste =	13,00 m
Altura de empotramiento =	1,60 m
Altura libre de poste =	11,40 m
hp =	11,30 m
hr =	11,10 m
Fp =	4000 N
Ø =	37 °

Según el esquema adjunto se cumple:

$$F * \text{sen} \varnothing * h_r = F_p * h_p$$

Despejando:

$$F = \frac{F_p * h_p}{\text{sen} \varnothing * h_r}$$

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

$$F = 6\,766,32 \text{ N}$$

Seleccionamos un cable de retenida con las siguientes características:

Material:	Acero galvanizado
N° de hilos:	7
Ø del conductor:	10 mm
Carga de rotura:	30 920 N
Factor de seguridad:	4,57 > 2

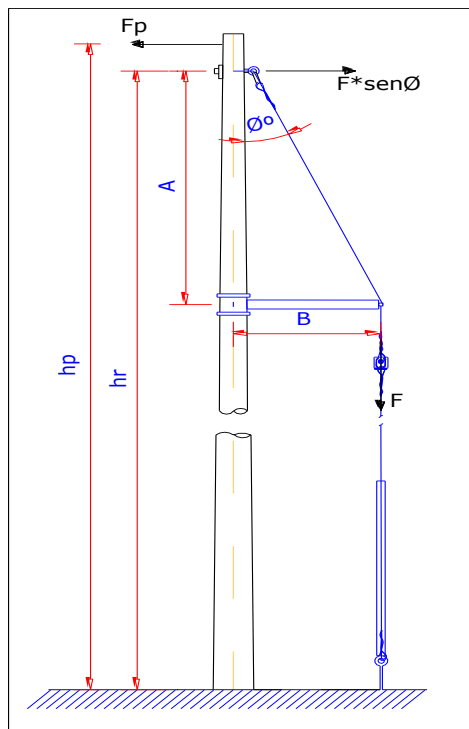
Por la tanto Fp será:

$$F_p = \frac{(F/F.S) * \text{sen} \varnothing * h_r}{h_p}$$

$$F_p = 9\,139,39 \text{ N}$$

Esta es la fuerza que podrá soportar la retenida para conductores de 35 mm<sup>2</sup>

**Figura N° 14: Retenida Vertical de Red Primaria**



**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Datos preliminares:**

Longitud de poste =	13,00 m
Altura de empotramiento =	1,60 m
Altura libre de poste =	11,40 m
hp =	11,30 m
hr =	11,10 m
Fp =	4000 N
A =	3,20 m
B =	1,20 m
Ø =	30,00 °

Según el esquema adjunto se cumple:

$$F * \text{sen} \varnothing * h_r = F_p * h_p$$

Despejando:

$$F = \frac{F_p * h_p}{\text{sen} \varnothing * h_r}$$

$$F = 11\,597,27 \text{ N}$$

Seleccionamos un cable de retenida con las siguientes características:

Material:	Acero galvanizado
N° de hilos:	7
Ø del conductor:	10 mm
Carga de rotura:	30 920 N
Factor de seguridad:	2.67 > 2

Por la tanto Fp será:

$$F_p = \frac{(F/F.S) * \text{sen} \varnothing * h_r}{h_p}$$

$$F_p = 5\,332,29 \text{ N}$$

Esta es la fuerza que podrá soportar la retenida para conductores de 35mm<sup>2</sup>

#### 5.2.4.4 Cálculo de Cimentación de Retenidas

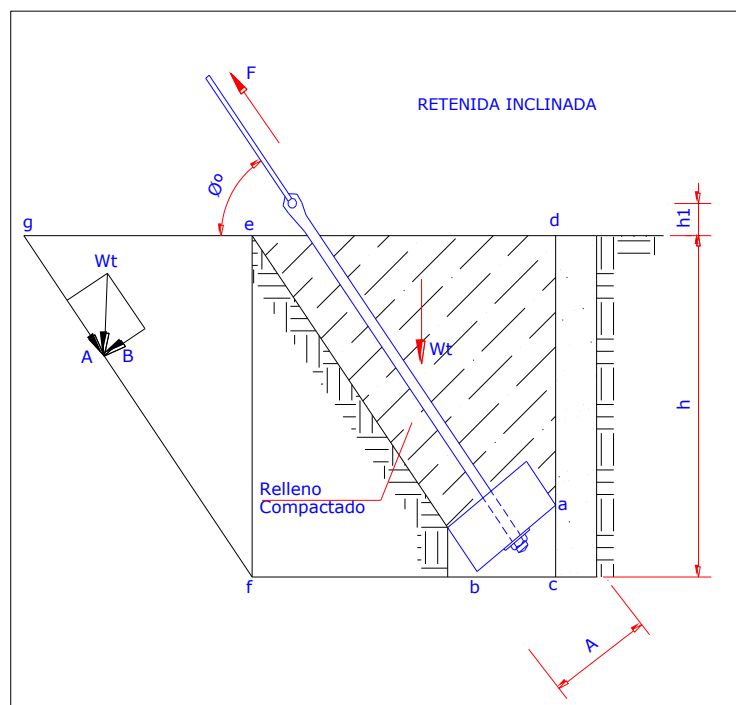
Las retenidas serán fijadas mediante un anclaje introducido en el terreno para que de esta manera el peso del terreno que aloja en su base inferior un bloque de anclaje. contrarreste la fuerza que actúa sobre el cable de la retenida.

El análisis del cálculo se realizó para la calicata con menor valor de densidad.

En todo diseño del bloque de anclaje. las variables son la carga máxima en el cable de la retenida. el ángulo que hace el cable de la retenida con la horizontal y el tipo de suelos.

Obtenidas estas variables. se procede al cálculo siguiente:

**Figura N° 15: Cimentación de Retenida Inclinada de Red Primaria**



**Fuente:** Elaboración propia (2016)

Dónde:

$$L_{\text{varilla}} = 2,40$$

Se tiene la relación:

$$h = L_{\text{varilla}} * \text{sen}\phi - h_1$$

Datos Preliminares:

F =	6,77 KN	
$\gamma_t$ =	16,67 KN/m <sup>3</sup>	(peso específico del terreno)
$\gamma_c$ =	23,5 KN/m <sup>3</sup>	(peso específico del concreto)
$\mu$ =	0,3	
cf =	1,66 m	
h =	2,10 m	
h1 =	0,2 m	
$\phi$ =	53 °	

Las dimensiones del bloque de anclaje son:

Ancho (A) =	0,5 m
Alto (H) =	0,2 m
Profundidad (P) =	0,5 m

**Verificamos que las dimensiones sean suficientes para los requerimientos:**

En el triángulo abc:

El ángulo "cab" es igual a  $\phi$ °. por tener sus lados respectivamente perpendiculares. luego:

$$"ac" = A \cos \phi = 0,30 \text{ m}$$

$$"cb" = A \text{sen} \phi = 0,40 \text{ m}$$

Por lo tanto el área del triángulo abc. es igual a:  $\frac{1}{2}(ac * cb)$

$$A_{abc} = 0,06 \text{ m}^2$$

La longitud bf será igual a:

$$bf = cf - cb = 1,26 \text{ m}$$

El área del relleno  $A_{\text{cuña}}$  descontando las áreas de los triángulos de cuadrilátero defc es :

$$A_{\text{cuña}} = A_{\text{defc}} - A_{abc} - A_{bef} - A_{\text{bloque anclaje}}$$

$$A_{\text{cuña}} = 1,487 \text{ m}^2$$

El peso de dicho suelo es:  $\gamma_t * A_{cuña} * Espesor\ relleno$

$$W_{relleno} = 12,40 \text{ KN}$$

El peso del bloque de concreto está dado por:  $\gamma_c * V_{bloque\ concreto}$

$$W_{bloque\ concreto} = 1,18 \text{ KN}$$

El peso total será:

$$W_t = 13,57 \text{ KN}$$

En el triángulo rectángulo de fuerzas. donde la fuerza "A" perpendicular a la fuerza "B" y en el ángulo que hacen las fuerzas "W<sub>t</sub>" y "B" es de 0°

La fuerza W<sub>t</sub> descomponiéndola en sus dos componentes. en la fuerza "A" y "B"

$$A = W_t \sin 0^\circ = 10,84 \text{ KN}$$

$$B = W_t \cos 0^\circ = 8,17 \text{ KN}$$

Si el conjunto bloque de anclaje y peso del relleno no es suficiente. se libera el viento o cable de la retenida haciendo colapsar a la estructura. Se tomará como factor de seguridad:  $F_r / F \geq 2$

La fuerza de fricción. es en todo el contorno de las paredes del relleno (suelo del relleno contra el suelo existente). por lo tanto. la fricción lateral es:

$$F_1 (\text{fuerza lateral}) := \gamma_\tau * h * A_{cuña} = 39,67 \text{ KN}$$

$$\mu * F_1 = 11,90 \text{ KN}$$

$$2 * \mu * F_1 = 23,80 \text{ KN}$$

$$\text{Según fórmula. la fuerza resistente total } F_r = A + (\mu * B) + 2 * (\mu * F_1)$$

Fr. es:

$$F_r = 37,09 \text{ KN}$$

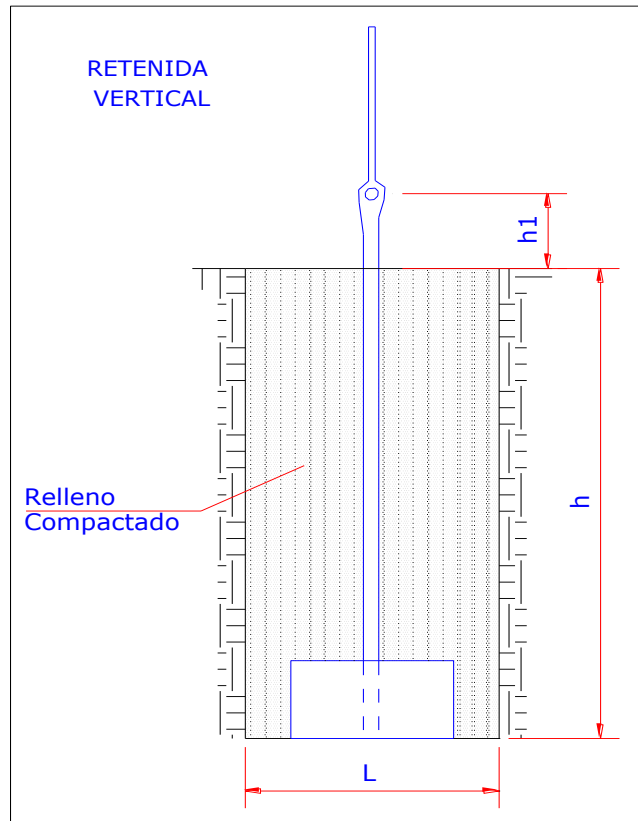
Donde la fuerza "A". es la fuerza neta que se opone al deslizamiento. la fuerza "B" es la fuerza normal al plano de deslizamiento y su componente en dicho plano es  $\mu B$ . la cual también se opone al deslizamiento por ser una componente de W<sub>t</sub>. y luego tenemos la resistencia por fricción en las dos paredes adyacentes ( $2\mu F_1$ ).

Por lo tanto la relación Fr/F es:

$$F_r / F = 5,48 > 2$$

Las dimensiones de bloque de concreto son suficientes.

**Figura N° 16: Cimentación de Retenida Vertical de Red Primaria**



**Fuente:** Elaboración propia (2016)

Debido a la fricción interna y a la compactación macizo de tierra. su peso será la mayor fuerza estabilizadora:

Dónde:

$$L_{\text{varilla}} = 2,40$$

Se tiene la relación:

$$h = L_{\text{varilla}} * h_1$$

Datos Preliminares:

$$F = 5,33 \text{ KN}$$

$$\gamma_t = 16,67 \text{ KN/m}^3 \quad (\text{peso específico del terreno})$$

$$\gamma_c = 23,5 \text{ KN/m}^3 \quad (\text{peso específico del concreto})$$

$$h = 2,20 \text{ m}$$

$$h_1 = 0,2 \text{ m}$$

$$L = 0,7 \text{ m}$$

Las dimensiones del bloque de anclaje son:

$$\begin{aligned}\text{Ancho (A)} &= 0,5 \text{ m} \\ \text{Alto (H)} &= 0,2 \text{ m} \\ \text{Profundidad (P)} &= 0,5 \text{ m}\end{aligned}$$

**Verificamos que las dimensiones sean suficientes para los requerimientos:**

Peso del material compactado:

$$\text{Peso de macizo de tierra} = \gamma_t \times \text{Volumen del Macizo} = 15,52 \text{ KN}$$

$$\text{Peso del bloque de concreto} = 1,18 \text{ KN}$$

Según fórmula. la fuerza resistente total  $F_r$  es:

$$F_r = \text{Peso del material compactado} + \text{Peso del bloque de concreto:}$$

$$F_r = 16,69 \text{ KN}$$

Por lo tanto, la relación  $F_r/F$  es:

$$F_r/F = 3,13 > 2$$

Las dimensiones de bloque de concreto son suficientes.

## **5.3 Cálculos eléctricos en Redes Secundarias**

### **5.3.1 Redes Secundarias**

El presente documento, tiene por objetivo presentar los cálculos realizados para justificar la selección del equipamiento electromecánico de la Red Secundaria y garantizar el correcto funcionamiento de las mismas. Los cálculos se han realizado de tal manera que los materiales seleccionados cumplan en forma óptima su función durante su periodo de funcionamiento. Los cálculos incluyen Análisis del Sistema Eléctrico. Cálculos eléctricos y Cálculos mecánicos, para lo cual se tuvo en cuenta la norma RD 031 2003 EM/D.G.E. “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Secundarias con Conductor Auto portante para Electrificación Rural”.

#### **Cálculo de Caída de Tensión**

**: C.P. COCHALAN**

## Subestación N° 01

**Sistema 0.38/0.22 kV 3 $\phi$  Estrella**

## Circuito

## SERVICIO

## MLD - KV

### Perdidas - KVV (%)

Perdidas kWh/año (%)  
% A/m².año

%ΔVmax

**Total**

**56,98**

**10,70 (10)**

80 (20)  
27%

**I abolero**

1111

0,02  
1,11 (1)

21,00

## Particular

38,40

3,51

322  
279/

## Aumbrado

252

0,03

85  
150/

## Particular

15,40

213

52  
1997

## Alumbrado

0,66

0,01

0  
0.79/

**Tabla Nº 46: Caída de Tensión SED Nº 01 – C.P Cochalan**

Servicio Particular															Alumbrado Público										
Nodo	Long. (m)	N° de Lotes		Potencia (kW)			Formación	K	Resist.	Corr.	Caída de Tensión				Pérdidas (W)	Carga		K	Resist.	Corr.	Caída de Tensión			Pérdidas (W)	
		SP	CE	SP	CE	Acum.	del Conductor	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(A)	Caída de Tensión					N° de Lámp.	Acum. kW	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(A)	Caída de Tensión				
											Fase-Fase(V)	Fase-Neutro(V)	Tensión Fase-Neutro(V)	%ΔV							ΔV (V)	Tensión (V)	%ΔV		
Bornes BT	0,0	0	0	0,00	0,00	0,00		0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	219,39	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	219,39	0,00	0,00
Tablero	2,0	146	9	43,80	10,00	53,80	3x35+1x16/25	1,623	0,868	64,10	0,21	0,12	219,27	0,10	21,40	1	3,18	3,54	1,91	15,80	0,11	219,28	0,10	0,95	
Circuito C-1																									
Salida	0,0	4	0	0,80	0,00	31,60	3x35+1x16/25	1,623	0,868	48,00	0,00	0,00	219,27	0,10	0,00	1	2,40	3,54	1,91	12,20	0,00	219,28	0,10	0,00	
N01	3,0	0	0	0,00	0,00	30,80	3x35+1x16/25	1,623	0,868	46,80	0,23	0,13	219,14	0,10	17,11	0	2,32	3,54	1,91	11,80	0,13	219,15	0,10	0,80	
11	21,4	5	0	1,00	0,00	2,00	3x35+1x16/25	1,623	0,868	3,00	0,10	0,06	219,08	0,10	0,50	1	0,16	3,54	1,91	0,80	0,06	219,09	0,10	0,03	
12	45,2	5	0	1,00	0,00	1,00	3x35+1x16/25	1,623	0,868	1,50	0,11	0,06	219,02	0,20	0,26	1	0,08	3,54	1,91	0,40	0,06	219,03	0,20	0,01	
13	16,5	3	1	0,60	1,00	24,00	3x35+1x16/25	1,623	0,868	36,50	0,98	0,57	218,57	0,40	57,24	1	1,84	3,54	1,91	9,30	0,54	218,61	0,40	2,73	
14	24,1	8	1	1,60	5,00	22,40	3x35+1x16/25	1,623	0,868	34,20	1,34	0,77	217,80	0,70	73,40	1	1,76	3,54	1,91	8,90	0,76	217,85	0,70	3,65	
15	27,5	4	0	0,80	0,00	15,80	3x35+1x16/25	1,623	0,868	24,20	1,08	0,62	217,18	1,00	41,94	1	1,68	3,54	1,91	8,60	0,84	217,01	1,10	3,88	
N02	8,4	0	0	0,00	0,00	15,00	3x35+1x16/25	1,623	0,868	23,00	0,31	0,18	217,00	1,10	11,57	0	1,60	3,54	1,91	8,20	0,24	216,77	1,20	1,08	
16	16,0	6	0	1,20	0,00	11,40	3x35+1x16/25	1,623	0,868	17,50	0,45	0,26	216,74	1,20	12,76	1	1,36	3,54	1,91	7,00	0,40	216,37	1,40	1,50	
17	17,9	4	0	0,80	0,00	10,20	3x35+1x16/25	1,623	0,868	15,70	0,46	0,27	216,47	1,30	11,49	1	1,28	3,54	1,91	6,60	0,42	215,95	1,60	1,49	
18	18,5	0	0	0,00	0,00	9,40	3x35+1x16/25	1,623	0,868	14,50	0,44	0,25	216,22	1,40	10,13	0	1,20	3,54	1,91	6,20	0,41	215,54	1,80	1,36	
19	27,0	9	0	1,80	0,00	9,40	3x35+1x16/25	1,623	0,868	14,50	0,64	0,37	215,85	1,60	14,78	1	1,20	3,54	1,91	6,20	0,59	214,95	2,00	1,98	
20	44,3	6	0	1,20	0,00	7,60	3x35+1x16/25	1,623	0,868	11,70	0,84	0,48	215,37	1,80	15,79	1	1,12	3,54	1,91	5,80	0,91	214,04	2,40	2,85	
21	22,1	0	0	0,00	0,00	5,80	3x35+1x16/25	1,623	0,868	9,00	0,32	0,18	215,19	1,90	4,66	1	1,04	3,54	1,91	5,40	0,42	213,62	2,60	1,23	
22	38,2	3	0	0,60	0,00	5,80	3x35+1x16/25	1,623	0,868	9,00	0,56	0,32	214,87	2,10	8,06	1	0,96	3,54	1,91	5,00	0,68	212,94	2,90	1,82	
23	21,4	3	0	0,60	0,00	5,20	3x35+1x16/25	1,623	0,868	8,10	0,28	0,16	214,71	2,10	3,66	1	0,88	3,54	1,91	4,60	0,35	212,59	3,10	0,86	
24	40,6	4	0	0,80	0,00	4,60	3x35+1x16/25	1,623	0,868	7,10	0,47	0,27	214,44	2,30	5,33	1	0,80	3,54	1,91	4,20	0,60	211,99	3,40	1,37	
25	33,8	2	1	0,40	1,00	3,80	3x35+1x16/25	1,623	0,868	5,90	0,32	0,18	214,26	2,30	3,06	1	0,72	3,54	1,91	3,80	0,45	211,54	3,60	0,93	
26	39,3	0	0	0,00	0,00	2,40	3x35+1x16/25	1,623	0,868	3,70	0,24	0,14	214,12	2,40	1,40	1	0,64	3,54	1,91	3,40	0,47	211,07	3,80	0,87	
27	40,2	0	0	0,00	0,00	2,40	3x35+1x16/25	1,623	0,868	3,70	0,24	0,14	213,98	2,50	1,43	1	0,56	3,54	1,91	2,90	0,41	210,66	4,00	0,65	
28	40,8	0	1	0,00	1,00	2,40	3x35+1x16/25	1,623	0,868	3,70	0,25	0,14	213,84	2,50	1,45	1	0,48	3,54	1,91	2,50	0,36	210,30	4,10	0,49	
29	34,3	0	0	0,00	0,00	1,40	3x35+1x16/25	1,623	0,868	2,20	0,12	0,07	213,77	2,60	0,43	1	0,40	3,54	1,91	2,10	0,25	210,05	4,30	0,29	
30	37,8	2	0	0,40	0,00	1,40	3x35+1x16/25	1,623	0,868	2,20	0,13	0,08	213,69	2,60	0,48	1	0,32	3,54	1,91	1,70	0,23	209,82	4,40	0,21	
31	41,9	0	0	0,00	0,00	1,00	3x35+1x16/25	1,623	0,868	1,60	0,11	0,06	213,63	2,60	0,28	1	0,24	3,54	1,91	1,30	0,19	209,63	4,40	0,14	
32	39,4	0	0	0,00	0,00	1,00	3x35+1x16/25	1,623	0,868	1,60	0,10	0,06	213,57	2,70	0,26	1	0,16	3,54	1,91	0,80	0,11	209,52	4,50	0,05	
33	38,2	0	1	0,00	1,00	1,00	3x35+1x16/25	1,623	0,868	1,60	0,10	0,06	213,51	2,70	0,25	1	0,08	3,54	1,91	0,40	0,05	209,47	4,50	0,01	
34	29,4	3	0	0,60	0,00	0,60	3x35+1x16/25	1,623	0,868	0,90	0,04	0,02	215,35	1,80	0,06	0	0,00	3,54	1,91	0,00	0,00	214,04	2,40	0,00	
35	7,5	1	0	0,20	0,00	3,60	3x35+1x16/25	1,623	0,868	5,50	0,07	0,04	216,96	1,10	0,59	1	0,24	3,54	1,91	1,20	0,03	216,74	1,20	0,02	
36	13,0	5	1	1,00	1,00	3,40	3x35+1x16/25	1,623	0,868	5,20	0,11	0,06	216,90	1,10	0,92	1	0,16	3,54	1,91	0,80	0,04	216,70	1,20	0,02	
37	23,8	2	1	0,40	1,00	1,40	3x35+1x16/25	1,623	0,868	2,20	0,08	0,05	216,85	1,20	0,30	1	0,08	3,54	1,91	0,40	0,03	216,67	1,20	0,01	
38	5,0	4	0	0,80	0,00	4,80	3x35+1x16/25	1,623	0,868	7,30	0,06	0,03	219,11	0,10	0,69	1	0,32	3,54	1,91	1,60	0,03	219,12	0,10	0,02	
39	51,4	8	0	1,60	0,00	4,00	3x35+1x16/25	1,623	0,868	6,10	0,51	0,29	218,82	0,30	4,98	1	0,24	3,54	1,91	1,20	0,22	218,90	0,20	0,14	
40	19,9	4	0	0,80	0,00	2,40	3x35+1x16/25	1,623	0,868	3,70	0,12	0,07	218,75	0,30	0,71	1	0,16	3,54	1,91	0,80	0,06	218,84	0,30	0,02	
41	34,7	3	1	0,60	1,00	1,60	3x35+1x16/25	1,623	0,868	2,40	0,14	0,08	218,67	0,30	0,52	1	0,08	3,54	1,91	0,40	0,05	218,79	0,30	0,01	

Circuito C-2																								
Salida	0,0	0	0	0,00	0,00	10,60	3x35+1x16/25	1,623	0,868	16,10	0,00	0,00	219,27	0,10	0,00	0	0,72	3,54	1,91	3,60	0,00	219,28	0,10	0,00
1	22,8	7	0	1,40	0,00	10,60	3x35+1x16/25	1,623	0,868	16,10	0,60	0,35	218,92	0,20	15,39	1	0,72	3,54	1,91	3,60	0,29	218,99	0,20	0,56
2	33,8	6	0	1,20	0,00	9,20	3x35+1x16/25	1,623	0,868	14,00	0,77	0,44	218,48	0,40	17,25	1	0,64	3,54	1,91	3,20	0,38	218,61	0,40	0,66
3	15,1	4	0	0,80	0,00	7,60	3x35+1x16/25	1,623	0,868	11,60	0,28	0,16	218,32	0,50	5,29	1	0,48	3,54	1,91	2,40	0,13	218,48	0,40	0,17
4	21,5	9	0	1,80	0,00	6,80	3x35+1x16/25	1,623	0,868	10,40	0,36	0,21	218,11	0,60	6,06	1	0,40	3,54	1,91	2,00	0,15	218,33	0,50	0,16
5	33,9	5	0	1,00	0,00	5,00	3x35+1x16/25	1,623	0,868	7,60	0,42	0,24	217,87	0,70	5,10	1	0,32	3,54	1,91	1,60	0,19	218,14	0,60	0,17
6	19,4	3	1	0,60	1,00	4,00	3x35+1x16/25	1,623	0,868	6,10	0,19	0,11	217,76	0,70	1,88	1	0,24	3,54	1,91	1,20	0,08	218,06	0,60	0,05
7	27,0	3	0	0,60	0,00	2,40	3x35+1x16/25	1,623	0,868	3,70	0,16	0,09	217,67	0,80	0,96	0	0,16	3,54	1,91	0,80	0,08	217,98	0,60	0,03
8	20,8	3	0	0,60	0,00	1,80	3x35+1x16/25	1,623	0,868	2,80	0,09	0,05	217,62	0,80	0,42	1	0,16	3,54	1,91	0,80	0,06	217,92	0,70	0,03
9	18,8	6	0	1,20	0,00	1,20	3x35+1x16/25	1,623	0,868	1,80	0,05	0,03	217,59	0,80	0,16	1	0,08	3,54	1,91	0,40	0,03	217,89	0,70	0,01
10	71,9	2	0	0,40	0,00	0,40	3x35+1x16/25	1,623	0,868	0,60	0,07	0,04	218,44	0,40	0,07	1	0,08	3,54	1,91	0,40	0,10	218,51	0,40	0,02

Fuente: Elaboracion propia (2016)

Nota: El porcentaje de pérdidas de potencia y energía es con respecto a la demanda total.

Localidad : C.P ANGASH Subestación N° 01

Sistema0.22kV/3, Estrella

Circuito	C-1				C-2				C-3				C-4			
Servicio	Total	Tablero	Particular	Alumbrado	Particular	Alumbrado	Particular	Alumbrado	Particular	Alumbrado	Particular	Alumbrado	Particular	Alumbrado	Particular	Alumbrado
MD. - kW	39,06		19,60	0,98	5,30	0,16	4,70	0,08	8,00	0,24						
Pérdidas - kW (%)	3,91 (10)	0,05	2,45	0,01	0,05	0,00	0,02	0,00	1,13	0,00						
Pérdidas kWh/año (%)	714 (2,8)	52,00	468	28	10	0	21	0	135	0						
%ΔV max	3,0%		3,0%	1,8%	0,4%	0,2%	0,8%	0,2%	2,3%	0,9%						

Tabla Nº 47: Caída de Tensión SEDNº 01 – C.P Angash

Servicio Particular															Alumbrado Público									
Nodo	Long. (m)	N° de Lotes		Potencia (kW)			Formación del Conductor	K (Ohm/km)	Resist. (Ohm/km)	Corr. (A)	Caída de Tensión				Pérdidas (W)	Carga		K (Ohm/km)	Resist. (Ohm/km)	Corr. (A)	Caída de Tensión			Pérdidas (W)
		SP	CE	SP	CE	Acum.					Fase- Fase(V)	Fase- Neutro(V)	Tensión Fase- Neutro(V)	%ΔV		N° de Lámp.	Acum. kW				ΔV (V)	Tensión (V)	%ΔV	
Bornes BT	0,0	0	0	0,00	0,00	0,00		0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	220,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	220,00	0,00	0,00
Tablero	2,0	64	10	19,20	18,40	37,60	3x35+1x16/25	1,623	0,868	98,70	0,32	0,00	219,69	0,10	50,73	1	1,46	3,54	1,91	12,80	0,09	219,84	0,10	0,63
Circuito C-1																								
Salida	0,0	0	0	0,00	0,00	19,60	3x35+1x16/25	1,623	0,868	51,50	0,00	0,00	219,69	0,10	0,00	1	0,98	3,54	1,91	8,60	0,00	219,84	0,10	0,00
4	13,8	2	0	0,60	0,00	19,60	3x35+1x16/25	1,623	0,868	51,50	1,15	0,00	218,55	0,70	95,31	0	0,90	3,54	1,91	7,90	0,39	219,17	0,40	1,65
5	36,0	0	0	0,00	0,00	19,00	3x35+1x16/25	1,623	0,868	50,20	2,93	0,00	215,62	2,00	236,24	0	0,90	3,54	1,91	7,90	1,01	217,42	1,20	4,29
6	19,3	1	0	0,30	0,00	8,40	3x35+1x16/25	1,623	0,868	22,50	0,70	0,00	214,93	2,30	25,44	1	0,33	3,54	1,91	2,90	0,20	217,07	1,30	0,31
7	18,8	0	0	0,00	0,00	8,10	3x35+1x16/25	1,623	0,868	21,80	0,67	0,00	214,25	2,60	23,27	0	0,24	3,54	1,91	2,20	0,15	216,81	1,40	0,17
8	21,2	2	1	0,60	3,00	5,10	3x35+1x16/25	1,623	0,868	13,70	0,47	0,00	213,78	2,80	10,36	1	0,16	3,54	1,91	1,40	0,10	216,64	1,50	0,08
9	25,0	2	0	0,60	0,00	1,50	3x35+1x16/25	1,623	0,868	4,10	0,17	0,00	213,61	2,90	1,09	1	0,08	3,54	1,91	0,70	0,06	216,54	1,60	0,02
10	29,9	2	0	0,60	0,00	0,90	3x35+1x16/25	1,623	0,868	2,40	0,12	0,00	213,49	3,00	0,45	0	0,00	3,54	1,91	0,00	0,00	216,54	1,60	0,00
11	41,9	1	0	0,30	0,00	0,30	3x35+1x16/25	1,623	0,868	0,80	0,05	0,00	213,44	3,00	0,07	0	0,00	3,54	1,91	0,00	0,00	216,54	1,60	0,00
12	32,8	0	1	0,00	3,00	3,00	3x35+1x16/25	1,623	0,868	8,10	0,43	0,00	213,82	2,80	5,60	1	0,08	3,54	1,91	0,70	0,08	216,67	1,50	0,03
N02	6,4	0	0	0,00	0,00	10,60	3x35+1x16/25	1,623	0,868	28,40	0,29	0,00	215,32	2,10	13,44	0	0,57	3,54	1,91	5,10	0,12	217,21	1,30	0,32
13	9,4	3	1	0,90	2,00	7,30	3x35+1x16/25	1,623	0,868	19,60	0,30	0,00	215,03	2,30	9,40	1	0,41	3,54	1,91	3,60	0,12	217,00	1,40	0,23
14	37,2	2	0	0,60	0,00	4,40	3x35+1x16/25	1,623	0,868	11,80	0,71	0,00	214,32	2,60	13,49	1	0,33	3,54	1,91	2,90	0,38	216,35	1,70	0,60
N03	10,8	0	0	0,00	0,00	3,80	3x35+1x16/25	1,623	0,868	10,20	0,18	0,00	214,15	2,70	2,93	0	0,24	3,54	1,91	2,20	0,08	216,21	1,70	0,10
15	8,3	2	0	0,60	0,00	3,80	3x35+1x16/25	1,623	0,868	10,20	0,14	0,00	214,01	2,70	2,25	1	0,24	3,54	1,91	2,20	0,06	216,10	1,80	0,08
16	28,7	2	0	0,60	0,00	0,60	3x35+1x16/25	1,623	0,868	1,60	0,07	0,00	213,94	2,80	0,19	1	0,08	3,54	1,91	0,70	0,07	215,98	1,80	0,03
17	34,4	2	1	0,60	0,70	2,60	3x35+1x16/25	1,623	0,868	7,00	0,39	0,00	213,61	2,90	4,39	1	0,08	3,54	1,91	0,70	0,09	215,95	1,80	0,03
18	21,3	1	1	0,30	1,00	1,30	3x35+1x16/25	1,623	0,868	3,50	0,12	0,00	213,49	3,00	0,68	0	0,00	3,54	1,91	0,00	0,00	215,95	1,80	0,00
19	24,3	3	0	0,90	0,00	3,30	3x35+1x16/25	1,623	0,868	8,80	0,35	0,00	214,98	2,30	4,90	1	0,16	3,54	1,91	1,40	0,12	217,00	1,40	0,09
20	31,9	3	0	0,90	0,00	2,40	3x35+1x16/25	1,623	0,868	6,40	0,33	0,00	214,65	2,40	3,40	1	0,08	3,54	1,91	0,70	0,08	216,86	1,40	0,03
21	32,3	2	0	0,60	0,00	1,50	3x35+1x16/25	1,623	0,868	4,00	0,21	0,00	214,44	2,50	1,35	0	0,00	3,54	1,91	0,00	0,00	216,86	1,40	0,00
22	31,0	3	0	0,90	0,00	0,90	3x35+1x16/25	1,623	0,868	2,40	0,12	0,00	214,32	2,60	0,46	0	0,00	3,54	1,91	0,00	0,00	216,86	1,40	0,00

Circuito C-2																								
Salida	0,0	0	0	0,00	0,00	5,30	3x35+1x16/25	1,623	0,868	13,90	0,00	0,00	219,69	0,10	0,00	0	0,16	3,54	1,91	1,40	0,00	219,84	0,10	0,00
35	15,0	1	2	0,30	3,50	5,30	3x35+1x16/25	1,623	0,868	13,90	0,34	0,00	219,34	0,30	7,55	1	0,16	3,54	1,91	1,40	0,07	219,72	0,10	0,06
36	38,9	5	0	1,50	0,00	1,50	3x35+1x16/25	1,623	0,868	3,90	0,25	0,00	219,10	0,40	1,54	1	0,08	3,54	1,91	0,70	0,10	219,55	0,20	0,04
Circuito C-3																								
Salida	0,0	0	0	0,00	0,00	4,70	3x35+1x16/25	1,623	0,868	12,40	0,00	0,00	219,69	0,10	0,00	0	0,08	3,54	1,91	0,70	0,00	219,84	0,10	0,00
N01	5,9	0	0	0,00	0,00	4,70	3x35+1x16/25	1,623	0,868	12,40	0,12	0,00	219,57	0,20	2,36	0	0,08	3,54	1,91	0,70	0,01	219,83	0,10	0,01
1	8,5	1	0	0,30	0,00	4,70	3x35+1x16/25	1,623	0,868	12,40	0,17	0,00	219,39	0,30	3,40	0	0,08	3,54	1,91	0,70	0,02	219,79	0,10	0,01
2	34,7	4	0	1,20	0,00	4,40	3x35+1x16/25	1,623	0,868	11,60	0,65	0,00	218,74	0,60	12,16	1	0,08	3,54	1,91	0,70	0,09	219,64	0,20	0,03
3	34,8	0	2	0,00	3,20	3,20	3x35+1x16/25	1,623	0,868	8,40	0,47	0,00	218,27	0,80	6,39	0	0,00	3,54	1,91	0,00	0,00	219,64	0,20	0,00
Circuito C-4																								
Salida	0,0	0	0	0,00	0,00	8,00	3x35+1x16/25	1,623	0,868	21,00	0,00	0,00	219,69	0,10	0,00	0	0,24	3,54	1,91	2,10	0,00	219,84	0,10	0,00
23	21,2	2	0	0,60	0,00	8,00	3x35+1x16/25	1,623	0,868	21,00	0,72	0,00	218,96	0,50	24,35	0	0,24	3,54	1,91	2,10	0,16	219,57	0,20	0,18
24	36,5	3	0	0,90	0,00	7,40	3x35+1x16/25	1,623	0,868	19,50	1,16	0,00	217,80	1,00	36,14	1	0,24	3,54	1,91	2,10	0,27	219,10	0,40	0,31
25	33,8	3	0	0,90	0,00	6,50	3x35+1x16/25	1,623	0,868	17,20	0,94	0,00	216,86	1,40	26,04	0	0,16	3,54	1,91	1,40	0,17	218,80	0,50	0,13
26	42,9	1	0	0,30	0,00	5,60	3x35+1x16/25	1,623	0,868	14,90	1,04	0,00	215,83	1,90	24,80	1	0,16	3,54	1,91	1,40	0,21	218,44	0,70	0,16
27	34,2	2	0	0,60	0,00	3,20	3x35+1x16/25	1,623	0,868	8,60	0,48	0,00	215,34	2,10	6,59	0	0,08	3,54	1,91	0,70	0,08	218,30	0,80	0,03
28	40,3	2	1	0,60	2,00	2,60	3x35+1x16/25	1,623	0,868	7,00	0,46	0,00	214,87	2,30	5,14	1	0,08	3,54	1,91	0,70	0,10	218,13	0,90	0,04
29	19,1	2	0	0,60	0,00	2,10	3x35+1x16/25	1,620	0,868	5,60	0,17	0,00	215,65	2,00	1,56	0	0,00	0,00	1,91	0,00	0,00	218,44	0,70	0,00
30	37,2	3	0	0,90	0,00	1,50	3x35+1x16/25	1,620	0,868	4,00	0,24	0,00	215,41	2,10	1,55	0	0,00	0,00	1,91	0,00	0,00	218,44	0,70	0,00
31	37,6	1	0	0,30	0,00	0,60	3x35+1x16/25	1,623	0,868	1,60	0,10	0,00	215,31	2,10	0,25	0	0,00	3,54	1,91	0,00	0,00	218,44	0,70	0,00
32	40,2	0	0	0,00	0,00	0,30	3x35+1x16/25	1,623	0,868	0,80	0,05	0,00	215,25	2,20	0,07	0	0,00	3,54	1,91	0,00	0,00	218,44	0,70	0,00
33	38,5	0	0	0,00	0,00	0,30	3x35+1x16/25	1,623	0,868	0,80	0,05	0,00	215,20	2,20	0,06	0	0,00	3,54	1,91	0,00	0,00	218,44	0,70	0,00
34	44,0	1	0	0,30	0,00	0,30	3x35+1x16/25	1,623	0,868	0,80	0,06	0,00	215,15	2,20	0,07	0	0,00	3,54	1,91	0,00	0,00	218,44	0,70	0,00

Fuente: Elaboración propia (2016)

**Nota:** El porcentaje de pérdidas de potencia y energía es con respecto a la demanda total.

Localidad	: C.P ANGASH			Subestación N° 02		
Sistema	0,22/0,13 KV 3φ					
Estrella						
Circuito				C-1	C-2	
Servicio	Total	Tablero	Particular	Alumbrado	Particular	Alumbrado
MD. - kW	18,28		10,40	0,73	6,90	0,25
Pérdidas - kW (%)	1,83 (10)	0,11	1,67	0,00	0,05	0,00
Pérdidas kWh-año (%)	239 (1,5)	10,00	177	0	52	0
%ΔV max	2,5%		2,5%	1,8%	1,1%	0,5%

Tabla N° 48: Caída de Tensión SED N° 02 – CP Angash

Servicio Particular															Alumbrado Público									
Nodo	Long. (m)	N° de Lotes		Potencia (kW)			Formación del Conductor	K (Ohm/km)	Resist. (Ohm/km)	Corr. (A)	Caída de Tensión				Pérdidas (W)	Carga		K (Ohm/km)	Resist. (Ohm/km)	Corr. (A)	Caída de Tensión			Pérdidas (W)
		SP	CE	SP	CE	Acum.					Fase- Fase(V)	Fase- Neutro(V)	Tensión Fase- Neutro(V)	%ΔV		N° de Lámp.	Acum. kW				ΔV (V)	Tensión (V)	%ΔV	
Bornes BT	0,0	0	0	0,00	0,00	0,00		0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	127,02	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	127,02	0,00	0,00
Tablero	2,0	48	2	14,40	2,90	17,30	3x35+1x16/25	1,623	0,868	45,40	0,15	0,09	126,93	0,10	10,73	1	0,98	3,54	1,91	8,60	0,06	126,96	0,00	0,28
Circuito C-1																								
Salida	0,0	1	0	0,30	0,00	10,40	3x35+1x16/25	1,623	0,868	27,30	0,00	0,00	126,93	0,10	0,00	1	0,73	3,54	1,91	6,40	0,00	126,96	0,00	0,00
1	15,2	2	0	0,60	0,00	10,10	3x35+1x16/25	1,623	0,868	26,50	0,65	0,38	126,55	0,40	27,80	0	0,65	3,54	1,91	5,70	0,31	126,65	0,30	0,94
2	14,8	3	0	0,90	0,00	9,50	3x35+1x16/25	1,623	0,868	25,00	0,60	0,35	126,20	0,60	24,09	1	0,65	3,54	1,91	5,70	0,30	126,35	0,50	0,92
3	28,1	3	0	0,90	0,00	8,60	3x35+1x16/25	1,623	0,868	22,70	1,04	0,60	125,60	1,10	37,71	1	0,57	3,54	1,91	5,00	0,50	125,85	0,90	1,34
4	23,9	2	0	0,60	0,00	7,70	3x35+1x16/25	1,623	0,868	20,40	0,79	0,46	125,14	1,50	25,90	1	0,49	3,54	1,91	4,30	0,36	125,49	1,20	0,84
5	35,9	1	0	0,30	0,00	6,20	3x35+1x16/25	1,623	0,868	16,50	0,96	0,55	124,59	1,90	25,45	1	0,33	3,54	1,91	2,90	0,37	125,12	1,50	0,58
6	30,7	2	0	0,60	0,00	5,90	3x35+1x16/25	1,623	0,868	15,80	0,79	0,46	124,13	2,30	19,96	1	0,24	3,54	1,91	2,20	0,24	124,88	1,70	0,28
7	22,7	2	1	0,60	1,40	3,20	3x35+1x16/25	1,623	0,868	8,60	0,32	0,18	123,95	2,40	4,37	1	0,08	3,54	1,91	0,70	0,06	124,82	1,70	0,02
8	30,7	1	0	0,30	0,00	1,20	3x35+1x16/25	1,623	0,868	3,20	0,16	0,09	123,86	2,50	0,82	0	0,00	3,54	1,91	0,00	0,00	124,82	1,70	0,00
9	30,8	3	0	0,90	0,00	0,90	3x35+1x16/25	1,623	0,868	2,40	0,12	0,07	123,79	2,50	0,46	0	0,00	3,54	1,91	0,00	0,00	124,82	1,70	0,00
10	19,2	3	0	0,90	0,00	2,10	3x35+1x16/25	1,623	0,868	5,60	0,17	0,10	124,03	2,40	1,57	0	0,08	3,54	1,91	0,70	0,05	124,83	1,70	0,02
11	30,6	2	0	0,60	0,00	1,20	3x35+1x16/25	1,623	0,868	3,20	0,16	0,09	123,94	2,40	0,82	1	0,08	3,54	1,91	0,70	0,08	124,75	1,80	0,03
12	17,3	2	0	0,60	0,00	0,60	3x35+1x16/25	1,623	0,868	1,60	0,04	0,02	123,92	2,40	0,12	0	0,00	3,54	1,91	0,00	0,00	124,75	1,80	0,00
13	21,9	3	0	0,90	0,00	0,90	3x35+1x16/25	1,623	0,868	2,40	0,09	0,05	125,09	1,50	0,33	1	0,08	3,54	1,91	0,70	0,05	125,44	1,20	0,02
Circuito C-2																								
Salida	0,0	0	0	0,00	0,00	6,90	3x35+1x16/25	1,623	0,868	18,10	0,00	0,00	126,93	0,10	0,00	0	0,24	3,54	1,91	2,10	0,00	126,96	0,00	0,00
14	14,4	3	0	0,90	0,00	6,90	3x35+1x16/25	1,623	0,868	18,10	0,42	0,24	126,69	0,30	12,28	0	0,24	3,54	1,91	2,10	0,11	126,85	0,10	0,12
15	26,4	4	0	1,20	0,00	6,00	3x35+1x16/25	1,623	0,868	15,80	0,68	0,39	126,30	0,60	17,16	1	0,24	3,54	1,91	2,10	0,20	126,65	0,30	0,22
16	31,3	3	1	0,90	1,50	4,80	3x35+1x16/25	1,623	0,868	12,70	0,65	0,38	125,92	0,90	13,15	1	0,16	3,54	1,91	1,40	0,15	126,50	0,40	0,12
17	25,4	3	0	0,90	0,00	2,40	3x35+1x16/25	1,623	0,868	6,40	0,26	0,15	125,77	1,00	2,71	0	0,08	3,54	1,91	0,70	0,06	126,44	0,50	0,02
18	25,9	1	0	0,30	0,00	1,50	3x35+1x16/25	1,623	0,868	4,00	0,17	0,10	125,67	1,10	1,08	1	0,08	3,54	1,91	0,70	0,06	126,38	0,50	0,02
19	32,0	0	0	0,00	0,00	0,30	3x35+1x16/25	1,623	0,868	0,80	0,04	0,02	125,65	1,10	0,05	0	0,00	3,54	1,91	0,00	0,00	126,38	0,50	0,00
20	33,7	1	0	0,30	0,00	0,30	3x35+1x16/25	1,623	0,868	0,80	0,04	0,02	125,63	1,10	0,06	0	0,00	3,54	1,91	0,00	0,00	126,38	0,50	0,00
N01	7,0	0	0	0,00	0,00	0,90	3x35+1x16/25	1,623	0,868	2,40	0,03	0,02	125,65	1,10	0,10	0	0,00	3,54	1,91	0,00	0,00	126,38	0,50	0,00
21	6,9	3	0	0,90	0,00	0,90	3x35+1x16/25	1,623	0,868	2,40	0,03	0,02	125,63	1,10	0,10	0	0,00	3,54	1,91	0,00	0,00	126,38	0,50	0,00

Fuente: Elaboración propia (2016)

## Cálculo de número de luminarias

### Determinación del Número de Unidades de Alumbrado Público

Para la determinación del número de luminarias se tuvo en consideración la Resolución Ministerial N° 074 – 2009 – MEM/DM, en su artículo 7 que deja sin efecto la Norma Técnica Vigente DGE RD 017-2003-EM "Alumbrado de Vías Públicas en Áreas Rurales", con respecto al factor de alumbrado Público KALP.

Las zonas rurales están consideradas dentro del sector de distribución típico 4.

La cantidad de puntos de iluminación en una localidad se debe determinar con el procedimiento mostrado a continuación:

a) Se determina un consumo de energía mensual por alumbrado público de acuerdo a la fórmula:

$$\text{CMAP} = \text{KALP} \times \text{NU}$$

Dónde:

CMAP	Consumo mensual de alumbrado público en KWh
:	
KALP	Factor de AP en kWh/usuario-mes
:	
NU :	Número de usuarios de la localidad

Sector Típico	Factor KALP
4	7,4

- b) El número de puntos de iluminación se determina considerando una potencia promedio de lámpara de AP y el número de horas de servicio mensuales del alumbrado público (NHMAP).

Se aplica la siguiente formula:

$$PI = (CMAP \times 1000) / (NHMAP \times PPL)$$

Dónde:

PI : Puntos de iluminación

CMAP : Consumo mensual de alumbrado público en kWh

NHMAP: Número de horas mensuales del servicio de alumbrado público (Horas/Mes)

PPL : Potencia nominal promedio de lámpara de AP en Watt = 81,60 (para lamparas de 70 W).

**Nota:** La cantidad de puntos de iluminación (PI) en el caso de ser decimal se debe redondear al entero inferior.

- c) El número de horas mensuales del servicio de alumbrado público (NHMAP) dependerá de su control de encendido y apagado:

Tipo de control	NHMAP (horas/mes)
Célula fotoeléctrica	360
Horario	N° de horas diarias programadas multiplicadas por 30

La potencia nominal promedio de la lámpara de A Pen el caso de ser decimal se debe redondear al entero inferior. La distribución de los puntos de iluminación se realizará de acuerdo a las características de las zonas a iluminar según el siguiente orden de prioridad:

- I. Plazas principales o centro comunal de la localidad

- II. Vías públicas en el perímetro de las plazas principales
- III. Vías públicas importantes
- IV. Áreas restantes de la localidad

Entonces:

**Tabla N° 49: Cálculo de Número de Luminarias**

Localidad	N° de	KALP	CMAP	NHMAP	PI	Número de Puntos de Iluminación
	Usuarios		(kWh)	(Horas/Mes)		
C.P. COCHALAN - SED N° 01	155	7,4	1147	360	39,05	39
C.P. ANGASH - SED N° 01	74	7,4	548	360	18,64	18
C.P. ANGASH- SED N° 02	50	7,4	370	360	12,6	12
<b>TOTAL DE LAMPARAS DE 70 W</b>						<b>69</b>

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Norma:** DGE - Alumbrado en vías públicas de áreas rurales Dic. 2003

## Cálculos Mecánicos

Los cálculos mecánicos tienen la finalidad de determinar las tensiones y flechas en las diversas condiciones de operación.

Estos cálculos permiten determinar los esfuerzos máximos y mínimos en las hipótesis correspondientes. los primeros para determinar la robustez de las estructuras y los segundos para determinar la flecha máxima.

### Cálculo mecánico de conductores autoportantes

**Tabla Nº 50: Características Mecánicas del conductor Autoportante de Aluminio CAAI**

<b>TIPO CAAI 3X35+16/25 mm<sup>2</sup></b>		
Diámetro Externo del Conductor de Fase	mm	7,6
Diámetro Externo del Conductor de Alumbrado	mm	6,9
Sección Nominal del Portante	mm <sup>2</sup>	25
Diámetro Exterior del Cable	mm	24
Carga de Rotura del Portante	N	7 505
Masa	kg / Km.	485
Coefic. Dilatación lineal a 20 °C	1/°C	0,000023
Módulo de elasticidad	N / mm <sup>2</sup>	60,23

**Fuente:** Norma DGE “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Secundarias con conductores Autoportantes para Electrificación Rural”

## CONSIDERACIONES DE DISEÑO MECÁNICO DE CONDUCTORES

### HIPÓTESIS DE CALCULO MECÁNICO DE CONDUCTOR DE ALUMINIO CAAI

HIPÓTESIS I : CONDICIONES DE MÁXIMO ESFUERZO  
 HIPÓTESIS II : CONDICIONES DE TEMPLADO  
 HIPÓTESIS III : CONDICIONES DE MÁXIMA FLECHA

**Tabla N° 51: Hipótesis de cálculo mecánico de conductor de aluminio CAAI**

TIPO CAAI 3X35+16/25 mm <sup>2</sup>				
VARIABLE		HIPOTESIS I	HIPOTESIS II	HIPOTESIS III
<u>DATOS PRELIMINARES</u>				
TEMPERATURA °C		0	18	50
VELOCIDAD DEL VIENTO (Km/h)		0	70,00	0,00
EN m/s		19,5	0,000	0,000
ESFUERZO DE DISEÑO EN VANO NORMAL EN N/mm <sup>2</sup> (18% el TR)	(EDS)	.....	54,04	.....
ESFUERZO DE DISEÑO EN VANO FLOJO EN N/mm <sup>2</sup> (7% el TR)	(EDS)	.....	21,01	.....
ESFUERZO MAXIMO ADMISIBLE EN N/mm <sup>2</sup> ( 60% el Tiro de Rotura)		180,12	180,12	180,12
<u>CARGAS EN LOS CONDUCTORES</u>				
CONSTANTE DE PRESION (Para Elevaciones Hasta 3000msnm)	(K)	0,613	0,613	0,613
FACTOR DE FORMA	(Sf)	1	1	1
PRESION DEL VIENTO EN (Pa)	(Pv)	233,09	0,00	0,00
PESO PROPIO DEL CONDUCTOR (W en N/m)		4,753	4,753	4,753
PESO APARENTE DEBIDO A LA PRESION DEL VIENTO (N/m)		5,594	0,000	0,000
PESO APARENTE RESULTANTE DE LAS SOBRECARGAS (N/m)		7,341	4,753	4,753

**Fuente:** RD N° 031-2003-EM/DGE.

**Tabla N° 52: Cálculo del Vano Básico (SED N° 01 – C.P Cochalan)**

ESTRUCTURA	VANO	CUBOS
<b>S.E.D. N°1</b>		
1	0	0
2	23	12 167
3	34	39 304
4	15	3 375
5	22	10 648
6	34	39 304
7	19	6 859
8	27	19 683
9	21	9 261
10	19	6 859
11	72	373 248
12	3	27
13	21	9 261
14	45	91 125
15	17	4 913
16	24	13 824
17	28	2 1952
18	8	512
19	16	4 096
20	18	5 832
21	19	6 859
22	27	19 683
23	44	85 184
24	22	10 648
25	38	54 872
26	21	9 261
27	41	68 921
28	34	39 304
29	39	59 319
30	40	64 000
31	41	68 921
32	34	39 304
33	38	54 872
34	42	74 088
35	39	59 319
36	38	54 872
37	29	24 389
38	7	3 43
39	13	2 197
40	24	13 824
41	5	125
42	51	132 651
43	20	8 000
44	35	42 875
<b>TOTAL</b>	<b>1207</b>	<b>1 666 081</b>

Fuente: Elaboración propia (2016)

VANO BÁSICO 37,15  
VANO BÁSICO 38,00 m

Tabla Nº 53: Resumen del cálculo de esfuerzos, flechas y tensiones (SED Nº 01 – C.P Cochalan)

Nº Estructura	Vano adelante	HIPOSTESIS I			HIPOSTESIS II			HIPOSTESIS III		
		σo (N/mm2)	To (N)	f (m)	σo (N/mm2)	To (N)	f (m)	σo (N/mm2)	To (N)	f (m)
TIPO CAAI 3X35+16/25 mm²										
1	10,00	70,69	1767,20	0,05	54,04	1350,90	0,04	53,98	1349,58	0,04
2	20,00	73,11	1827,70	0,20	54,04	1350,90	0,18	53,98	1349,58	0,18
3	30,00	75,98	1899,58	0,43	54,04	1350,90	0,40	53,98	1349,59	0,40
4	38,00	78,74	1968,55	0,67	54,04	1350,90	0,64	53,98	1349,59	0,64
5	50,00	82,65	2066,26	1,11	54,04	1350,90	1,10	53,98	1349,59	1,10
6	60,00	83,23	2080,76	1,59	54,04	1350,90	1,58	53,98	1349,59	1,58
7	70,00	84,95	2123,69	2,12	54,04	1350,90	2,16	53,98	1349,59	2,16
8	80,00	86,37	2159,26	2,72	54,04	1350,90	2,81	53,98	1349,59	2,82

Fuente: Elaboración propia (2016)

**Tabla N° 54: Cálculo del Vano Básico (SED N° 01 – C.P Angash)**

ESTRUCTURA	VANO	CUBOS
<b>S.E.D N°1</b>		
N01	6	216
1	8	512
2	35	42875
3	35	42875
4	14	2744
5	36	46656
6	19	6859
7	19	6859
8	21	9261
9	25	15625
10	30	27000
11	42	74088
12	33	35937
N02	6	216
13	9	729
14	37	50653
N03	11	1331
15	8	512
16	29	24389
17	34	39304
18	21	9261
19	24	13824
20	32	32768
21	32	32768
22	31	29791
23	21	9261
24	37	50653
25	34	39304
26	43	79507
27	34	39304
28	40	64000
29	19	6859
30	37	50653
31	37	50653
32	40	64000
33	38	54872
34	44	85184
35	15	3375
36	39	59319
<b>TOTAL</b>	<b>1075</b>	<b>1203997</b>

**VANO BÁSICO**

**33.47 m**

**VANO BÁSICO**

**34 m**

**Tabla N° 55: Cálculo del Vano Básico (SED N° 02 – C.P Angash)**

ESTRUCTURA	VANO	CUBOS
<b>S.E.D N°2</b>		
1	15	3375
2	15	3375
3	28	21952
4	24	13824
5	36	46656
6	31	29791
7	23	12167
8	31	29791
9	31	29791
10	19	6859
11	31	29791
12	17	4913
13	22	10648
14	14	2744
15	26	17576
16	31	29791
17	25	15625
18	26	17576
19	32	32768
20	34	39304
N01	7	343
21	7	343
<b>TOTAL</b>	<b>511</b>	<b>398317</b>

**VANO BÁSICO**

**27,92**

**Consideramos:**

**28**

**m**

**Tabla N° 56: Resumen del cálculo de esfuerzos, Flechas y tensiones (SED N° 01 – C.P Angash)**

Nº Estructura	Vano adelante	HIPOSTESIS I			HIPOSTESIS II			HIPOSTESIS III		
		σo (N/mm2)	To (N)	f (m)	σo (N/mm2)	To (N)	f (m)	σo (N/mm2)	To (N)	f (m)
TIPO CAAI 3X35+16/25 mm²										
1	10,00	54,06	1351,42	0,07	54,04	1350,90	0,04	53,98	1349,58	0,04
2	20,00	54,07	1351,75	0,27	54,04	1350,90	0,18	53,98	1349,58	0,18
3	30,00	54,09	1352,28	0,61	54,04	1350,90	0,40	53,98	1349,59	0,40
4	34,00	54,09	1352,16	0,53	54,04	1350,90	0,34	53,98	1349,59	0,51
5	50,00	54,12	1353,03	1,09	54,04	1350,90	0,70	53,98	1349,59	1,10
6	60,00	54,21	1355,15	2,44	54,04	1350,90	1,58	53,98	1349,59	1,58
7	70,00	54,26	1356,51	3,31	54,04	1350,90	2,16	53,98	1349,59	2,16
8	80,00	54,32	1358,08	4,32	54,04	1350,90	2,81	53,98	1349,59	2,82

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Tabla N° 57: Resumen del cálculo de esfuerzos, flechas y tensiones (SED N° 02 – C.P Angash)**

TIPO CAAI 3X35+16/25 mm <sup>2</sup>										
Nº Estructura	Vano adelante	HIPOSTESIS I			HIPOSTESIS II			HIPOSTESIS III		
		σσ (N/mm2)	To (N)	f (m)	σσ (N/mm2)	To (N)	f (m)	σσ (N/mm2)	To (N)	f (m)
TIPO CAAI 3X35+16/25 mm <sup>2</sup>										
1	10,00	54,06	1351,42	0,07	54,04	1350,90	0,04	53,98	1349,58	0,04
2	20,00	54,07	1351,75	0,27	54,04	1350,90	0,18	53,98	1349,58	0,18
3	30,00	54,09	1352,28	0,61	54,04	1350,90	0,40	53,98	1349,59	0,40
<b>4</b>	<b>28,00</b>	<b>54,09</b>	<b>1352,16</b>	<b>0,78</b>	<b>54,04</b>	<b>1350,90</b>	<b>0,51</b>	<b>53,98</b>	<b>1349,59</b>	<b>0,35</b>
5	40,00	54,12	1353,03	1,70	54,04	1350,90	1,10	53,98	1349,59	0,70
6	60,00	54,21	1355,15	2,44	54,04	1350,90	1,58	53,98	1349,59	1,58
7	70,00	54,26	1356,51	3,31	54,04	1350,90	2,16	53,98	1349,59	2,16
8	80,00	54,32	1358,08	4,32	54,04	1350,90	2,81	53,98	1349,59	2,82

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

### Cálculo Mecánico de Estructuras

#### a) Verificación de la longitud del poste: L

Altura mínima del conductor sobre el piso = 5,50 m

Longitud de flecha máxima = 0,93 m

Altura de empotramiento del poste:

$$H_e = \frac{H}{10} + 0,2$$

Longitud de la punta de poste a fijación de:

$$H = 5.5 + 0,93 + \frac{H}{10} + 0,2$$

$$H = 7,37 \text{ m}$$

De acuerdo con los resultados consideramos postes de 8 m de longitud.

## b) Características de los Postes

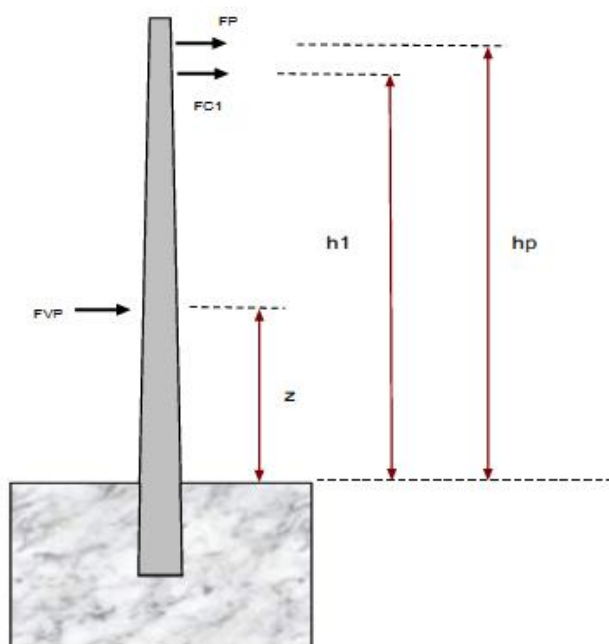
**Tabla N° 58: Características de los postes C.A.C para Red Secundaria**

Características de los postes			unidades
Material:	C.A.C	C.A.C	
Longitud total:	8,00	8,00	m
j Punta (dp):	0,150	0,150	m
j Base (db):	0,270	0,270	m
j Empotramiento (de):	0,245	0,255	m
Longitud de empotramiento: Ht	1,40	1,40	m
Longitud libre del poste: Hpv	6,60	6,60	m
Carga de trabajo:	200,00	300,00	Kg

Poste	8/200	8/300
<b>Pv</b>	15,12	15.12
<b>Apv</b>	1,35	1.42
<b>Fvp</b>	20,37	21.43
<b>Z</b>	4,55	4.49
<b>Mvp</b>	92,61	96.31
<b>Vb</b>	45	
<b>Tmax</b>	249,6	

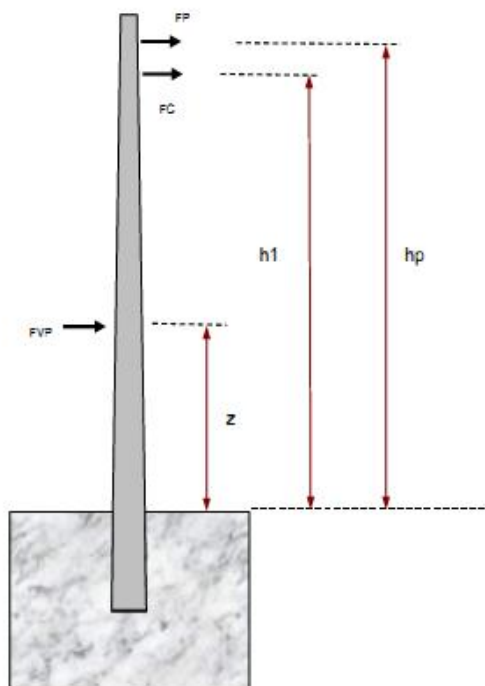
**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Figura N° 17: Estructura de Alineamiento para Red Secundaria**



**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Figura N° 18: Estructura con Retenida para Red Secundaria**



**Fuente:** Elaboración propia (2016)

### **c) Características de los Postes**

#### **c.1) Acción del viento sobre el poste**

$$M_{vp} = F_{vp} \times Z$$

$$M_{vp} = 92,61 \text{ Kg} - \text{m} \quad 8/200$$

$$M_{vp} = 96,31 \text{ Kg} - \text{m} \quad 8/300$$

#### **c.2) Acción del viento sobre los conductores**

$$F_{vc} = P_v \times V_b \times \varphi_c \times \cos \alpha/2$$

#### **c.3) Tracción de los conductores**

$$T_c = 2 \times T_{\text{máx}} \times \sin \alpha$$

#### **c.4) Momento total**

Para el caso más desfavorable:

$$M = M_{vp} + M_c$$

### c.5) Cálculo de la Resultante

La resultante se considera a 30 cm de la punta (H sobre el piso) = 6,70 m

**Tabla N° 59: Cálculo de Fuerzas y Momentos de los postes C.A.C**

a	Mvc (Kg-m)	M (Kg-m)	Fp (Kg)	Tipo de poste
0	114,307	206,917	30,883	8/200
10	461,937	554,547	82,768	8/200
20	806,052	898,662	134,129	8/200
30	1144,032	1236,642	184,573	8/200
40	1469,605	1565,915	233,719	8/300
50	1787,666	1883,976	281,190	8/300

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

### c.6) Postes Terminales

60	2 092,09	2 188,403	326,627	8/300 con retenida
90	3 989,900	4 086,210	609,882	8/300 con retenida

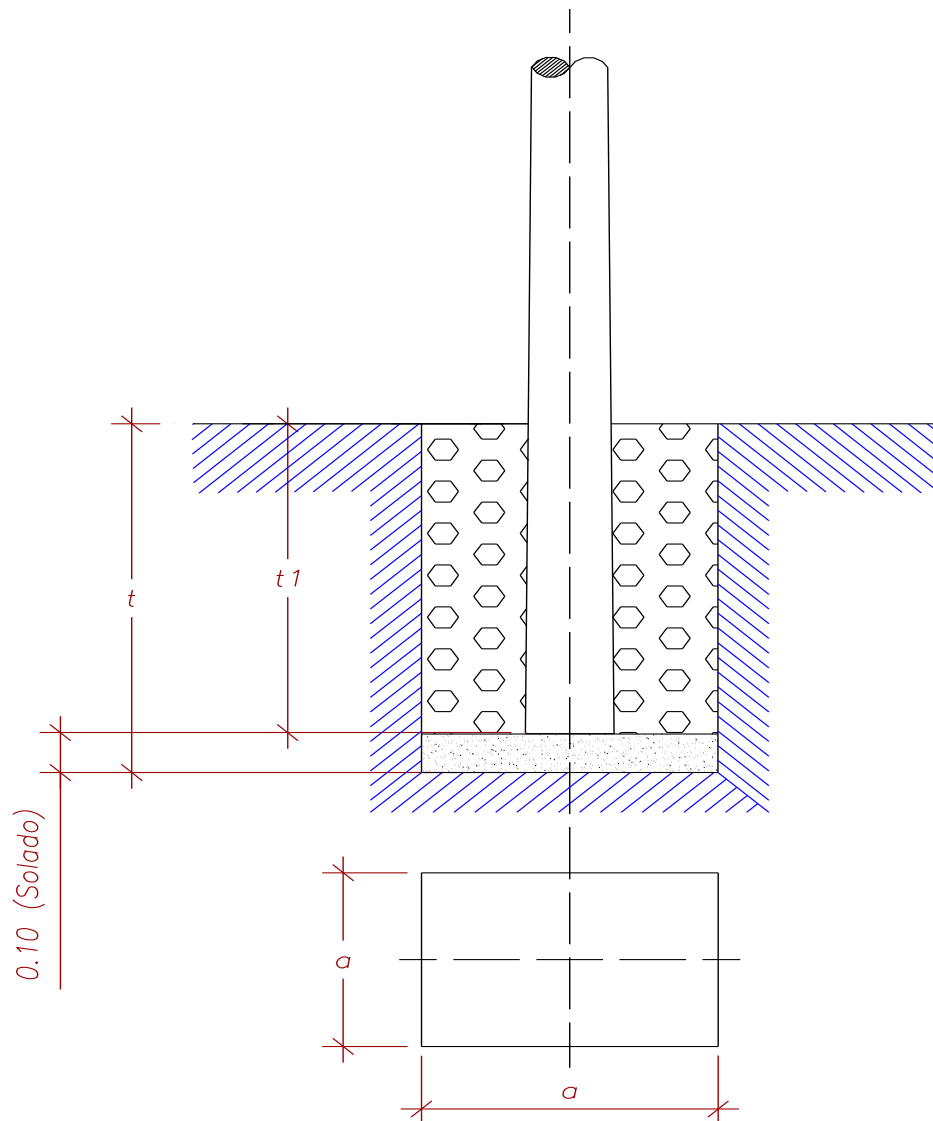
## Cálculo de Cimentación de Postes

**Tabla N° 60: Cimentación de Postes 8/200 dan y 8/300 dan - Método Sulzberger**

Tipo de Cimentación	Tipo I	Tipo II	Und
<b>Características de Estructuras</b>			
Longitud total :	8,00	8,00	m
Ø base :	0,270	0,270	m
Ø punta :	0,150	0,150	m
Carga de Trabajo :	200,00	300,00	Kg
Longitud libre expuesta al viento :	7,00	7,00	m
<b>Dimensiones iniciales de cimentación</b>			
Lado a :	1,00	1,00	m
Profundidad t :	1,50	1,50	m
Empotramiento de Poste t <sub>1</sub> :	1,40	1,40	m
Ø empotramiento :	0,25	0,26	m
<b>Características del Terreno</b>			
Naturaleza del terreno :	4 Arcilla blanda	2 Terrenos muy blandos	
Peso específico aparente $\gamma$ :	16677	16677	Kg/m <sup>3</sup>
Indice de compresibilidad C :	29,43	63,77	Kg/cm <sup>3</sup>
Coefficiente de la fricción entre terreno y concreto $\mu$ :	0,35	0,45	m
Angulo de la tierra gravante $\beta^{\circ}$ :	4	7	°
<b>Datos complementarios</b>			
Peso Unitario Concreto simple :	22 563	19 620	Kg/m <sup>3</sup>
Peso Unitario del concreto armado :	23 544	23 544	Kg/m <sup>3</sup>
Volumen de Poste CAC :	0,21	0,21	m <sup>3</sup>
Peso del Poste CAC :	4 944	4 944	Kg
Peso de Crucetas y/o ménsulas. conductores y accesorios :	491	491	Kg
Tan $\alpha$ :	0,01	0,01	
Es el máximo giro permisible para llegar a las reacciones estabilizadoras del terreno			

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Figura N° 19: Cimentación de poste C.A.C. 8/200 daN y 8/300 daN**



**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Tabla N° 61: Cálculos y resultados de cimentación poste CAC 8/200 daN y 8/300 daN**

<i>Tipo Cimentación</i>	$G_{estructura}$ (N)	$G_{bloque\ concreto}$ (N)	$G_{terreno}$ (N)	$G$ (N)	$M$ (N-m)	$M_b$ (N-m)	$M_s$ (N-m)	$C_t$ (N/m³)	$t$ (m)
I	53 320	233 042,42	143 080,40	4294 42,52	15 266,67	146 010,46	-130 743,79	158 789 565	1,50
II	53 320	201 889,74	166 965,06	422 174,50	22 900,00	143 539,33	-120 639,33	344 071 035	1,50

**Cálculo de Estabilidad**

<i>Tipo Cimentación</i>	$G_{bloque\ concreto}$ (N)	$G_t$ (N)	$G$ (N)	$C_t$ (N/m³)	$C_b$ (N/m³)	$\tan \alpha_1$	$\tan \alpha_2$	$M_s$ (N-m)	$M_b$ (N-m)
I	365 848,24	191 883,93	611 051,87	245 402 055	245 402 055	0,0018	0,0050	334 905,6378	162 216,14
II	317 373,06	252 783,68	623 476,45	531 746 145	531 746 145	0,0011	0,0023	725 685,7807	211 397,84

<i>Tipo Cimentación</i>	$M_s + M_b$ (N-m)	$M_s/M_b$	$s$	$M$ (N-m)	$M_s + M_b \geq sM$
I	497 121,78	2,06	1	16 066,67	Cumple los requerimientos
II	937 083,62	3,43	1	24 100,00	Cumple los requerimientos

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Tabla N° 62: Resumen de cálculo de cimentación poste CAC 8/200 daN y 8/300 daN**

Tipo de Cimentación	Descripción	Empotramiento $t_1$ (m)	Empotramiento $t$ (m)	Lado a (m)	Solado 0.10 (m <sup>2</sup> )	Excav. (m <sup>3</sup> )	Volumen de relleno (m <sup>3</sup> )	Eliminación (m <sup>3</sup> )
I	Con Concreto ciclópeo C:H;1:8+25% PM	1,40	1,70	1,00	1,00	1,60	c/concreto ciclópeo 1,27	1,92
II	Con Concreto ciclópeo C:H;1:8+25% PG	1,40	1,70	1,00	1,00	1,60	c/concreto ciclópeo 1.27	2,00

**PROPORCIÓN DE MATERIALES AGREGADOS DE CIMENTACIÓN**

**CONCRETO CICLÓPEO**

Tipo de Cimentación	Relación	Volumen de relleno m <sup>3</sup>	Cantidad PM m <sup>3</sup>	Volumen de cemento m <sup>3</sup>	Bolsas de cemento	Cantidad de hormigón m <sup>3</sup>
I	1:8 + 25% Piedra Mediana	1,27	0,317	0,07	2,59	0,73
II	1:8 + 25% Piedra Mediana	1,27	0,317	0,07	2,59	0,73

1 bolsa de Cemento= 0.02832 m<sup>3</sup>

**CONCRETO SIMPLE (SOLADO 0.10)**

Tipo de Cimentación	Relación	Volumen de solado m <sup>3</sup>	Cantidad Pchica m <sup>3</sup>	Volumen de cemento m <sup>3</sup>	Bolsas de cemento	Cantidad de hormigón m <sup>3</sup>
I	1:12 + 30% Piedra Chica	0,10	0,030	0,01	0,19	0,06
II	1:12 + 30% Piedra Chica	0,10	0,030	0,01	0,19	0,06

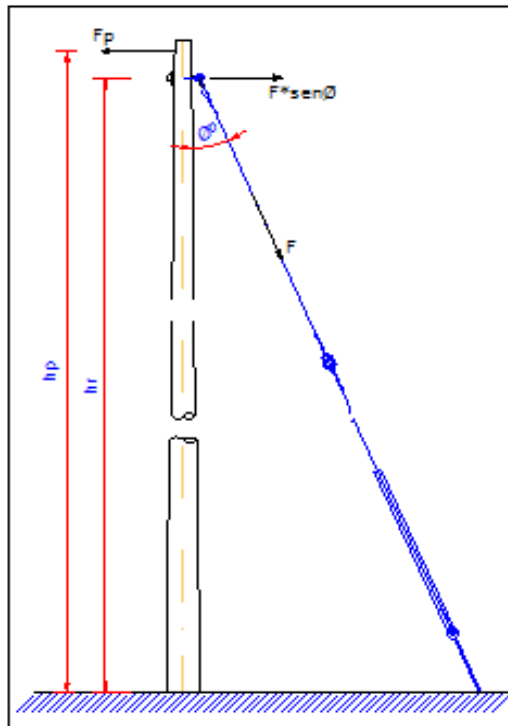
**CANTIDAD TOTAL DE MATERIALES AGREGADOS**

Tipo de Cimentación	Relación	Cantidad PM m <sup>3</sup>	Cantidad Pchica m <sup>3</sup>	Bolsas de cemento	m	Cantidad de Agua en m <sup>3</sup>	Cantidad de hormigón m <sup>3</sup>
I	1:8 + 25% Piedra Mediana	0,32	0,030	2,78	0,80	0,05	0,80
II	1:8 + 25% Piedra Mediana	0,32	0,030	2,78	0,80	0,05	0,80

**Fuente:** Elaboración propia (2016)

## Calculo de retenidas

**Figura N° 20: Retenida Inclinada de Red Secundarias**



### Datos preliminares:

Longitud de poste =	8,00 m
Altura de empotramiento =	1,40 m
Altura libre de poste =	6,60 m
h <sub>p</sub> =	6,90 m
h <sub>r</sub> =	6,70 m
F <sub>p</sub> =	3000 N
Ø =	37 °

Según el esquema adjunto se cumple:

$$F * \text{sen} \varnothing * h_r = F_p * h_p$$

Despejando:

$$F = \frac{F_p * h_p}{\text{sen} \varnothing * h_r}$$

$$F = 5\,133,72 \text{ N}$$

**Fuente:** Elaboración propia  
(2016)

Seleccionamos un cable de retenida con las siguientes características:

Material:	Acero galvanizado
N° de hilos:	7
Ø del conductor:	10 mm
Carga de rotura:	30 915 N
Factor de seguridad:	6,02 > 2

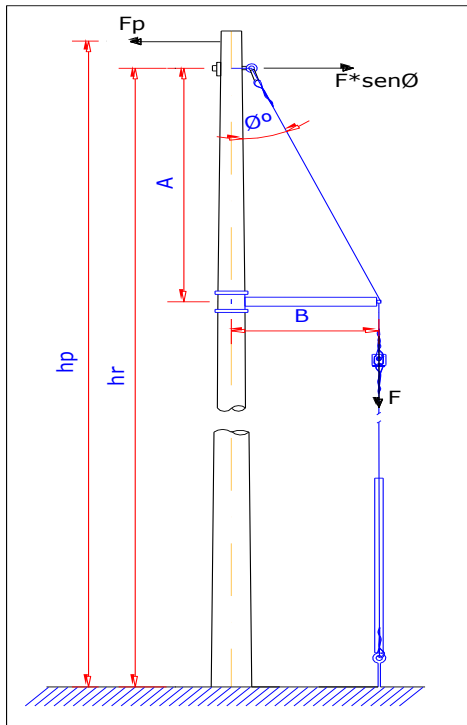
Por la tanto F<sub>p</sub> será:

$$F_p = \frac{(F/F.S) * \text{sen} \varnothing * h_r}{h_p}$$

$$F_p = 9\,032,92 \text{ N}$$

Esta es la fuerza que podrá soportar la retenida para conductores autoportantes.

**Figura Nº 21: Retenida Vertical de Red Secundarias**



**Fuente:** Elaboración propia (2016)

**Datos preliminares:**

Longitud de poste =	8,00 m
Altura de empotramiento =	1,40 m
Altura libre de poste =	6,60 m
hp =	6,90 m
hr =	6,70 m
Fp =	3000 N
A =	3,20 m
B =	1,20 m
Ø =	20,56 °

Según el esquema adjunto se cumple:

$$F * \text{sen}\varnothing * h_r = F_p * h_p$$

Despejando:

$$F = \frac{F_p * h_p}{\text{sen}\varnothing * h_r}$$

$$F = 8\,799,05 \text{ N}$$

Seleccionamos un cable de retenida con las siguientes características:

Material:	Acero galvanizado
Nº de hilos:	7
Ø del conductor:	10 mm
Carga de rotura:	3 0915 N
Factor de seguridad:	3,51 > 2

Por la tanto Fp será:

$$F_p = \frac{(F/F.S) * \text{sen } \varnothing * h_r}{h_p}$$

$$F_p = 5\,270,17 \text{ N}$$

Esta es la fuerza que podrá soportar la retenida para conductores autoportantes.

## Cálculo de Cimentación de Retenidas

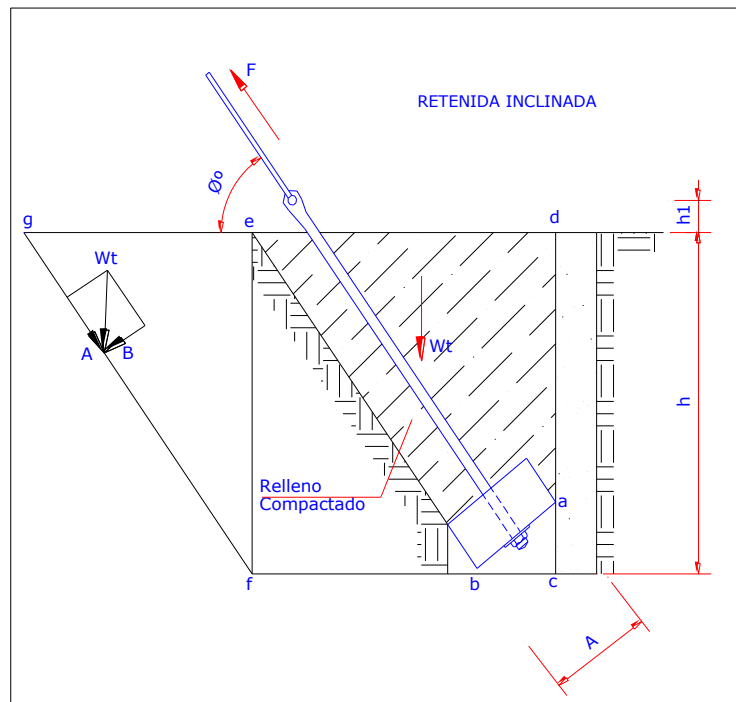
Las retenidas serán fijadas mediante un anclaje introducido en el terreno para que de esta manera el peso del terreno que aloja en su base inferior un bloque de anclaje, contrarreste la fuerza que actúa sobre el cable de la retenida.

El análisis del cálculo se realizó para la calicata con menor valor de densidad.

En todo diseño del bloque de anclaje, las variables son la carga máxima en el cable de la retenida, el ángulo que hace el cable de la retenida con la horizontal y el tipo de suelos.

Obtenidas estas variables. se procede al cálculo siguiente:

**Figura N° 22: Cimentación de Retenida Inclinada de Red Secundaria**



**Fuente:** Elaboración propia (2016)

Dónde:

$$L_{\text{varilla}} = 2.40$$

Se tiene la relación:

$$h = L_{\text{varilla}} * \text{sen}\phi - h_1$$

Datos Preliminares:

F =	8,80 KN	
$\gamma_t$ =	16,67 KN/m <sup>3</sup>	(peso específico del terreno)
$\gamma_c$ =	23,5 KN/m <sup>3</sup>	(peso específico del concreto)
$\mu$ =	0,3	
cf =	1,5 m	
h =	2,00 m	
h1 =	0,2 m	
$\phi$ =	53 °	

Las dimensiones del bloque de anclaje son:

Ancho (A) =	0,4 m
Alto (H) =	0,15 m
Profundidad (P) =	0,4 m

**Verificamos que las dimensiones sean suficientes para los requerimientos:**

En el triángulo abc:

El ángulo "cab" es igual a  $\phi^\circ$ , por tener sus lados respectivamente perpendiculares.

$$"ac" = \text{Acos}\phi^\circ = 0,24 \text{ m}$$

$$"cb" = \text{Asen}\phi^\circ = 0,32 \text{ m}$$

Por lo tanto, el área del triángulo abc. es igual a:  $\frac{1}{2}(ac * cb)$

$$A_{abc} = 0,04 \text{ m}^2$$

La longitud bf será igual a:

$$bf = cf - cb = 1,18 \text{ m}$$

El área del relleno  $A_{\text{cuña}}$  descontando las áreas de los triángulos de cuadrilátero defc :

$$A_{\text{cuña}} = A_{\text{defc}} - A_{abc} - A_{bef} - A_{\text{bloque anclaje}}$$

$$A_{\text{cuña}} = 1,448 \text{ m}^2$$

El peso de dicho suelo es:

$$\gamma_t * A_{\text{cuña}} * \text{Espesor relleno}$$

$$W_{\text{relleno}} = 9,66 \text{ KN}$$

El peso del bloque de concreto está dado por:  $\gamma_c * V_{\text{bloque concreto}}$

$$W_{\text{bloque concreto}} = 0,56 \text{ KN}$$

El peso total será:

$$W_t = 10,22 \text{ KN}$$

En el triángulo rectángulo de fuerzas. donde la fuerza "A" perpendicular a la fuerza "B" y en el ángulo que hacen las fuerzas "W<sub>t</sub>" y "B" es de 0°

La fuerza W<sub>t</sub> descomponiéndola en sus dos componentes. en la fuerza "A" y "B"

$$A = W_t \sin 0^\circ = 8,16 \text{ KN}$$

$$B = W_t \cos 0^\circ = 6,15 \text{ KN}$$

Si el conjunto bloque de anclaje y peso del relleno no es suficiente. se libera el viento o cable de la retenida haciendo colapsar a la estructura. Se tomará como factor de seguridad:  $F_r / F \geq 2$

La fuerza de fricción. es en todo el contorno de las paredes del relleno (suelo del relleno contra el suelo existente), por lo tanto. la fricción lateral es:

$$F_1 (\text{fuerza lateral}) := \gamma_\tau * h * A_{\text{cuña}} = 41,04 \text{ KN}$$

$$\mu * F_1 = 12,31 \text{ KN}$$

$$2 * \mu * F_1 = 24,62 \text{ KN}$$

Según fórmula. la fuerza resistente total Fr.  $F_r = A + (u * B) + 2 * (u * F_1)$   
es:

$$F_r = 34,63 \text{ KN}$$

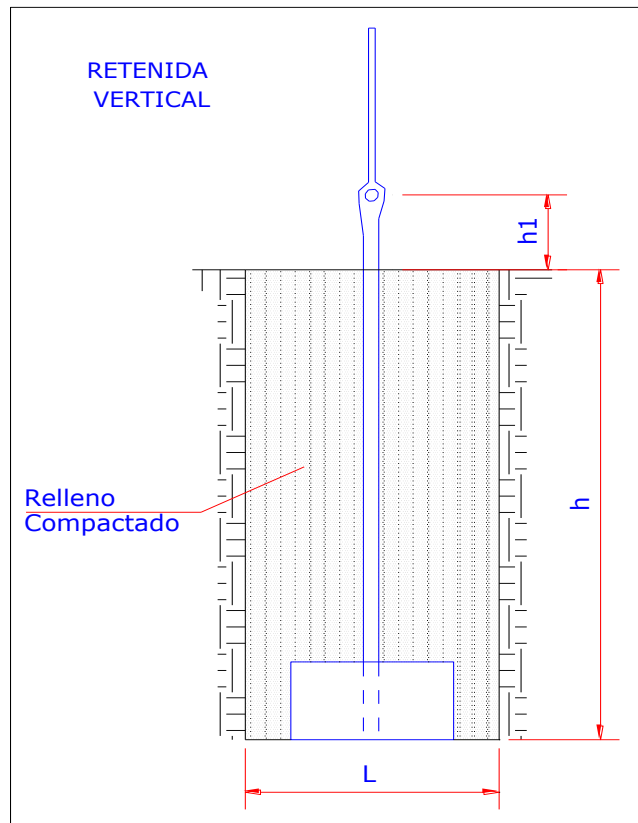
Donde la fuerza "A", es la fuerza neta que se opone al deslizamiento. la fuerza "B" es la fuerza normal al plano de deslizamiento y su componente en dicho plano es  $\mu B$ . la cual también se opone al deslizamiento por ser una componente de W<sub>t</sub>. y luego tenemos la resistencia por fricción en las dos paredes adyacentes  $(2\mu F_1)$ .

Por lo tanto la relación Fr/F es:

$$F_r / F = 6,75 > 2$$

Las dimensiones de bloque de concreto son suficientes.

**Figura N° 23: Cimentación de Retenida Vertical de Red Secundaria**



**Fuente:** Elaboración propia (2016)

Debido a la fricción interna y a la compactación macizo de tierra. su peso será la mayor fuerza estabilizadora:

Dónde:

$$L_{\text{varilla}} = 2,40$$

Se tiene la relación:

$$h = L_{\text{varilla}} * h_1$$

Datos Preliminares:

F =	8,80	KN	
$\gamma_t$ =	16,67	KN/m <sup>3</sup>	(peso específico del terreno)
$\gamma_c$ =	23,5	KN/m <sup>3</sup>	(peso específico del concreto)
h=	2,20	m	
h1=	0,2	m	
L =	0,7	m	

Las dimensiones del bloque de anclaje son:

Ancho (A)= 0,4 m  
Alto (H)= 0,15 m  
Profundidad (P) = 0,4 m

**Verificamos que las dimensiones sean suficientes para los requerimientos:**

Peso del material compactado:

Peso de macizo de tierra =  $\gamma_t \times \text{Volumen del Macizo} =$  16,75 KN

Peso del bloque de concreto = 0,56 KN

Según fórmula. la fuerza resistente total Fr. es:

Fr = Peso del material compactado + Peso del bloque de concreto:

Fr = 17,31 KN

Por lo tanto, la relación Fr/F es:

Fr/F = 1,97 > 2 Las dimensiones de bloque de concreto son suficientes.

## **Resistencia de Puesta a Tierra**

### **a) Redes Secundarias en 380 – 220 V**

El valor equivalente de todas las puestas a tierra del conductor neutro, sin incluir las puestas a tierras de la subestación de distribución, ni del usuario, debe tener un valor máximo de 6 Ohm.

## 5.4 Metrados

Los metrados de red primaria y red secundaria se especifican detalladamente en el ANEXO N° 02.

## 5.5 Presupuesto

### 5.5.1 Resumen General de Presupuesto

El resumen general del presupuesto se detalla a continuación:

**Tabla N° 63: Resumen General de Presupuesto de Ejecución de Obra**

ITEM	DESCRIPCION	COSTO EJECUCION DE OBRA		
		REDES PRIMARIAS	REDES SECUNDARIAS	TOTAL S/.
A	SUMINISTROS DE MATERIALES	132.094,42	189.645,85	321.740,27
B	MONTAJE ELECTROMECHANICO	33.434,65	100.096,14	133.530,79
C	DESMONTAJE ELECTROMECHANICO	3.254,84	16.582,84	19.837,68
D	TRANSPORTE DE MATERIALES (8% A)	10.567,55	15.171,67	25.739,22
E	<b>COSTO DIRECTO (C.D.)</b>	<b>179.351,46</b>	<b>321.496,50</b>	<b>500.847,96</b>
F	GASTOS GENERALES DIRECTOS (13,7% E)	24.571,15	44.045,02	68.616,17
G	GASTOS GENERALES INDIRECTOS (2% E)	3.587,03	6.429,93	10.016,96
H	UTILIDADES (8% E)	14.348,12	25.719,72	40.067,84
I	<b>COSTO TOTAL SIN I.G.V.</b>	<b>221.857,76</b>	<b>397.691,17</b>	<b>619.548,93</b>
J	I.G.V. (18 % I)	39.934,40	71.584,41	111.518,81
K	<b>COSTO TOTAL (Incluye I.G.V.) S/.</b>	<b>261.792,16</b>	<b>469.275,58</b>	<b>731.067,74</b>
<b>COSTO TOTAL DE INVERSION DE OBRA S/.</b>				<b>731.067,74</b>

**Fuente:** Elaboración Propia (2016)

## 5.6 Cronograma de ejecución de Obra

El plazo de ejecución de la propuesta de electrificación será de 90 días laborales, de acuerdo al cronograma de ejecución de obra que se adjunta en el ANEXO N° 03.

## **5.7 Planos**

Los planos de Red Primaria y Red Secundaria son los siguientes:

## **5.8 Discusión de Resultados**

En el trabajo de investigación realizado se ha desarrollado principalmente la parte de Ingeniería, el estudio comprende la REMODELACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA REDES ELÉCTRICAS EN MEDIA TENSIÓN 22,9 KV Y BAJA TENSIÓN EN 380/220 V, para beneficiar a los Centros Poblados de Cochalan y Angash, ubicado en el Distrito de San José del Alto, Provincia de Jaén y Departamento de Cajamarca.

El cálculo, selección de materiales y equipos se han desarrolla en concordancia a las prescripciones técnicas que se dan en el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011, las Normas Técnicas pertinentes emitidas por el Ministerio de Energía y Minas; y demás dispositivos vigentes que tratan sobre el particular con la finalidad de mejorar la calidad del servicio eléctrico, evitando constantes reclamos de usuarios, atender el incremento de la demanda y garantizar la seguridad pública y por lo tanto tener una mejor calidad de vida a los beneficiados.

## **CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **6.1 Conclusiones**

1. Se determinó la máxima demanda proyectada para el Centro poblado Cochalan tomando un valor de 66,53 kW; se secciono un transformador de distribución de 75 kVA. Para el Centro poblado Angash se decidió dividir la carga en dos partes donde se obtuvo en uno de ellos que la máxima demanda es de del circuito obtuvo una máxima demanda de 50,69 kW; se seleccionó un transformador de distribución de 75 kVA. Y en la otra parte se obtuvo una máxima demanda de 23,72 kW; se seleccionó un transformador de distribución de 25 kVA (para obtener la máxima demanda proyectada se ha considerado un periodo de 20 años).
2. De los cálculos para el sistema de distribución secundaria se obtuvo que el conductor eléctrico que cumple con los requerimientos mecánicos y eléctricos es: 3x35+1x16/25 y los postes de C.A.C. son de 8m, donde los 8/200 se utilizaran para alineamiento y los de 12/300 para anclaje. De los cálculos para el sistema de distribución primaria se obtuvo un conductor AAAC de 35 m<sup>2</sup> y los postes de C.A.C. son de 13m, donde los 13/200 se utilizarán para alineamiento y los de 13/300 para anclaje.
3. Se realizó el metrado (para red primaria y red secundaria), los cuales se encuentran detallados en el ANEXO 02.
4. El presupuesto para ejecutar la propuesta de mejoramiento y ampliación del sistema de distribución eléctrica es de: S/. 731 067,74
5. Se diseñaron los planos los cuales se pueden apreciar anteriormente.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS - LINKOGRAFÍA

- 1) El Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011.
- 2) Ley de concesiones eléctricas según D.L N°25844 y su reglamento.
- 3) El Decreto Supremo N° 009-93 EM. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 4) Las Normas Técnicas y de Procedimientos DGE/MEM.
- 5) RD-016-2003 EM/DGE “Especificaciones Técnicas de Montaje de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural”.
- 6) RD-017-2003 EM/DGE “Alumbrado de Vías Públicas en Áreas Rural”.
- 7) RD-018-2003-EM/DGE “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural”.
- 8) RD-020-2003 EM/DGE “Especificaciones Técnicas de Montaje de Redes Secundarias con Conductor Autoportante para Electrificación Rural”.
- 9) RD-023-2003 EM/DGE “Especificaciones Técnicas de Soportes Normalizados para Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural”
- 10) RD-024-2003 EM/DGE “Especificaciones Técnicas de Soportes Normalizados para Líneas y Redes Secundarias para Electrificación Rural”.

- 11) RD-025-2003-EM/DGE “Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Redes Secundarias para Electrificación Rural”.
- 12) RD-026-2003-EM/DGE “Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural”.
- 13) El Reglamento Nacional de Construcciones.
- 14) Resoluciones Ministeriales (relativo a Sistemas Eléctricos para tensiones entre 1 y 30 kV). vigentes.
- 15) Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo con Electricidad - 2013 (R.M. N° 111-2013-MEM/DM) aprobado el 21/03/2013.
- 16) Horna Torres. Segundo Abelardo y Percy Edward Niño Vásquez. “Electrificación Rural Y Urbana”: Líneas Y Redes Primarias. Chiclayo Perú.
- 17) Instituto Nacional de Estadística e Informática.
- 18) <http://www.minem.gob.pe/>
- 19) [http://www.corporacionelectricalima.com/principal/auto\\_cotizar/.](http://www.corporacionelectricalima.com/principal/auto_cotizar/)
- 20) [https://www.mef.gob.pe/contenidos/inv\\_publica/docs/instrumentos\\_metod/energia/Diseno\\_ELECTRIFICACION\\_RURAL\\_corregido](https://www.mef.gob.pe/contenidos/inv_publica/docs/instrumentos_metod/energia/Diseno_ELECTRIFICACION_RURAL_corregido)

## **ANEXOS**

### **Índice de Anexos**

Anexo N° 01	:	Presupuesto General de Ejecución de Obra
Anexo N° 02	:	Metrados y Planillas
Anexo N° 03	:	Cronograma de obra
Anexo N° 04	:	Láminas de Detalles
Anexo N° 05	:	Registro Fotográfico del Proyecto