



UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y  
TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA PROGRAMA DE  
INGENIERÍA ELÉCTRICA

PLAN DE MEJORAMIENTO DEL SERVICIO DE ENERGÍA EN EL CIRCUITO  
1T06695 DEL MUNICIPIO DE BOCHALEMA VEREDA EL TALCO PERTENECIENTE  
A LA REGIONAL PAMPLONA.

JOSÉ DEL CARMEN CONTRERAS MONCADA.

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y  
TELECOMUNICACIONES  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
PAMPLONA, 15 septiembre de 2021.

PLAN DE MEJORAMIENTO DEL SERVICIO DE ENERGÍA EN EL CIRCUITO  
1T06695 DEL MUNICIPIO DE BOCHALEMA VEREDA EL TALCO PERTENECIENTE  
A LA REGIONAL PAMPLONA

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de  
INGENIERO ELECTRICISTA

AUTOR  
JOSÉ DEL CARMEN CONTRERAS MONCADA

DIRECTOR  
YESID SANTAFÉ RAMON  
MAGISTER CONTROLES INDUSTRIALES

CO-DIRECTOR  
HELFAF FREDID RICO RAMÍREZ  
MAGISTER EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y  
TELECOMUNICACIONES  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
Pamplona, 15 septiembre de 2021.

## **DEDICATORIA**

A mi padre, Jorge Enrique Contreras Leal.

A mis hermanos.

A los profesores.

A mis compañeros.

**JOSÉ DEL CARMEN CONTRERAS MONCADA.**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco primeramente a Dios, por la vida y la salud, también agradezco a mi padre JORGE ENRIQUE CONTRERAS LEAL y a mi familia por todo el apoyo que me han brindado.

Igualmente, a la UNIVERSIDAD DE PAMPLONA por darme la oportunidad de estudiar y ser un profesional.

También me gustaría agradecer a mis profesores, son quienes me ayudaron a completar mi formación profesional.

Agradezco a mi director y codirector de tesis, porque con sus conocimientos, su experiencia hace que este trabajo sea posible.

JOSÉ DEL CARMEN CONTRERAS MONCADA

## CONTENIDO

RESUMEN .....	11
ABSTRACT .....	12
1. INTRODUCCIÓN .....	13
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	14
2.1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	14
2.2. JUSTIFICACIÓN.....	14
3. DELIMITACIÓN.....	15
3.1. OBJETIVO GENERAL.....	15
3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
3.3. ACOTACIÓN.....	15
4. ESTADO DE ARTE Y MARCO DE REFERENCIA.....	16
4.1. CARACTERÍSTICAS DE LA ZONA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO.....	16
4.2. INFORMACIÓN GENERAL DEL MUNICIPIO Y GENERALIDADES DEL PROYECTO.....	17
4.2.1. Usuarios a beneficiar.....	17
4.3. CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER.....	17
4.3.1. Reseña histórica.....	18
4.3.2. Misión CENS.....	18
4.3.3. Visión 2015 CENS.....	18
4.4. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	19
4.4.1. Generalidades de los transformadores.....	19
4.4.2. Técnicas de protección para transformadores de distribución.....	19
4.5. CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO.....	20
4.6. REGLAMENTACIÓN Y NORMATIVA DE DISEÑO.....	21
4.6.1. Código eléctrico colombiano.....	21
4.6.2. Norma CENS.....	22
4.6.3. Reglamento técnico de instalaciones eléctricas.....	22
4.7. CONCEPTOS GENERALES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN.....	23
4.7.1. Redes de distribución rural en M.T.....	23
4.7.2. Criterios operativos.....	24

4.8.	CARACTERIZACIÓN DE CIRCUITOS.....	24
4.8.1.	Demanda.....	24
4.8.2.	Carga máxima.....	24
4.8.3.	Frecuencia.....	24
4.8.4.	Factor de carga.....	25
	Carga o capacidad instalada.....	25
4.9.	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA EL DISEÑO ELÉCTRICO.....	25
4.9.1.	Nivel de tensión.....	25
4.9.2.	Demanda máxima por niveles de tensión.....	26
4.9.3.	Regulación de tensión.....	26
4.9.4.	Perdidas máximas de potencia.....	27
4.9.5.	Distancias mínimas de seguridad.....	28
4.9.6.	Zonas de servidumbre.....	30
4.9.7.	Puesto a tierra.....	31
4.10.	DETALLE DE MATERIAL.....	33
4.10.1.	Templetes.....	33
4.10.2.	Estructuras.....	34
4.10.3.	Conductores aéreos.....	35
4.10.4.	Equipos de protección y seccionamiento.....	35
4.10.5.	Equipos de protección contra tensiones transitorias DPS.....	36
5.	ANÁLISIS Y RESULTADOS.....	37
5.1.	CONSULTAR BASE DE DATOS DE SOLICITUDES DE MEJORAMIENTO DEL SERVICIO DEL SECTOR RURAL EN CENS REGIONAL PAMPLONA.....	37
5.1.1.	Revisión de la base de datos de solicitudes de mejoramiento del servicio de los sectores rurales concernientes a CENS regional Pamplona.....	37
5.1.2.	Cuantificar el número de solicitudes y clasificar por sectores.....	38
5.1.3.	El sector a intervenir.....	39
5.2.	CONSOLIDAR SOLICITUDES DE DATOS TÉCNICOS DEL CIRCUITO 1T06695 EN LA VEREDA EL TALCO DEL MUNICIPIO DE BOCHALEMA PERTENECIENTE A CENS REGIONAL PAMPLONA.....	41
5.2.1.	Solicitar datos técnicos del circuito 1t06695 en la vereda El Talco del municipio de Bochalema perteneciente a CENS regional Pamplona.....	41
5.2.2.	Analizar los datos técnicos del circuito 1t06695 en la vereda El Talco del municipio de Bochalema perteneciente a CENS regional Pamplona.....	41

5.2.3. LEVANTAMIENTO TOPOLÓGICO DEL CIRCUITO 1T06695 EN LA VEREDA EL TALCO DEL MUNICIPIO DE BOCHALEMA PERTENECIENTE A CENS REGIONAL PAMPLONA.....	42
5.3. ANALIZAR LOS DATOS DE LA SITUACIÓN REAL DEL CIRCUITO 1T06695 EN LA VEREDA EL TALCO DEL MUNICIPIO DE BOCHALEMA PERTENECIENTE A CENS REGIONAL PAMPLONA. ....	43
5.3.1. Análisis de parámetros eléctricos como regulación y caída de tensión que conllevan a riesgo de falla de equipos o riesgo de falla en infraestructura. ....	43
5.3.2. Describir las causas de la afectación de la calidad del servicio.....	49
5.4. REDISEÑO DEL CIRCUITO 1T06695 EN LA VEREDA EL TALCO DEL MUNICIPIO DE BOCHALEMA PERTENECIENTE A CENS REGIONAL PAMPLONA.	49
5.4.1. Plan de mejoramiento.....	49
5.4.2. Planos.....	60
5.4.3. Presupuesto del diseño. ....	62
5.4.4. Metodología de CENS costo, riesgo y desempeño. ....	67
6. CONCLUSIONES. ....	70
7. RECOMENDACIONES .....	71
8. ANEXOS.....	74

### **ÍNDICE DE TABLAS.**

Tabla 1. Niveles de tensión de servicio. ....	25
Tabla 2. Niveles de tensión y límites de carga. ....	26
Tabla 3. Constantes de regulación Kg para cables de aluminio ACSR desnudo. ....	27
Tabla 4. Cables ACSR CENTELSA. ....	28
Tabla 5. Distancias mínimas de seguridad. Tabla 43 de la norma CENS. ....	28
Tabla 6. Ancho de la zona de servidumbre para líneas de transmisión, tabla 47 norma CENS. ....	30
Tabla 7. Valores de referencia de resistencia de puesta a tierra.....	32
Tabla 8. Filtrado de la región de Pamplona, población rural, calidad del servicio. ....	39
Tabla 9. Calidad del servicio en el sector de Bochalema, rural.....	40
Tabla 10. Información aportada por parte de CENS en el punto 1T06695.....	42
Tabla 11. Constante de la curva de demanda máxima diversificada norma CENS. ....	43
Tabla 12 resumen del análisis para los puntos A y B.....	48
Tabla 13. costo de recorrido de mantenimiento por las solicitudes. ....	50
Tabla 14. Costos por mantenimiento programado y correctivo. ....	50
Tabla 15. resumen del análisis del tramo.....	57
Tabla 16. resumen de los cálculos desde el transformador 30KVA hasta el usuario más alejado.....	60

Tabla 17. Presupuesto estimado en unidades constructivas reutilizando el conductor existente.....	63
Tabla 18. Presupuesto estimado en unidades constructivas reutilizando el conductor existente.....	64
Tabla 19. Presupuesto estimado utilizando el cable existente. ....	64
Tabla 20. presupuesto estimado utilizando cable nuevo.....	65
Tabla 21. Utilidad al utilizar el conductor existente.....	66
Tabla 22. Utilidad al utilizar un conductor nuevo.....	67
Tabla 23. Datos requeridos para la simulación. ....	68
Tabla 24. Resultados de la plantilla costo, riesgo y desempeño.....	68

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Localización del departamento de Norte de Santander.....	16
Figura 2. Localización general del municipio.....	17
Figura 3. Ancho de zona de servidumbre poste de 12 m. figura 11 cap. 2 norma CENS. .....	31
Figura 4. Tensión de contacto.....	32
Figura 5. Tensión de paso.....	33
Figura 6.causa de la solicitud.....	38
Figura 7. Solicitud de datos técnicos del circuito 1T06695.....	41
Figura 8. Vista satelital del circuito 1T06695.....	42
Figura 9. Transformador tipo poste, trifásica. Imagen de referencia [17]. ....	54
Figura 10. Topología del circuito. ....	60
Figura 11. PLANO ELÉCTRICO DEL DISEÑO.....	61
Figura 12. filtrado por regional, circuito, población, causa. ....	74
Figura 13. Continuación de la información.....	75
Figura 14. Cálculo de la situación actual de Cargabilidad del transformador de 37.5KVA .....	76
Figura 15. Cálculos de la situación actual para el punto A.....	76
Figura 16. Cálculos de la situación actual para el punto B.....	77
Figura 17. Cálculos de rediseño en media tensión.....	78
Figura 18. Cálculos en baja tensión hasta el usuario mas alejado.....	79
Figura 19. Cálculos para el desempeño.....	79
Figura 20. Plantilla CRD resultados. ....	80
Figura 21. Situación actual CRD.....	81
Figura 22. Situación actual sin proyecto optimista. ....	82
Figura 23. Situación actual sin proyecto optimista. ....	83
Figura 24. Situación futura 1 CRD.....	84
Figura 25. Situación futura 1 sin proyecto optimista.....	85
Figura 26. Situación futura 1 sin proyecto pesimista.....	86

Figura 27. Situación futura 2 CRD.....	87
Figura 28. Situación futura 2 sin proyecto optimista.....	88
Figura 29. Situación futura 2 sin proyecto pesimista.....	89

### **ÍNDICE DE GRÁFICAS.**

Gráfica 1. Solicitudes en la regional Pamplona.....	37
Gráfica 2. Información CENS. proyección de solicitudes en el 2021.....	40
Gráfica 3. Ganancia estimada utilizando e/ conductor existente.....	66
Gráfica 4. Ganancia estimada utilizando un conductor nuevo.....	67
Gráfica 5. Relación TIR y B/C.....	69

## RESUMEN

Este proyecto va encaminado, al mejoramiento de la calidad del servicio de energía eléctrica, suministrado al sector rural del municipio de Bochalema, vereda El Talco perteneciente a la regional Pamplona, por la empresa CENS.

Debido a fallas en la calidad del servicio de energía, se pretende realizar un plan de mejoramiento, en el cual los usuarios no tengan inconvenientes de calidad de servicio suministrado. Para ello se realizó, un análisis de las solicitudes de mejoramiento de la calidad del servicio, lo que nos permitió determinar un sector para intervenirlo, es decir, realizarle un plan de mejora del servicio.

Esta mejora se realizó, aplicando la normativa RETIE, CENS, CREG y Analizando los resultados de estudios, se determinó el plan de mejoramiento. Este nuevo circuito se diseñó a media tensión para mejorar la regulación, lo que implicó la disposición de un nuevo transformador, para la distribución del servicio. Esto se hizo teniendo en cuenta los análisis, cálculos y demás acciones pertinentes, dando cumplimiento a las normas anteriormente mencionadas.

Se pretende con la ejecución de este plan de mejoramiento, beneficiar a aproximadamente 31 usuarios de este sector.

## **ABSTRACT**

This project is aimed at improving the quality of the electric power service, supplied to the rural sector of the municipality of Bochalema, El Talco village belonging to the Pamplona region, by the company CENS.

Due to failures in the quality of the energy service, it is intended to carry out an improvement plan, in which the users do not have problems with the quality of the service provided. For this, an analysis of the requests to improve the quality of the service will be carried out, which will allow us to determine a sector to intervene, that is, to carry out a service improvement plan.

This improvement will be made, applying the RETIE, CENS, CREG regulations and analyzing the results of studies, the improvement plan will be determined. This new circuit will be raised to medium voltage to improve regulation, which implies that a new transformer must be available for the distribution of the service. This will be done taking into account the analyzes, calculations and other pertinent actions, in compliance with the aforementioned standards.

The execution of this improvement plan benefits approximately 31 users in this sector.

## **1. INTRODUCCIÓN**

El presente trabajo de grado contiene, el plan de mejoramiento que permite mitigar la baja calidad del servicio prestado en la zona, y así mejorar la operatividad y continuidad del servicio de energía eléctrica del sector las cabañas de la vereda El Talco que mejorara la calidad vida de los usuarios de este sitio.

Para este proyecto se realiza un marco teórico con los requerimientos técnicos, análisis en las solicitudes o quejas en cuanto a calidad del servicio, a partir de lo anterior se establece el circuito a intervenir, también se realizan los cálculos esenciales para determinar un óptimo funcionamiento del suministro de energía eléctrica, y se propone el plan de mejoramiento del servicio de energía para el sector las cabañas de la vereda El Talco.

## **2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.**

### **2.1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA**

La cantidad de solicitudes de mejoramiento en la calidad del servicio en el sector rural de la vereda El Talco perteneciente a CENS regional Pamplona, ya sea por interrupciones u otros factores que afectan dicha calidad. Estos inconvenientes llevan a problemas sociales como económicos. Esto genera afectación e inconformidad a 31 usuarios conectados a la red de distribución del sector; situación que adquiere mayor importancia y relevancia acorde a lo dispuesto por la Superintendencia de Servicios Públicos donde establece en los numerales 25, 2, 1 del Artículo 79 de la LEY 142 DE 1994; que las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica deben mantener un servicio continuo, en caso contrario deberá indemnizar a los usuarios por los perjuicios económicos causados cuando se presentan dichos inconvenientes.

### **2.2. JUSTIFICACIÓN**

La importancia de la prestación del servicio, es para mejorar la calidad de vida de las personas y también se quiere mejorar la percepción de los usuarios, en cuanto, a la calidad del servicio prestado por el operador de red CENS, por lo cual se planteará un plan para el mejoramiento de la calidad del servicio de energía, en la vereda El Talco del municipio de Bochalema perteneciente al circuito 1T06695 de CENS regional Pamplona.

En el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 que se expide por medio de la Ley 1955 de 2019, expresa en el artículo 1 el objetivo de la equidad, este dice que todos los colombianos deben tener las mismas oportunidades. De este modo se aporta una solución manteniendo un servicio de energía eléctrica constante y cumpliendo con lo establecidos en la Ley 1955 de 2019.

### **3. DELIMITACIÓN.**

#### **3.1. OBJETIVO GENERAL.**

Diseñar el plan para el mejoramiento de la calidad del Servicio de energía en el circuito 1T06695 en la vereda El Talco del municipio de Bochalema perteneciente a CENS regional Pamplona.

#### **3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.**

- Clasificar y seleccionar las solicitudes de mejoramiento del servicio en el sector rural de CENS regional Pamplona.
- Realizar levantamiento topológico del circuito 1T06695 de la vereda El Talco del municipio de Bochalema perteneciente a CENS regional Pamplona.
- Analizar los parámetros eléctricos del circuito 1T06695 que conllevan a la mala calidad del servicio.
- Elaborar propuesta de mejoramiento del servicio con metodología de costo, riesgo y desempeño.

#### **3.3. ACOTACIÓN.**

- Se dispondrá de la base de datos de CENS en el marco del convenio interinstitucional.
- Para el levantamiento topológico se contará con el apoyo del personal técnico de CENS.
- Para este diseño se van a realizar cálculos eléctricos.
- Habrá información que no se podrá divulgar por criterio de confidencialidad.

## 4. ESTADO DE ARTE Y MARCO DE REFERENCIA.

### 4.1. CARACTERÍSTICAS DE LA ZONA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO.

Norte de Santander es un departamento de Colombia localizado en la zona nororiental del país en la región Andina, como se observa en la figura 1. Limita al norte y al este con Venezuela, al sur con los departamentos de Boyacá y Santander, y al oeste con Santander y Cesar. Está conformado por 40 municipios entre ellos el municipio de Bochalema [1].

**Figura 1. Localización del departamento de Norte de Santander.**



Fuente: Gobernación de norte de Santander [1].

Los municipios del departamento de Norte de Santander están agrupados por subregiones, provincias y el área metropolitana; El municipio de Bochalema pertenece a la subregión Suroriental del departamento. Su ubicación se muestra en la figura 2. [1]

**Figura 2. Localización general del municipio.**



Fuente: Gobernación de norte de Santander [1].

## **4.2. INFORMACIÓN GENERAL DEL MUNICIPIO Y GENERALIDADES DEL PROYECTO.**

Bochalema es un municipio situado en el departamento de Norte de Santander Es catalogado como uno de los municipios más hermosos y turísticos de este Departamento con una extensión total de 172 km<sup>2</sup>, con una altitud media 1.051 m.s.n.m. y cuenta con 6.558 habitantes. [2].

### **4.2.1. Usuarios a beneficiar.**

En la vereda El Talco del municipio de Bochalema, se está planteando una mejora de la red eléctrica para garantizar la prestación del servicio público de energía, es decir el acceso continuo y de calidad del suministro eléctrico, donde se beneficiaran los 31 usuarios de este sector.

## **4.3. CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER.**

“Centrales Eléctricas del Norte de Santander es una empresa de servicios públicos dedicada a la Transmisión, Distribución y Comercialización de energía eléctrica, atendiendo a más de 300.000 usuarios en Norte de Santander, sur de del Cesar y sur de Bolívar. En el 2009 la compañía empieza a ser parte de la firma multiservicios EPM con sede en Medellín” [3].

“La central operativa de CENS se encuentra en el municipio de San José de Cúcuta y cuenta con 4 regionales ubicados en los sectores de Ocaña, Pamplona, Aguachica y Tibú, para distribuir la energía en los municipios del Norte de Santander y Sur del Cesar. La regional Pamplona suministra el servicio a 13 municipios por media tensión a 13.8 KV; Pamplona, Toledo, Labateca, Mutiscua, Chitagá, Silos, Cácuta, Pamplonita, Bochalema, chinacota, Ragonvalia, Herrán y Durania, cuenta con 4 subestaciones; Toledo y Samoré, interconectados al sistema de transmisión nacional con relación de transformación de 230/34.5/13.8 KV y a su vez la subestación Toledo alimenta a las subestaciones de Pamplona (10/12 MVA) y Palermo (6 MVA) a 34.5 KV” [3].

#### **4.3.1. Reseña histórica.**

“La compañía inicia el 16 de Junio de 1896 con la protocolización de la Escritura Pública 121 que crea la “Compañía de Alumbrado Eléctrico de Cúcuta”, quien a través de una planta hidroeléctrica de 220 KW de generación ubicada en "Los Colorados" suministra energía eléctrica a Cúcuta. Posteriormente, el 16 de Octubre de 1952 y mediante Escritura Pública 3552 de la Notaría Octava de Bogotá, se constituye la empresa "Centrales Eléctricas de Cúcuta SA", la cual inició operaciones el 3 de enero de 1953 y posteriormente en 1955, cambió su razón social por "Centrales Eléctricas del Norte de Santander SA". En 1961 la electrificadora adquirió las Empresas de Energía Eléctrica de Pamplona y Ocaña, incorporando sus activos al sistema de electrificación departamental, con lo cual cumple su aspiración de atender la totalidad de municipios de Norte de Santander” [3].

“En el marco de la ley 142 de 1994, CENS se constituyó como Empresa de Servicios Públicos, siendo en ese entonces la Nación el principal accionista de la empresa con el 78,98% de las acciones y quedando a partir de esa fecha bajo la vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios” [3].

#### **4.3.2. Misión CENS.**

“Es una empresa que presta servicios públicos satisfaciendo a sus clientes con eficiencia y calidad, soportada en el compromiso y pasión de su Talento Humano, para generar valor y mantenerse como la empresa líder de la región y generar bienestar a los grupos de interés” [3].

#### **4.3.3. Visión 2015 CENS.**

“Mantendrá un desempeño Empresarial que garantice la sostenibilidad y cumplimiento de los objetivos estratégicos para beneficio y fortalecimiento de sus grupos de interés” [3].

## **4.4. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.**

### **4.4.1. Generalidades de los transformadores.**

“El primer sistema de distribución de potencia empleaba voltajes de generación y distribución tan bajos, que se requerían Corrientes muy elevadas para suministrar magnitudes considerables de potencia. Las grandes corrientes causaban fuertes caídas de voltaje y grandes pérdidas de potencia en las líneas de transmisión, restringiendo severamente el área servida por cada estación generadora. Para solucionar este problema, en los años de 1880 debían ubicarse centrales generadoras cada pocas manzanas. El hecho de que la potencia no pudiera llevarse lejos con sistemas de potencia de C.C. de bajo voltaje, significó que las estaciones generadoras debían ser pequeñas, restringidas, y que fueran relativamente ineficientes”[13].

La invención del transformador y por consiguiente el desarrollo de las fuentes de potencia de C.A. eliminaron para siempre estas restricciones sobre el alcance y la magnitud de la potencia de los sistemas eléctricos. Un transformador, concebido idealmente, cambia un nivel de voltaje de C.A. en otro nivel de voltaje, sin alterar la potencia recibida. Si un transformador eleva el voltaje de un circuito, deberá disminuir la corriente para que la potencia que entra al dispositivo se mantenga igual a la potencia que sale de él. Por lo mismo, la potencia eléctrica de C.A. permite que sea generada en una central, que sea elevado luego su nivel de voltaje para la transmisión a largas distancias con pérdidas muy pequeñas, y por último, que se pueda disminuir su voltaje para su utilización final. Como las pérdidas de transmisión en las líneas de un sistema de potencia son proporcionales al cuadrado de la corriente de línea, el incrementar el voltaje de transmisión y reducir la corriente en un factor de 10 mediante transformadores, reduce las pérdidas en un factor de 100. Sin el transformador, sería imposible utilizar la energía eléctrica en muchas de las formas en que se emplea hoy en día [13].

### **4.4.2. Técnicas de protección para transformadores de distribución.**

La función técnica que realiza un transformador de distribución tipo subestación es trascendental, ya que de estos depende la producción en fábrica o el servicio residencial y comercial continuo. La salida espontánea del sistema por ocurrencia de una falla o las interrupciones del servicio debidas a sistemas de protección mal diseñadas, tiene costo relativamente alto, por tal razón se hace necesario tomar todas las medidas posibles para la protección de estos transformadores. Los ingenieros de diseño y operadores del sistema deben seleccionar y usar apropiadamente los métodos necesarios para la protección del transformador [13].

Los transformadores no están provistos de protección propia y son protegidos solamente mediante la utilización de fusibles y pararrayos, conectados en el lado de alta tensión.

Las razones más importantes para utilizar fusibles y pararrayos son:

- ❖ Proteger el circuito alimentador primario y sus cargas contra una falla en el transformador o en circuitos secundarios asociados. Aquí se trata de proteger la línea de alimentación y el transformador.
- ❖ Limitar la severidad del daño al transformador en caso de una falla interna.
- ❖ Indicar la localización aproximada de una falla, así como para hacer más rápida la restauración del servicio.
- ❖ Proteger el transformador de descargas eléctricas atmosféricas.

#### **4.5. CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO.**

“La calidad de servicio de un sistema eléctrico puede cuantificarse a través de varios parámetros, relacionados con: la continuidad de servicio, las fluctuaciones de voltaje (Flicker, por ejemplo), el contenido armónico de las formas de onda de voltaje y de corriente junto a las variaciones de frecuencia. De estos aspectos del servicio eléctrico, son imputables al sistema de distribución, en gran medida, la continuidad de suministro, las variaciones de voltaje y armónicos, puesto que la regulación de frecuencia es responsabilidad de la generación”[14].

“El concepto de calidad de servicio, se encuentra íntimamente ligado al de confiabilidad existente en el sistema eléctrico. Éstos cobran cada vez más importancia, dada la presencia de una mayor cantidad de cargas sensibles tanto a las variaciones de voltaje como a los cortes de suministro, aunque éstos sean de muy corta duración”[14].

“En términos generales la calidad de servicio eléctrico tiene relación con el servicio que se presta, especialmente en lo que se refiere a calidad de onda, continuidad del suministro y frecuencia de las interrupciones, como también, en el caso de las empresas distribuidoras de electricidad, a la atención que recibe el consumidor final. Dentro de la división de calidad podemos encontrar: calidad técnica del producto y continuidad” [14].

- a) “Continuidad: Número, duración y frecuencia de las interrupciones” [14].
- b) “Calidad técnica del producto: Se refiere a todo lo relacionado con la forma de onda, como por ejemplo niveles de tensión, rangos de frecuencia, flickers, armónicas, etc” [14].

“En la primera parte de esta propuesta conceptual nos enfocaremos en la calidad técnica del producto y trataremos la continuidad de suministro como parte de un concepto más general denominado "confiabilidad de servicio"” [14].

“La definición de la calidad de la energía es muy amplia. Pero se puede definir como la ausencia sobretensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje. Además, le concierne la estabilidad de voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico. Actualmente la calidad de la energía es el resultado de una atención continua. En años recientes, esta atención ha sido de mayor importancia debido al incremento del número de cargas sensibles en los sistemas eléctricos, las cuales, por sí solas resultan ser una causa de degradación en la calidad de la energía eléctrica” [14].

“Por dar un ejemplo, las depresiones de voltaje por sólo cinco milisegundos son capaces de hacer que una computadora pierda su información o causar errores, es por esto que el incremento de equipos de procesamiento de datos ha marcado al problema de la calidad de la energía como un problema muy serio” [14].

“Las fluctuaciones de voltaje son imputables a algunos tipos de cargas, mientras que los cortes de suministro normalmente son problemas asociados a la red. Como puede verse, en cada caso, las acciones tendientes a corregir los problemas corresponden a entidades diferentes” [14].

## **4.6. REGLAMENTACIÓN Y NORMATIVA DE DISEÑO.**

### **4.6.1. Código eléctrico colombiano.**

“El código eléctrico colombiano también conocido como la NTC 2050 es la materialización de las necesidades nacionales en aspectos relacionados a instalaciones eléctricas, ya que, es una herramienta fundamental especialmente para los constructores profesionales que se desempeñan en esta área.

La NTC 2050 está diseñada para salvaguardar las personas y los bienes contra los riesgos que surgen por el uso de la electricidad, de este modo se consideran las disposiciones necesarias para cumplir adecuadamente este código y dar lugar a una instalación libre de riesgos” [4].

“El contenido de este código encaja dentro del enfoque del reglamento técnico de instalaciones eléctricas, de este modo se declaran de obligatorio cumplimiento lo expuesto en el artículo 27.1 del capítulo 8 Requisitos para instalaciones de uso final; más exactamente lo expuesto a continuación” [4]:

- ❖ Cap. 1. Definiciones y requisitos generales para instalaciones eléctricas.
- ❖ Cap. 2. Los requisitos de alambrado y protecciones.
- ❖ Cap. 3. Los métodos y materiales de las instalaciones.
- ❖ Cap. 4. Los requisitos de instalación para equipos y elementos de uso general.
- ❖ Cap. 5. Los requisitos para ambientes especiales.
- ❖ Cap. 6. Los requisitos para equipos especiales.
- ❖ Cap. 7. Las condiciones especiales de las instalaciones.

“Este código tiene como alcance hacer cobertura en los siguientes numerales” [5]:

- ❖ Las instalaciones de conductores y equipos eléctricos en o sobre edificios públicos y privados y otras estructuras, incluyendo casas móviles, vehículos de recreo y casas flotantes, y otras instalaciones como patios, parques de atracciones, estacionamientos, otras áreas similares y subestaciones industriales.
- ❖ Instalaciones de conductores y equipos que se conectan con fuentes de suministro de electricidad.
- ❖ Instalaciones de otros conductores y equipos exteriores dentro de la propiedad.
- ❖ Instalaciones de cables y canalizaciones de fibra óptica.
- ❖ Instalaciones en edificaciones utilizadas por las empresas de energía eléctrica, como edificios de oficinas, almacenes, garajes, talleres y edificios recreativos que no formen parte integral de una planta generadora, una subestación o un centro de control”[5].

#### **4.6.2. Norma CENS.**

“La norma técnica CENS como marco normativo por la empresa Centrales Eléctricas de Norte De Santander, dedicada a la prestación del servicio público de electricidad como operador de red del departamento, expone información adoptada del RETIE y de sus respectivas actualizaciones.

Esta norma expone la metodología, las exigencias y necesidades a fin de cumplir con todas las características que se deben tener en cuenta para un diseño de sistemas de distribución e instalaciones eléctricas internas” [3].

#### **4.6.3. Reglamento técnico de instalaciones eléctricas.**

“El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas es puesto en consideración para dar cumplimiento a los requisitos técnicos de las obras o labores relacionadas con actividades eléctricas en Colombia, al mismo tiempo establece los requisitos de calidad que deben cumplir los materiales y equipos utilizados en las instalaciones” [5].

“El objeto fundamental de este marco normativo es establecer las medidas tendientes a garantizar la seguridad de las personas, de la vida tanto animal como vegetal y la preservación del medio ambiente; previniendo, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico. Sin perjuicio del cumplimiento de las reglamentaciones civiles, mecánicas y fabricación de equipos” [5].

“Adicionalmente, señala las exigencias y especificaciones que garanticen la seguridad de las instalaciones eléctricas con base en su buen funcionamiento; la confiabilidad, calidad y adecuada utilización de los productos y equipos, es decir,

fija los parámetros mínimos de seguridad para las instalaciones eléctricas. Igualmente, es un instrumento técnico-legal para Colombia, que sin crear obstáculos innecesarios al comercio o al ejercicio de la libre empresa, permite garantizar que las instalaciones, equipos y productos usados en la generación, transmisión, transformación, distribución y utilización de la energía eléctrica, cumplan con los siguientes objetivos legítimos” [5]:

- ❖ La protección de la vida y la salud humana.
- ❖ La protección de la vida animal y vegetal.
- ❖ La preservación del medio ambiente.
- ❖ La prevención de prácticas que puedan inducir a error al usuario.

#### **4.7. CONCEPTOS GENERALES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN.**

“Las redes de distribución en media tensión es aquella parte del suministro eléctrico en la cual la electricidad se lleva desde las subestaciones de alta tensión hasta las subestaciones de distribución o entre dos subestaciones de distribución” [5].

Como dice el capítulo 7 del RETIE “el conjunto de aparatos y de circuitos asociados para transporte y transformación de la energía eléctrica, cuyas tensiones nominales sean iguales o superiores a 120V y menores a 57.5KV son calificadas como instalaciones eléctricas de distribución. Se considera circuitos primarios o alimentadores, los que suelen operar en el rango de 7,6kV a 44kV y que alimentan a la carga en una zona geográfica bien definida” [5].

##### **4.7.1. Redes de distribución rural en M.T.**

“La distribución rural en media tensión podrá expandirse a un nivel de tensión de 34.5kV, 13.2kV o 7.620kV dependiendo de las características del punto de conexión definidas por CENS dando continuidad a la configuración existente” [6].

“Las principales características de las redes de distribución rural son” [7]:

- ❖ Usuarios muy dispersos.
  - ❖ Cargas generalmente monofásicas.
- Dificultades de acceso en las zonas montañosas lo que implica extra costos en el transporte y manejo de materiales.

#### **4.7.2. Criterios operativos.**

“En el diseño, construcción, reposición y mantenimiento de los circuitos de MT, debe considerar el criterio operativo de mantener un solo calibre de conductor para la troncal del circuito” [6].

### **4.8. CARACTERIZACIÓN DE CIRCUITOS.**

#### **4.8.1. Demanda:**

“Es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en cualquier momento (variable en el tiempo). Dicho de otra forma: la demanda de una instalación eléctrica en los terminales receptores, tomada como un valor medio en un intervalo determinado. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda” [7].

“La duración que se fije en este intervalo dependerá del valor de demanda que se desee conocer, así, por ejemplo, si se quiere establecer la demanda en amperios para la sección de un juego de fusibles, deberán ser analizados valores de demanda con un intervalo cero, no siendo el mismo caso si se quiere encontrar la demanda para aplicarla a un transformador o cable, que será de 10 o 15 minutos. Para establecer una demanda es indispensable indicar el intervalo de demanda ya que sin él no tendría sentido práctico. La demanda se puede expresar en KVA, kW, KVAR y A” [7].

#### **4.8.2. Carga máxima:**

Como dice el libro de Redes de Distribución de Energía se conoce también como la demanda máxima y corresponde a la carga mayor que se presenta en un sistema dentro de un periodo de trabajo establecido. [7],

#### **4.8.3. Frecuencia:**

“La frecuencia nominal del sistema interconectado nacional es 60 Hz y su rango de variación de operación está entre 59.8 y 60.2 Hz en condiciones normales de operación. El operador de red y los usuarios deben tener en cuenta que, en estados de emergencia, fallas, déficit energético y períodos de restablecimiento, la frecuencia puede oscilar entre 57.5 y 63.0 Hz por un período de tiempo de quince 15 segundos” [8].

#### 4.8.4. Factor de carga:

Como dice el libro de Redes de Distribución de Energía, “el factor de carga es la razón entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima observada en el mismo intervalo de tiempo” [7].

#### Carga o capacidad instalada:

Como dice el libro de Redes de Distribución de Energía, “la carga o capacidad instalada corresponde a la suma de las potencias nominales de los equipos (transformadores y/o generadores), instalados a líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas o servicios conectados” [7].

### 4.9. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA EL DISEÑO ELÉCTRICO.

La normativa técnica establecida en Colombia define los parámetros de diseño que se deben de tener en cuenta.

#### 4.9.1. Nivel de tensión.

Como dice la norma CENS, el artículo 12 del RETIE presenta la tensión del servicio para atender la demanda del sistema de distribución en media tensión, se tiene en cuenta lo estandarizado en la NTC 1340.

De acuerdo a lo allí establecido la tabla 1 muestra los niveles de tensión nominal entre fases. A continuación, se presentan las tensiones del diseño para este proyecto.

**Tabla 1. Niveles de tensión de servicio.**

<b>Nivel De Tensión Del Servicio</b>	<b>Tensión Nominal Entre Fases</b>
<b>Media Tensión</b>	Tensiones mayores o iguales a 1000V y menores o iguales a 57.5kV
<b>Baja tension</b>	Tensiones menores a 1000V

Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

#### 4.9.2. Demanda máxima por niveles de tensión.

Como dice la norma CENS, el nivel de tensión de servicio para un nuevo usuario lo definirá la demanda máxima de la carga a atender.

**Tabla 2. Niveles de tensión y límites de carga.**

Nivel de Tensión	Tipo de Conexión	Capacidad Instalada
Nivel 1	Monofásica bifilar 120V.	Menor o igual a 6.6KVA.
	Bifásica trifilar 2x120/240V.	Mayor a 6.6 y menos o igual 12KVA.
	Trifásico tetrafilar 3x127/220V.	Mayor a 15KVA y menor o igual a 35KVA.
Nivel 2	Media (13 200V).	Superior a 30KVA hasta 2200KVA.
Nivel 3	Media (34 500V).	Desde 1500KVA en adelante.

Fuente: Tabla 12. Norma CENS [9].

#### 4.9.3. Regulación de tensión.

Como dice la norma CENS, presenta la metodología de cálculo para la regulación de tensión. Allí se referencian las fórmulas y constantes a tener presente en la construcción de sistema de distribución en media tensión.

Metodología de cálculo.

La regulación de voltaje se calcula aplicando la siguiente ecuación:

$$R\% = F_c * \frac{K_G}{V_L^2} * M \quad (1)$$

Dónde:

F<sub>c</sub>: Factor de corrección, para este se diseño se toma 1,00.

M: Momento eléctrico, se calcula del producto de la longitud del tramo con la demanda máxima proyectada en KVA\*m.

V<sub>L</sub>: Voltaje de línea en voltios.

K<sub>G</sub>: Constante de regulación, el valor de la constante se determina de acuerdo al conductor seleccionado, ver tabla 3.

**Tabla 3. Constantes de regulación Kg para cables de aluminio ACSR desnudo.**

Constante KG para distintos factores de potencia									
Tensión	B.T.			13 200 V			34 500 V		
Calibre (AWG)	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95
6	182,27	204,99	216,12	183,35	205,77	216,69	196,44	215,25	223,47
4	114,90	129,09	136,02	115,99	129,88	136,59	128,77	139,14	143,22
2	72,48	81,30	85,59	73,56	82,09	86,15	86,05	91,13	92,63
1/0	45,85	51,31	53,95	46,93	52,10	54,51	59,12	60,92	60,83
2/0	36,50	40,79	42,85	37,59	41,58	43,41	49,62	50,29	49,65
3/0	29,14	32,51	34,11	30,23	33,29	34,67	42,11	41,90	40,83
4/0	23,25	25,87	27,11	24,33	26,66	27,67	36,07	35,16	33,76
266,8 MCM	20,10	22,54	23,72	20,50	22,83	23,93	20,52	22,84	23,94
300 MCM	18,05	20,23	21,28	18,45	20,52	21,49	18,47	20,53	21,50
336,4 MCM	16,00	17,92	18,85	16,40	18,21	19,06	16,42	18,23	19,07
397,5 MCM	13,68	15,30	16,08	14,07	15,59	16,29	14,09	15,60	16,30
477 MCM	11,44	12,79	13,43	11,84	13,08	13,64	11,86	13,09	13,65

Fuente: Tabla 12. Norma CENS [9].

#### 4.9.4. Pérdidas máximas de potencia.

Como dice la norma CENS, presenta la metodología de cálculo para las pérdidas máximas de potencia. Allí se referencian las fórmulas y constantes a tener presente en la construcción del diseño de expansión del sistema de distribución en media tensión.

Metodología de cálculo.

Las pérdidas de potencia en un sistema trifásico se deben calcular para los diseños eléctricos de la siguiente manera:

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

Dónde:

M: Momento eléctrico en KVA\*m.

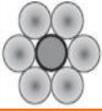
r: Resistencia por unidad de longitud en Ohm/m.

φ: Ángulo del factor de potencia de la carga.

VL: Tensión de línea en voltios.

La resistencia por unidad de longitud es suministrada por el manual cables de aluminio CENTELSA, ver tabla 4.

**Tabla 4. Cables ACSR CENTELSA.**

Cableado aluminio/ Acero	Código	Calibre AWG/ kcmil	Diámetro (mm)				Peso (kg/km)			Carga de Rotura a	Resistencia (Ω/km)		Capacidad de corriente			
			Hilos individuales		Núcleo	Total	RMG	AI	Acero		Total	Kg	DC a 20°C (1)	AC a 75°C	(2)	CC(3)
			Acero	AI											A	KA
 6/1 ME: 8400 CDL:18,9	Swan	4	2,12	2,12	2,12	6,36	2,05	58,1	27,4	85,5	845	1,32	1,70	139	3,2	
	Sparrow	2	2,67	2,67	2,67	8,01	2,58	92,3	43,6	136	1290	0,83	1,10	184	5,1	
	Robin	1	3,00	3,00	3,00	9,00	2,90	116,4	55,0	171	1612	0,658	0,884	211	6,4	
	Raven	1/0	3,37	3,37	3,37	10,11	3,25	146,8	69,3	216	1985	0,522	0,717	241	8,0	
	Quail	2/0	3,78	3,78	3,78	11,35	3,65	185,1	87,4	273	2405	0,414	0,584	275	10,1	
	Pigeon	3/0	4,25	4,25	4,25	12,74	4,10	233,5	110,3	344	3003	0,328	0,479	313	12,8	
	Penguin	4/0	4,77	4,77	4,77	14,31	4,61	294,4	139,0	433	3787	0,26	0,396	355	16,1	

Fuente: Manual de conductores CENTELSA.

#### 4.9.5. Distancias mínimas de seguridad.

Como dice el RETIE, ‘teniendo en cuenta que frente al riesgo eléctrico la técnica más efectiva de prevención, siempre será guardar una distancia respecto a las partes energizadas, puesto que el aire es un excelente aislante’[9].

Las distancias de seguridad establecidas en el artículo 13 del RETIE son de vital importancia para este diseño ya que el su incumplimiento es fuente de riesgos que afectaría la integridad de las personas y sus bienes.

“Las distancias verticales se toman siempre desde el punto energizado más cercano al lugar de posible contacto. La distancia horizontal se toma desde la parte energizada más cercana al sitio de posible contacto”[9]. Las distancias mínimas entre conductores en la misma estructura, es decir, conductores sobre apoyos fijos, deben conservar distancias mínimas horizontales y verticales” [9].

**Tabla 5. Distancias mínimas de seguridad. Tabla 43 de la norma CENS.**

Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	D (m)
Distancia mínima al suelo “d” en cruces con carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular	500	11,5
	230/220	8,5
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5,0
Cruce de líneas aéreas de baja tensión en grandes avenidas.	<1	5,6
	500	11,5

<b>Distancia mínima al suelo “d1” desde líneas que recorren avenidas, carreteras y calles</b>	230/220	8,0
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5,0
<b>Distancia mínima al suelo “d” en zonas de bosques de arbustos, áreas cultivadas, pastos, huertos, etc. siempre que se tenga el control de la altura máxima que pueden alcanzar las copas De los arbustos o huertos, localizados en la zona de servidumbre</b>	500	8,6
	230/220	6,8
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
<b>En áreas de bosques y huertos donde se dificulta el control absoluto del crecimiento de estas plantas y sus copas puedan ocasionar acercamientos peligrosos, se requiera el uso de maquinaria agrícola de gran altura o en cruces de ferrocarriles sin electrificar, se debe aplicar como distancia “e” estos valores</b>	<1	5,0
	500	11,1
	230/220	9,3
	115/110	8,6
	66/57,5	8,3
	44/34,5/33	8,1
<b>Distancia mínima vertical en el cruce “f” a los conductores alimentadores de ferrocarriles electrificados, teleféricos, tranvías y trolebuses</b>	13,8/13,2/11,4/7,6	8,1
	<1	7,5
	500	4,8
	230/220	3,0
	115/110	2,3
	66/57,5	2,0
<b>Distancia mínima vertical respecto del máximo nivel del agua “g” en cruce con ríos, canales navegables o flotantes adecuados para embarcaciones con altura superior a 2 m y menor de 7 m</b>	44/34,5/33	1,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	1,8
	<1	1,2
	500	12,9
	230/220	11,3
	115/110	10,6
<b>Distancia mínima vertical respecto del máximo nivel del agua “g” en cruce con ríos, canales navegables o flotantes, no adecuadas para embarcaciones con altura mayor a 2 m.</b>	66/57,5	10,4
	44/34,5/33	10,2
	13,8/13,2/11,4/7,6	10,2
	<1	9,6
	500	7,9
	230/220	6,3
<b>Distancia mínima vertical al piso en cruce por espacios usados como campos deportivos abiertos, sin infraestructura en la zona</b>	115/110	5,6
	66/57,5	5,4
	44/34,5/33	5,2
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,2
	<1	4,6
	500	14,6
	230/220	12,8

<b>de servidumbre, tales como graderías, Casetas o cualquier tipo de edificaciones ubicadas debajo de los conductores.</b>	115/110	12
	66/57,5	12
	44/34,5/33	12
	13,8/13,2/11,4/7,6	12
	<1	12
<b>Distancia mínima horizontal en cruce cercano a campos deportivos que incluyan infraestructura, tales como graderías, casetas o cualquier tipo de edificación asociada al campo deportivo.</b>	500	11,1
	230/220	9,3
	115/110	7,0
	66/57,5	7,0
	44/34,5/33	7,0
	13,8/13,2/11,4/7,6	7,0
	<1	7,0

Fuente: Tabla 43 de la Norma CENS [9].

#### 4.9.6. Zonas de servidumbre.

“La línea de distribución de energía eléctrica deberá tener una zona de seguridad o derecho de vía con la finalidad de prevenir inducciones eléctricas, afectaciones electromagnéticas con el entorno y facilitar la operación y el mantenimiento. Según esto, las distancias de la zona de servidumbre se establecen a continuación” [9]:

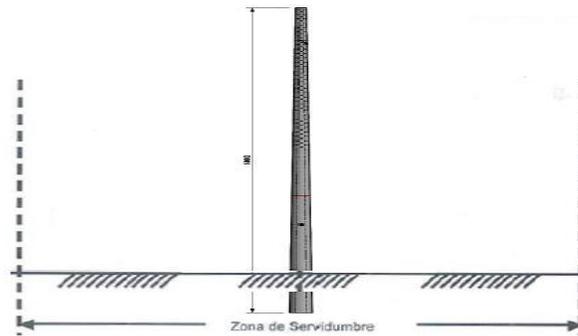
**Tabla 6. Ancho de la zona de servidumbre para líneas de transmisión, tabla 47 norma CENS.**

<b>Tipo de estructura</b>	<b>Tensión [kV]</b>	<b>Ancho mínimo [m]</b>
<b>Postes</b>	<b>34.5 / 13.2 / 7.62</b>	<b>10</b>

Fuente: Ajustada de la Tabla 47 norma CENS [9].

“Esta distancia del ancho de servidumbre es sugerida por CENS para redes rurales, a fin de preservar la seguridad, el aislamiento y facilitar el mantenimiento de la línea” [9]. Ver figura 3.

**Figura 3. Ancho de zona de servidumbre poste de 12 m. figura 11 cap. 2 norma CENS.**



Fuente: Ajustada de la Figura 11 norma CENS [9].

#### **4.9.7. Puesto a tierra.**

Como dice el RETIE en la norma CENS, el sistema de puesta a tierra está orientado hacia la seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética.

“La implementación de un sistema de puesta a tierra es objeto de todo tipo de instalaciones eléctricas, especialmente en apoyos o estructuras, que, ante una sobretensión temporal, puedan desencadenar una falla permanente a frecuencia industrial, entre la estructura puesta a tierra y la red” [9].

“Con el fin de garantizar la seguridad de las personas y la vida útil de todos los elementos que componen la vestida de los postes que soportan las redes de distribución de energía, el aterrizamiento de la estructura y el diseño o configuración de la puesta a tierra debe asegurar, en caso de falla, que las tensiones de paso y de contacto aplicadas al ser humano no superen las máximas permitidas, así como, mantener la equipotencialidad de todos sus elementos metálicos durante el impacto de descargas atmosféricas. Para un correcto aterrizamiento de las estructuras deberá utilizarse los conectores adecuados y ponerse especial cuidado en la conexión a tierra de los siguientes elementos” [10]:

Bajante de puesta a tierra (cable para conectar al sistema de puesta a tierra).

- ❖ Cruceta metálica.
- ❖ Pernos (tornillos) y anillos espaciadores.
- ❖ Viento o retenidas.
- ❖ Tipo de poste (Concreto, Fibra de Vidrio, Metálico, Madera). ✓ Configuración de puesta a tierra.

#### 4.9.7.1. Resistencia de puesta a tierra.

Como dice el RETIE, la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas. Por tal motivo puede tomarse los valores máximos de resistencia de puesta a tierra de la tabla a continuación [9]:

**Tabla 7. Valores de referencia de resistencia de puesta a tierra.**

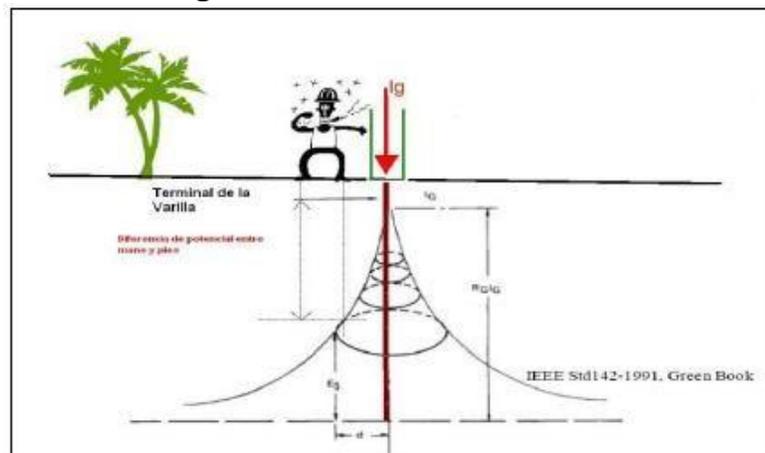
DESCRIPCIÓN.	NIVELES.	(OhmΩ).
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda.	> 57,5kV	20
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	>57,5kV	1
Subestaciones de media tensión.	1000 V-57,5kV	10
Protección contra rayos.	Todos los niveles	10
Punto neutro de acometidas en baja tensión.	<1000V	25
Redes para equipos electrónicos o sensibles.	<1000V	10

Fuente: Tabla 36 Norma CENS [9].

#### 4.9.7.2. Tensión de contacto.

“Es la tensión que se aplica al cuerpo que toca un equipo puesto a tierra, haciendo contacto con el suelo, cuando se disipa la corriente a tierra en las cercanías. La figura 6 ilustra este concepto” [10].

**Figura 4. Tensión de contacto.**

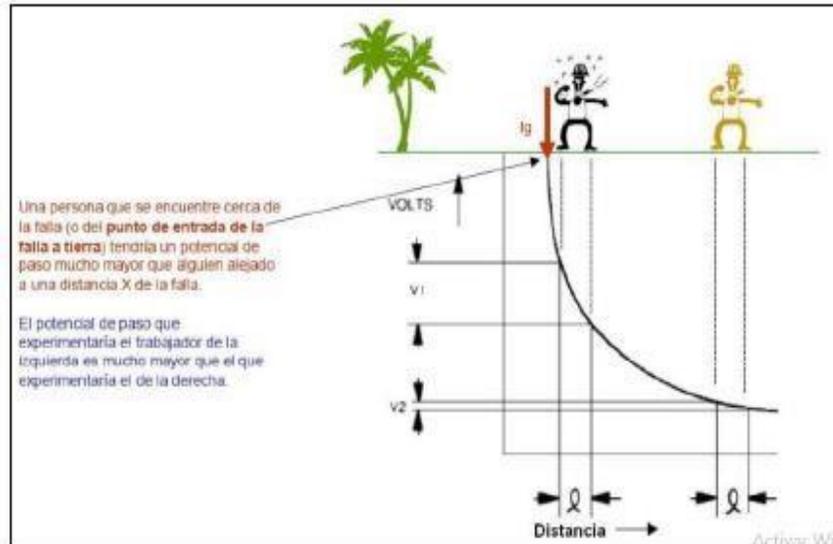


Fuente: Norma técnica EPM.

### 4.9.7.3. Tensión de paso

“Es la tensión que se aplica al cuerpo cuando los pies se encuentran a una distancia aproximadamente de 1 m, al disiparse corriente a tierra en las cercanías. La figura 7 ilustra este concepto” [10].

Figura 5. Tensión de paso.



Fuente: Norma técnica EPM.

## 4.10. DETALLE DE MATERIAL.

El diseño planteado para este proyecto será de tipo aéreo debido a que el circuito primario del sistema de distribución a enlazar tiene esas características. Como dice el RETIE agosto 30 del 2013, los materiales utilizados en cualquier tipo de instalación eléctrica deben dar cumplimiento a los requisitos establecidos por el RETIE capítulo 3 mediante un Certificado de Conformidad de Producto y demás requerimientos que este exija.

### 4.10.1. Templetes.

“Los templetes se instalarán libremente en zonas rurales, mientras que se prohíben la instalación de templetes director a tierra en esquinas de calles o vías donde interfieran con el tráfico peatonal o automotor. En caso tal que se permita, las retenidas o templetes deben quedar alineadas con el eje de la red o con la bisectriz del ángulo formado con los ejes de la línea” [4].

#### **4.10.1.1. Clasificación de templetes.**

- ❖ “Directo a tierra: su uso es muy frecuente en la construcción de redes. Para que el templete cumpla su función, la cabeza de la varilla de anclaje debe sobresalir entre 10 y 15 cm y la distancia horizontal al nivel del piso no debe ser menor de 1/3 de la altura de fijación del templete. En todas las retenciones poste a varilla de anclaje se instalarán, por seguridad aisladores tipo tensor de acuerdo con el nivel de tensión de la red”[4].
- ❖ “Cuerda de guitarra: retenida para casos muy especiales, ya que el poste tiende a deformarse y debe tenerse especial cuidado con el empotramiento de la vigueta de anclaje para que no se afloje el cable de acero”[5].
- ❖ “Poste a poste (o en stop): esta retención es la más aconsejada para el área urbana, se hace generalmente entre dos postes que pueden pertenecer al mismo circuito o circuitos diferentes, sin necesidad de postes adicionales”[5].
- ❖ “Pie de amigo: esta retención se usa cuando el sitio no permite la ubicación o permanencia de otro tipo de templete”[4].
- ❖ “De amarre (o columna o de riel)” [4].

#### **4.10.2. Estructuras.**

La estructura utilizada para soportar los conductores de la red eléctrica consta de un conjunto de elementos de sujeción, de equipos de protección y aislamiento, con el fin de asegurar el buen funcionamiento y el servicio a los usuarios finales.

- ❖ Poste de fibra de vidrio: Las redes eléctricas de este diseño estarán soportadas en apoyos de fibra de vidrio.  
“Los postes o estructuras en suspensión, pueden fabricarse en materiales sintéticos, siempre y cuando su resistencia de rotura sea mayor a 250 kgf, su montaje se haga en lugares de difícil acceso, en sus alrededores no se presente concentraciones de personas, su resistencia mecánica a la rotura supere la resultantes de las fuerzas que actúan sobre el poste en condiciones de menor temperatura y máximo viento y esté certificado para condiciones ambientales similares a las del sitio de instalación” [11].
- ❖ Equipos de protección: Dentro de los equipos de protección se encuentran los DPS o pararrayos, estos son los encargados de proteger la línea de las descargas atmosféricas, están conectados a una varilla de puesta a tierra mediante un conductor de aluminio con características para este fin. Los cortacircuitos también hacen parte de los equipos de protección, estos poseen un fusible el cual se encarga de limitar el flujo de corriente capaz de causar daño al sistema.
- ❖ Equipos de sujeción y aislamiento: Las crucetas metálicas son de material acero galvanizado y su función es sostener horizontalmente las líneas, las

crucetas deben cumplir con un tamaño específico para dar la separación mínima adecuada a cada nivel de tensión. Sobre las crucetas se colocan los aisladores, esto son los encargados de aislar las líneas de las estructuras o armados en cada poste. Se usan dependiendo del nivel tensión y el tipo de armado que hay en cada apoyo. Los aisladores usados en anclajes y fin de línea son diferentes a los usados en alineaciones y pequeños ángulos. Los aisladores podrán ser de porcelana, vidrio, poliméricos y otros materiales aislantes equivalentes siempre y cuando resistan las acciones de la intemperie. Se consideran herrajes a todos los elementos utilizados para la fijación de los aisladores a la estructura, del conductor al aislador, de cable de guarda a la estructura, de los templetes, los elementos de protección eléctrica de los aisladores y los accesorios del conductor. Los herrajes empleados en los circuitos de media tensión deben ser de acero galvanizado y el diseño adecuado a su función mecánica y eléctrica y deben resistir la acción corrosiva durante su vida útil.

#### **4.10.2.1. Poste.**

“En áreas urbanas de pública concurrencia, se podrán instalar subestaciones con transformador en poste, sin encerramiento adicional, siempre que no supere 250 KVA ni 800 kgf de peso, transformadores menores o iguales a 112,5 KVA y peso inferior a 600 kgf, se deben instalar en un solo poste de resistencia de rotura no menor a 510 kgf”[5]

#### **4.10.3. Conductores aéreos.**

“Este elemento es el más delicado de toda la red de distribución, ya que la calidad del servicio de energía depende de un conductor en buen estado. Los conductores deben estar debidamente aislados teniendo en cuenta las distancias mínimas de seguridad y de calibres apropiados, para que en la operación de la instalación no se generen calentamientos capaces de producir incendios. En áreas donde no se puedan garantizar las distancias mínimas de seguridad, deben utilizarse conductores aislados o semiaislados” [12].

#### **4.10.4. Equipos de protección y seccionamiento.**

“Todo transformador con tensión nominal superior a 1000 V debe protegerse por lo menos en el primario con protecciones de sobre-corriente, cuando se usen fusibles estos deben ser certificados y seleccionados de acuerdo con una adecuada coordinación de protecciones”[5].

“Los equipos de seccionamiento en redes de distribución eléctrica sirven para establecer y/o delimitar zonas de trabajo y para proteger el sistema en caso de

una falla. En distribución se usan como equipos de seccionamiento cortacircuitos, switches, interruptores y reconectores, principalmente” [12].

“Toda subestación tipo poste debe tener por lo menos en el lado primario del transformador protección contra sobrecorrientes y contra sobretensiones (DPS)” [5].

- a. “Toda instalación eléctrica para el uso final de la electricidad debe contar con protección automática contra sobrecorriente”[5].
- b. “Cada circuito debe ser provisto de un interruptor automático, que lo proteja de sobrecorrientes”[5].
- c. “La corriente de disparo del interruptor no debe superar la corriente a la cual el aislamiento del conductor o los equipos asociados, alcancen la temperatura máxima de operación permitida. No se debe cambiar el interruptor automático por uno de mayor capacidad que supera la cargabilidad de los conductores del circuito a proteger”[5].
- d. “El tablero donde se alojen los interruptores automáticos debe ser fácilmente accesible, es decir que no se requiera de elementos adicionales ni retirar obstáculos para poder acceder a él, debe permitir accionar manualmente los interruptores y el espacio de trabajo donde se localice el tablero debe tener las dimensiones adecuadas que permita la movilidad del operario que requiera retirar sus tapas, abrir sus puertas y sustraer, reparar o mantener sus componentes”[5].

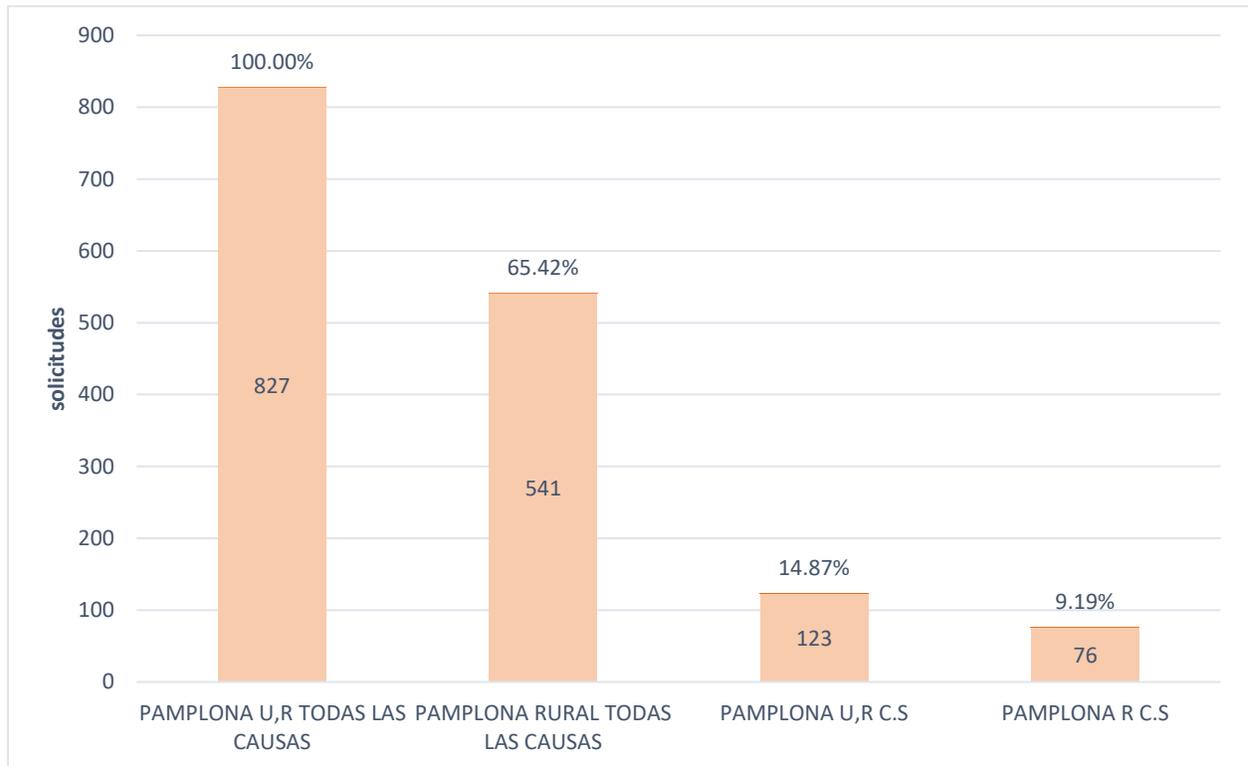
#### **4.10.5. Equipos de protección contra tensiones transitorias DPS.**

“Los DPS son dispositivos que protegen contra sobretensiones de origen interno y externo. La función de este elemento es limitar la tensión que puede aparecer en los bornes del sistema a proteger enviando a tierra las sobretensiones” [7].

## 5. ANÁLISIS Y RESULTADOS.

### 5.1. CONSULTAR BASE DE DATOS DE SOLICITUDES DE MEJORAMIENTO DEL SERVICIO DEL SECTOR RURAL EN CENS REGIONAL PAMPLONA.

Gráfica 1. Solicitudes en la regional Pamplona.



Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

Haciendo la revisión de la base de datos aportada por CENS, con registros desde el 15 de enero del 2020 hasta el 5 de abril del 2021, se han recibido un total de 827 solicitudes en la regional Pamplona. a partir de aquí se comenzó a analizar la información para tener una mejor visualización de la información concerniente a la calidad del servicio.

#### 5.1.1. Revisión de la base de datos de solicitudes de mejoramiento del servicio de los sectores rurales concernientes a CENS regional Pamplona.

**Figura 6.causa de la solicitud.**

N	O	P	Q	R	S	CC
CAUSA DE LA SOLICITUD	CAUSA (HOMOLOGACIÓN)	CUADRILLA	OT /PROCESO	TIPO DE RED	CRITICIDAD	CC

Vista de Hoja

Borrar filtro de "CAUSA (HOMOLOGACIÓN)"

Filtrar por color

Filtros de texto

Buscar

- Calidad de servicio
- Cambio equipo de línea
- Distancias de seguridad
- Fuga de aceite trafo
- Hincar/Deshincar poste
- Línea energizada
- Movimiento de redes
- Otros
- Podas
- Portafolio Trabajos a terceros por cotización
- POSTE DEFECTUOSO
- Presupuesto
- Reparar/Cambio poste
- Reposición de Red
- Reposición de trafo
- Retiro poste
- Retiro/Cambio templete
- Reubicar poste
- Reubicar red
- REVISION P.Q.R.
- REVISION GENERAL
- Siniestro
- Trabajos sobre la Red
- Tratamiento de abejas
- Varios
- (Vacías)

Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

El total de solicitudes registra varias causas, siendo 541 de estas del sector rural que equivalen a un 65.42% (541 solicitudes). dado que el análisis se va a enfocar en cuanto a calidad del servicio prestado se tiene que el 14.87% (123 solicitudes) corresponden a esta, ahora las relacionadas con el sector rural corresponden al 9.19% (76 solicitudes).

### 5.1.2. Cuantificar el número de solicitudes y clasificar por sectores.

Se hizo el filtro para cada uno de los municipios teniendo en cuenta la regional Pamplona, la población rural, con la causa de la calidad del servicio y se obtuvieron los datos que se presentan en la tabla 8.

**Tabla 8. Filtrado de la región de Pamplona, población rural, calidad del servicio.**

<b>MUNICIPIO</b>	<b>NÚMERO DE SOLICITUDES</b>
<b>Bochalema</b>	7
<b>Cácota</b>	1
<b>Chinácota</b>	16
<b>Chitagá</b>	1
<b>Durania</b>	12
<b>Herrán</b>	2
<b>Labateca</b>	5
<b>Mutiscua</b>	2
<b>Pamplona</b>	9
<b>Pamplonita</b>	5
<b>Silos</b>	1
<b>Toledo</b>	14
<b>Ragonvalia</b>	1
<b>Total</b>	76

Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

Respecto a las solicitudes que llegan las relacionadas con la regional Pamplona, rurales asociadas a la calidad del servicio estas representan aproximadamente el 9% de todas las solicitudes que CENS recibió en el lapso de tiempo mencionado anteriormente.

### **5.1.3. El sector a intervenir.**

Según CENS los municipios Chinácota, Toledo, Durania cuentan con análisis por parte de otro personal. Se selecciono siguiendo el orden por el número de solicitudes por lo tanto municipio de Bochalema fue el siguiente, que cuenta con siete solicitudes en cuatro circuitos diferentes, esta información se presenta en la tabla 9.

**Tabla 9. Calidad del servicio en el sector de Bochalema, rural.**

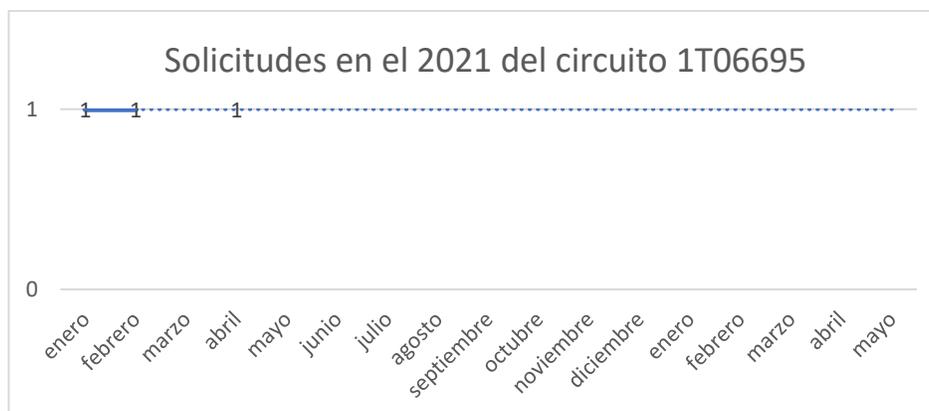
BARRIO	MUNICIPIO	CIRCUITO
Vda Naranjales	Bochalema	1T09971
Vda Peña viva	Bochalema	1T06743
Bochalema	Bochalema	1T07797
Vda Peña Viva	Bochalema	1T06743
Vda El Talco	Bochalema	1T06695
Vda El Talco	Bochalema	1T06695
Vda El Talco	Bochalema	1T06695

Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

Se intervino el circuito **1T06695**, se encuentra en la vereda El Talco del municipio de Bochalema, dado que es la que más reincidencia u observaciones ha tenido en el municipio, también teniendo en cuenta los informes de CENS, se pudo observar que dicho punto presentó interrupciones ,donde según se informa por la comunidad son cortes seguidos, donde, se tienen más de trece (13) registros de la red de MT con la siguiente observación, se presentó 23/12/2020 – re-cierre de las protecciones por 4 segundos a las 8:37 pm y por 6 segundos a las 8:38 pm.

Haciendo una proyección temporal de las solicitudes del circuito 1T6695.

**Gráfica 2. Información CENS. proyección de solicitudes en el 2021.**



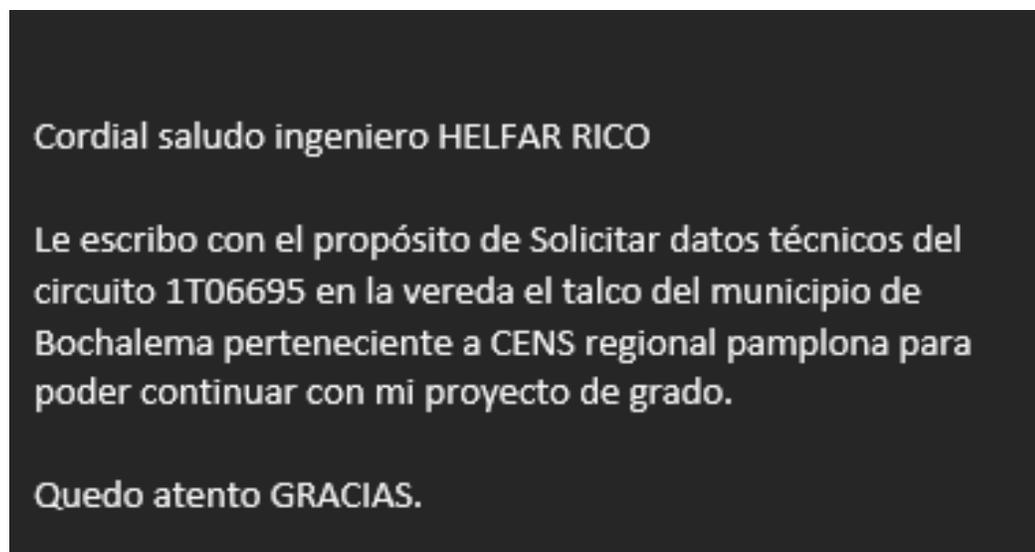
Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

Como se observa en la gráfica, la línea de tendencia durante todo el 2021 proyecta mínimo una solicitud cada mes, por lo tanto, este año se esperan aproximadamente 12.

## **5.2. CONSOLIDAR SOLICITUDES DE DATOS TÉCNICOS DEL CIRCUITO 1T06695 EN LA VEREDA EL TALCO DEL MUNICIPIO DE BOCHALEMA PERTENECIENTE A CENS REGIONAL PAMPLONA.**

### **5.2.1. Solicitar datos técnicos del circuito 1t06695 en la vereda El Talco del municipio de Bochalema perteneciente a CENS regional Pamplona.**

**Figura 7. Solicitud de datos técnicos del circuito 1T06695.**



Cordial saludo ingeniero HELFAR RICO

Le escribo con el propósito de Solicitar datos técnicos del circuito 1T06695 en la vereda el talco del municipio de Bochalema perteneciente a CENS regional pamplona para poder continuar con mi proyecto de grado.

Quedo atento GRACIAS.

Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

Por medio de un correo electrónico se solicitó la información del circuito 1T06695 en el sector de Bochalema, zona rural. Como podemos ver en la figura 6.

### **5.2.2. Analizar los datos técnicos del circuito 1t06695 en la vereda El Talco del municipio de Bochalema perteneciente a CENS regional Pamplona.**

La respuesta que se me dio por parte de CENS respecto a ese circuito la podemos observar con los datos básicos relevantes aportados en la tabla 10.

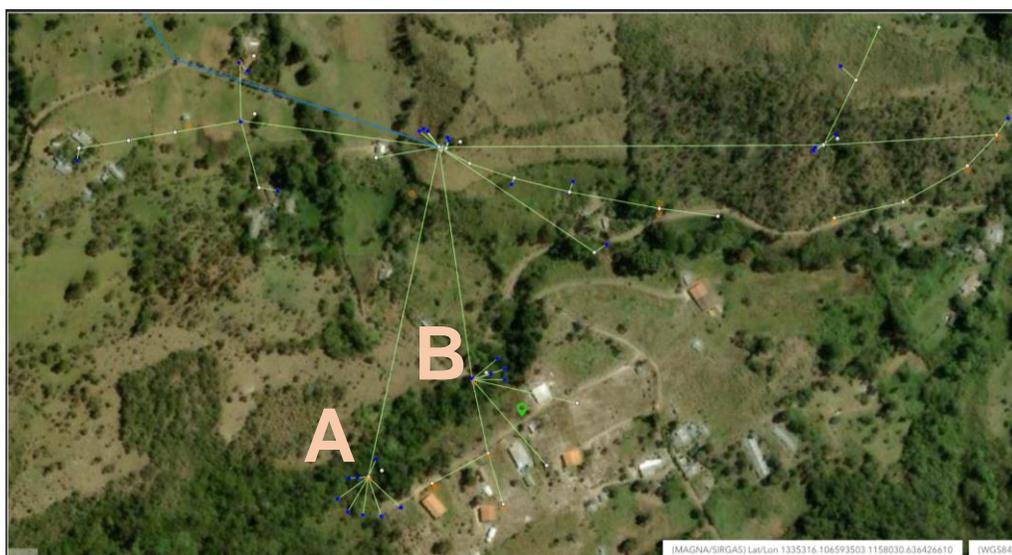
**Tabla 10. Información aportada por parte de CENS en el punto 1T06695.**

<b>Código</b>	<b>1T06695</b>
<b>Dirección</b>	VEREDA EL TALCO MPIO BOCHALEMA
<b>Alimentador</b>	PALBOCHALEMA
<b>Capacidad</b>	37.5KVA
<b>Marca</b>	ABB
<b>Usuarios</b>	331
<b>Tensión primaria</b>	13.2 KV
<b>Tensión secundaria</b>	240/120 V
<b>Número de Empresa</b>	23357
<b>Número de Serie</b>	359925
<b>Coordenadas</b>	1157994,2-1335101

Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

### 5.2.3. LEVANTAMIENTO TOPOLÓGICO DEL CIRCUITO 1T06695 EN LA VEREDA EL TALCO DEL MUNICIPIO DE BOCHALEMA PERTENECIENTE A CENS REGIONAL PAMPLONA.

**Figura 8. Vista satelital del circuito 1T06695.**



Fuente: Información CENS.

La información topológica presente en la figura 8 fue suministrada por CENS. Información actualizada de la fecha 23/09/2021 04:49 p. m.

En la imagen se pueden observar; la línea azul que representa la troncal Palbochalema que tiene voltaje de línea de 13.2 kv también se pueden apreciar las líneas verdes, estas representa el suministro distribuido en baja tensión a cada usuario como lo indican los puntos azules, en total hay 31 de estos que indican los usuarios existentes en este

circuito, de igual manera deja ver un auge en el crecimiento de demanda por nuevas construcciones esto se aprecia en donde se encuentra ubicado el punto de localización en color verde.

También se puede decir que donde esta demarcado con las letras A y B son puntos de demanda considerable por lo que son cabañas al contrario de los usuarios que están fuera de esta demarcación, además según CENS de allí es donde provienen las solicitudes de mejoramiento del servicio.

NOTA: la imagen satelital del circuito muestra la información topología hasta el día 23 de septiembre 2021 así la imagen del relieve este desactualizada.

### **5.3. ANALIZAR LOS DATOS DE LA SITUACIÓN REAL DEL CIRCUITO 1T06695 EN LA VEREDA EL TALCO DEL MUNICIPIO DE BOCHALEMA PERTENECIENTE A CENS REGIONAL PAMPLONA.**

El transformador de este circuito tiene una cargabilidad del 40.21 %(dato suministrado por CENS) con los 31 usuarios conectados.

#### **5.3.1. Análisis de parámetros eléctricos como regulación y caída de tensión que conllevan a riesgo de falla de equipos o riesgo de falla en infraestructura.**

Para analizar estos parámetros como porcentaje de cargabilidad se tienen en cuenta la carga de los 31 usuarios, esta se estima evaluando la ecuación de  $D_{max.div}$  con los valores de la tabla 11. Para luego hacer la comparación con los valores que registro la medición de CENS. seguidamente se debe realizar la evaluación para determinar la regulación y las pérdidas en la línea utilizando la ecuación 1 y la ecuación 2, estas ecuaciones dependen de un análisis más profundo ya que tienen en cuenta parámetros como el calibre del cable, la impedancia del cable, el factor de potencia y la constante  $K_G$  del conductor.

Estos cálculos se efectúan para los puntos de A y B pues se determinó según CENS que son los de mayor carga , luego se determinar el cumplimiento de la regulación y las perdidas según las normativas.

**Tabla 11. Constante de la curva de demanda máxima diversificada norma CENS.**

<b>Estrato socioeconómico</b>	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>
<b>2</b>	0.52	1.76	0.43

Fuente: Información adoptada de CENS.

La tabla 11 es adoptada de la norma CENS y modificada para el estrato 2, esta representa valores estimados por CENS para cada estrato y son aplicables en la ecuación 3.

Cálculo de la demanda máxima diversificada para 31 usuarios.

$$D_{max. div} = \left( \frac{1}{a \cdot N + b} + c \right) * N \quad (3)$$

$$\rightarrow D_{max. div} = \left( \frac{1}{0.52 * 8 + 1.76} + 0.43 \right) * 31$$

$$\rightarrow D_{max. div} = 15.063 KVA$$

Análisis:

$$37.5 KVA \rightarrow 100\%$$

$$15.063 KVA \rightarrow ?$$

Porcentaje de cargabilidad del transformador:

$$\%cargabilidad = \frac{15.063 * 100\%}{37.5} \quad (4)$$

$$\%cargabilidad = 40.16\%$$

Teniendo en cuenta que hay 13 usuarios en el sector las cabañas que cuentan con carga considerable y 18 usuarios que no tienen mayor carga, para efectos de cálculo los 31 usuarios en total en el circuito se consideran que son de un estrato socio-económico 2, se utilizó la ecuación encontrada en la norma CENS capítulo 2.10.2 donde se calculó la demanda máxima diversificada dando como resultado 15,063 KVA dándonos una cargabilidad de 40,16 % acercándose al valor que CENS tiene registrado que es de 40,21%.

Los puntos A y B son los puntos de derivación de los usuarios del sector las cabañas de la vereda El Talco que son los usuarios con inconvenientes en la prestación del servicio. según los informes los usuarios que no pertenecen al sector las cabañas no presentan inconvenientes con el servicio y no tienen carga considerable lo que supondría que se pueden catalogar de estrato nivel 1, por lo tanto, estos se omiten en el análisis en cuanto a la situación real y el rediseño de líneas de energía de estos usuarios.

Análisis para el punto A:

Del transformador al punto A hay una distancia de 300 m y 8 usuarios conectado a esta línea, en donde al calcular su demanda teóricamente se analizó su regulación y las

pérdidas de potencia en dicho punto comprobando que no cumple con los criterios mínimos.

Cálculo de la demanda máxima existente usando la ecuación 3 para el punto A:

$$D_{max. div} = \left( \frac{1}{a \cdot N + b} + c \right) * N \rightarrow D_{max. div} = \left( \frac{1}{0.52 \cdot 8 + 1.76} + 0.43 \right) * 8$$

$$D_{max. div} = 4.791 \text{KVA}$$

Cálculo de corriente nominal de la línea para el punto A:

$$I_{nom} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V} \quad (4)$$

$$I_{nom} = \frac{4.791 \text{KVA}}{\sqrt{3} \cdot 120 \text{V}} \rightarrow I_{nom} = 23.0524 \text{A}$$

El valor de fp del sistema se toma de:

$$fp = 0.9$$

Las características del calibre 2 son:

$$r = 0.623 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$XL = 0.148 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

El ángulo de desfase del sistema es:

$$\phi = \cos^{-1} fp \quad (5)$$

$$\phi = \cos^{-1} 0.9 \rightarrow \phi = 25.842^\circ$$

Cálculo del K<sub>G</sub>:

$$KG = (r \cos \phi + XL \sin \phi) \quad (6)$$

$$KG = (0.623 \cos 25.842 + 0.148 \sin 25.842)$$

$$KG = 0.625 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$K_G = KG * 100 \quad (7)$$

$$K_G = 0.625 * 100 \rightarrow K_G = 62.5$$

La potencia del sistema se toma como la demanda máxima diversificada para los usuarios existentes para el punto A.

$$S = D_{max. div} \rightarrow S = 4.791 \text{ KVA}$$

La longitud de la línea desde el trafo hasta el punto de derivación A:

$$L = 300m$$

Cálculo del momento eléctrico:

$$M = \frac{S \text{ KVA}}{L \text{ m}} \quad (8)$$

$$M = \frac{4.791}{300} \rightarrow M = 0.01597 \frac{\text{KVA}}{\text{m}}$$

Cálculo de la regulación de tensión de la línea para el punto A usando la ecuación 1:

$$R\% = F_c * \frac{K_G}{V_L^2} * M \rightarrow R\% = 1 * \frac{62.5}{120^2} * 0.01597 \rightarrow R\% = 6.241\%$$

Cálculo de la pérdida de potencia de la línea trifásica para el punto A usando la Ecuación 2:

$$PL\% = \frac{r * M}{V_L^2 * \cos \phi} * 100 \rightarrow PL\% = \frac{0.623 * 0.01597}{120^2 * \cos 25.842} * 100$$

$$\rightarrow PL\% = 6.910\%$$

Análisis para el punto B:

Del transformador hasta el punto B hay una distancia de 265 m donde se tiene conectado 5 usuarios. Se calculó teóricamente su demanda y se analizó su regulación y las pérdidas de potencia en dicho punto comprobando que no cumple con los criterios mínimos.

Cálculo de la demanda máxima existente para el punto B usando la ecuación 3.

$$D_{max. div} = \left( \frac{1}{a * N + b} + c \right) * N \rightarrow D_{max. div} = \left( \frac{1}{0.52 * 8 + 1.76} + 0.43 \right) * 5$$

$$\rightarrow D_{max. div} = 3.296 KVA$$

Cálculo de corriente nominal de la línea para el punto B usando la ecuación 4:

$$I_{nom} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} * V}$$

$$I_{nom} = \frac{3.296 KVA}{\sqrt{3} * 120V} \rightarrow I_{nom} = 15.862 A$$

El valor de fp del sistema se toma de:

$$fp = 0.9$$

Las características del calibre 2 son:

$$r = 0.623 \frac{\Omega}{km}$$

$$XL = 0.148 \frac{\Omega}{km}$$

El ángulo de desfase del sistema se calcula con la ecuación 5:

$$\phi = \cos^{-1} fp \rightarrow \phi = \cos^{-1} 0.9 \rightarrow \phi = 25.842^\circ$$

Cálculo del  $K_G$  con la ecuación 6 y 7:

$$KG = (r \cos\phi + XL \sin\phi) \rightarrow KG = (0.623 \cos 25.842 + 0.148 \sin 25.842)$$

$$\rightarrow KG = 0.625 \frac{\Omega}{km}$$

$$K_G = KG * 100 \rightarrow K_G = 0.625 * 100 \rightarrow K_G = 62.5$$

La potencia del sistema se toma como la demanda máxima diversificada para los usuarios existentes para el punto B.

$$S = D_{max. div} \rightarrow S = 3.296 KVA$$

La longitud de la línea desde el transformador hasta el punto de derivación B:

$$L = 265 m$$

Cálculo del momento eléctrico para el punto B usando la ecuación 8:

$$M = \frac{S \text{ KVA}}{L \text{ m}} \rightarrow M = \frac{3.296}{265} \rightarrow M = 0.0124 \frac{\text{KVA}}{\text{m}}$$

Cálculo de la regulación de tensión de la línea para el punto B usando la ecuación 1:

$$R\% = F_c * \frac{K_G}{V_L^2} * M \rightarrow R\% = 1 * \frac{62.5}{120^2} * 0.0124 \rightarrow R\% = 3.793\%$$

Cálculo de la pérdida de potencia de la línea trifásica para el punto B usando la ecuación 2:

$$PL\% = \frac{r * M}{V_L^2 * \cos \phi} * 100 \rightarrow PL\% = \frac{0.623 * 0.0124}{120^2 * \cos 25.842} * 100$$

$$\rightarrow PL\% = 4.2\%$$

Estos cálculos se hicieron teniendo en cuenta los usuarios actuales con la red existente justificando las anomalías que se presentan y la mejora en este circuito. En la tabla 11 se muestra el resumen del análisis previo.

**Tabla 12 resumen del análisis para los puntos A y B.**

punto	A	B
%regulación	6.24	3.79
%perdidas	6.91	4.2

Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

Teniendo en cuenta la información que se tiene en dicho circuito se calculó la regulación como está estipulado en la norma CENS capítulo 2.4 y también se calculó las pérdidas de potencia como dice la norma CENS capítulo 2.5 para las líneas, dándonos como resultado que no cumple, siendo esta una de las posibles causas del mal funcionamiento del circuito, que al no cumplir con la regulación no va a llegar la tensión adecuada a los equipos conectados para su óptimo funcionamiento, generando probablemente los daños o interrupción.

Teniendo como referencia dichos usuarios donde cuenta con sus respectivas distancias y usando un conductor eléctrico 2 AWG con una tensión de 120 V en donde sobre pasa el 3% de regulación de tensión que está estipulado en la norma CENS, siendo estas de 6.24% para el punto A, 3.79% para el punto B.

También teniendo en cuenta la norma CENS en donde se tiene en cuenta las pérdidas de la línea usando la misma información usada para calcular la regulación no cumple con lo estipulado en la norma que es del 2.35% para baja tensión. Al calcularlas nos dio como resultado 6.91% para el punto A, 4.2% para el punto B.

### **5.3.2. Describir las causas de la afectación de la calidad del servicio.**

Según CENS, el informe operativo diario emitido por el CDL(Centro de Distribución Local) en el INFORME OPERATIVO DIARIO, emitido por el CDL (Centro de Distribución Local) desde el 23 diciembre del 2020 hasta la fecha como lo indica el petente, en el circuito de media tensión (PALBOCHALEMA) y/o de baja tensión (1T06695) que alimenta el sector donde está ubicado el predio, se encontró trece (13) registro de la red en MT con la siguiente observación:

23/12/2020 – se presenta re-cierre de las protecciones por 4 segundos a las 8:37 pm y por 6 segundos a las 8:38 pm.

25/12/2020 – se presenta falla en la línea 34.5 kv por línea rota, se presenta interrupción a las 2:26 pm por 1 hora, a las 2:44 pm por 30 segundos mientras hacen traslado de carga para continuar con la prestación del servicio.

26/12/2020- se normaliza la carga con interrupción a las 2:49 am por 36 segundos. El mismo día se presenta re-cierre a las 4:34 pm por 6 segundos.

Los días 30 y 31 de diciembre del 2020 se deben la interrupción por consignas programadas y solo se evidencia un tiempo de 34 segundos mientras se traslada la carga de un alimentador al otro.

11/01/202 – se presenta ausencia de tensión por 1 minuto

Los días 16 y 17 de enero del 2021 se deben la interrupción por consignas programadas y solo se evidencia un tiempo de 54 segundos y luego 1 minuto mientras se traslada la carga de un alimentador al otro.

Según el análisis de regulación y pérdidas efectuado en el numeral 5.3.1 indica que la distancia y la carga que demandan estos usuarios también son causa para las interrupciones del servicio.

NOTA: la información anterior se puede ver en los ANEXOS figura 13 y figura 14.

## **5.4. REDISEÑO DEL CIRCUITO 1T06695 EN LA VEREDA EL TALCO DEL MUNICIPIO DE BOCHALEMA PERTENECIENTE A CENS REGIONAL PAMPLONA.**

### **5.4.1. Plan de mejoramiento.**

Para mejorar la calidad del servicio en la vereda El Talco, concretamente en el sector las cabañas ya que según CENS de allí se tienen las solicitudes, además en los datos que se registran es un sector con una carga considerable. Y a actualmente los costos debido a mantenimientos son elevados además del valor de mantenimiento programado.

**Tabla 13. costo de recorrido de mantenimiento por las solicitudes.**

<b>Título</b>	<b>Descripción</b>	<b>Tasa min</b>	<b>Tasa Max</b>	<b>Costo PU Min</b>	<b>Costo PU Max</b>	<b>Costo Min</b>	<b>Costo Max</b>
<b>Daños Eléctricos</b>	Indemnización a usuario por daños a electrodomésticos.	-	-	0	0	\$ -	\$ -
<b>Recorridos mantenimiento por solicitudes</b>	Costo de recorridos por solicitudes en calidad del servicio	3.00	9.00	\$414,045	\$414,045	\$1,242,135	\$3,726,405
<b>Total</b>						<b>1,242,135</b>	<b>3,726,405</b>

Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

En la tabla 13 está la información de los costos de recorrido de mantenimiento de las solicitudes hasta la presente se tienen 3 solicitudes en 4 meses es decir se proyectan 9 en el año esta proyección es estimada puede haber más como menos, además si se presentan daños eléctricos a los electrodomésticos deben incluirse.

**Tabla 14. Costos por mantenimiento programado y correctivo.**

<b>Situación Actual:</b>							
<b>Título</b>	<b>Descripción</b>	<b>Tasa min</b>	<b>Tasa Max</b>	<b>Costo PU Min</b>	<b>Costo PU Max</b>	<b>Costo Min</b>	<b>Costo Max</b>
<b>Recorridos por mantenimiento.</b>	Inspecciones programadas de mantenimiento	1.00	1.00	\$82,809	82,809	\$82,809	\$82,809
<b>Cuadrilla de mantenimiento correctivo de la empresa CENS.</b>	mantenimiento correctivo	3.00	6	\$67,033	67,033	\$201,099	\$402,198
<b>Total</b>						<b>\$283,908</b>	<b>\$485,007</b>

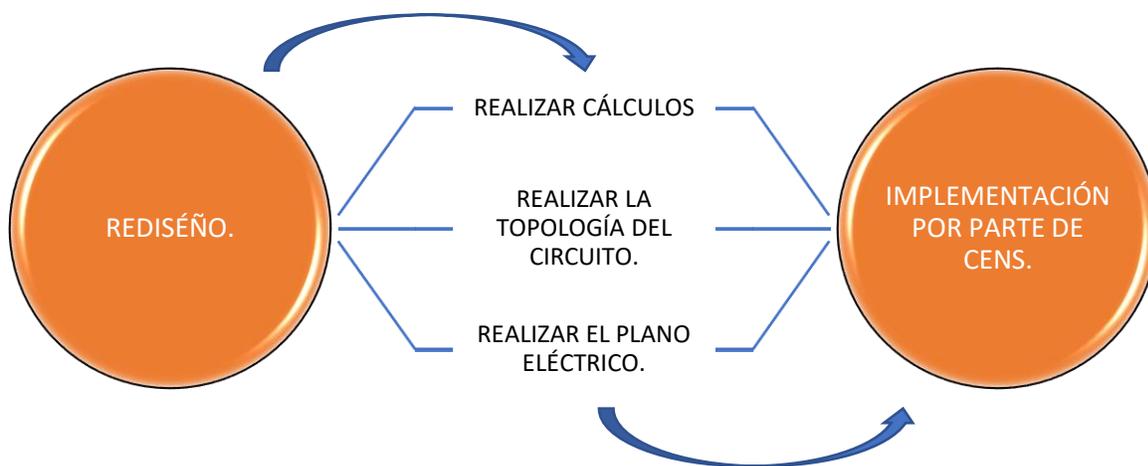
Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

En la tabla 14 se ven los costos por mantenimiento programado y por los correctivos hasta la actualidad hay una inspección programada de mantenimiento en el año además se tienen 3 mantenimientos correctivos en cuatro meses y se proyectan 6 en el año esta estimación anual no es precisa, ya que puede variar.

Para este diseño se esperan los costos únicamente de mantenimiento programado ya que según CENS debe realizarse uno cada año, además este proyecto está diseñado para mejorar en un 100% el servicio prestado por tanto no espera inconvenientes para mantenimiento correctivo y tampoco daños eléctricos a los usuarios.

El seguimiento o reportes se registran en el informe operativo diario, emitido por el CDL (Centro de Distribución Local) que es el encargado del seguimiento y control. El informe dicta si se requieren realizar cortes por mantenimiento correctivos.

Por lo tanto, el plan de mejoramiento para el circuito 1T06695 se presenta en el siguiente diagrama:



- REDISÉÑO.
  - REALIZAR CÁLCULOS
    - calcular la demanda máxima diversificada proyectarla a 15 años
    - Buscar un transformador con la potencia mayor a la de la carga.
    - Determinar el calibre del conductor con la potencia del transformador para la extensión del tramo en media tensión.
    - Seleccionar los dispositivos de protección para media tensión para media tensión.
    - Calcular la carga del usuario más alejado desde el transformador de Distribución.
    - Determinar el calibre del conductor en baja tensión con la potencia del usuario más alejado.
    - Seleccionar los dispositivos de protección para baja tensión.
  - REALIZAR LA TOPOLOGÍA DEL CIRCUITO.
  - REALIZAR EL PLANO ELÉCTRICO.
- IMPLEMENTACIÓN POR PARTE DE CENS.

#### **5.4.1.1. Desconectar los usuarios del sector las cabañas del transformador existente.**

La carga existente en este sector y la distancia considerable que hay en el trayecto impide el cumplimiento de la normativa.

#### **5.4.1.2. Extender la línea de media tensión hasta un lugar estratégico en el sector las cabañas.**

Al tener media tensión, se van reducir pérdidas y mejorar la regulación, por lo tanto, se va a ofrecer una mejor calidad del servicio.

- **Poste para media tensión.**

Este poste según la normativa debe medir 12 m o más.

- **Dimensionar un nuevo transformador para la distribución del servicio de energía en este sector.**

Para poder distribuir a los usuarios es necesario reducir el nivel de tensión que viene en el tramo proyectado que va a estar en media tensión.

- **Dimensionar el calibre del conductor para media tensión.**

Para que soporte la corriente nominal de la carga, en el caso del nuevo tramo de media tensión se dimensiona con la potencia del transformador para que al momento de que la cargabilidad sea del 100%, este calibre pueda soportar la corriente y no se requiera dimensionar de nuevo el calibre.

- **Protecciones en media tensión.**

Para un óptimo funcionamiento y reducir riesgos en el sistema es necesario utilizar: cortacircuitos, pararrayos y un sistema de puesta a tierra.

contra sobre corrientes se usan seccionadores tipo porta fusible tipo cañuela para, las protecciones contra sobre tensión serán DPS (descargadores de sobre tensión), poliméricos instaladas aguas debajo de la protección de sobre corriente y lo más cercano posible a los bujes del equipo de transformación.[15]

El valor máximo de la resistencia de puesta a tierra es de 10 ( $\text{Ohm}\Omega$ ), adoptado de la norma CENS capítulo 2.11.4 [9].

- **Protecciones en baja tensión.**

Para un óptimo funcionamiento y reducir riesgos en el sistema es necesario utilizar: “protecciones termo magnéticas en el arranque del tendido, es decir, en los conductores que, desde los bornes de baja tensión del transformador, salen hacia la distribución general y un sistema de puesta a tierra”[15].

El valor máximo de la resistencia de puesta a tierra es de 10 (OhmΩ) para equipos eléctricos o sensibles y para punto neutro de acometidas debe ser menor o igual a 25 (OhmΩ), adoptado de la norma CENS capítulo 2.11.4 .[9]

### 5.4.1.3. Transformador.

El sector las cabañas cuenta con 13 usuarios existentes, también cuenta con 6 edificaciones más que están en obra negra por lo tanto tendremos en cuenta 19 usuarios con un estrato socio-económico 2, para este diseño ya que son cabañas y cuentan con cargas considerables.

A continuación, se realizaran los cálculos eléctricos para su respectivo diseño.

Cálculo de la demanda máxima diversificada con la ecuación 3 para 19 usuarios, los datos a, b, c están en la tabla 10.

$$D_{max. div} = \left( \frac{1}{a * N + b} + c \right) * N \rightarrow D_{max. div} = \left( \frac{1}{0.52 * 8 + 1.76} + 0.43 \right) * 19$$

$$\rightarrow D_{max. div} = 9.8KVA$$

Para este diseño se proyecta a 15 años con una tasa de crecimiento de demanda de 3% datos conforme a CENS.

$$r = 3\%$$

$$\text{proyección de demanda máxima (n)} = 15 \text{ años}$$

cálculo:

$$D_{\text{máx proy}} = D_{\text{máx div}} * (1 + r)^n \quad (9)$$

$$D_{\text{máx proy}} = 9.8 * (1 + r)^{15}$$

$$D_{\text{máx proy}} = 15.27 \text{KVA}$$

Se tiene una demanda de 15.27 KVA dado que comercialmente no se encuentran transformadores con esta potencia, por lo que se selecciona un transformador que tenga una potencia superior a la calculada.

**Figura 9. Transformador tipo poste, trifásica. Imagen de referencia [17].**



Fuente: Fyil, transformador trifásico en aceite de 30 KVA.

Para no descompensar el sistema de la troncal en cualquiera de sus fases, el transformador requerido para este diseño es un transformador trifásico DY de 30 KVA, 13.2KV/240V/120V dado que los transformadores de 20 KVA. Son difíciles de conseguir comercialmente.

Porcentaje de cargabilidad:

$$S = 30 \text{ KVA} \rightarrow 100\% \\ S_{Dm\acute{a}x. \text{ proy}} = 15.27 \text{ KVA} \rightarrow \text{¿\%?}$$

$$\% \text{ cargabilidad} = \frac{15.27 \text{ KVA} * 100}{30} \quad (10) \\ \% \text{ cargabilidad} = 50.9\%$$

Este nuevo transformador va a contar con 19 usuarios conectados. Lo que determina una cargabilidad de 50.9%, proyectada a 15 años cumpliendo así la norma NTC 1340 ( $\pm 10\%$ ) del 100%.

#### **5.4.1.4. Análisis para el tramo del transformador 37.5 KVA hasta el de 30 KVA.**

Desde donde se encuentra el transformador existente hasta donde se proyecta el nuevo hay una distancia de 265 m.

##### **5.4.1.4.1. Cable media tensión.**

El calibre del cable se escoge dependiendo de la corriente nominal, según la normativa CENS capítulo 3.2 el mínimo calibre que se permite para distribución rural es el calibre 2 AWG.

Se tiene en cuenta la capacidad del transformador en este caso la potencia va a ser igual a:

$$S = 30 \text{ KVA}$$

Cálculo de corriente nominal de la línea con la ecuación 4 para el tramo :

$$I_{nom} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} * V}$$

$$I_{nom} = \frac{30 \text{ KVA}}{\sqrt{3} * 13.2 \text{ KV}} \rightarrow I_{nom} = 1.3121 \text{ A}$$

Se selecciona el calibre del conductor, 2 AWG que soporta 125 A lo que lo hace sobredimensionado a comparación con la corriente que se calculó de 1.3121 A.

#### 5.4.1.4.2. Protección en media tensión.

Como el calibre del cable es ACSR 2 AWG y soporta una corriente de 125 A contra sobre corrientes para este caso debe ser de 15 kV y 100 Amperios, las protecciones contra sobre tensión serán DPS de 12 kV y 10 kA, poliméricos.

“Cuando la red es la prolongación de una red principal de CENS S.A. E.S.P., no se requiere la instalación de cortacircuitos en el punto de arranque siempre que se mantenga el mismo tipo de conductor y calibre” [6].

#### 5.4.1.4.3. Regulación y pérdidas de potencia para el tramo en media tensión.

A continuación, se calcula la regulación y pérdidas de potencia para el tramo de media tensión que va desde el transformador ya existente y este nuevo el cual debe sumarse a la regulación de la troncal.

Cálculo de la carga para determinar la regulación y las pérdidas en la línea:

El valor de  $f_p$  del sistema se toma de:

$$f_p = 0.9$$

Las características del calibre 2 son:

$$r = 0.623 \frac{\Omega}{km}$$

$$XL = 0.148 \frac{\Omega}{km}$$

Utilizando la ecuación 5 se calcula el ángulo de desfase del sistema:

$$\phi = \cos^{-1} f_p \rightarrow \phi = \cos^{-1} 0.9 \rightarrow \phi = 25.842^\circ$$

Cálculo del  $K_G$  con la ecuación 6 y 7:

$$KG = (r \cos\phi + XL \sin\phi) \rightarrow KG = (0.623 \cos 25.842 + 0.148 \sin 25.842)$$

$$\rightarrow KG = 0.625 \frac{\Omega}{km}$$

$$K_G = KG * 100 \rightarrow K_G = 0.625 * 100 \rightarrow K_G = 62.5$$

La longitud de la línea desde el transformador de 37.5KVA existente hasta el punto del nuevo transformador de 30KVA:

$$L = 265m$$

Cálculo del momento eléctrico con la ecuación 8:

$$M = \frac{S \text{ KVA}}{L \text{ m}} \rightarrow M = \frac{30}{265} \rightarrow M = 0.1132 \frac{\text{KVA}}{\text{m}}$$

Cálculo de la regulación de tensión de la línea para el tramo utilizando la ecuación 1:

$$R\% = F_c * \frac{K_G}{V_L^2} * M \rightarrow R\% = 1 * \frac{62.5}{13200^2} * 0.1132 \rightarrow R\% = 0.003\%$$

Cálculo de la pérdida de potencia de la línea para el tramo utilizando la ecuación 2:

$$PL\% = \frac{r * M}{V_L^2 * \cos \phi} * 100 \rightarrow PL\% = \frac{0.623 * 0.1132}{13200^2 * \cos 25.842} * 100$$

$$\rightarrow PL\% = 0.003\%$$

Resumen:

**Tabla 15. resumen del análisis del tramo.**

Media tensión	tramo
%regulación	0.003
%perdidas	0.003

Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

se calculó la regulación y las pérdidas de potencia para la línea, dándonos como resultado que cumple con lo que dice la norma.

Teniendo como referencia dichos usuarios y usando un conductor eléctrico 2 AWG con una tensión de 13.2 KV en donde cumple con el 1% de regulación de tensión que está estipulado en la norma CENS, siendo estas de 0.003% para el tramo.

También teniendo en cuenta la norma CENS en donde se tiene en cuenta las pérdidas de la línea usando la misma información usada para calcular la regulación, cumple con lo estipulado en la norma que es del 1% para media tensión. Al calcularla dio como resultado 0.003% para el tramo.

#### 5.4.1.5. Análisis desde el nuevo transformador hasta el usuario más alejado.

Del transformador hasta dicho usuario hay una distancia de 240 m. tomando como referencia la curva de demanda diversificada de CENS, para un usuario rural dicha demanda es de 0.88 KVA.

Se toma la potencia como la carga de dos usuarios para sobredimensionarla ya que son cabañas se considera como un usuario nivel 2, para fines prácticos la potencia va a ser:

Utilizando la ecuación 3 se calcula la potencia para 2 usuarios.

$$D_{max.div} = \left( \frac{1}{a * N + b} + c \right) * N \rightarrow D_{max.div} = \left( \frac{1}{0.52 * 8 + 1.76} + 0.43 \right) * 2$$

$$\rightarrow D_{max.div} = 1.57KVA$$

$$S = 1.57KVA$$

##### 5.4.1.5.1. Cable baja tensión.

Cálculo de corriente nominal de la línea para el usuario más lejano utilizando la ecuación 4:

$$I_{nom} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} * V}$$

$$I_{nom} = \frac{1.57KVA}{\sqrt{3} * 120V} \rightarrow I_{nom} = 7.57A$$

Se selecciona el calibre 2 AWG que soporta 125 A, ya que si se elige un calibre menor no cumple con el factor de ajuste que dicta la norma, también en la simulación no cumple con la regulación y el porcentaje de pérdidas de potencia.

##### 5.4.1.5.2. Protecciones en baja tensión.

protecciones termo magnéticas en el arranque del tendido que se accionen con una corriente menor a 125 A y un sistema de puesta a tierra con una resistencia menor a 10 (OhmΩ).[9]

El valor de fp del sistema se toma de:

$$fp = 0.9$$

Las características del calibre 2 son:

$$r = 0.623 \frac{\Omega}{km}$$

$$XL = 0.148 \frac{\Omega}{km}$$

El ángulo de desfase del sistema se calcula con la ecuación 5:

$$\phi = \cos^{-1}fp \rightarrow \phi = \cos^{-1}0.9 \rightarrow \phi = 25.842^\circ$$

Calculó del  $K_G$  con la ecuación 6 y 7:

$$KG = (r \cos\phi + XL \sen\phi) \rightarrow KG = (0.623 \cos 25.842 + 0.148 \sen 25.842)$$

$$\rightarrow KG = 0.625 \frac{\Omega}{km}$$

$$K_G = KG * 100 \rightarrow K_G = 0.625 * 100 \rightarrow K_G = 62.5$$

La potencia del sistema se toma como la demanda máxima diversificada para los dos usuarios.

$$S = Dmax. div \rightarrow S = 1.57KVA$$

La longitud de la línea desde el transformador hasta el último usuario es:

$$L = 240m$$

Calculó del momento eléctrico con la ecuación 8:

$$M = \frac{S KVA}{L m} \rightarrow M = \frac{1.57}{240} \rightarrow M = 0.0066 \frac{KVA}{m}$$

Cálculo de la regulación de tensión de la línea con la ecuación 1:

$$R\% = F_c * \frac{K_G}{V_L^2} * M \rightarrow R\% = 1 * \frac{62.5}{120^2} * 0.0066 \rightarrow R\% = 1.640\%$$

Calculó de la pérdida de potencia de la línea con la ecuación 2:

$$PL\% = \frac{r * M}{V_L^2 * \cos \phi} * 100 \rightarrow PL\% = \frac{0.623 * 0.0066}{120^2 * \cos 25.842} * 100$$

$$\rightarrow PL\% = 1.816\%$$

Teniendo en cuenta los criterios de la normativa, los cálculos realizados cumplen satisfactoriamente.

**Tabla 16. resumen de los cálculos desde el transformador 30KVA hasta el usuario más alejado.**

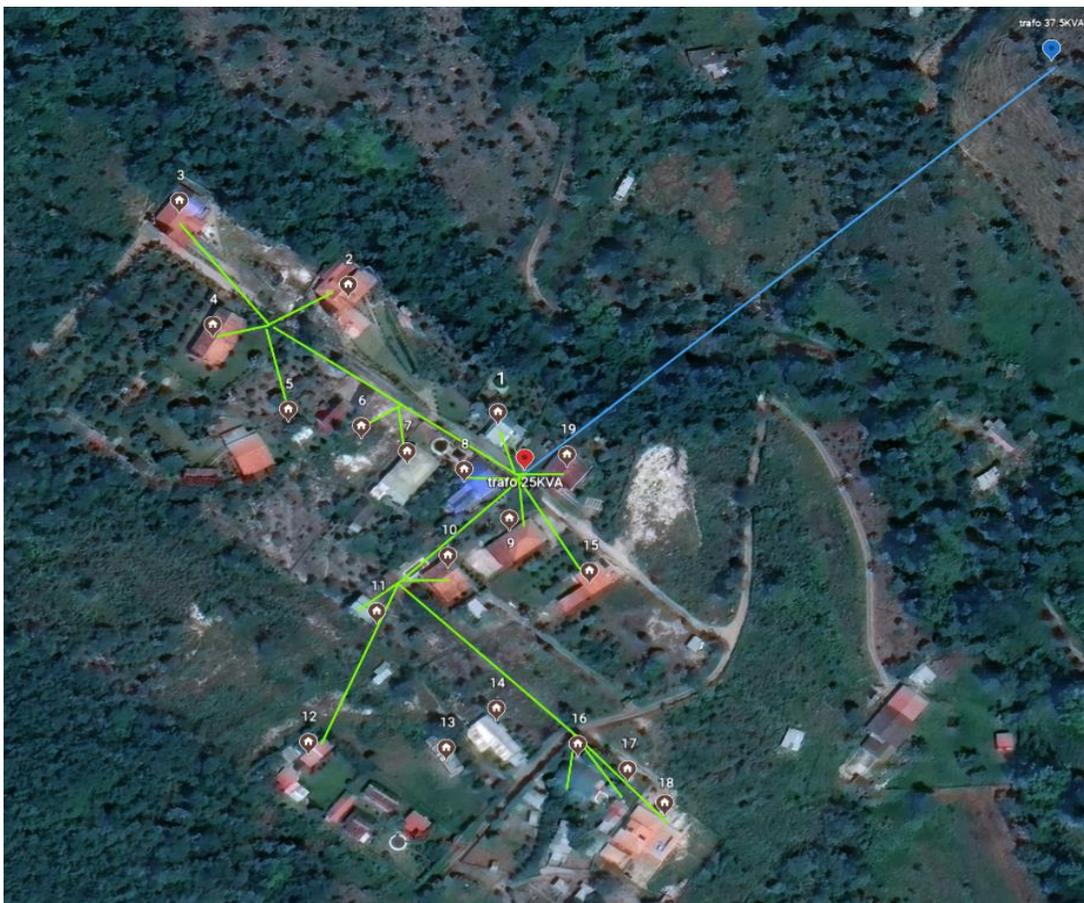
punto	tramo
%regulación	1.640
%perdidas	1.816

Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

#### 5.4.2. Planos.

##### 5.4.2.1. Plano topológico del circuito.

**Figura 10. Topología del circuito.**

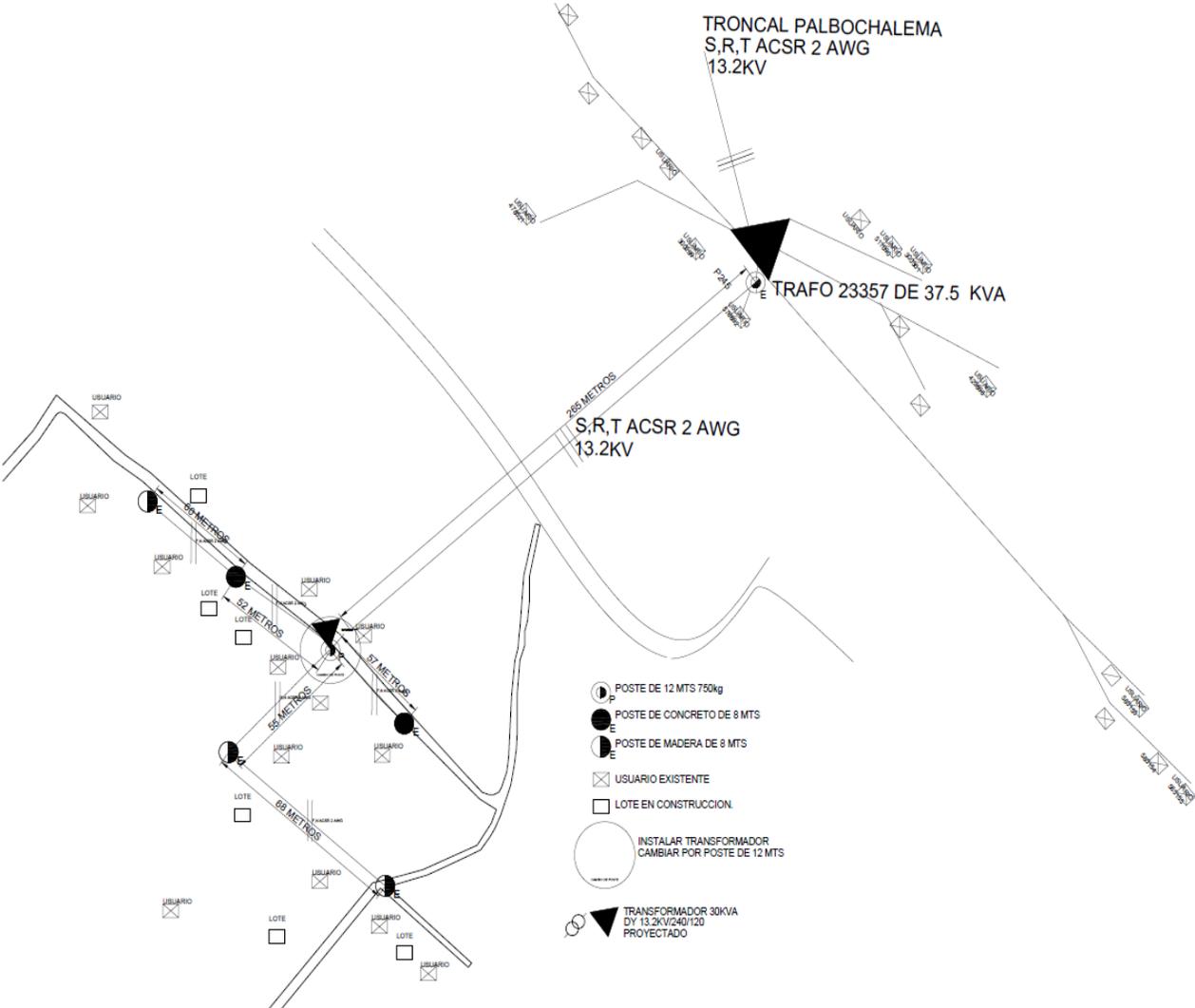


Fuente: Google Earth, elaborado por el autor.

La topología del circuito permite distribuir la carga de los usuarios de manera equitativa, para el diseño de este sector, la línea azul representa el tramo en media tensión, y la línea verde para la parte de baja tensión como se puede observar en la figura 10.

**5.4.2.2. Plano eléctrico**

**Figura 11. PLANO ELÉCTRICO DEL DISEÑO.**



Fuente: AUTO-CAD, elaborado por el autor.

El diseño del plano eléctrico se hizo con ayuda del software AUTOCAD, teniendo en cuenta las convenciones de la norma CENS.

### **5.4.3. Presupuesto del diseño.**

#### **5.4.3.1. Costo.**

#### **Artículo 137. Reparaciones por falla en la prestación del servicio**

“La falla del servicio da derecho al suscriptor o usuario, desde el momento en el que se presente, a la resolución del contrato, o a su cumplimiento con las siguientes reparaciones”[18]:

“137.1. A que no se le haga cobro alguno por conceptos distintos del consumo, o de la adquisición de bienes o servicios efectivamente recibidos, si la falla ocurre continuamente durante un término de quince (15) días o más, dentro de un mismo período de facturación. El descuento en el cargo fijo opera de oficio por parte de la empresa”[18].

“137.2. A que no se le cobre el servicio de recolección, transporte y disposición final de residuos sólidos, si en cualquier lapso de treinta días la frecuencia de recolección es inferior al cincuenta por ciento (50%) de lo previsto en el contrato para la zona en la que se halla el inmueble”[18].

“137.3. A la indemnización de perjuicios, que en ningún caso se tasarán en menos del valor del consumo de un día del usuario afectado por cada día en que el servicio haya fallado totalmente o en proporción a la duración de la falla; más el valor de las multas, sanciones o recargos que la falla le haya ocasionado al suscriptor o usuario; más el valor de las inversiones o gastos en que el suscriptor o usuario haya incurrido para suplir el servicio”[18].

La indemnización de perjuicios no procede si hay fuerza mayor o caso fortuito.

“No podrán acumularse, en favor del suscriptor o usuario, el valor de las indemnizaciones a las que dé lugar este numeral con el de las remuneraciones que reciba por las sanciones impuestas a la empresa por las autoridades, si tienen la misma causa. Con la situación actual el operador de red” [18].

También los costos de inversión y de mantenimiento correctivo.

#### **5.4.3.2. Riesgo.**

Con la situación actual, CENS está en riesgo a las sanciones por los daños ocasionados a sus suscriptores/usuarios y/o terceros, por las fallas en la prestación del servicio, también por los gastos por inversión que se generan por mantenimiento correctivo como

es el caso. es así que este plan de mejoramiento sería ideal para cumplir con lo indicado por la CREG. Además del numeral anterior del artículo 137 de la ley 142 de 1994.

#### 5.4.3.3. Desempeño.

“La comisión de regulación de energía y gas mediante la resolución 015 de 2018 estableció la metodología, fórmulas tarifarias y otras disposiciones para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, esta resolución aplica a todos los operadores de red que prestan el servicio de distribución” [16].

“La CREG con la resolución 015 busca incentivar económicamente a los Operadores de Red que realicen inversiones a la infraestructura eléctrica, de este modo CENS presenta un plan de inversión para un periodo tarifario que comprende desde el año 2019 hasta el año 2023, allí se designan recursos económicos para modernizar y expandir las redes de distribución del departamento de Norte de Santander con el fin de continuar prestando un servicio de calidad a sus usuarios”[16].

#### 5.4.3.4. Presupuesto estimado en unidades constructivas.

Teniendo en cuenta lo establecido en la resolución CREG 015 de 2018, se realiza la estimación de los costos en unidades constructivas de los elementos requeridos para este diseño, tanto para reutilizar el mismo cable que esta para baja tensión, así como para cable nuevo.

Presupuesto con las unidades constructivas utilizando mismo cable de baja tensión para media tensión tabla 17:

**Tabla 17. Presupuesto estimado en unidades constructivas reutilizando el conductor existente.**

UC	Descripción	Cantidad	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
N2L75	Poste de PRFV de 12 m 750 kg - retención	1	\$6,029,000.00	\$6,029,000.00
N1T48	Transformador Aéreo Trifásico rural de 30 KVA	1	\$8,767,000.00	\$8,767,000.00
N2EQ9	Cortacircuitos 15 kV monofásico	6	\$484,000.00	\$2,904,000.00
N2EQ14	Pararrayos monofásicos	6	\$482,000.00	\$2,892,000.00
N2L137	Sistema de puesta a tierra diseño típico	2	\$270,000.00	\$540,000.00
N2L81	km de conductor (3 fases) ACSR 2 AWG	0	\$12,347,000.00	\$ -

<b>total</b>	<b>\$21,132,000.00</b>
--------------	------------------------

Fuente: Información CREG. Elaborado por el autor.

Presupuesto con las unidades constructivas utilizando cable nuevo para media tensión tabla 18:

**Tabla 18. Presupuesto estimado en unidades constructivas reutilizando el conductor existente.**

UC	Descripción	Cantidad	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
<b>N2L75</b>	Poste de PRFV de 12 m 750 kg - retención	1	\$6,029,000.00	\$6,029,000.00
<b>N1T48</b>	Transformador Aéreo Trifásico rural de 30 KVA	1	\$8,767,000.00	\$8,767,000.00
<b>N2EQ9</b>	Cortacircuitos 15 kV monofásico	6	\$484,000.00	\$2,904,000.00
<b>N2EQ14</b>	Pararrayos monofásicos	6	\$482,000.00	\$2,892,000.00
<b>N2L137</b>	Sistema de puesta a tierra diseño típico	2	\$270,000.00	\$540,000.00
<b>N2L81</b>	km de conductor (3 fases) ACSR 2 AWG	0.72	\$12,347,000.00	\$8,889,840.00
<b>total</b>				<b>\$30,021,840.00</b>

Fuente: Información CREG. Elaborado por el autor.

#### 5.4.3.5. Presupuesto estimado general.

Los valores que se mencionan a continuación son establecidos conforme a CENS en cuanto a mano de obra y materiales requeridos para este diseño.

Presupuesto general utilizando mismo cable de baja tensión para media tensión:

**Tabla 19. Presupuesto estimado utilizando el cable existente.**

Descripción	Cantidad	MATERIAL	MANO DE OBRA	VALOR TOTAL
		VALOR UNITARIO	VALOR UNITARIO	
<b>Poste de PRFV de 12 m 750 kg - retención</b>	1	\$2,265,015.59	\$192,278.00	\$2,457,293.59

<b>Transformador Aéreo Trifásico rural de 30 KVA</b>	1	\$5,369,755.00	\$487,307.00	\$5,857,062.00
<b>Cortacircuitos 15 kV monofásico</b>	6	\$116,876.94	\$44,812.00	\$9970,133.65
<b>Pararrayos monofásicos</b>	6	\$95,887.44	\$171,900.00	\$1,606,724.65
<b>Sistema de puesta a tierra diseño típico</b>	2	\$163,186.98	\$60,716.00	\$447,805.96
<b>km de conductor (3 fases) ACSR 2 AWG</b>	0	\$1,686.61	\$1,600.00	-
<b>total</b>				\$11,339,232.85

Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

Presupuesto general utilizando cable nuevo:

**Tabla 20. presupuesto estimado utilizando cable nuevo.**

Descripción	Cantidad	MATERIAL	MANO DE OBRA	VALOR TOTAL
		VALOR UNITARIO		
<b>Poste de PRFV de 12 m 750 kg - retención</b>	1	\$2,265,015.59	\$192,278.00	\$2,457,293.59
<b>Transformador Aéreo Trifásico rural de 30 KVA</b>	1	\$5,369,755.00	\$487,307.00	\$5,857,062.00
<b>Cortacircuitos 15 kV monofásico</b>	6	\$116,876.94	\$44,812.00	\$9970,133.65
<b>Pararrayos monofásicos</b>	6	\$95,887.44	\$171,900.00	\$1,606,724.65
<b>Sistema de puesta a tierra diseño típico</b>	2	\$163,186.98	\$60,716.00	\$447,805.96
<b>km de conductor (3 fases) ACSR 2 AWG</b>	0.72	\$1,686.61	\$1,600.00	\$2,366,359.82
<b>total</b>				\$13,705,592.68

Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

NOTA: El presupuesto de este diseño tienen no en cuenta los costos de reubicación y desmontaje de las estructuras existentes en el sector.

#### 5.4.3.6. Utilidad .

La utilidad y reconocimiento económico del proyecto está basado en la resolución CREG 015 de 2018.

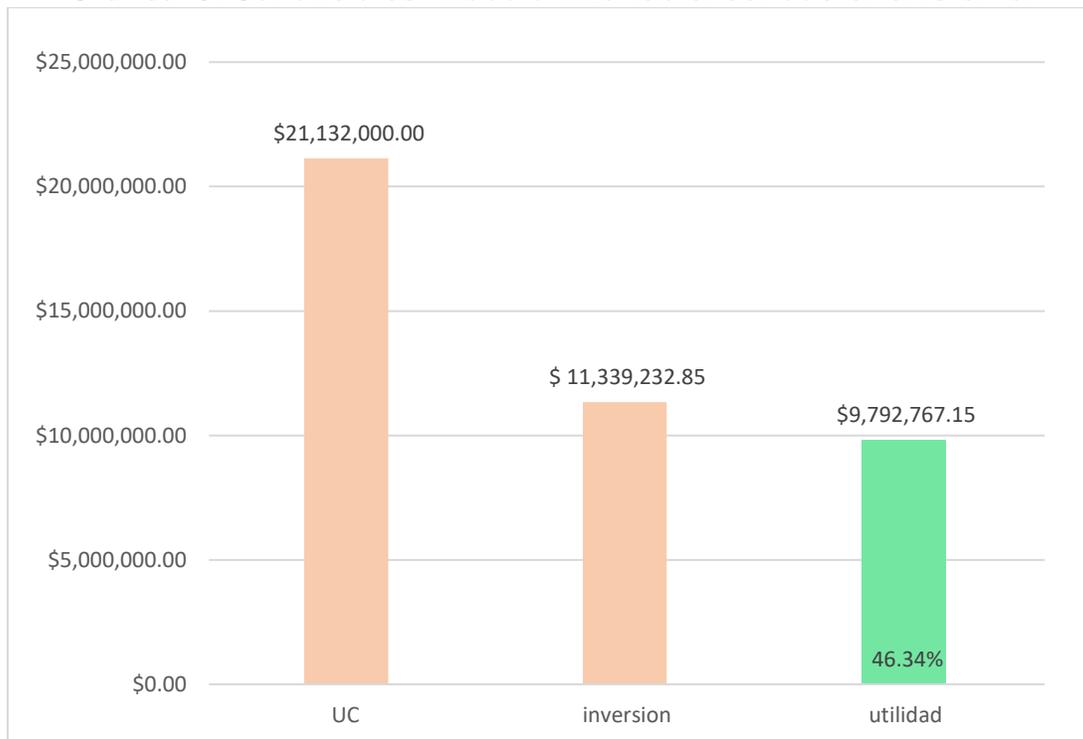
**Tabla 21. Utilidad al utilizar el conductor existente.**

<b>VALOR DEL PRESUPUESTO ESTIMADO GENERAL</b>	\$ 11,39,232.85
<b>VALOR DEL PRESUPUESTO ESTIMADO EN UC</b>	\$ 21,132,000.00
<b>UTILIDAD DEL PROYECTO</b>	\$ 9,792,767.15

Fuente: Elaborado por el autor.

El resultado del presupuesto general es menor que el valor del presupuesto en unidades constructivas, por lo tanto, si la empresa ejecuta este diseño se beneficiara con la remuneración tal y como lo establece la CREG.

**Gráfica 3. Ganancia estimada utilizando el conductor existente.**



Fuente: Elaborado por el autor.

La ejecución de este proyecto tiene una ganancia de más de 9 millones de pesos, además los usuarios del sector no se verán afectados con interrupciones de energía logrando así que no se generen multas a CENS.

También se tiene en cuenta la remuneración de este diseño con un nuevo conductor, la utilidad en este caso se observa en la tabla 18.

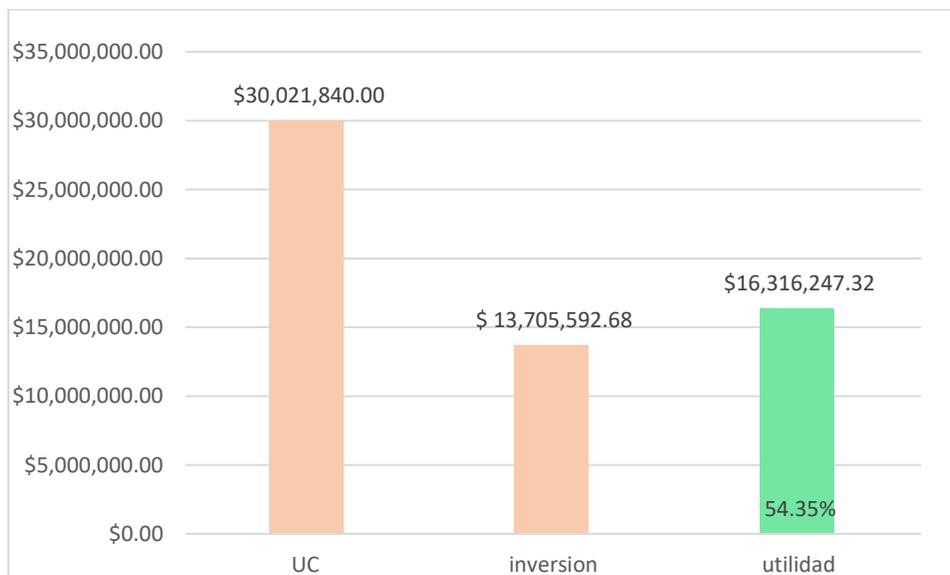
**Tabla 22. Utilidad al utilizar un conductor nuevo.**

<b>VALOR DEL PRESUPUESTO ESTIMADO GENERAL</b>	\$ 13,705,592.68
<b>VALOR DEL PRESUPUESTO ESTIMADO EN UC</b>	\$ 30,021,840.00
<b>UTILIDAD DEL PROYECTO</b>	\$16,316,247.32

Fuente: Elaborado por el autor.

La ejecución de este proyecto con conductor nuevo tiene una ganancia de más de 16 millones de pesos COP siendo una ganancia apreciable ya que es más del 50% de utilidad.

**Gráfica 4. Ganancia estimada utilizando un conductor nuevo.**



Fuente: Elaborado por el autor.

Las dos opciones son viables y dan la solución requerida a los inconvenientes según el análisis del diseño, las dos opciones permiten el uso continuo del suministro de energía por lo tanto se mejora la calidad del servicio.

#### **5.4.4. Metodología de CENS costo, riesgo y desempeño.**

Para determinar la mejor opción se tiene en cuenta la plantilla de costo, riesgo, desempeño de CENS, para la simulación de la situación actual, alternativa 1 y alternativa 2 los datos requeridos son:

Donde:

Alternativa 1 o situación futura 1: utilizando el conductor de baja tensión para media tensión.

Alternativa 2 o situación futura 2: utilizando el conductor nuevo para media tensión.

**Tabla 23. Datos requeridos para la simulación.**

Situación		Actual	Alternativa 1	Alternativa 2
<b>El costo del proyecto</b>		\$0	\$11,339,233	\$13,705,593
<b>costos</b>	Costo mínimo	\$82,809	\$82,809	\$82,809
	Costo máximo	\$82,809	\$82,809	\$82,809
<b>riesgos</b>	Costo mínimo	\$1,242,135	0	0
	Costo máximo	\$3,726,405	0	0
<b>Desempeño</b>	Costo mínimo	0	\$21,977,280	\$31,222,714
	Costo máximo	0	\$21,977,280	\$31,222,714

Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

Los costos se determinaron teniendo en cuenta el valor de los recorridos por mantenimiento, el costo de los riesgos por recorridos de mantenimiento debido a las solicitudes, y el desempeño por la remuneración de las unidades constructivas por administración y mantenimiento. Estos valores se tomaron conforme a CENS y la CREG.

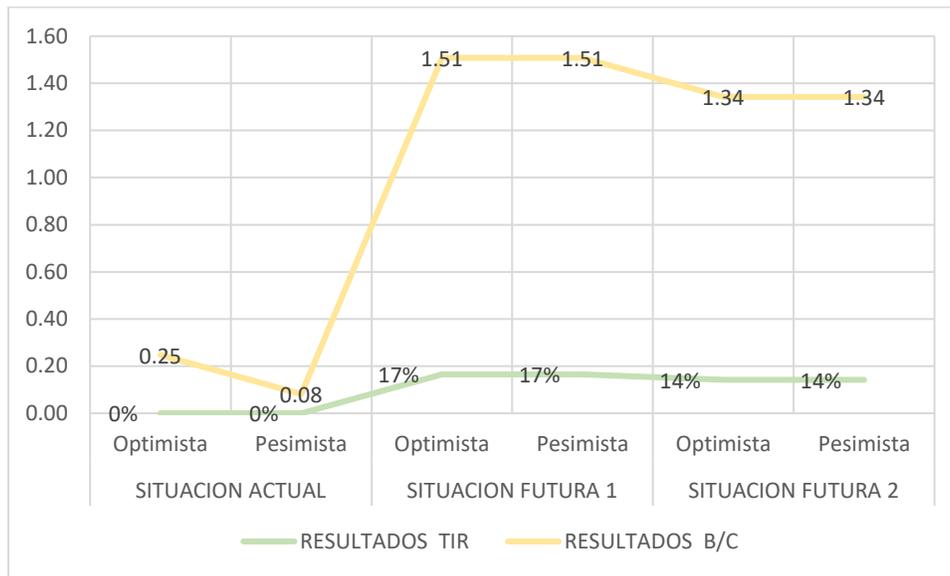
**Tabla 24. Resultados de la plantilla costo, riesgo y desempeño.**

RESULTADOS								
SITUACIÓN		VPN Costo	VPN Riesgo	VPN Desempeño	VPN Inversión	VPN Neto	TIR	B/C
<b>ACTUAL</b>	<b>Optimista</b>	-2,929,542	-12,794,500	3,893,034	0	-11,831,008	-	0.25
	<b>Pesimista</b>	-5,489,615	-42,177,800	3,893,034	0	-43,774,381	-	0.08
<b>ALTERNATIV A 1</b>	<b>Optimista</b>	-937,284	0	18,512,119	-11,339,233	6,235,602	17%	1.51
	<b>Pesimista</b>	-937,284	0	18,512,119	-11,339,233	6,235,602	17%	1.51
<b>ALTERNATIV A 2</b>	<b>Optimista</b>	-937,284	0	19,655,146	-13,705,593	5,012,269	14%	1.34
	<b>Pesimista</b>	-937,284	0	19,655,146	-13,705,593	5,012,269	14%	1.34

Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

Los resultados de la evaluación cuantitativa utilizando los criterios de costo, riesgo y desempeño de cada una de las alternativas propuestas teniendo en cuenta el ciclo de vida del activo se observan en la tabla 20.

**Gráfica 5. Relación TIR y B/C.**



Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

El análisis de la relación TIR y B/C que se observa permite definir la recomendación con base en los resultados obtenidos para las opciones de inversión evaluadas. Por lo tanto, la mejor alternativa de inversión es reutilizar el conductor mejor impacto del proyecto desde el punto de vista técnico y económico.

## 6. CONCLUSIONES.

- El presente proyecto se realizó junto a la empresa CENS como práctica profesional y como trabajo de grado, y atendiendo las solicitudes del circuito 1T06695 en la vereda el Talco del municipio de Bochalema se realizó un rediseño con los requerimientos normativos necesarios para el correcto funcionamiento del servicio de energía eléctrica; al implementarse se logra beneficiar a más de 31 usuarios, mejorando así la calidad de vida en el sector, además de mejorar la reputación de CENS.

-Se obtuvieron los datos relevantes del circuito y el levantamiento topológico, se realizó el análisis de los parámetros también se observó la zona de mayor influencia de usuarios para luego determinar el punto estratégico hasta donde se llevara la red de media tensión con el fin de mejorar la calidad del servicio de energía.

-De acuerdo al análisis realizado se pudo evidenciar los inconvenientes que presenta el circuito 1T06695, se determinó la carga de los usuarios y la cargabilidad del transformador cumpliendo este último, sin embargo, en los análisis posteriores como regulación y pérdidas de potencia están fuera de la norma indicando riesgo de interrupciones generando la mala calidad del servicio de energía.

-La ejecución del diseño de este plan de mejoramiento para el circuito 1t06695 da por hecho que no habrá fallas en este sector por lo que se espera que las solicitudes dejen de llegar, también trae para CENS una remuneración económica por parte de la CREG, con respecto al presupuesto estimado general ya que el valor del presupuesto estimado en unidades constructivas es mayor.

- La implementación de este diseño depende del apalancamiento de la iniciativa por parte de la empresa de acuerdo al plan de inversión y el tiempo que demora en implementarse depende de la disponibilidad de personal para la ejecución.

## **7. RECOMENDACIONES**

Implementar el plan de mejoramiento para mejorar la calidad del servicio y así mismo mejorar la calidad de vida de las personas del sector, de igual manera aumentar para bien la reputación de CENS. Por el contrario, si no se implementa la empresa tendría sanciones en cuanto a la prestación del servicio y pagos al usuario en caso de daños eléctricos. Además, este plan de mejoramiento cumple las características técnicas de diseño eléctrico, aun así, está sujeto a correcciones por parte de la empresa CENS para incluir mejoras o nuevos elementos que den solución a la problemática.

## REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA.

- [1] Disponible en internet: <<http://www.nortedesantander.gov.co/Gobernación/NuestroDepartamento/Información-General-Norte-de-Santander>> Gobernación norte de Santander. [Visto el 16 de septiembre del 2021].
- [2] disponible en internet: <<https://www.municipio.com.co/municipio-Bochalema.html>> Dependencia Dane, Sector de Estadísticas. Alcaldía Municipal de Bochalema. Norte de Santander. [Visto el 16 de septiembre del 2021].
- [3] Disponible en internet: <<https://www.CENS.com.co/Institucional/Quienessomos.aspx>> Centrales Eléctricas de Norte de Santander. [visto el 2 de diciembre del 2021].
- [4] CÓDIGO ELÉCTRICO COLOMBIANO. Norma Técnica Colombiana 2050. ICONTEC 1998.
- [5] REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS. Anexo General. RETIE 2013.
- [6] CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER. Normas para el Diseño y Construcción de Redes de Distribución. Capítulo 3. Redes de Media y Baja Tensión. San José de Cúcuta. CENS 2016.
- [7] RAMIREZ CASTAÑO, Samuel. Redes de Distribución de Energía. Tercera Edición. Manizales: Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia, 2004. Capítulo 8. Cálculo de Redes de Distribución Primarias Aéreas.
- [8] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Código de Operación Incluido en el Código de Redes. Resolución 025. Capítulo 2. Planeamiento Operativo. Artículo 2.2.5 Ajustes de los Relés de Frecuencia de las Unidades de Generación del SIN .CREG 1995.
- [9] CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER. Normas para el Diseño y Construcción de Redes de Distribución. Capítulo 2. Parámetros de Diseño. San José de Cúcuta. CENS 2016.
- [10] EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN. Normas Técnicas de Energía. RA6010. Puesta a Tierra de Redes de Distribución Eléctrica. Medellín. GRUPO EPM 2011.
- [11] REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS. Anexo General. Capítulo 7. Artículo 25.4. Estructuras de Soporte. RETIE 2013.
- [12] REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS. Anexo General. Capítulo 2. Artículo 13. Distancias de Seguridad. RETIE 2013.
- [13] H. Yamada, R. Martínez. (2009). "Proceso de diagnóstico para detección de fallas en transformadores", Uruguay.
- [14] Terrero J. Dora, Hernández A. Orestes. (2001). "Análisis de las fallas en los transformadores de distribución". Revista Energética Vol. XXIII, No. 2/2002. Cuba.
- [15] Disponible en internet: <<https://www.enerca.com.co/media/e04of14w/ma-mde-pse-01-norma-de-construccion-de-redes-de-media-y-baja-tension.pdf>> [visto el 2 de diciembre del 2021].
- [16] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 015. Capítulo 14. UC Para Valoración de Activos Nuevos. CREG 2018.

- [17] Disponible en internet: <https://fyeel.com.co/transformadores/2386-transformador-trifasico-en-aceite-de-30-KVA-13-200-v-208-120-v-abb-ref-ubb0140.html> [visto el 10 de diciembre del 2021].
- [18] Disponible en internet: [visto el 10 de diciembre del 2021].
- [19] DIAZ OLARTE, Elmer. Diseño del tramo de la red de media tensión del alimentador Paldonjuana comprendido entre el sector la Donjuana y Durania aplicando la remuneración de activos de acuerdo a la Resolución CREG 015 de 2018. Pamplona, 2019.
- [20] TARAZONA PÉREZ, Ruben. Diseño para interconexión a nivel de tensión ii del circuito palchinacota. Pamplona 2020.

## 8. ANEXOS.

Figura 12. filtrado por regional, circuito, población, causa.

NÚMERO DEL PQR	USUARIO	FECHA DE RECIBIDO	Regional
20211020001518	686973	20/01/2021	PAMPLONA
	605930	15/02/2021	PAMPLONA
20211020009051	605930	05/04/2021	PAMPLONA

DIRECCIÓN	BARRIO	Municipio	CIRCUITO
KDX LOTE D 2	VDA EL TALCO	BOCHALEMA	1T06695
VDA LOTE 3E VEREDA EL TALCO	VDA EL TALCO	BOCHALEMA	1T06695
VDA LOTE 3E VEREDA EL TALCO	VDA EL TALCO	BOCHALEMA	1T06695

ALIMENTADOR	OBLACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LA SOLICITUD	CAUSA (HOMOLOGACIÓN)	CUADRILLA
PALBOCHALEMA	R	PQR: 20211020001518La señora LI	Calidad de Servicio	M32 PALERMO
PALBOCHALEMA	R	señora INGRY PAOLA SILVA G.JEFE	Calidad de Servicio	M32 PALERMO
PALBOCHALEMA	R	la señora Nancy Granados no está	Calidad de Servicio	M32 PALERMO

DESCRIPCIÓN DE LA SOLICITUD
<p>PQR: 20211020001518                      La señora LILIAN ROCIO REYES SALAZAR con celular: 3134894790 manifiesta inconformidad con el servicio prestado en nombre propio y de todos los habitantes de la vereda el talco del municipio de bochalema por los constantes cortes de energía que se han venido presentando noche y día desde el pasado 23 de diciembre del 2020, ya hemos informado anteriormente pero la situación continua igual, y los cortes continúan y esto es perjudicial para nuestros electrodomésticos. Solicito una solución pronta por dicha situación y responsabilizarse por los daños y perjuicios ocasionados. Problemas en el suministro del servicio, es la cuarta vez que hacen la solicitud y no se ha hecho nada necesitan que hagan la verificación en terreno y le solucione de una vez esta situación.</p> <p>señora INGRY PAOLA SILVA G.JEFE ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO Muñoz y Cía. SAS, nos permitimos precisar lo siguiente: el transformador que nos da el servicio es de 37.5 kv, y no de 75 kv como ,o mencionan verificado por mi, el numero de usuarios no debe superar los 40, conectados a este transformador y no los 107 que mencionan el circuito que marca el macro es el 1t06695, el transformador esta instalado en una loma de donde sale el primer ramal para nuestras cabañas por lomemos de 500 mts, y de hay sale para otras 25 cabañas por las distancias no debe de haber buen servicio, por lo tanto solicitamos se verifique esta situación y si es viable sea conectado a la red que esta cerca de Bochalema que esta cerca. circuito PALBOCHALEMA transformador: 1T06695.</p> <p>la señora Nancy Granados no está de acuerdo con la respuesta dad con el proceso 13256422 y del expediente 000000120547, los usuarios del sector NO NOS QUEJAMOS POR EL MAL SERVICIO DEL TRANSFORMADOR, si no por el mal servicio de las redes a los 500/700 mts de distancia que estamos conectados los usuarios, entendemos que a los bornes del transformador debe haber buen voltaje pero es distinto a los 500/700 mts, los 6 usuarios promotores de este servicio estamos con las mismas redes de hace 12 años en cambio los nuevos si tienen postes de concreto, nosotros de madre y deben tener mejores conductores. por lo tanto solicitamos que se nos mejoren las condiciones.</p>

Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

Figura 13. Continuación de la información.

ESTADO	RESPUESTA SOLICITUD	FECHA LIMITE SOLICITUD
No Programado	De acuerdo a la solicitud realizada	03/02/2021
No Programado	Se realiza inspección técnica	01/03/2021
No Programado		19/04/2021

RESPUESTA SOLICITUD
<p>De acuerdo a la solicitud realizada por el peticionario, se verifico en el INFORME OPERATIVO DIARIO, emitido por el CDL (Centro de Distribución Local) desde el 23 diciembre del 2020 hasta la fecha como lo indica el <u>petente</u>, en el circuito de media tensión (<u>PALBOCHALEMA</u>) y/o de baja tensión (<u>1T06695</u>) que alimenta el sector donde está ubicado el predio, se encontró trece (13) registro de la red en MT con la siguiente observación:</p> <p>23/12/2020 – se presenta <u>re-cierre</u> de las protecciones por 4 segundos a las 8:37 pm y por 6 segundos a las 8:38 pm.</p> <p>25/12/2020 – se presenta falla en la línea 34.5 kv por línea rota, se presenta interrupción a las 2:26 pm por 1 hora, a las 2:44 pm por 30 <u>segundos</u> mientras hacen traslado de carga para continuar con la prestación del servicio.</p> <p>26/12/2020- se normaliza la carga con interrupción a las 2:49 am por 36 segundos. El mismo día se presenta <u>re-cierre</u> a las 4:34 pm por 6 segundos.</p> <p>Los días 30 y 31 de diciembre del 2020 se deben la interrupción por consignas programadas y solo se evidencia un tiempo de 34 segundos mientras se traslada la carga de un alimentador al otro.</p> <p>11/01/202 – se presenta ausencia de tensión por 1 minuto</p> <p>Los días 16 y 17 de enero del 2021 se deben la interrupción por consignas programadas y solo se evidencia un tiempo de 54 segundos y luego 1 minuto mientras se traslada la carga de un alimentador al otro.</p> <p>Por lo anterior, se informa que las interrupciones presentadas se deben algunas situaciones inesperadas y a consignas locales para el mantenimiento de las redes. Sin embargo, se aclara que los tiempos son mínimos mientras se realizan maniobras en el CDL para traslados de carga y continuar con la prestación del servicio.</p> <p>Se realiza inspección técnica en terreno, se encuentra transformador con referencia <u>1T06695</u> de propiedad de la empresa <u>CENS S.A. E.S.P.</u>, con capacidad de 37.5 KVA, actualmente cuenta con 31 usuarios conectados a este circuito. se efectuaron las mediciones de los valores de voltaje en la salida del transformador anteriormente mencionado y se verificó la <u>cargabilidad</u> del mismo encontrándose en un 40.21 % aproximadamente. Al momento de la medición los niveles de tensión en la salida del transformador se hallaron dentro de los rangos normales permisibles por la norma NTC 1340 (<math>\pm 10\%</math>).</p> <p>Con lo anterior no es viable el cambio de la capacidad del transformador y se informa al usuario solicitante que se efectuaran trabajos técnicos que conlleven a la mejora en la prestación del servicio.</p>

Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

**Figura 14. Cálculo de la situación actual de Cargabilidad del transformador de 37.5KVA**

numero de usuarios									
31									
estrato socio-economico	a	b	c					trafo actual	
2	0.52	1.76	0.43					37.5	
								cargabilidad	40.170082
D. max. Div								actual	
$D_{max. div} = \left( \frac{1}{A * N + B} + C \right) * N$				15.0638		kva			

Fuente: Elaborado por el autor.

**Figura 15. Cálculos de la situación actual para el punto A.**

numero de usuarios																			
8																			
estrato socio-economico	a	b	c					trafo actual											
2	0.52	1.76	0.43					37.5											
								cargabilidad	12.7769369										
D. max. Div								actual											
$D_{max. div} = \left( \frac{1}{A * N + B} + C \right) * N$				4.7914		kva													
D. max. Proyectada																			
tasa crec. Demanda (r)				3%		proyectado		<table border="1"> <tr> <td colspan="3">momento electrico</td> </tr> <tr> <td>SKVA</td> <td>Lm</td> <td>M</td> </tr> <tr> <td>4.79135135</td> <td>300</td> <td>0.01597117</td> </tr> </table>			momento electrico			SKVA	Lm	M	4.79135135	300	0.01597117
momento electrico																			
SKVA	Lm	M																	
4.79135135	300	0.01597117																	
proyeccion de D. max (n)				15 años															
$D_{m\acute{a}x\ proy} = D_{m\acute{a}x\ div} * (1 + r)^n$				7.4648		kva													
selección de conductor																			
tensión				0.12 Kva		proyectado													
D. max. Circuito				4.7914 Kva															
$I_{nom} = \frac{S_{2w}}{\sqrt{3} * V}$				23.05239994		A													
temperatura				90		grados													
conductor min				8		AWG		50		A									
factor de ajuste				80		%		40		A									
recalculo conduc. Efectivo				2		AWG		125		A									
factor de ajuste				80		%		100		A									
regulación de tensión								perdidas de potencia											
			3				%	1% MT		2.35% BT									
AWG	Resistencia[Ω/km]	Reactancia[Ω/km]	KG	L(m)	VL[V]	S  [VA]	I(A)	N° Cables	PL%	R%									
2	0.623	0.148	0.625	300	120	4791.35135	23.052	3	2.35	3									
									6.910	6.241									

Fuente: Elaborado por el autor.





Figura 18. Cálculos en baja tensión hasta el usuario mas alejado.

numero de usuarios	2		
estrato socio-economico	a	b	c
	2	0.52	1.76
D. max. Div			
$D_{max\ div} = \left( \frac{1}{A * N + B} + C \right) * N$		1.5743	kva
D. max. Proyectada			
tasa crec. Demanda (r)	3%		proyectado
proyeccion de D. max (n)	15 años		
$D_{m\acute{a}x\ proy} = D_{m\acute{a}x\ div} * (1 + r)^n$		2.4527	kva
selección de conductor			
tensión	0.12	Kva	proyectado
D. max. Circuito	1.5743	Kva	
$I_{nom} = \frac{S_{sa}}{\sqrt{3} * V}$	7.574285674	A	
temperatura	90	grados	
conductor min	8	AWG	50 A
factor de ajuste	80	%	40 A
recalculo conduc. Efectivo	2	AWG	125 A
factor de ajuste	80	%	100 A
regulacion de tension			
	3	%	
perdidas de potencia			
		1% MT	2.35% BT
AWG	Resistencia[Ω/km]	Reactancia[Ω/km]	KG
			L(m)
			VL[V]
			S [VA]
			I(A)
			N° Cables
			PL%
			R%
2	0.623	0.148	0.625
			240
			120
			1574.28571
			7.574
			3
			1.816
			1.640

Fuente: Elaborado por el autor.

Figura 19. Cálculos para el desempeño.

presupuesto UC con el conductor existente				presupuesto general cable existente						
UC	Descripción	Cantidad	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL	cod	Descripción	Cantidad	MATERIAL VALOR UNITARIO	MANO DE OBRA VALOR TOTAL	
N2L75	Poste de PRFV de 12 m 750 kg - retención	1	\$ 6,029,000.00	\$ 6,029,000.00	1549/856	Poste de PRFV de 12 m 750 kg - retención	1	\$ 2,265,015.59	\$ 192,491.00	\$ 2,457,506.59
N1T48	Transformador Aéreo Trifásico rural de 30 kVA	1	\$ 8,767,000.00	\$ 8,767,000.00	1435/685	Transformador Aéreo Trifásico rural de 30 kVA	1	\$ 5,369,755.00	\$ 487,307.00	\$ 5,857,062.00
N2E09	Cortacircuitos 15 kv monofásico	6	\$ 484,000.00	\$ 2,904,000.00	1124/	Cortacircuitos 15 kv monofásico	6	\$ 116,876.94	\$ 44,812.00	\$ 970,133.65
N2EQ14	Pararrayos monofásicos	6	\$ 482,000.00	\$ 2,892,000.00	1206/	Pararrayos monofásicos	6	\$ 95,887.44	\$ 171,900.00	\$ 1,606,724.65
N2L137	Sistema de puesta a tierra diseño típico	2	\$ 270,000.00	\$ 540,000.00	1200/17	Sistema de puesta a tierra diseño típico	2	\$ 163,186.98	\$ 60,716.00	\$ 447,805.96
N2L81	km de conductor (3 fases) ACSR 2 AWG	0	\$ 12,347,000.00	\$ -	1085/708	km de conductor (3 fases) ACSR 2 AWG	0	\$ 1,686.61	\$ 1,600.00	\$ -
total				\$ 21,132,000.00						\$ 11,339,232.85
presupuesto UC con el conductor nuevo				presupuesto general cable nuevo						
UC	Descripción	Cantidad	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL	cod	Descripción	Cantidad	MATERIAL VALOR UNITARIO	MANO DE OBRA VALOR TOTAL	
N2L75	Poste de PRFV de 12 m 750 kg - retención	1	\$ 6,029,000.00	\$ 6,029,000.00	1549/856	Poste de PRFV de 12 m 750 kg - retención	1	\$ 2,265,015.59	\$ 192,491.00	\$ 2,457,506.59
N1T48	Transformador Aéreo Trifásico rural de 30 kVA	1	\$ 8,767,000.00	\$ 8,767,000.00	1435/685	Transformador Aéreo Trifásico rural de 30 kVA	1	\$ 5,369,755.00	\$ 487,307.00	\$ 5,857,062.00
N2E09	Cortacircuitos 15 kv monofásico	6	\$ 484,000.00	\$ 2,904,000.00	1124/	Cortacircuitos 15 kv monofásico	6	\$ 116,876.94	\$ 44,812.00	\$ 970,133.65
N2EQ14	Pararrayos monofásicos	6	\$ 482,000.00	\$ 2,892,000.00	1206/	Pararrayos monofásicos	6	\$ 95,887.44	\$ 171,900.00	\$ 1,606,724.65
N2L137	Sistema de puesta a tierra diseño típico	2	\$ 270,000.00	\$ 540,000.00	1200/17	Sistema de puesta a tierra diseño típico	2	\$ 163,186.98	\$ 60,716.00	\$ 447,805.96
N2L81	km de conductor (3 fases) ACSR 2 AWG	0.72	\$ 12,347,000.00	\$ 8,889,840.00	1085/708	km de conductor (3 fases) ACSR 2 AWG	720	\$ 1,686.61	\$ 1,600.00	\$ 2,366,359.82
total				\$ 30,021,840.00						\$ 13,705,592.68
utilidad 1				utilidad 2						
V genera	\$	11,339,232.85			V genera	\$	13,705,592.68			
V UC	\$	21,132,000.00	\$	9,792,767.15	V UC	\$	30,021,840.00	\$	16,316,247.32	

Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.





Figura 22. Situación actual sin proyecto optimista.

WACC VPN		con Proyecto Pesimista				TIR
10%						#INUMI
-5,489,615		-42,177,800				0
Año	Costo	Riesgo	Desempeño	Inversión	TOTAL	
0	-485,007	-3,726,405	426,904	0	-3,784,508	
1	-485,007	-3,726,405	474,588	0	-3,736,844	
2	-485,007	-3,726,405	458,037	0	-3,753,375	
3	-485,007	-3,726,405	441,806	0	-3,769,606	
4	-485,007	-3,726,405	428,858	0	-3,782,554	
5	-485,007	-3,726,405	415,910	0	-3,795,502	
6	-485,007	-3,726,405	402,962	0	-3,808,450	
7	-485,007	-3,726,405	390,014	0	-3,821,398	
8	-485,007	-3,726,405	377,066	0	-3,834,346	
9	-485,007	-3,726,405	364,118	0	-3,847,294	
10	-485,007	-3,726,405	351,170	0	-3,860,242	
11	-485,007	-3,726,405	338,222	0	-3,873,190	
12	-485,007	-3,726,405	325,274	0	-3,886,138	
13	-485,007	-3,726,405	312,326	0	-3,899,086	
14	-485,007	-3,726,405	299,378	0	-3,912,034	
15	-485,007	-3,726,405	286,429	0	-3,924,983	
16	-485,007	-3,726,405	273,481	0	-3,937,931	
17	-485,007	-3,726,405	260,533	0	-3,950,879	
18	-485,007	-3,726,405	247,585	0	-3,963,827	
19	-485,007	-3,726,405	234,637	0	-3,976,775	
20	-485,007	-3,726,405	221,689	0	-3,989,723	
21	-485,007	-3,726,405	208,741	0	-4,002,671	
22	-485,007	-3,726,405	195,793	0	-4,015,619	
23	-485,007	-3,726,405	182,845	0	-4,028,567	
24	-485,007	-3,726,405	169,897	0	-4,041,515	
25	-485,007	-3,726,405	0	0	-4,211,412	
26	-485,007	-3,726,405	0	0	-4,211,412	
27	-485,007	-3,726,405	0	0	-4,211,412	
28	-485,007	-3,726,405	0	0	-4,211,412	
29	-485,007	-3,726,405	0	0	-4,211,412	
30	-485,007	-3,726,405	0	0	-4,211,412	
31	-485,007	-3,726,405	0	0	-4,211,412	
32	-485,007	-3,726,405	0	0	-4,211,412	
33	-485,007	-3,726,405	0	0	-4,211,412	
34	-485,007	-3,726,405	0	0	-4,211,412	
35	-485,007	-3,726,405	0	0	-4,211,412	
36	-485,007	-3,726,405	0	0	-4,211,412	
37	-485,007	-3,726,405	0	0	-4,211,412	
38	-485,007	-3,726,405	0	0	-4,211,412	
39	-485,007	-3,726,405	0	0	-4,211,412	
40	-485,007	-3,726,405	0	0	-4,211,412	
41	-485,007	-3,726,405	0	0	-4,211,412	
42	-485,007	-3,726,405	0	0	-4,211,412	
43	-485,007	-3,726,405	0	0	-4,211,412	
44	-485,007	-3,726,405	0	0	-4,211,412	
45	-485,007	-3,726,405	0	0	-4,211,412	

Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

Figura 23. Situación actual sin proyecto optimista.

WACC		con Proyecto Optimista			TIR
VPN	10%	-2,929,542	-12,794,500	3,893,034	-11,831,008
Año	Costo	Riesgo	Desempeño	Inversión	TOTAL
0			426,904	0	426,904
1	-283,908	-1,242,135	474,568	0	-1,051,475
2	-283,908	-1,242,135	458,037	0	-1,068,006
3	-283,908	-1,242,135	441,806	0	-1,084,237
4	-283,908	-1,242,135	428,858	0	-1,097,185
5	-283,908	-1,242,135	415,910	0	-1,110,133
6	-283,908	-1,242,135	402,962	0	-1,123,081
7	-283,908	-1,242,135	390,014	0	-1,136,029
8	-283,908	-1,242,135	377,066	0	-1,148,977
9	-283,908	-1,242,135	364,118	0	-1,161,925
10	-283,908	-1,242,135	351,170	0	-1,174,873
11	-283,908	-1,242,135	338,222	0	-1,187,821
12	-283,908	-1,242,135	325,274	0	-1,200,769
13	-283,908	-1,242,135	312,326	0	-1,213,717
14	-283,908	-1,242,135	299,378	0	-1,226,665
15	-283,908	-1,242,135	286,429	0	-1,239,614
16	-283,908	-1,242,135	273,481	0	-1,252,562
17	-283,908	-1,242,135	260,533	0	-1,265,510
18	-283,908	-1,242,135	247,585	0	-1,278,458
19	-283,908	-1,242,135	234,637	0	-1,291,406
20	-283,908	-1,242,135	221,689	0	-1,304,354
21	-283,908	-1,242,135	208,741	0	-1,317,302
22	-283,908	-1,242,135	195,793	0	-1,330,250
23	-283,908	-1,242,135	182,845	0	-1,343,198
24	-283,908	-1,242,135	169,897	0	-1,356,146
25	-283,908	-1,242,135	0	0	-1,526,043
26	-283,908	-1,242,135	0	0	-1,526,043
27	-283,908	-1,242,135	0	0	-1,526,043
28	-283,908	-1,242,135	0	0	-1,526,043
29	-283,908	-1,242,135	0	0	-1,526,043
30	-283,908	-1,242,135	0	0	-1,526,043
31	-283,908	-1,242,135	0	0	-1,526,043
32	-283,908	-1,242,135	0	0	-1,526,043
33	-283,908	-1,242,135	0	0	-1,526,043
34	-283,908	-1,242,135	0	0	-1,526,043
35	-283,908	-1,242,135	0	0	-1,526,043
36	-283,908	-1,242,135	0	0	-1,526,043
37	-283,908	-1,242,135	0	0	-1,526,043
38	-283,908	-1,242,135	0	0	-1,526,043
39	-283,908	-1,242,135	0	0	-1,526,043
40	-283,908	-1,242,135	0	0	-1,526,043
41	-283,908	-1,242,135	0	0	-1,526,043
42	-283,908	-1,242,135	0	0	-1,526,043
43	-283,908	-1,242,135	0	0	-1,526,043
44	-283,908	0	0	0	-283,908
45	-283,908	-1,242,135	0	0	-1,526,043

Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.



Figura 25. Situación futura 1 sin proyecto optimista.

Con Proyecto Pesimista						TIR	pago
WACC	10%	0	18,512,119	-11,339,233	6,235,602	17%	-\$ 709,076.47
VPN	-937,284	0	18,512,119	-11,339,233	6,235,602	17%	-\$ 709,076.47
Año	Costo	Riesgo	Desempeño	Inversión	TOTAL		
0	-82,809	0	0	-11,339,233	-11,422,042		
1	-82,809	0	2,331,707	0	2,248,898		
2	-82,809	0	2,182,834	0	2,100,025		
3	-82,809	0	2,137,579	0	2,054,770		
4	-82,809	0	2,092,324	0	2,009,515		
5	-82,809	0	2,047,070	0	1,964,261		
6	-82,809	0	2,001,815	0	1,919,006		
7	-82,809	0	1,956,560	0	1,873,751		
8	-82,809	0	1,911,306	0	1,828,497		
9	-82,809	0	1,866,051	0	1,783,242		
10	-82,809	0	1,820,796	0	1,737,987		
11	-82,809	0	1,775,542	0	1,692,733		
12	-82,809	0	1,730,287	0	1,647,478		
13	-82,809	0	1,685,032	0	1,602,223		
14	-82,809	0	1,639,778	0	1,556,969		
15	-82,809	0	1,594,523	0	1,511,714		
16	-82,809	0	1,549,268	0	1,466,459		
17	-82,809	0	1,504,014	0	1,421,205		
18	-82,809	0	1,458,759	0	1,375,950		
19	-82,809	0	1,413,504	0	1,330,695		
20	-82,809	0	1,368,250	0	1,285,441		
21	-82,809	0	1,322,995	0	1,240,186		
22	-82,809	0	1,277,740	0	1,194,931		
23	-82,809	0	1,232,486	0	1,149,677		
24	-82,809	0	1,187,231	0	1,104,422		
25	-82,809	0	1,141,976	0	1,059,167		
26	-82,809	0	875,082	0	792,273		
27	-82,809	0	957,672	0	874,863		
28	-82,809	0	928,516	0	845,707		
29	-82,809	0	899,361	0	816,552		
30	-82,809	0	870,206	0	787,397		
31	-82,809	0	841,051	0	758,242		
32	-82,809	0	811,896	0	729,087		
33	-82,809	0	782,741	0	699,932		
34	-82,809	0	753,586	0	670,777		
35	-82,809	0	724,431	0	641,622		
36	-82,809	0	592,918	0	510,109		
37	-82,809	0	577,177	0	494,368		
38	-82,809	0	561,437	0	478,628		
39	-82,809	0	545,697	0	462,888		
40	-82,809	0	529,957	0	447,148		
41	-82,809	0	514,216	0	431,407		
42	-82,809	0	498,476	0	415,667		
43	-82,809	0	482,736	0	399,927		
44	-82,809	0	466,995	0	384,186		
45	-82,809	0	331,154	0	248,345		

Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

Figura 26. Situación futura 1 sin proyecto pesimista.

WACC		Con Proyecto Optimista				TIR	pago
VPN	10%					17%	-\$ 709,076.47
	-937,284	0	18,512,119	-11,339,233	6,235,602		
Año	Costo	Riesgo	Desempeño	Inversión	TOTAL		
0	-82,809	0	0	-11,339,233	-11,422,042		
1	-82,809	0	2,331,707	0	2,248,898		
2	-82,809	0	2,182,834	0	2,100,025		
3	-82,809	0	2,137,579	0	2,054,770		
4	-82,809	0	2,092,324	0	2,009,515		
5	-82,809	0	2,047,070	0	1,964,261		
6	-82,809	0	2,001,815	0	1,919,006		
7	-82,809	0	1,956,560	0	1,873,751		
8	-82,809	0	1,911,306	0	1,828,497		
9	-82,809	0	1,866,051	0	1,783,242		
10	-82,809	0	1,820,796	0	1,737,987		
11	-82,809	0	1,775,542	0	1,692,733		
12	-82,809	0	1,730,287	0	1,647,478		
13	-82,809	0	1,685,032	0	1,602,223		
14	-82,809	0	1,639,778	0	1,556,969		
15	-82,809	0	1,594,523	0	1,511,714		
16	-82,809	0	1,549,268	0	1,466,459		
17	-82,809	0	1,504,014	0	1,421,205		
18	-82,809	0	1,458,759	0	1,375,950		
19	-82,809	0	1,413,504	0	1,330,695		
20	-82,809	0	1,368,250	0	1,285,441		
21	-82,809	0	1,322,995	0	1,240,186		
22	-82,809	0	1,277,740	0	1,194,931		
23	-82,809	0	1,232,486	0	1,149,677		
24	-82,809	0	1,187,231	0	1,104,422		
25	-82,809	0	1,141,976	0	1,059,167		
26	-82,809	0	875,082	0	792,273		
27	-82,809	0	957,672	0	874,863		
28	-82,809	0	928,516	0	845,707		
29	-82,809	0	899,361	0	816,552		
30	-82,809	0	870,206	0	787,397		
31	-82,809	0	841,051	0	758,242		
32	-82,809	0	811,896	0	729,087		
33	-82,809	0	782,741	0	699,932		
34	-82,809	0	753,586	0	670,777		
35	-82,809	0	724,431	0	641,622		
36	-82,809	0	592,918	0	510,109		
37	-82,809	0	577,177	0	494,368		
38	-82,809	0	561,437	0	478,628		
39	-82,809	0	545,697	0	462,888		
40	-82,809	0	529,957	0	447,148		
41	-82,809	0	514,216	0	431,407		
42	-82,809	0	498,476	0	415,667		
43	-82,809	0	482,736	0	399,927		
44	-82,809	0	466,995	0	384,186		
45	-82,809	0	331,154	0	248,345		

Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.



Figura 28. Situación futura 2 sin proyecto optimista.

WACC		Con Proyecto Pesimista				TIR	pago
VPN	10%	Riesgo	Desempeño	Inversión	TOTAL	14%	-\$ 569,966.17
Año	Costo	Riesgo	Desempeño	Inversión	TOTAL		
0	-82,809	0	0	-13,705,593	-13,788,402	5,012,269	
1	-82,809	0	2,452,187	0	2,369,378		
2	-82,809	0	2,301,078	0	2,218,269		
3	-82,809	0	2,254,886	0	2,172,077		
4	-82,809	0	2,208,694	0	2,125,885		
5	-82,809	0	2,162,502	0	2,079,693		
6	-82,809	0	2,116,309	0	2,033,500		
7	-82,809	0	2,070,117	0	1,987,308		
8	-82,809	0	2,023,925	0	1,941,116		
9	-82,809	0	1,977,733	0	1,894,924		
10	-82,809	0	1,931,540	0	1,848,731		
11	-82,809	0	1,885,348	0	1,802,539		
12	-82,809	0	1,839,156	0	1,756,347		
13	-82,809	0	1,792,963	0	1,710,154		
14	-82,809	0	1,746,771	0	1,663,962		
15	-82,809	0	1,700,579	0	1,617,770		
16	-82,809	0	1,654,387	0	1,571,578		
17	-82,809	0	1,608,194	0	1,525,385		
18	-82,809	0	1,562,002	0	1,479,193		
19	-82,809	0	1,515,810	0	1,433,001		
20	-82,809	0	1,469,618	0	1,386,809		
21	-82,809	0	1,423,425	0	1,340,616		
22	-82,809	0	1,377,233	0	1,294,424		
23	-82,809	0	1,331,041	0	1,248,232		
24	-82,809	0	1,284,849	0	1,202,040		
25	-82,809	0	1,238,656	0	1,155,847		
26	-82,809	0	970,824	0	888,015		
27	-82,809	0	1,052,476	0	969,667		
28	-82,809	0	1,022,384	0	939,575		
29	-82,809	0	992,291	0	909,482		
30	-82,809	0	962,198	0	879,389		
31	-82,809	0	932,105	0	849,296		
32	-82,809	0	902,013	0	819,204		
33	-82,809	0	871,920	0	789,111		
34	-82,809	0	841,827	0	759,018		
35	-82,809	0	811,735	0	728,926		
36	-82,809	0	734,280	0	651,471		
37	-82,809	0	710,395	0	627,586		
38	-82,809	0	686,509	0	603,700		
39	-82,809	0	662,623	0	579,814		
40	-82,809	0	638,738	0	555,929		
41	-82,809	0	614,852	0	532,043		
42	-82,809	0	590,967	0	508,158		
43	-82,809	0	567,081	0	484,272		
44	-82,809	0	543,196	0	460,387		
45	-82,809	0	337,058	0	254,249		

Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

Figura 29. Situación futura 2 sin proyecto pesimista.

Con Proyecto Optimista						
WACC	10%				pago	
VPN	-937,284	0	19,655,146	-13,705,593	5,012,269	\$ 569,966,17
						14%
Año	Costo	Riesgo	Desempeño	Inversión	TOTAL	
0	-82,809	0	0	-13,705,593	-13,788,402	
1	-82,809	0	2,452,187	0	2,369,378	
2	-82,809	0	2,301,078	0	2,218,269	
3	-82,809	0	2,254,886	0	2,172,077	
4	-82,809	0	2,208,694	0	2,125,885	
5	-82,809	0	2,162,502	0	2,079,693	
6	-82,809	0	2,116,309	0	2,033,500	
7	-82,809	0	2,070,117	0	1,987,308	
8	-82,809	0	2,023,925	0	1,941,116	
9	-82,809	0	1,977,733	0	1,894,924	
10	-82,809	0	1,931,540	0	1,848,731	
11	-82,809	0	1,885,348	0	1,802,539	
12	-82,809	0	1,839,156	0	1,756,347	
13	-82,809	0	1,792,963	0	1,710,154	
14	-82,809	0	1,746,771	0	1,663,962	
15	-82,809	0	1,700,579	0	1,617,770	
16	-82,809	0	1,654,387	0	1,571,578	
17	-82,809	0	1,608,194	0	1,525,385	
18	-82,809	0	1,562,002	0	1,479,193	
19	-82,809	0	1,515,810	0	1,433,001	
20	-82,809	0	1,469,618	0	1,386,809	
21	-82,809	0	1,423,425	0	1,340,616	
22	-82,809	0	1,377,233	0	1,294,424	
23	-82,809	0	1,331,041	0	1,248,232	
24	-82,809	0	1,284,849	0	1,202,040	
25	-82,809	0	1,238,656	0	1,155,847	
26	-82,809	0	970,824	0	888,015	
27	-82,809	0	1,052,476	0	969,667	
28	-82,809	0	1,022,384	0	939,575	
29	-82,809	0	992,291	0	909,482	
30	-82,809	0	962,198	0	879,389	
31	-82,809	0	932,105	0	849,296	
32	-82,809	0	902,013	0	819,204	
33	-82,809	0	871,920	0	789,111	
34	-82,809	0	841,827	0	759,018	
35	-82,809	0	811,735	0	728,926	
36	-82,809	0	734,280	0	651,471	
37	-82,809	0	710,395	0	627,586	
38	-82,809	0	686,509	0	603,700	
39	-82,809	0	662,623	0	579,814	
40	-82,809	0	638,738	0	555,929	
41	-82,809	0	614,852	0	532,043	
42	-82,809	0	590,967	0	508,158	
43	-82,809	0	567,081	0	484,272	
44	-82,809	0	543,196	0	460,387	
45	-82,809	0	337,058	0	254,249	

Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.