



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

**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**

Autor:

Elmer Díaz Olarte

Director:

Ing. Esp. Wilson David Lizarazo Cárdenas

Codirector:

Ing. M.s. (c) Yesid Santafé Ramón

Universidad de Pamplona
Facultad de Ingenierías y Arquitectura
Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica,
Sistemas y Telecomunicaciones
Programa de Ingeniería Eléctrica



Universidad de Pamplona
Pamplona, Norte de Santander – Colombia
08 de agosto de 2019

**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**

Autor:
Elmer Díaz Olarte

Trabajo de grado para optar por el título de ingeniero eléctrico

Director:
Ing. Esp. Wilson David Lizarazo Cárdenas

Codirector:
Ing. M.s. (c) Yesid Santafé Ramón

Universidad de Pamplona
Facultad de Ingenierías y Arquitectura
Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica,
Sistemas y Telecomunicaciones
Programa de Ingeniería Eléctrica
Pamplona, Norte de Santander – Colombia
08 de Agosto de 2019

Universidad de Pamplona
Facultad de Ingenierías y Arquitectura
Departamento de Ingenierías Eléctrica, Electrónica, Sistemas y Telecomunicaciones
Programa de Ingeniería Eléctrica

Autorización para sustentar
Trabajo presentado para optar por el título de
Ingeniero eléctrico

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

Fecha de inicio del trabajo: mayo de 2019

Fecha de terminación del trabajo: julio de 2019

Nombres y firmas de autorización para sustentar

Autor: Elmer Díaz Olarte

Director: Ing. Esp. Wilson David Lizarazo

Director de programa: Ing. M.s. (c) Yesid Santafé Ramón

Jurado calificador:

Presidente: Ing. Antonio Gan Acosta

Oponente: Ing. Samuel Montes

Secretario: Ing. M.s. (c) Yesid Santafé Ramón

Pamplona, Colombia

08 de agosto de 2019

Dedicatoria

A mis padres

A mis hermanos

A mi esposa e hijos

El autor

Agradecimientos

Principalmente a Dios por darme la fortaleza, sabiduría y paciencia en el transcurso de mi carrera.

A los diferentes docentes de la Universidad de Pamplona que tuve a lo largo del aprendizaje durante la carrera.

A los compañeros eléctricos dedicados a la búsqueda del conocimiento y al crecimiento profesional, de los cuáles conservo muy gratos recuerdos.

A todas las personas y entidades que en algún momento brindaron su colaboración para el desarrollo de ésta investigación.

A mí familia, por su constante apoyo en todo momento y por tantos momentos dejados de compartir.

Tabla de Contenido

	pág.
1. Introducción	18
2. Objetivos	20
2.1. Objetivo General	20
2.2. Objetivos Específicos	20
3. Planteamiento del Problema	21
3.1. Definición del Problema.....	21
3.2. Justificación.....	22
4. Estado del Arte y Marco de Referencia	23
5. Diagnóstico General del Alimentador Paldonjuana	26
5.1. Postería.....	29
5.2. Estructuras.....	34
5.3. Conductores.....	38
6. Opciones de Inversión	40
7. Resumen General del Proyecto	47
7.1. Tipo de Servicio	47
7.2. Ubicación	47
7.3. Número de Usuarios.....	47
7.4. Demanda máxima proyectada	48
7.5. Capacidad instalada.....	48

7.6. LÍNEAS Y REDES	49
7.7. Descripción del Proyecto	50
7.7.1. Localización	50
7.7.2. Objeto	51
7.7.3. Características de la Carga	51
7.7.4. Circuito Alimentador.....	52
7.7.5. Redes en Media Tensión	52
7.7.6. Subestaciones	52
7.7.7. Redes en Baja Tensión	52
7.8. Memorias de Cálculo y Parámetros de Diseño	53
7.8.1. Clasificación de los Niveles de Tensión	53
7.8.2. Suministro desde Redes de Distribución Secundaria.	53
7.8.3. Suministro desde redes de media tensión o líneas de alta tensión.	54
7.8.4. Límites de regulación de voltaje.	55
7.8.5. Límites de pérdidas de potencia.	55
7.8.6. Valores máximos de resistencia de puesta a tierra.	55
7.8.7. Características de la Demanda.	56
7.8.8. Demanda Máxima Diversificada.....	57
7.8.9. Tasa de Crecimiento Vegetativo.	57
7.8.10. Período de Proyección de la Demanda.....	58
7.8.11. Demanda Máxima Proyectada.	58
7.8.12. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico	58
7.8.13. Análisis del nivel de riesgos por rayos	60

7.8.14. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos	63
7.9. Cálculo de Cargas.....	65
7.9.1. Demanda Máxima Diversificada (Nivel de consumo uno).....	65
7.9.2. Demanda Máxima Proyectada.	65
7.10. Diseño de Subestaciones	66
7.11. Redes Aéreas en Media Tensión.....	66
7.11.1. Sector la Donjuana – Durania	66
7.12. Distancias de Seguridad	67
7.12.1. Distancia de Seguridad en Zonas con Construcciones.....	68
7.13. Cálculos mecánicos	71
7.13.1. Topología del sistema.....	71
7.13.2. Línea Circuito La Donjuana – Durania.....	71
7.14. Distancias mínimas de seguridad	72
7.14.1. Distancia Vertical entre conductores (Dv).....	72
7.14.2. Distancia de los conductores al terreno (Dt).....	72
7.14.3. Distancia entre el conductor y cualquier punto de la estructura (DA).....	73
7.15. Hipótesis de diseño.....	74
7.15.1. Condiciones Promedio (Inicial de Tendido).	74
7.15.2. Condición Extrema de Trabajo Mecánico (Temperatura Mínima).	76
7.15.3. Condición Temperatura Máxima (Extrema de Flecha).	79
7.16. Elaboración de la Plantilla.....	81
7.16.1. Curva del conductor o curva en caliente	81

7.16.2. Curva de Distancia Mínima a Tierra	82
7.16.3. Curva de Pie de Apoyos	82
7.16.4. Curva a Temperatura Mínima o Curva en Frío	82
7.17. Plantillado y cuadro general de vanos	84
7.18. Cálculo de vano regulador, longitud de tramos y vano medio	85
7.19. Distancia horizontal entre conductores	85
7.20. Estructuras	87
7.20.1. Tipos de Estructuras	87
7.20.2. Esfuerzos sobre las Estructuras	91
7.20.3. Curvas de Utilización	94
7.20.3.1. Curvas de Utilización de las Estructuras 511, P101 y 513	94
7.20.3.2. Curva de Utilización de la Estructura 560	98
7.20.3.3. Curva de Utilización de la Estructura RH-231	101
7.20.3.4. Curva de Utilización de la Estructura RH-230	103
7.20.3.5 Curva de Utilización de la Estructura RE-300	106
7.21. TEMPLETES	109
8. Remuneración de activos	111
9. Relación costo-beneficio del proyecto de inversión	117
Conclusiones	120
Recomendaciones	123
Bibliografía	124

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Niveles de tensión de servicio.	53
Tabla 2. Suministro desde Redes de Distribución Secundaria.	54
Tabla 3. Suministro desde redes de media tensión o líneas de alta tensión.	54
Tabla 4. Límites de regulación de voltaje.	55
Tabla 5. Valores máximos de porcentajes de pérdidas de potencia.	55
Tabla 6. Valores referencia de resistencia de puesta a tierra.	56
Tabla 7. Constantes de la curva de Demanda máxima diversificada.	57
Tabla 8. Niveles de aislamiento.	59
Tabla 9. Niveles de aislamiento de cortacircuitos y DPS.	60
Tabla 10. Factores de riesgo más comunes.	63
Tabla 11. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones.	68
Tabla 12. Distancias mínimas de seguridad para diferentes condiciones y lugares.	69
Tabla 13. Distancias verticales mínimas en vanos con cruces de líneas.	70

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Corregimiento de La Donjuana	27
Figura 2. Municipio de Durania.....	27
Figura 3. Recorrido alimentador PALDONJUANA.....	29
Figura 4. Postes de Riel metálico.....	30
Figura 5. Postes de Concreto.	32
Figura 6. Postes de Madera.	34
Figura 7. Estructura ICEL RH-231 / 730 / 731.....	36
Figura 8. Estructura ICEL PH-202.	37
Figura 9. Estructura ICEL 522.....	38
Figura 10. Tramo Red de Media Tensión.	39
Figura 11. Distancias de seguridad en zonas con construcciones.....	67
Figura 12. Distancias “d” y “d1” en cruce y recorrido de vías.	69
Figura 13. Estructura de paso, Código ICEL 511.....	87
Figura 14. Estructura de paso, Código ICEL 511.....	88
Figura 15. Estructura de paso, Código ICEL 513.....	88
Figura 16. Estructura terminal, Código ICEL 513.....	89
Figura 17. Estructura en abertura, Código ICEL 513.	89
Figura 18. Estructura en abertura, Código ICEL RH-230.	90
Figura 19. Estructura en abertura, Código ICEL RH-231.	90
Figura 20. Estructura en abertura, Código ICEL RE-300.....	91

Lista de Anexos

	Pág.
Anexo 1	125
Anexo 2	126
Anexo 3	127
Anexo 4	128
Anexo 5	129
Anexo 6	130
Anexo 7	131
Anexo 8	132
Anexo 9	133
Anexo 10	134
Anexo 11	135

Resumen

Título:

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.

Autor:

Elmer Díaz Olarte

Palabras Clave:

Diseño, estructura, red, remuneración, alimentador.

Descripción:

Por el deterioro de la red de media tensión del Alimentador Principal, la población del sector no cuenta con un servicio de energía eficiente, lo que conlleva a no tener un servicio con calidad y continuidad requerida para suplir las necesidades de sus habitantes.

Actualmente los conductores del alimentador principal se encuentran en un calibre muy pequeño, y debido al crecimiento de la demanda de energía, teniendo en cuenta que en la región se están generando nuevas fuentes de empleo y por lo tanto se presentan nuevas cargas a instalar como es el caso de las minas de carbón y el aumento en el consumo de energía promedio por usuario porque han adquirido nuevos electrodomésticos lo que ha generado la ampliación del

consumo de energía.

También se presenta obsolescencia en las redes por el cumplimiento de su vida útil, a eso se suma que en el diseño inicial no se tuvieron en cuenta criterios que hoy en día exige el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), para garantizar la seguridad de las personas, de la vida tanto animal como vegetal y la preservación del medio ambiente, los cuales no son los adecuados.

El presente diseño pretende ofrecer una guía inicial para la empresa CENS S.A. E.S.P. para la modernización de la infraestructura eléctrica del Alimentador Principal debido a que el sistema en la actualidad no aporta el mejoramiento de la calidad de vida ni suple las necesidades de los habitantes de la población, en cambio se convierte en un riesgo, los cuales fueron establecidos por el RETIE, y solicita que éstos sean mitigados y que el suministro del servicio de energía en el sector se convierta en un sistema seguro y confiable para sus habitantes.

Con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 015 de 2018, es necesario que las Electrificadoras proyecten el mejoramiento de sus infraestructuras eléctricas e incluir las necesidades en el Plan de Inversiones, para que posteriormente sea aplicada la Remuneración de activos y sean valorizados los activos de la empresa.

El diseño se elaborará bajo los parámetros de las Normas para el diseño y construcción de redes de distribución de CENS S.A. E.S.P., el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), Norma Técnica Colombiana 2050 (NTC2050) y la Norma NTC 4552-2 y la Resolución CREG 015 de 2018.

Abstract

Title:

Design of the section of the medium voltage network of the Paldonjuana feeder understood between the Donjuana and Durania sector applying the remuneration of assets according to resolution CREG 015 of 2018.

Author:

Elmer Díaz Olarte

Keywords:

Design, structure, network, remuneration, feeder.

Description:

Due to the deterioration of the medium voltage network of the Main Feeder, the population of the sector does not have an efficient energy service, which leads to not having a service with quality and continuity required to meet the needs of its inhabitants.

At the moment the drivers of the Feeder are in a very small caliber, due to the growth of the demand of energy, taking into account that in the region new sources of employment are being generated and therefore new loads to be installed are presented as is the case of coal mines and the increase in average energy consumption per user because they have acquired new appliances which has generated the expansion of energy consumption.

Obsolescence in the networks is also observed due to the fulfillment of its useful life, in addition to that, in the initial design, criteria that currently require the Technical Regulation of Electrical Installations (RETIE), were not taken into account, in order to guarantee the safety of people, both animal and plant life and the preservation of the environment, which are not adequate.

The present design is intended to offer an initial guide for the CENS company of the design of the modernization of the electrical infrastructure of the Main Feeder because the system currently does not contribute to the improvement of the quality of life nor does it meet the needs of the inhabitants of the population, on the other hand, becomes a risk, which were established by the RETIE, and requests that these be mitigated and that the supply of the energy service in the sector becomes a safe and reliable system for its inhabitants.

With the entry into force of Resolution CREG 015 of 2018, it is necessary that the electrification companies plan the improvement of their electrical infrastructures and include the needs in the Investment Plan, so that afterwards the Compensation of Assets will be applied and the assets of the company.

The design will be developed under the parameters of the Standards for the design and construction of distribution networks of CENS S.A. E.S.P., the Technical Regulation of Electrical Installations (RETIE), Colombian Technical Standard 2050 (NTC2050) and Standard NTC 4552-2 and CREG Resolution 015 of 2018.

1. Introducción

El presente trabajo de grado se encuentra enfocado inicialmente a realizar un diagnóstico del tramo de red de media tensión del alimentador PALDONJUANA, para luego realizar un análisis de las necesidades de mejoramiento de la infraestructura eléctrica. Después se realizará el respectivo diseño de reposición de la red y finalmente se proyectará hacia la remuneración de activos de acuerdo a la resolución CREG 015 de 2018.

En el presente diseño, se proyecta el mejoramiento de la red eléctrica de media tensión, con el fin de aumentar la calidad y continuidad del servicio de energía en el alimentador PALDONJUANA, el cual de acuerdo a información de la empresa electrificadora no es la mejor, para lograr el beneficio los habitantes de los sectores ubicados en el Corregimiento de La Donjuana del municipio de Bochalema, y a la comunidad del municipio de Durania y sus veredas aledañas.

Como solución a esta situación, se realizará un diseño en el tramo reportado, con el propósito de que la empresa tenga un estudio previo, con la finalidad de que a futuro lo pueda incluir en los planes de inversión que anualmente proyecta el operador de red, y posteriormente se destine los recursos necesarios para realizar la remodelación de la red de media tensión, las cuales se encuentran bastante obsoletas, en red abierta del tipo ACSR desnudo calibre número 2 y algunos tramos en calibres 4 y 6, la cuales están generando fenómenos en el servicio eléctrico, y no permite el correcto funcionamiento de los elementos eléctricos que se encuentran instalados en cada una de las viviendas del sector.

Se realizaron tanto los cálculos eléctricos como mecánicos para determinar la correcta selección de la Postería y de los respectivos conductores.

El proyecto de investigación está estructurado de acuerdo a los objetivos propuestos y se encuentran desarrollados de la siguiente manera:

Diagnóstico de la infraestructura eléctrica Paldonjuana.

Opciones de inversión.

Diseño y cálculo de la red de distribución eléctrica de media tensión.

Remuneración de activos.

Relación costo-beneficio del proyecto de inversión.

2. Objetivos

2.1. Objetivo General

Diseñar el 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.

2.2. Objetivos Específicos

Identificar las necesidades de mejora en la infraestructura eléctrica a partir de un diagnóstico técnico inicial del alimentador PALDONJUANA.

Ofrecer opciones de inversión que permita mejorar los parámetros técnicos evidenciados en el circuito a remodelar.

Realizar el diseño y cálculo de la red de distribución de media tensión del alimentador principal en el sector mencionado.

Establecer las unidades constructivas a remunerar en el proyecto, de acuerdo a lo reglamentado por la resolución CREG 015 de 2018.

Determinar la relación costo-beneficio del proyecto a partir de la remuneración de las unidades constructivas y depreciación de los activos.

3. Planteamiento del Problema

3.1. Definición del Problema

Por el deterioro de la red de media tensión del Alimentador Principal, la población del sector no cuenta con un servicio de energía eficiente, lo que conlleva a no tener un servicio con calidad y continuidad requerida para suplir las necesidades de sus habitantes.

Actualmente los conductores del alimentador se encuentran en un calibre muy pequeño, y debido al crecimiento de la demanda de energía, y teniendo en cuenta que en la región se están generando nuevas fuentes de empleo, se presentan nuevas cargas a instalar como es el caso de las minas de carbón. También se debe al aumento en el consumo de energía promedio por usuario, porque han adquirido nuevos electrodomésticos, lo que ha generado la ampliación del consumo de energía.

También se presenta obsolescencia en las redes por el cumplimiento de su vida útil, a eso se suma que en el diseño inicial no se tuvieron en cuenta criterios que hoy en día exige el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), para garantizar la seguridad de las personas, de la vida tanto animal como vegetal y la preservación del medio ambiente, los cuales no son los adecuados.

3.2. Justificación

El presente diseño pretende ofrecer una guía inicial para la empresa CENS S.A. E.S.P., para la modernización de la infraestructura eléctrica del Alimentador Principal, debido a que el sistema en la actualidad no aporta el mejoramiento de la calidad de vida, ni suple las necesidades de los habitantes de la población; en cambio, se convierten en un riesgo, los cuales fueron establecidos por el RETIE, y solicita que estos sean mitigados y que el suministro del servicio de energía en el sector se convierta en un sistema seguro y confiable para todos sus habitantes.

Con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 015 de 2018, es necesario que las Electrificadoras proyecten el mejoramiento de sus infraestructuras eléctricas e incluir las necesidades en el Plan de Inversiones, para que posteriormente sea aplicada la Remuneración de Activos y sean valorizados los activos de la empresa.

El diseño se elaborará bajo los parámetros de las Normas para el diseño y construcción de redes de distribución de CENS S.A. E.S.P., el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), Norma Técnica Colombiana 2050 (NTC2050) y la Norma NTC 4552-2 y la Resolución CREG 015 de 2018.

4. Estado del Arte y Marco de Referencia

El suministro de energía eléctrica se ha convertido en un servicio indispensable y al momento de presentarse una ausencia, genera impactos económicos en las empresas, debido a que puede detener la producción, puede llegar a ocasionar daños en equipos de cómputo y maquinaria, pérdidas de información, entre otros.

Un sistema eléctrico de potencia moderno debe satisfacer los requerimientos de carga y energía, además debe ofrecer determinados niveles de calidad y seguridad. La calidad de servicio se mide, usualmente, en términos de valores aceptables de frecuencia y voltaje; la seguridad, de acuerdo a la capacidad de ofrecer un suministro eléctrico sin interrupciones bajo determinados niveles de confiabilidad.

Desde la publicación del reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE se ha venido haciendo mayor seguimiento al cumplimiento de aspectos técnicos como sistemas de protecciones, puestas a tierra y demás aspectos en general que garanticen la seguridad para el operador de red y los usuarios finales.

Los requisitos del presente Reglamento aplican a las instalaciones eléctricas construidas con posterioridad a la entrada en vigencia del mismo, así como a las ampliaciones y remodelaciones. En las construidas con posterioridad al 1° de mayo de 2005, el propietario o tenedor de la misma debe dar aplicación a las disposiciones contenidas en el RETIE vigente a la fecha de construcción y en las anteriores al 1° de mayo de 2005, garantizar que no representen alto riesgo

para la salud o la vida de las personas y animales, o atenten contra el medio ambiente, o en caso contrario, hacer las correcciones para eliminar o mitigar el riesgo. [1]

Para los nuevos proyectos eléctricos se hace obligatorio el cumplimiento de la Normatividad Vigente tanto del RETIE como del Operador de Red en aspectos tales como: En áreas donde no se puedan garantizar las distancias de seguridad, deben utilizarse conductores aislados o semiaislados con las restricciones establecidas en el artículo 13° del presente Anexo General. [1]

A partir de la expedición de la ley 99 de 1993 se prohibió la tala indiscriminada de árboles bajo la servidumbre de las redes eléctricas existentes y se dictaron normas que obligan a tratamientos especiales para la vegetación afectada con el fin de evitar su muerte o la implementación de conductores más amigables con el medio ambiente como son las redes semiaisladas compactas que permiten el uso de redes de media tensión en medio de la vegetación sin que esta tenga que ser afectada en ningún momento por acercamiento a estas redes.

Distancia de seguridad

Distancia mínima alrededor de un equipo eléctrico o de conductores energizados, necesaria para garantizar que no habrá accidente por acercamiento de personas, animales, estructuras, edificaciones o de otros equipos. [1]

Estructura

Todo aquello que puede ser construido o edificado, pueden ser fijas o móviles, pueden estar en el aire, sobre la tierra, bajo tierra o en el agua. [1]

Norma técnica colombiana (NTC)

Norma técnica aprobada o adoptada como tal por el organismo nacional de normalización.[1]

CENS S.A. E.S.P.

Para todo el desarrollo de la norma y anexos el significado es Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P. Es la empresa Comercializadora y Distribuidora de Energía. [2]

Operador de red de STR's y/o SDL's (OR)

Empresa de servicios públicos encargada de la planeación, de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un Sistema de Transmisión Regional o un Sistema de Distribución Local. [2]

Sistema de distribución local, SDL

Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1 y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización. [5]

Unidad constructiva, UC

Conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica o a la supervisión o al control de la operación de activos de los STR o SDL. [5]

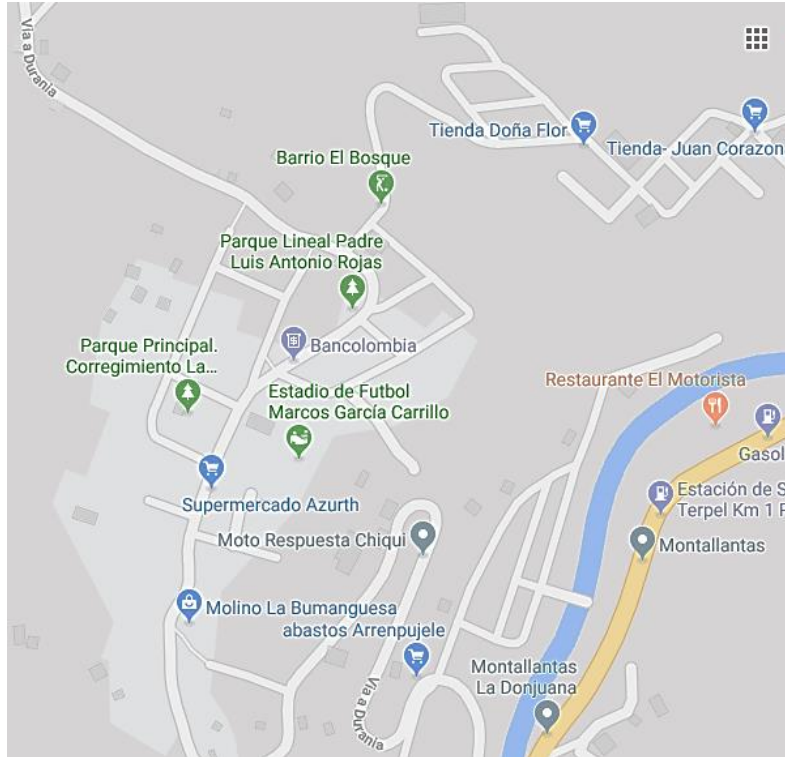
5. Diagnóstico General del Alimentador Paldonjuana

A continuación se identifican las necesidades de la infraestructura eléctrica realizadas en terreno en el Alimentador PALDONJUANA en el tramo comprendido entre el sector del corregimiento de La Donjuana hasta la entrada al casco urbano del municipio de Durania.

Toda la red objeto del estudio, es transportada de forma aérea a través de postería de diferentes materiales pertenecientes a la electrificadora Centráles Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P. (CENS S.A. E.S.P.).

Para realizar el respectivo levantamiento de la red de distribución, fue necesario articular con la empresa, para obtener un plano general del recorrido de la línea principal de media tensión como se puede observar en el anexo 1 y 2. Dicha línea, suministra el servicio de energía eléctrica por el nivel de tensión dos (2) a 18 veredas del municipio de Durania, y a otras veredas del municipio del Bochalema, las cuales se aprecian en la figura 1 y 2.

Figura 1. Corregimiento de La Donjuana



Fuente: Localización Corregimiento La Donjuana-Google Maps.

Figura 2. Municipio de Durania



Fuente: Localización Municipio de Durania-Google Maps.

Una vez se tiene el plano general, y utilizando un GPS (“Global Positioning System”) que en español significa “sistema de posicionamiento global”, se inicia el recorrido de la red objeto del estudio, en la cual se puede observar que la topología del terreno es bastante inclinada, y en ocasiones se hace difícil llegar a los distintos puntos por donde se encuentra el trazado de la red existente. Adicional a la topología del terreno, se observa que existe mucha vegetación, la cual se encuentra sobre el corredor de línea del alimentador, el cual recorre la mayoría del sector rural del municipio de Bochalema y el municipio de Durania.

Una vez se llega a cada una de las estructuras eléctricas, se realiza la respectiva georeferenciación, se toman los respectivos registros fotográficos y en un formato de inventario de redes eléctricas suministrado por la electrificadora el cual se puede visualizar en el anexo 3, se recolecta toda la información de las estructuras, en la cual se detalla el estado actual de todos los elementos que la componen como lo son los herrajes, el apoyo, los conductores, los templetes y también se valida si la ubicación es la más adecuada o si por el contrario se está incumpliendo con distancias de seguridad con alguna vivienda o algún sector específico.

Los planos a través de los cuales se da a conocer de manera gráfica o esquemática las condiciones y características de la infraestructura eléctrica que será objeto de estudio se pueden observar anexos al final del libro, y buscan definir detalles como la ubicación de la infraestructura eléctrica y las distintas estructuras que la componen.

En la figura 3, se puede apreciar el recorrido general del alimentador principal PALDONJUANA y en color rojo se puede observar el tramo al cual se le realizará el respectivo estudio.

Figura 3. Recorrido alimentador PALDONJUANA.



Fuente: Localización sector La Donjuana-Durania-Google Earth.

A continuación se evidencia el inventario con el cual se soporta el diagnóstico del alimentador.

5.1. Postería

En el inventario realizado a las redes eléctricas de media tensión del alimentador PALDONJUANA existentes, se evidencia a lo largo del tramo, que la postería que actualmente posee, se encuentra construida en su mayoría por rieles metálicos, postes de madera y algunos postes de concreto, con longitudes que varían entre los 10 y 12 metros.

En la figura 4, se puede observar postes del tipo Riel metálico, soportando una estructura en abertura clasificada con código ICEL RH-231, la cual presenta las siguientes observaciones:

La base de los rieles metálicos presenta oxidación.

Los rieles se encuentran flexionados.

Las crucetas de la estructura presentan oxidación.

La cantidad de aisladores en la estructura no es la adecuada.

Los templetes se encuentran bastante distensionados.

El tramo de red de Media Tensión presenta vegetación.

Figura 4. Postes de Riel metálico.



Fuente: Autor.

Cómo se evidencia en la anterior imagen, y de acuerdo a información suministrada por el operador de red, se tiene un registro de que los postes fueron instalados hace más de 40 años, los cuales en su momento cumplían con la normatividad exigida por la electrificadora, pero debido al desgaste por la exposición a la intemperie y al ambiente que lo rodea, ya se encuentran bastantes deterioradas y no ofrecen una calidad para la prestación del servicio de energía, debido a que en ocasiones se hace difícil trabajar en éstos apoyos, pues no ofrecen una confiabilidad y seguridad para los trabajadores, y no se puede escalar para realizar los respectivos mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos a la red de media tensión.

En las estructuras también se observa que además de transportar el servicio de energía, son usadas por operadores telemáticos, quienes realizan convenios con las electrificadoras, las cuales ofrecen el alquiler de los apoyos para que puedan transportar las redes telemáticas, como es por ejemplo, el transporte de redes de fibra óptica, redes telefónicas y de televisión. Con el uso de estas redes en la postería que existe en terreno, se corre el riesgo que la postería pueda sufrir fracturas debido a que se aumenta el esfuerzo mecánico, los cuales no estaban contemplados en sus diseños iniciales.

En el anexo 3, se presenta con más detalle el inventario de las redes existentes.

En la figura 5, se puede observar postes de concreto, los cuales están ubicados cerca a la vía de acceso vehicular principal que conduce al municipio de Durania, y se encuentran soportando una estructura en abertura clasificada con código ICEL 560 y a su vez está la estructura terminal con código ICEL RH-214, las cuales presentan las siguientes observaciones:

En la base de los postes se puede observar levemente las varillas.

Los postes se encuentran fisurados en algunas partes.

Las crucetas de la estructuras presentan oxidación.

Los templetos se encuentran flojos.

No se encuentra despejado el corredor de línea, presenta vegetación.

Figura 5. Postes de Concreto.



Fuente: Autor.

Cómo se pudo observar en la anterior imagen, y de acuerdo al inventario que posee el operador de red, el poste ubicado sobre la troncal no ha sido reemplazado desde que se realizó el montaje de la red del alimentador principal, sino que por el contrario, se aprovechó y se instaló otro poste al lado, para construir una estructura terminal o de derivación, y de ésta forma, poder realizar la expansión de la red para suministrar el servicio de energía en veredas aledañas al sector.

En la figura 6, se puede observar postes de madera, los cuales también eran usados en su momento, debido a que por su peso, eran más fáciles de transportar y se podían llevar a los sitios más lejanos y de difícil acceso en el sector rural.

En la imagen se puede visualizar éstos postes soportando una estructura en abertura clasificada con código ICEL RH-231, la cual presenta las siguientes observaciones:

La base de los postes de madera presenta pudrimiento.

Los postes se encuentran flexionados.

Las crucetas son de madera y se observan en mal estado.

La cantidad de aisladores en la estructura no es la adecuada.

El cable de los templetes se encuentra bastante deteriorado.

El tramo de red M.T. presenta vegetación.

Figura 6. Postes de Madera.



Fuente: Autor.

5.2. Estructuras

En el recorrido realizado al alimentador, se evidencia que las estructuras donde actualmente se sostienen las redes eléctricas, están bastantes obsoletas y no cumplen con las condiciones de seguridad, debido a que donde hay postes de riel metálico, y se corre el riesgo de presentarse una descarga directa a tierra, cuando falle algunos de los elementos que sirven de aislamiento con el apoyo.

Se puede observar que en algunas de las estructuras, no cuenta con la cantidad de aisladores que debe contener la línea eléctrica, y además hay varios que se ven bastantes deteriorados y pueden perder su nivel de aislamiento.

También se observa que la mayoría de estructuras están vestidas con crucetas de madera, elementos que ya no se utilizan en el sector eléctrico, debido a que por la entrada en vigencia del RETIE, no cumplen con las características necesarias del producto y no se encuentran certificados por el ente, para ser instalados. Además éste tipo de material va en contra de la protección del medio ambiente y por lo tanto se retiró del mercado por su alto grado de contaminación.

En la figura 7, se puede observar una estructura en abertura clasificada con código ICEL RH-231 / 730 / 731, soportada con postes del tipo Riel metálico, la cual presenta las siguientes observaciones:

La cantidad de aisladores en la estructura no es la adecuada.

Las crucetas de la estructura presentan oxidación y están flexionadas.

La estructura soporta dos derivaciones, las cuales adicionan nuevos esfuerzos en la estructura.

En una de las derivaciones se observa una cruceta de madera en regular estado.

En la derivación trifásica, se observa que no cuenta con elementos de corte visible, los cuales son indispensables para el despeje de fallas.

El cable de conexión en la abertura se encuentra desnudo, sin garantizar un aislamiento óptimo con la estructura y el apoyo.

Se observa musgo en las crucetas.

Los templetes se encuentran bastante distensionados.

El tramo de red media tensión presenta vegetación.

Los postes son del tipo riel, se encuentran bastante flexionados.

La base de los rieles metálicos presenta oxidación.

En uno de los apoyos, se puede observar cables de operadores telemáticos, adicionando esfuerzos a la estructura.

En el anexo 3, se presenta con más detalle el inventario de las redes existentes.

Figura 7. Estructura ICEL RH-231 / 730 / 731.



Fuente: Autor.

En la figura 8, se puede observar una estructura de paso, clasificada con código ICEL PH-202, la cual es usada para tramos con distancias superiores a los 200 mts, y se encuentra soportada con postes del tipo Riel metálico, la cual presenta las siguientes observaciones:

Uno de los aisladores de pin se encuentra ladeado.

La cruceta de la estructura presenta oxidación y están flexionadas.

Se observa musgo en los conductores de la línea de media tensión.

El tramo de red media tensión presenta vegetación.

Los postes son del tipo riel, se encuentran bastante flexionados.

La base de los rieles metálicos presenta oxidación.

En uno de los apoyos, se puede observar cables de operadores telemáticos, adicionando esfuerzos a la estructura.

En el anexo 3, se presenta con más detalle el inventario de las redes existentes.

Figura 8. Estructura ICEL PH-202.



Fuente: Autor.

En la figura 9, se puede observar una estructura de paso, clasificada con código ICEL 522, soportada con postes del tipo Riel metálico, la cual presenta las siguientes observaciones:

En uno de los aisladores de pin, se observa suelto el amarre.

La cruceta de la estructura presenta oxidación.

Se observa musgo en los conductores de la línea de media tensión.

El tramo de red media tensión presenta vegetación.

El poste es del tipo riel, se encuentra bastante ladeado.

La base del riel metálico presenta oxidación.

En el apoyo, se puede observar cables de operadores telemáticos, adicionando esfuerzos a la estructura.

Figura 9. Estructura ICEL 522.



Fuente: Autor.

5.3. Conductores

De acuerdo a información suministrada por el operador de red, se tiene construida la red eléctrica de media tensión en conductor del tipo desnudo en ACSR 2 y 4. En algunos tramos las líneas se encuentran embarriladas y empalmadas. Debido al desgaste de los conductores, se presentan fallas, los cuales en ocasiones se revientan, ocasionando una falla en la prestación del servicio de energía.

En la figura 10, se puede observar un tramo de la red de media tensión, la cual presenta las siguientes observaciones:

Se observa musgo en los conductores de la línea de media tensión.

El tramo de red media tensión presenta vegetación.

La distancia entre vanos en algunos tramos supera los 200 mts.

Figura 10. Tramo Red de Media Tensión.



Fuente: Autor.

6. Opciones de Inversión

En éste capítulo se detalla los elementos críticos que se encontraron durante el inventario general realizado al alimentador principal PALDONJUANA, y las opciones que se dan para mejorarlos, para lo cual se debe proyectar la mejor propuesta de inversión y que sea rentable para el operador de red.

Con relación a la postería, se tiene un registro de acuerdo al inventario realizado de 27 postes metálicos tipo riel y de 8 postes de concreto, los cuales de acuerdo a su inspección técnica en terreno, es necesario que se proyecte el respectivo cambio, debido a que se encuentran en bastante riesgo de que puedan fallar y ocasionar una interrupción general del servicio de energía en todo el sector.

Con base en la información recopilada en el inventario, se proyecta el diseño con postes que se encuentren certificados por el RETIE (reglamento técnico de instalaciones eléctricas) y que posean las características necesarias de acuerdo a la proyección y uso que se le apliquen.

Los postes a utilizar deben cumplir con las siguientes condiciones:

Se deben usar postes de dimensiones estandarizadas de 8, 10, 12 o 14 metros, con tolerancias de más o menos 5 centímetros y cargas de rotura de 510, 750, 1050, 1350, 1500 o 2000 kgf. No pueden ser sometidos a esfuerzos mecánicos superiores a los determinados por la carga máxima de trabajo de los mismos.

Se pueden emplear postes metálicos o de materiales poliméricos reforzados, siempre y cuando cumplan con las cargas de rotura requeridas según el diseño electromecánico de las estructuras.

Los postes deben ser resistentes a la intemperie y deben ser probados para operación en éstos ambientes.

El poste debe tener en la parte superior perforaciones diametrales, sobre un mismo plano a distancias uniformes con las dimensiones y tolerancias para ser atravesadas por pernos hasta de 19 mm de diámetro.

No deben presentar partes de su armadura expuestas a la corrosión; la profundidad del hierro no debe ser menor a 20 mm para uso en ambientes normales.

No deben presentar fisuras o grietas que comprometan la vida útil y la seguridad mecánica.

El poste, bajo la acción de una carga aplicada a 20 cm de la cima, con intensidad igual al 40% de la carga mínima de rotura, no debe producir una flecha superior al 3% de la longitud libre.

El poste debe tener identificado con pintura permanente la sección transversal donde se encuentre su centro de gravedad, con el fin de permitir su manipulación e izaje con el menor riesgo para el operario.

Los postes deben llevar una placa visible en bajo relieve o embebida si es de concreto, localizada a dos metros de la señal de empotramiento, la siguiente información:

Nombre o razón social del productor.

Longitud.

Carga mínima de rotura.

Peso.

Fecha de fabricación.

Los postes deben tener identificada con pintura permanente la sección transversal donde se localice la distancia de empotramiento.

El poste debe ser empotrado a una profundidad igual a 60 cm más el 10% de la longitud del poste y siempre se debe verificar que no presente peligro de volcamiento.

Respecto a los herrajes que actualmente se encuentran instalados en las diferentes estructuras, se puede observar que en algunas estructuras presentan bastante oxidación y deterioro, producto del tiempo que llevan instaladas y que no han sido reemplazados o mejorados, debido a que representan una inversión importante y se requiere de un gran trabajo programado.

Con base en la información recopilada en el inventario, se proyecta el uso de herrajes que se encuentren certificados por el RETIE (reglamento técnico de instalaciones eléctricas) y que posean las características necesarias de acuerdo a la proyección y uso que se le apliquen.

Los herrajes a utilizar deben cumplir con las siguientes condiciones:

Todos los herrajes que se empleen en las redes de distribución deben tener protección contra la corrosión, para lo cual deben utilizarse técnicas probadas tales como galvanizado en caliente, galvanizado electrolítico o recubrimiento órgano metálico.

Los herrajes deben tener superficies lisas y estar libres de bordes agudos, protuberancias, rebabas, escorias o escamas.

Las grapas de retención del conductor y los empalmes deben soportar una tensión mecánica en el cable del por lo menos el 90% de la carga de rotura del mismo, sin que se produzca deslizamiento.

Los calibres del ángulo de las crucetas y su longitud, no deben ser inferiores a las calculadas según los esfuerzos mecánicos y exigidas por el Operador de Red en sus unidades constructivas.

Las crucetas metálicas a utilizar en las protecciones del transformador llevarán las perforaciones estándar para instalación de cortacircuitos y DPS's.

Las crucetas metálicas utilizadas en el tendido de la red de media tensión deberán ser sostenidas con diagonales metálicas en V de 48".

Para estructuras de paso en ángulo se deberán emplear dos (2) crucetas con doble pin por conductor.

En cuanto a los aisladores que actualmente se encuentran instalados en las diferentes estructuras, se puede observar que algunas estructuras no presentan la cantidad necesaria para el respectivo nivel de tensión, y algunos se ven bastantes obsoletos, producto del tiempo que llevan instaladas y que no han sido reemplazados o mejorados, debido a que representan una inversión importante y se requiere de un gran trabajo programado.

Con base en la información recopilada en el inventario, se proyecta el uso de aisladores que se encuentren certificados por el RETIE (reglamento técnico de instalaciones eléctricas) y que posean las características necesarias de acuerdo a la proyección y uso que se le apliquen.

Los aisladores a utilizar deben cumplir con las siguientes condiciones:

Los aisladores pueden ser de porcelana, vidrio, resina epóxica, u otros aislantes equivalentes resistentes a la intemperie.

Los aisladores para 13.2 KV deben tener un aislamiento de 15 KV y un BIL de 95 KV.

En estructuras terminales o de retención en media tensión 13,2 KV se deberán usar dos (2) aisladores de suspensión de 6" por línea.

En estructuras terminales o de retención de media tensión a 34,5 KV se usarán cuatro (4) aisladores de suspensión de 6" por línea.

La ranura superior de los aisladores de pin quedará alineada en la misma dirección del conductor y se aprovechará para el amarre del mismo, excepto cuando existan ángulos, en cuyo caso se amarrará el conductor a la ranura lateral del aislador, en la parte opuesta a las fuerzas desbalanceadas.

A cerca de los conductores que actualmente se encuentran instalados en los diferentes tramos de la red principal del Alimentador PALDONJUANA, se puede observar que en algunos tramos, se encuentran las líneas embarriladas, en otros empalmada y en algunos, bastante distensionados los tramos debido al largo tiempo que llevan instaladas y que no han sido reemplazados o mejorados, debido a que representan una inversión importante y se requiere de un gran trabajo programado.

Con base en la información recopilada en el inventario, se proyecta el uso de conductores que se encuentren certificados por el RETIE (reglamento técnico de instalaciones eléctricas) y que posean las características necesarias de acuerdo a la proyección y uso que se le apliquen.

Los conductores a utilizar deben cumplir con las siguientes condiciones.

Los cables de aluminio con refuerzo de acero (ACSR) y de aleaciones de aluminio (AAAC) deben tener el número de hilos definidos según las tablas técnicas. Se aceptan otros tipos de cables, tales como ACCC, ACCR, ACSR/AW, ACAR, ACSR/TW, ACCS.

Los conductores eléctricos no deben estar maltratados, quemados perforados o con abolladuras, estos deben ser nuevos y cumplir con las normas correspondientes.

En líneas y redes no se permite empalmar más de un conductor, ni se acepta hacer más de un empalme por vano.

Los empalmes deberán estar a una distancia mínima de tres (3) metros de los respectivos soportes. No se aceptarán empalmes en vanos que atraviesan vías principales.

Los puentes en postes de abertura deben hacerse en el mismo calibre del ramal principal.

En todo apoyo en suspensión o de paso el conductor sobre el aislador de pin debe tener su blindaje correspondiente.

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.

Se priorizaron éstas opciones de inversión teniendo en cuenta los siguientes criterios: regulatorios, técnicos, financieros, sociales, ambientales y de seguridad y salud en el trabajo con el fin de dar una opción óptima.

7. Resumen General del Proyecto

7.1. Tipo de Servicio

El tipo de servicio se define como residencial urbano y residencial rural, los cuáles se clasifican dentro del nivel de consumo uno (1) y dos (2).

7.2. Ubicación

Sectores: Corregimiento de La Donjuana del municipio de Bochalema y Casco Urbano del municipio de Durania.

Veredas Beneficiadas: Sobre el Alimentador PALDONJUANA, La Honda, Aguas Negras, La Selva, Orope, Ayacucho, Maracaicito, Morretón, San Cayetano, La Cuchilla, Manzanares, La Golondrina, Portachuelo, Quebraditas, La Montuosa, Ramaditas, Terebinto, Santa Helena, Sepulturas, Batatal, Paramito, San Juan, El Almendral, Miraflores, El Líbano, Cuajadoras, El Inmenso, El Retiro.

Municipio: Bochalema y Durania.

Departamento: Norte de Santander.

7.3. Número de Usuarios

El número total de usuarios aproximado según la base de datos, “WINTRAFO” suministrada por el Operador de Red CENS S.A. E.S.P., corresponde a: Dos mil cuarenta y cuatro (2044) usuarios, de los cuales Mil cincuenta y siete (1057) corresponden a usuarios dentro del casco

urbano y Novecientos ochenta y siete (987) que corresponden a usuarios dentro del casco rural, distribuidos en las veredas y municipios antes mencionados.

7.4. Demanda máxima proyectada

Para la Vivienda Tipo

Usuario	Demanda
Nivel de Consumo uno (1)	0,487 KVA
Nivel de Consumo dos (2)	0,868 KVA

7.5. Capacidad instalada

La capacidad total instalada corresponde a: 4427 KVA de transformadores existentes distribuidos en diferentes capacidades y del tipo monofásicos, bifásicos y trifásicos.

En el estado actual del alimentador, se puede observar que las redes eléctricas tienen un consumo de 1.14 MVA, el cual se presenta con más detalle en el anexo 5.

En el anexo 4, se puede detallar el comportamiento de la demanda máxima de energía durante un período de 24 horas.

A continuación se relacionan la cantidad de transformadores con sus capacidades.

Tipo de Transformador	Cantidad
Transformador Monofásico de 3 KVA	4
Transformador Monofásico de 5 KVA	7
Transformador Bifásico de 5 KVA	2
Transformador Monofásico de 10 KVA	1
Transformador Bifásico de 10 KVA	36
Transformador Bifásico de 15 KVA	82
Transformador Bifásico de 25 KVA	10
Transformador Trifásico de 30 KVA	9
Transformador Bifásico de 37.5 KVA	6
Transformador Trifásico de 45 KVA	5
Transformador Bifásico de 50 KVA	6
Transformador Bifásico de 75 KVA	2
Transformador Trifásico de 75 KVA	6
Transformador Trifásico de 112.5 KVA	2
Transformador Trifásico de 150 KVA	1
Transformador Trifásico de 225 KVA	1
Transformador Trifásico de 300 KVA	1

7.6. LÍNEAS Y REDES

Las redes de distribución en media tensión serán aéreas, en cable del tipo Aluminio ACSR en calibre 2/0 AWG; las longitudes de éstas se resumen así:

Sector	Calibre (AWG)	KM
La Donjuana-Durania	2/0	5.3

Las cantidades de conductor a utilizar en el tramo, se pueden observar en el anexo No. 11.

En la selección de la ruta de la red en Media Tensión del sector, se tuvo en cuenta aspectos relevantes como son:

Ampliación de vías existentes.

Poda y tala de bosque y vegetación existente.

Construcciones futuras.

Facilidad en el mantenimiento.

Inestabilidad del terreno.

Ubicación de derivaciones en Media Tensión y Transformadores, existentes.

Estructuras recientes en Media Tensión sobre las troncales.

Por recomendación del operador de red, se sugiere mantener el corredor del alimentador, el cual ya tiene definido los permisos necesarios para el paso de la línea.

7.7. Descripción del Proyecto

7.7.1. Localización

Los usuarios incluidos en el presente proyecto de remodelación de redes, se encuentran ubicados en las diferentes veredas y municipios de Bochalema y Durania que pertenecen al circuito en media tensión correspondiente a la celda PALDONJUANA, que circula a través del sector “La Donjuana-Durania”.

7.7.2. Objeto

El objetivo de este proyecto consiste en calcular, seleccionar, y construir, la red de distribución primaria en media tensión comprendida entre el sector antes mencionado, con base en los cálculos iniciales que se realizaron al conductor existente, los cuales se detallan en el anexo 7 y 9, con el fin de mejorar la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica, basado en los en términos de:

Aumento de calibres, con el fin de mejorar la regulación de voltaje y pérdidas de potencia.

Proporcionar una alternativa de suplencia de energía eléctrica, para los municipios de Durania y Arboledas y/o sus zonas rurales, a través de la celda PALDONJUANA y/o SALC1.

Cumplimiento de la vida útil de las redes existentes. Incidencia sobre las redes de futuras ampliaciones de la vía La Donjuana a Durania.

7.7.3. Características de la Carga

Para las viviendas típicas urbanas y rurales, la iluminación es de tipo variado: Incandescentes, fluorescentes, ahorradores, leds, y las salidas para tomacorrientes son para cubrir los servicios propios del sector, el cual se encuentra dentro de los niveles de consumo uno (1) y dos (2), así como usuarios comerciales y pequeña industria.

7.7.4. Circuito Alimentador

Los circuitos en media tensión que proporcionaran los enlaces de energía eléctrica, corresponden a los provenientes de las celdas PALDONJUANA de la Subestación PALERMO y SALC1 de la Subestación SALAZAR.

7.7.5. Redes en Media Tensión

En el Anexo 3 se encuentran más detalladas las estructuras en media tensión a utilizar según el plano de diseño general de redes.

En el Anexo 11 se presenta las cantidades de conductor asociados a las derivaciones en media tensión, de los tramos principales.

7.7.6. Subestaciones

En el presente proyecto no incluye la selección, instalación y montaje de transformadores nuevos; lo concerniente a transformadores, hace referencia a la reubicación de los existentes, ubicados sobre la red troncal existente.

7.7.7. Redes en Baja Tensión

Las redes en baja tensión no se verán afectadas, ya que los núcleos existentes, no se modificarán.

7.8. Memorias de Cálculo y Parámetros de Diseño

7.8.1. Clasificación de los Niveles de Tensión

Con el fin de atender la demanda del sistema con niveles de voltaje que garanticen el adecuado funcionamiento de los equipos eléctricos, debe tenerse un rango definido de operación del voltaje. Para efectos de rangos de utilización tolerables se cumplirá lo expresado en el artículo 12 del RETIE y reflejado en la Tabla 1.

Tabla 1. Niveles de tensión de servicio.

NIVEL DE TENSIÓN DE SERVICIO	TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES
Extra alta tensión (EAT)	Tensiones superiores a 230 Kv
Alta tensión (AT)	Tensiones mayores o iguales a 57,5 KV y menores o iguales a 230 KV
Media tensión (MT)	Tensiones mayores o iguales a 1000 KV y menores a 57,5 KV
Baja tensión (BT)	Tensiones mayores o iguales a 25 V y menores a 1000 V
Muy baja tensión (MBT)	Tensiones menores a 25 V

Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P., Tabla 1. Clasificación de los niveles de tensión.

7.8.2. Suministro desde Redes de Distribución Secundaria.

La tensión nominal de servicio en vacío y en bornes del transformador se indica en la Tabla 2.

Tabla 2. Suministro desde Redes de Distribución Secundaria.

NIVEL DE TENSIÓN	TIPO DE SISTEMA	TIPO DE CONEXIÓN	FASES	TENSIÓN NOMINAL EN VOLTIOS (V) TOLERANCIA ($\pm 10\%$)
Baja tensión	Monofásico trifilar	Monofásico bifilar	FN	120 V
		Monofásico trifilar (bifásico)	FFN	120 / 240 V
	Trifásico tetrafilar	Monofásico bifilar	FN	127 V
		Bifásico trifilar	FFN	127 / 220 V
		Trifásico tetrafilar	FFFN	127 / 220 V

Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P., Tabla 2. Suministro desde redes de distribución secundaria.

7.8.3. Suministro desde redes de media tensión o líneas de alta tensión.

Tabla 3. Suministro desde redes de media tensión o líneas de alta tensión.

NIVEL DE TENSIÓN	TIPO DE SISTEMA	TIPO DE CONEXIÓN	FASES	TENSIÓN NOMINAL EN VOLTIOS (V) TOLERANCIA ($\pm 10\%$)
Media tensión	Bifásico bifilar	Bifásico bifilar	FF	13.200 V
		Monofásico bifilar	FF	7.620 V
	Trifásico trifilar	Trifásico trifilar	FFF	13.200 V
				34.500 V
Alta tensión	Trifásico trifilar	Trifásico trifilar	FFF	115.000 V

Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P., Tabla 4. Suministro desde redes de media tensión o líneas de alta tensión.

7.8.4. Límites de regulación de voltaje.

Tabla 4. Límites de regulación de voltaje.

Nivel de Tensión	Área	Límites de regulación de voltaje
Circuitos de baja tensión	Zona urbana	3%
	Zona Rural	3%
	Alumbrado público	3%
	Acometidas	2%
Circuitos de media tensión	Para expansión de redes derivadas de un circuito alimentador principal	Menor o igual al 1% a partir del barraje de la subestación de distribución
	Para acometidas de uso exclusivo	Menor o igual al 0.03% a partir del punto de conexión

Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P., Tabla 21. Límites de regulación de voltaje.

7.8.5. Límites de pérdidas de potencia.

De acuerdo al tipo de instalación las pérdidas técnicas máximas permitidas son:

Tabla 5. Valores máximos de porcentajes de pérdidas de potencia.

Componente.	Pérdidas de potencia.
Líneas de Distribución (M.T.).	1%
Redes de baja tensión.	2,35%
Transformadores.	De acuerdo a la NTC 818, 819 y 1954-última actualización

Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P., Tabla 22. Valores máximos de porcentajes de pérdidas de potencia.

7.8.6. Valores máximos de resistencia de puesta a tierra.

En razón de que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, pueden tomarse los

siguientes valores máximos de resistencia de puesta a tierra, adoptados de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050, NTC 4552.

Tabla 6. Valores referencia de resistencia de puesta a tierra.

DESCRIPCIÓN.	NIVELES.	VALORES DE REFERENCIA DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA. (Ohm Ω).
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda.	>57.5 KV	20
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	>57.5 KV	1
Subestaciones de media tensión.	1000 V - 57.5 KV	10
Protección contra rayos.	Todos los niveles	10
Punto neutro en acometidas en baja tensión.	<1000 V	25
Redes para equipos electrónicos o sensibles.	<1000 V	10

Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P., Tabla 38. Valores referencia de resistencia de puesta a tierra.

7.8.7. Características de la Demanda.

Para los cálculos de diseño y la determinación de la demanda máxima se asumirá que los usuarios urbanos pertenecen al nivel de consumo dos (2) y los usuarios rurales al nivel de consumo uno (1).

Puesto que se conoce el número total de usuarios y el factor de demanda según el estrato o nivel de consumo, se empleó el método de cálculo indicado en las normas CENS S.A. E.S.P., numeral 2.10 (Art 220-37 NTC 2050), para determinarla.

7.8.8. Demanda Máxima Diversificada.

Se calculará de manera general, con base en lo indicado en el numeral 2.10 de la norma CENS, mediante la expresión:

$$D_{max. div.} (KVA) = \left(\frac{1}{A * N + B} + C \right) * N$$

Dónde N = Número de usuarios residenciales.

Las diferentes constantes toman los siguientes valores, según el nivel de consumo:

Tabla 7. Constantes de la curva de Demanda máxima diversificada.

Estrato Socio-Económico	A	B	C
1	1,30	3,51	0,28
2	0,52	1,76	0,43
3	0,70	0,42	0,49
4	0,40	0,25	0,72
5	0,41	0,22	1,17
6	0,21	0,14	1,82

Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P., Tabla 31. Constantes de la curva de Demanda máxima diversificada

7.8.9. Tasa de Crecimiento Vegetativo.

Se asumirá una tasa anual de 1%.

7.8.10. Período de Proyección de la Demanda.

Descripción	Proyección
Transformadores de Distribución	8 Años
Redes de Distribución y Barrajes	15 Años

7.8.11. Demanda Máxima Proyectada.

Se calculará mediante la siguiente expresión:

$$DMP = KVA \times (1 + r)^n$$

Donde r es la tasa de crecimiento vegetativo y n los años de proyección de la demanda, ver anexo 1.

7.8.12. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico

El Aislamiento eléctrico es la técnica empleada en los diferentes materiales y equipos eléctricos en sus vivas para prevenir contacto eléctrico.

Las redes de distribución deben cumplir los requerimientos de aislamiento de las partes energizadas, para evitar contactos, tanto por disminución en las distancias de seguridad cuando el aislamiento es el aire o por deficiencias o insuficiencias de los materiales aislantes

El tipo de aislamiento se debe seleccionar según el nivel de tensión del servicio. Para el presente diseño las tensiones de servicio son 13.2 KV en media tensión y 220/127 voltios o 240/120 voltios en baja tensión.

La siguiente tabla de la Normas de CENS S.A. E.S.P. muestra el tipo de aislamiento que deben tener los componentes de la red.

Tabla 8. Niveles de aislamiento.

NIVEL	AISLAMIENTO (KV)	BIL (KV)
Baja tensión	0,6	25
Media tensión 13,2 KV	15,0	95
Media tensión 34,5 KV	36,0	200

Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P. Numeral 3.5, Tabla 4. Niveles de aislamiento.

Para los equipos de maniobra se tendrá en cuenta los siguientes niveles de aislamiento en la selección de cortacircuitos y DPS.

Tabla 9. Niveles de aislamiento de cortacircuitos y DPS.

Parámetros	Un	Cortacircuitos		Seccionadores bajo carga e interruptores (uso exterior)		Seccionadores bajo carga (uso interior)		DPS	
Tensión de servicio	KV	13,2	34,5	13,2	34,5	13,2	34,5	13,2	34,5
Tensión nominal	KV	15,0	36,0	15,0	36,0	15,0	36,0	12,0	30,0
Corriente nominal	A	100,0	100,0	400,0	400,0	400,0	400,0	-	-
Nivel básico de aislamiento BIL	KV	110,0	200,0	110,0	200,0	95,0	150,0	110,0	195,0
Tensión sostenida	KV	36,0	70,0	36,0	70,0	34,0	70,0	36,0	70,0

Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P. Numeral 3.5, Tabla 4.1. Niveles de aislamiento de cortacircuitos y DPS.

Para este proyecto, el aislamiento para conductores será de 15000 voltios, aisladores, elementos de soporte, DPS y cortacircuitos será 15 KV y BIL de 95 KV para el nivel de 13.2 KV.

7.8.13. Análisis del nivel de riesgos por rayos

Para el análisis del nivel de riesgos por rayos en redes de distribución se emplea la metodología contenida en las Normas NTC 4552 “Protección contra rayos” última versión. Los procedimientos, tablas y figuras de este capítulo han sido tomados de la serie de normas NTC 4552 contenidos en los siguientes documentos:

NTC 4552-1: Principios Generales.

NTC 4552-2: Manejo del Riesgo.

NTC 4552-3: Daños Físicos a Estructuras y Amenazas a la Vida.

Es evidente que la corriente del rayo es la fuente primaria de daño e impacta generalmente en las siguientes situaciones:

S1 Descargas sobre la estructura.

S2 Descargas sobre las líneas.

S3 Descargas cercanas a las líneas.

Los daños que este impacto produce se clasifican en tres aspectos básicos:

D1 – Lesiones a seres vivos.

D2 – Daños físicos.

D3 – Fallas de sistemas eléctricos y electrónicos.

El rayo puede causar daños físicos a las líneas y a todo sistema interno que se encuentre conectado a ellas y por ende las pérdidas a considerar son:

L1 – Pérdida de servicios públicos.

L2 – Pérdida económica.

R1 – Riesgo de pérdida del servicio público.

R2 – Riesgo de pérdidas de valor económico.

Pérdidas		
	L1	L2
Daños	Pérdida de	Péridid
D1 – Lesiones a seres vivos	-	R _S (1)
D2 – Daños físicos	R _F	R _F
D3 – Fallas de sistemas	R _O	R _O

(1) Solo para propiedades agrícolas con posible pérdida de

animales R_S: Riesgo de lesiones a seres vivos.

R_F: Riesgo de daños físicos a la línea.

La red de distribución objeto del presente diseño no posee cable de guarda.

El riesgo obtenido es bajo y por tanto no se se requieren medidas de protección adicionales salvo los siguientes:

Sistema de captación, encargado de realizar la interceptación del impacto del rayo mediante la instalación de DPS (Dispositivo de Protección Contra Sobretensiones), necesario para limitar intencionalmente las sobretensiones transitorias y dispersar las sobrecorrientes transitorias en los transformadores de distribución que se instalen en la red.

Sistema de conductores bajantes de puesta a tierra de los DPS, encargado de conducir de manera adecuada y segura la corriente de rayo al sistema de puesta a tierra, en las estructuras donde se instalen los transformadores de distribución.

Equipotencialización del neutro y tierra del transformador de distribución.

Equipotencialización de las carcasas de los transformadores de distribución



Sistema de puesta a tierra, encargado de dispersar y disipar adecuadamente en el terreno la corriente y la energía del rayo.








7.8.14. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos


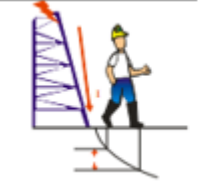
Todo proyecto eléctrico tiene asociados una serie de riesgos que es necesario controlar y minimizar para garantizar la seguridad de las personas y de la instalación.

Según lo señalado en el Artículo 9.3 del RETIE, los factores de riesgo eléctrico más comunes son los siguientes:

Tabla 10. Factores de riesgo más comunes.

	<p>ARCOS ELÉCTRICOS.</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de seccionadores con carga, apertura de transformadores de corriente, apertura de transformadores de potencia con carga sin utilizar equipo extintor de arco, apertura de transformadores de corriente en secundarios con carga, manipulación indebida de equipos de medida, materiales o herramientas olvidadas en gabinetes, acumulación de óxido o partículas conductoras, descuidos en los trabajos de mantenimiento.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar prendas adecuadas con el riesgo y gafas de protección contra rayos ultravioleta.</p>
	<p>AUSENCIA DE ELECTRICIDAD (EN DETERMINADOS CASOS)</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Apagón o corte del servicio, no disponer de un sistema ininterrumpido de potencia - UPS, no tener plantas de emergencia, no tener transferencia. Por ejemplo: Lugares donde se exijan plantas de emergencia como hospitales y aeropuertos.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Disponer de sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.</p>

	<p>CONTACTO DIRECTO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Negligencia de técnicos o impericia de no técnicos, violación de las distancias mínimas de seguridad.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento.</p>
	<p>CONTACTO INDIRECTO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y correctivo.</p>
	<p>CORTOCIRCUITO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades, equipos defectuosos.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Interruptores automáticos con dispositivos de</p>
	<p>ELECTRICIDAD ESTÁTICA</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Unión y separación constante de materiales como aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del ambiente, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos.</p>
	<p>EQUIPO DEFECTUOSO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.</p>
	<p>RAYOS</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Fallas en: el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.</p>
	<p>SOBRECARGA</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Uso de Interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores.</p>

	<p>TENSION DE CONTACTO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.</p>
	<p>TENSION DE PASO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.</p>

Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P. Numeral 1.10.3, Tabla 11. Factores de riesgo más comunes.

7.9. Cálculo de Cargas

El cálculo tipo de las cargas teniendo en cuenta los criterios anteriormente descritos se presentan a continuación:

7.9.1. Demanda Máxima Diversificada (Nivel de consumo uno).

$$D_{max. div.} (KVA) = \left\{ \frac{1}{1,30 \times 987 + 3,52} + 0,28 \right\} \times 987 = 277,127 \text{ KVA}$$

Con N igual a 987, para los usuarios con nivel de consumo uno en el sector La Donjuana – Durania.

En el anexo N° 1 y 2 se presentan con más detalle todos los datos.

7.9.2. Demanda Máxima Proyectada.

- Para los usuarios con nivel de consumo uno, sector La Donjuana – Durania:

$$DMP = 277,127 \times (1 + 0,01)^{15} = 321,735 \text{ KVA}$$

7.10. Diseño de Subestaciones

En el presente proyecto no se seleccionarán transformadores, no obstante se verificará el estado de las protecciones, los bajantes en Baja Tensión y el estado de la puesta a tierra.

7.11. Redes Aéreas en Media Tensión

7.11.1. Sector la Donjuana – Durania

La red de distribución en Media Tensión que circulará por éste sector, será trifásica, e irá en conductor ACSR N° 2/0 AWG, el cual cumple los requerimientos de regulación y pérdidas de potencia descritos en los numerales 2.4.4. y 2.5.2. de la norma CENS S.A. E.S.P.

Éste alimentador como ya se mencionó, mejorará el servicio de energía eléctrica a los sectores de La Donjuana hasta el municipio de Durania y todas las veredas a su paso, también eventualmente y cuando se requiera, al municipio de Arboledas y su zona rural, desde la Subestación Palermo, a través del circuito PALDONJUANA, por motivos de maniobras, mantenimientos, racionamientos del circuito, mediante un enlace con la celda en Media Tensión SALC1.

Los cálculos referentes a la regulación de voltaje y pérdidas de potencia del sector, se presentan en los anexos 8 y 10.

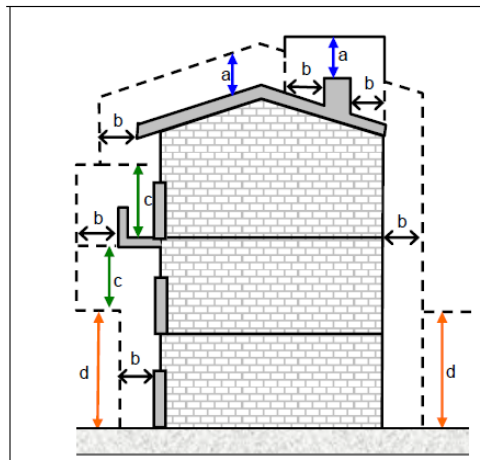
En el plano general de diseño se presenta el trazado de la red de media tensión del sector, con dichas estructuras numeradas, junto con los vanos y las distancias entre estructuras, además se describe el tipo de red (trifásica).

7.12. Distancias de Seguridad

Para el presente proyecto se tendrán en cuenta las distancias de seguridad señaladas en el Capítulo 13 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE puesto que su incumplimiento es fuente de riesgos que afectarán la integridad de las personas y sus bienes.

Teniendo en cuenta que la red de media tensión utiliza conductores desnudos, las distancias verticales se toman siempre desde el punto energizado más cercano al lugar de posible contacto.

Figura 11. Distancias de seguridad en zonas con construcciones.



Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P. Numeral 2.15.1, Figura 7. Distancias de seguridad en zonas con construcciones.

La distancia horizontal “b” se toma desde la parte energizada más cercana al sitio de posible contacto, es decir, trazando un círculo desde la parte energizada, teniendo en cuenta la posibilidad real de expansión vertical que tenga la edificación y que en ningún momento la red quede encima de la construcción.

Si se tiene un tendido aéreo con cable aislado y con pantalla no se aplican estas distancias; tampoco se aplica para conductores aislados para baja tensión.

7.12.1. Distancia de Seguridad en Zonas con Construcciones

Las distancias mínimas de seguridad que deben guardar las partes energizadas respecto de las construcciones se muestran en la siguiente tabla.

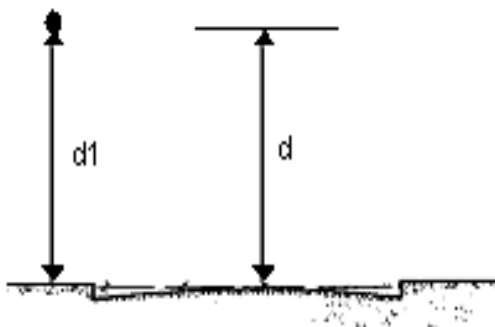
Tabla 11. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones.

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES		
Descripción	Tensión nominal entre fases (KV)	Distancia (m)
Distancia vertical “a” sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas (Figura 7)	44/34,5/33	3,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8
	<1	0,45
Distancia horizontal “b” a muros, balcones, salientes, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. (Figura 7)	66/57,5	2,5
	44/34,5/33	2,3
	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3
	<1	1,7
Distancia vertical “c” sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura. (Figura 7)	44/34,5/33	4,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	4,1
	<1	3,5
Distancia vertical “d” a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. (Figura 7)	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5

Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P. Numeral 2.15.1, Tabla 44. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones.

No se deben instalar conductores de redes o líneas del servicio público, por encima de edificaciones donde se tenga presencia de personas.

Figura 12. Distancias “d” y “d1” en cruce y recorrido de vías.



Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P. Numeral 2.15.2, Figura 8. Distancias “d” y “d1” en cruce y recorridos de vías.

En los tendidos de la red de distribución se debe tener en cuenta que las alturas de los conductores **d1** y **d** con respecto al piso o de la vía no podrán ser inferiores a las distancias que se muestran a continuación.

Tabla 12. Distancias mínimas de seguridad para diferentes condiciones y lugares.

Descripción	Tensión nominal	Distancia (m)
Distancia mínima al suelo “d” en crucés con carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular (Figura 13.2).	500	11,5
	230/220	8,5
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
Cruce de líneas aéreas de baja tensión en grandes avenidas.	<1	5,0
	<1	5,6
Distancia mínima al suelo “d1” desde líneas que recorren avenidas, carreteras y calles (Figura 13.2).	500	11,5
	230/220	8,0
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
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 las zonas de servidumbre (Figura 13.2).	<1	5,0
	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

Descripción	Tensión nominal	Distancia (m)
En áreas de bosques y huertos donde se dificulta el control absoluto del crecimiento de estas plantas y sus copas puedan ocasionar acercamientos peligrosos, se requiera el uso de maquinaria agrícola de gran altura o en cruces de ferrocarriles sin electrificar, se debe aplicar como distancia "e" estos valores (Figura 13.3) ⁹	<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
	13,8/13,2/11,4/7,6	8,1
Distancia mínima vertical en el cruce "f" a los conductores alimentadores de ferrocarriles electrificados, teleféricos, tranvías y trole-buses (Figura 13.4)	<1	7,5
	500	4,8
	230/220	3,0
	115/110	2,3
	66/57,5	2,0
	44/34,5/33	1,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	1,8
Distancia mínima vertical respecto del máximo nivel del agua "g" en cruce con ríos, canales navegables o flotantes adecuados para embarcaciones con altura superior a 2 m y menor de 7 m (Figura 13.4)	<1	1,2
	500	12,9
	230/220	11,3
	115/110	10,6
	66/57,5	10,4
	44/34,5/33	10,2
	13,8/13,2/11,4/7,6	10,2
Distancia mínima vertical respecto del máximo nivel del agua "g" en cruce con ríos, canales navegables o flotantes, no adecuadas para embarcaciones con altura mayor a 2 m. (Figura 13.4)	<1	9,6
	500	7,9
	230/220	6,3
	115/110	5,6
	66/57,5	5,4
	44/34,5/33	5,2
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,2
Distancia mínima vertical al piso en cruce por espacios usados como campos deportivos abiertos, sin infraestructura en la zona de servidumbre, tales como graderías, casetas o cualquier tipo de edificaciones ubicadas debajo de los conductores.	<1	4,6
	500	14,6
	230/220	12,8
	115/110	12
	66/57,5	12
	44/34,5/33	12
	13,8/13,2/11,4/7,6	12
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.	<1	12
	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: Norma CENS S.A. E.S.P. Numeral 2.15.2, Tabla 45. Distancias mínimas de seguridad para diferentes condiciones y lugares.

Para el caso de cruces o recorridos paralelos de distintas líneas, se deben tener en cuenta las siguientes distancias mínimas.

Tabla 13. Distancias verticales mínimas en vanos con cruces de líneas.

Tensión nominal (kV) entre fases de la	DISTANCIAS EN METROS								
	500	4,8	4,	4,2	4,2	4,	4,	4,	5,
	230/220	3,0	2,	2,4	2,4	2,	2,	2,	3,
	115/110	2,3	1,	1,7	1,7	1,	1,	2,	
	66	2,0	1,	1,4	1,4	1,	1,		
	57,5	1,9	1,	1,3	1,3	1,			

		DISTANCIAS EN METROS							
línea superior	44/34,5/33	1,8	1,	1,2	1,3				
	13,8/13,2/11,4/7,6	1,8	1,	0,6					
	<1	1,2	0,						
	Comunicaciones	0,6							
			<	13,8	44/	57,	6	11	23
	Comunicación	1	1	13,2	34,5	5	6	11	22
				11,4	33			0	0
				7,6					

Tensión nominal (kV) entre fases de la línea inferior

Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P. Numeral 2.15.3, Tabla 46. Distancias verticales mínimas en vanos con cruces de líneas.

7.13. Cálculos mecánicos

7.13.1. Topología del sistema

Se basa en el tipo de redes existentes empleadas en la región, para el nivel de tensión.

7.13.2. Línea Circuito La Donjuana – Durania.

Desde la estructura N° 1 hasta la estructura N° 24, la línea irá en circuito sencillo, en disposición triangular asimétrica y horizontal plana, dependiendo del tipo de estructura y distancia entre vanos.

Los tipos de apoyos a utilizar, serán los siguientes:

LONGITUD APOYO (mts)	TIPO	EMPOTRAMIENTO (mts)	CARGA DE ROTURA (Kg)
12	CONCRETO	1.8	1050
12	FIBRA DE VIDRIO	1.8	1050
12	CONCRETO	1.8	750
12	FIBRA DE VIDRIO	1.8	750
12	CONCRETO	1.8	510
12	FIBRA DE VIDRIO	1.8	510

Nota: La Postería de fibra de vidrio, se empleará en los sitios más alejados de la carretera.

7.14. Distancias mínimas de seguridad

7.14.1. Distancia Vertical entre conductores (D_v)

Se calculará mediante la siguiente expresión:

$$D_v = 0,4 + \frac{V_L}{75}$$

Donde V_L es la tensión de línea en Kv

$$D_v = 0,4 + \frac{13,8}{75} = 0,584 \text{ (mts)}$$

7.14.2. Distancia de los conductores al terreno (D_t)

El conductor de fase deberá quedar por encima de cualquier punto de terreno o superficie a una distancia mayor o igual, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$D_t = 5,3 + \frac{V_L}{150}$$

Donde V_L es la tensión de línea en Kv

$$D_t = 5,3 + \frac{13,8}{150} = 5,392 \text{ (mts)}$$

7.14.3. Distancia entre el conductor y cualquier punto de la estructura (D_A)

Se calculará mediante la siguiente expresión:

$$D_A = 0,1 + \frac{V_L}{150}$$

Donde V_L es la tensión de línea en Kv

$$D_A = 0,1 + \frac{13,8}{150} = 0,192 \text{ (mts)}$$

Debido a que las expresiones utilizadas anteriormente, sólo son válidas para una altitud de 1000 msnm, es necesario aplicar un factor de corrección de 0,9, debido a que la línea en referencia se encuentra a 1800 msnm aproximadamente.

Ahora, aplicando el factor de corrección mencionado, se calcula nuevamente y tenemos:

$$D_v = \frac{0,584}{0,9} = 0,648 \text{ (mts)}$$

$$D_t = \frac{5,392}{0,9} = 5,991 \text{ (mts)}$$

$$D_A = \frac{0,192}{0,9} = 0,213 \text{ (mts)}$$

7.15. Hipótesis de diseño

Para los tramos de red en Media Tensión proyectados, mencionados anteriormente y teniendo en cuenta los calibres de los conductores existentes, se seleccionó el conductor calibre ACSR 2/0, dichas características son suministradas por el fabricante, y se presentan a continuación:

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CALIBRE 2/0 AWG
Número de Hilos de Aluminio	UN	6
Número de Hilos de Acero	UN	1
Diámetro de cada hilo de Aluminio	mm	3,78
Diámetro de cada hilo de Acero	mm	3,78
Diámetro nominal del cable	mm	11,35
Composición del Aluminio	mm	22,704
Composición del Acero	mm	3,784
Sección del Aluminio	mm ²	67,419
Sección del Acero	mm ²	11,226
Sección total del conductor	mm ²	78,645
Carga de Rotura	Kg	2405
Peso del conductor	Kg / Km	273
Módulo de Elasticidad del Aluminio	Kg / mm ²	6750
Módulo de Elasticidad del Acero	Kg / mm ²	22000
Coefficiente de Dilatación Lineal del Aluminio		23 x 10 ⁻⁶
Coefficiente de Dilatación Lineal del Acero		11,5 x 10 ⁻⁶

7.15.1. Condiciones Promedio (Inicial de Tendido).

Las condiciones básicas del tendido son:

Temperatura promedio de la zona que corresponde a 15°.

La tensión del conductor en condiciones normales, deberá estar entre un 20% y un 25% de la tensión de rotura t_R del conductor.

De acuerdo con lo anterior, se considerará que la tensión del conductor en condiciones normales será del 25% de la tensión de rotura t_R así:

$$t = 0,25 \times t_R$$

Según las características mecánicas del conductor tipo **QUAIL 2/0**, tenemos:

$$t_R = 2405 \text{ Kg}$$

$$W = 0,273 \text{ Kg/m}$$

Por lo tanto la tensión del conductor (t) en las condiciones promedio será:

$$t = 0,25 \times 2405 = 601,25 \text{ Kg}$$

Ahora con ésta tensión, se calculará el parámetro respectivo (h) según la siguiente expresión:

$$h = \frac{t}{W} = \frac{601,25}{0,273} = 2202,38 \text{ (m)}$$

7.15.2. Condición Extrema de Trabajo Mecánico (Temperatura Mínima).

Esta condición establece la máxima tensión a la que estará sometido el conductor.

Para calcular esta tensión, la temperatura debe ser mínima (0°) y la velocidad del viento máxima (100 Km / h); utilizando la ecuación de cambio de estado.

$$t_2^2 \left[t_2 + SE \alpha (T_2 - T_1) + \frac{SE \alpha^2 P_1^2}{24 t_1^2} - t_1 \right] = \frac{SE}{24} \alpha^2 P_2^2$$

Dónde:

t_1 = Tensión a la Temperatura T_1 (Kg)

t_2 = Tensión a la Temperatura T_2 (Kg)

S = Sección Total del Conductor (mm^2) = 78,645 (mm^2)

α = Vano (m)

T_1 = Tensión Condición 1 (°C)

T_2 = Tensión Condición 2 (°C)

$$P = \text{Peso aparente del Cable} \left(\frac{Kg}{m} \right) \text{ Dado por } P = \sqrt{W^2 + pv^2}$$

Dónde:

W = Peso propio del Cable $\left(\frac{Kg}{m} \right)$

$p_v = \text{Presión del Viento} \left(\frac{Kg}{m} \right)$

$E = \text{Módulo de Elasticidad del Cable} \left(\frac{Kg}{mm^2} \right)$

Y se calcula de la siguiente manera:

$$E = \frac{E_A S_{AC} + E_{AL} S_{AL}}{S_{AL} + S_{AC}}$$

Dónde:

$E_{Ac} = \text{Módulo de Elasticidad del Acero} = 22 \times 10^3 \text{ Kg/mm}^2$

$E_{AL} = \text{Módulo de Elasticidad del Aluminio} = 6,75 \times 10^3 \text{ Kg/mm}^2$

$S_{AL} = \text{Área efectiva de los Conductores de Aluminio} (mm^2)$

$S_{Ac} = \text{Área efectiva de los Conductores de Acero} (mm^2)$

$\alpha = \text{Coeficiente de Dilatación} \left(\frac{1}{^\circ C} \right)$

Y se calcula de la siguiente manera:

$$\alpha = \alpha_{al} - \frac{(\alpha_{al} - \alpha_{ac}) E_{Ac}}{\left(\frac{S_{al}}{S_{ac}} \right) E_{AL} + E_{Ac}}$$

Dónde:

$\alpha_{ac} = \text{Coeficiente de Dilatación del Acero} = 11,5 \times 10^{-6} \text{ } 1/^\circ C$

$\alpha_{al} = \text{Coeficiente de Dilatación del Aluminio} = 23 \times 10^{-6} \text{ } 1/^\circ C$

Ahora, reemplazando los valores para calcular el coeficiente de dilatación y el módulo de elasticidad, tendremos:

$$\alpha = 1,8954 \times 10^{-6} \text{ } 1/^{\circ}\text{C}$$

$$E = 8926,826 \text{ (Kg/mm}^2\text{)}$$

Ahora, para determinar la tensión en referencia, se determinan las condiciones iniciales así:

$$t_1 = 0,25 \times 2405 = 601,25 \text{ (Kg)}$$

$$T_1 = 15 \text{ (}^{\circ}\text{C)}$$

$$P = \sqrt{W^2 + pv^2}$$

Asumiendo $pv = 0$ por la condición de velocidad del viento de $0 \left(\frac{\text{Km}}{\text{h}} \right)$

Entonces,

$$P_1 = 0,273 \text{ Kg/m}$$

Y las condiciones finales así:

$$t_2 = ?$$

$$T_2 = 0 \text{ (}^{\circ}\text{C)}$$

$$P_2 = \sqrt{W^2 + pv^2}$$

$$P_2 = \sqrt{0,273^2 + (0,0042 + 100^2 + 0,01135)^2} = 0,5493 \text{ Kg/m}$$

Con los anteriores datos y asumiendo un vano regulador aproximado de 300 metros (determinado con base en el perfil topográfico), se desarrolla la ecuación de cambio de estado, y se obtiene la tensión para ésta condición:

$$t_2 = 1020,684 \text{ Kg}$$

Ésta tensión corresponde al 42,44% de la tensión de rotura del conductor, ahora el parámetro correspondiente es:

$$h = \frac{t}{W} = \frac{1020,684}{0,273} = 3738,77 \text{ (m)}$$

7.15.3. Condición Temperatura Máxima (Extrema de Flecha).

Para ésta condición, se presenta la máxima flecha del conductor.

Resolviendo la ecuación de cambio de estado para las siguientes condiciones:

Iniciales:

$$t_1 = 0,25 \times 2405 = 601,25 \text{ (Kg)}$$

$$T_1 = 15 \text{ (}^\circ\text{C)}$$

$$P_1 = 0,273 \text{ Kg/m}$$

Finales:

$$t_2 = ?$$

$$T_2 = T_{MAX} + \Delta T = 35 + 15 = 50^\circ\text{C}$$

Para ésta condición la velocidad del viento es de 0 Km/h, entonces:

$$P_2 = 0,273 \text{ Kg/m}$$

Resolviendo la ecuación de cambio de estado se tiene:

$$t_2 = 472,309 \text{ Kg}$$

Ésta tensión corresponde al 19,64% de la tensión de rotura del conductor, ahora el parámetro correspondiente es de:

$$h = \frac{t}{W} = \frac{472,309}{0,273} = 1730,071 \text{ (m)}$$

A continuación se presenta el resumen de resultados:

SECTOR LA DONJUANA – DURANIA (CALIBRE 2/0 AWG)

TIPO DE RESULTADO	TEMPERATURA MÍNIMA	TEMPERATURA MEDIA	TEMPERATURA MÁXIMA
Tensión del Conductor	1020,84	601,25	472,309
% Tensión de Rotura	42,44	25	19,64
Parámetro	3738,77	2202,38	1730,07

Se observa que la hipótesis más desfavorable (para realizar el plantillado) en éste sector, es la de máxima temperatura, por lo tanto el parámetro básico es de 1730 mts.

7.16. Elaboración de la Plantilla

7.16.1. Curva del conductor o curva en caliente

Ésta curva se puede realizar con la ecuación de la parábola así:

$$f = \frac{\alpha^2 W}{8t}$$

(Tomada del numeral 4.10 ecuación 28 Líneas de transporte de energía-Luis María Checa),

Con el parámetro mencionado de 1730 metros, se tiene con $h = 1730$ (m)

$$f = \frac{\alpha^2}{8 \times 1730}$$

Y con ésta expresión, se calculan los valores de la flecha, los cuales se deben realizar para cada uno de los puntos, y se grafica para obtener la curva en caliente del conductor.

7.16.2. Curva de Distancia Mínima a Tierra

Ésta curva se obtiene al desplazar hacia abajo, la curva en caliente del conductor, la distancia mínima a tierra, correspondiente a 6 metros.

7.16.3. Curva de Pie de Apoyos

Se obtiene desplazando hacia abajo, desde la curva en caliente del conductor, a una distancia, que representa la altura que tendrá el punto de amarre del cable inferior sobre el terreno.

7.16.4. Curva a Temperatura Mínima o Curva en Frío

Ésta curva se puede realizar con la ecuación de la parábola,

$$f = \frac{\alpha^2 W}{8t}$$

Ahora el parámetro para ésta curva se calcula con base en los siguientes datos y velocidad del viento de $0 \left(\frac{Km}{h} \right)$ así:

Condiciones Iniciales:

$$t_1 = 0,25 \times 2405 = 601,25 \text{ (Kg)}$$

$$T_1 = 15 \text{ (}^\circ\text{C)}$$

$$P_1 = 0,273 \text{ Kg/m}$$

Condiciones Finales:

$$t_2 = ?$$

$$T_2 = 0 \text{ (}^\circ\text{C)}$$

$$P_2 = 0,273 \text{ Kg/m}$$

Y nuevamente solucionando la ecuación de cambio de estado para éstas condiciones se tiene:

$$t_2 = 681,08 \text{ (Kg)}$$

Donde el parámetro correspondiente es:

$$h = \frac{t}{W} = \frac{681,08}{0,273} = 2494,79 \text{ (m)}$$

Entonces la ecuación que define la curva en referencia corresponde a:

$$f_{min} = \frac{a^2}{8 \times 2494,79}$$

A continuación se presentan los datos de las curvas, en la tabla de valores de flechas para el plantillado.

VANO [a] (mts)	CURVA EN CALIENTE (mts)	CURVA DISTANCIA MÍNIMA (mts)	CURVA DE PIE DE APOYOS (mts)	CURVA EN FRIO (mts)
50	0,18	6,18	9,58	0,13
100	0,72	6,72	10,12	0,50
150	1,63	7,63	11,03	1,13
200	2,89	8,89	12,29	2,00
250	4,52	10,52	13,92	3,13
300	6,50	12,50	15,90	4,51
350	8,85	14,85	18,25	6,14
400	11,56	17,56	20,96	8,02
450	14,63	20,63	24,03	10,15
500	18,06	24,06	27,46	12,53
550	21,86	27,86	31,26	15,16
600	26,01	32,01	35,41	18,04
650	30,53	36,53	39,93	21,17
700	35,40	41,40	44,80	24,55
750	40,64	46,64	50,04	28,18
800	46,24	52,24	55,64	32,07
850	52,20	58,20	61,60	36,20
900	58,53	64,53	67,93	40,58
950	65,21	71,21	74,61	45,22
1000	72,25	78,25	81,65	50,10
1050	79,66	85,66	89,06	55,24
1100	87,43	93,43	96,83	60,63
1150	95,56	100,56	104,96	66,26
1200	104,05	110,05	113,45	72,15
1250	112,90	118,90	122,30	78,29
1300	122,11	128,11	131,51	84,68

Tabla de valores de flechas para la plantilla (Vano regulador de 300 mts)

7.17. Plantillado y cuadro general de vanos

Con la plantilla, desarrollada con los datos anteriores, se realizó la ubicación de los apoyos en el perfil topográfico, donde la topografía del terreno permite su uso.

Vale la pena aclarar, que por las características del terreno, y con base en el replanteo posterior, se presenta una gran cantidad de puntos “obligados”, así mismo en el sector de La Donjuana, el plantillado indica una distancia entre apoyos máximas de 560 metros, no obstante y debido a las diferencias de nivel y lejanía de la vía, con el terreno por donde se trazó la red, se proyectarán, estructuras de paso ó lineamiento, intermedias entre los apoyos ubicados mediante el plantillado, con el fin de garantizar las distancias de seguridad.

7.18. Cálculo de vano regulador, longitud de tramos y vano medio

Para determinar el vano regulador se empleó la siguiente expresión, teniendo en cuenta los desniveles del terreno:

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum a_{li}^3}{\sum \frac{a_{li}^3 + d_i^2}{a_{li}}}}$$

Donde los vanos individuales a_i , se toman del cuadro general de vanos, así como el desnivel d_i , teniendo en cuenta para éste ultimo que la diferencia de nivel se considera positiva si se va de una estructura de menor cota a una de mayor, o negativamente en caso contrario, éstas diferencias de nivel se obtienen directamente de los perfiles topográficos; de la misma manera se tendrá en cuenta el tipo de estructuras (retención y paso) determinadas y consignadas en el mismo cuadro.

7.19. Distancia horizontal entre conductores

La mínima distancia horizontal posible entre conductores de fase, se determina teniendo en cuenta las condiciones de máxima temperatura, para ello se requiere calcular las flechas para las condiciones de temperatura máxima, con base en los datos obtenidos en el cuadro general de vanos, y mediante la expresión (sección 4.5 Luis María Checa):

$$D = K \sqrt{(F + L)} + \frac{K_v}{150} = \text{Separación mínima (m)}$$

Donde:

K = Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores, (ver tabla art. 25 del reglamento de líneas). En nuestro caso asumiremos una oscilación máxima de 65° y por ser una línea de 3ra categoría, se tomará éste valor de 0,6.

F = Flecha Máxima

L = Longitud de cadena de aisladores se considerará 0,6 mts.

K_v = Tensión del Operador de Red, se asumirá de 13,8 Kv.

Realizando éste cálculo para el tramo 20, se tiene:

$$D = 0,6 \sqrt{(71,52 + 0,6)} + \frac{13,8}{150} = 1,51 (m)$$

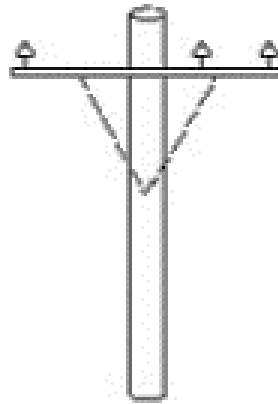
7.20. Estructuras

7.20.1. Tipos de Estructuras

Los tipos de estructuras utilizadas, en los tramos del circuito en Media Tensión correspondiente a la Celda PALDONJUANA, serán las siguientes:

Estructura 511: Estructura de alineamiento, disposición horizontal circuito trifásico.

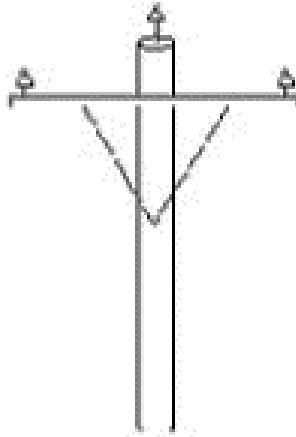
Figura 13. Estructura de paso, Código ICEL 511.



Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P. Estructuras físicas de diseño en media y baja tensión.

Estructura P101: Estructura para ángulo de 3° a 10° , disposición triangular circuito trifásico.

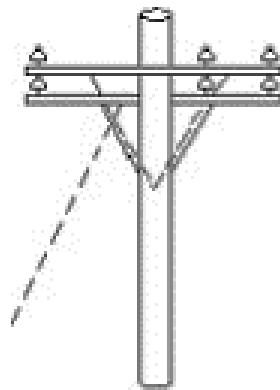
Figura 14. Estructura de paso, Código ICEL 511.



Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P. Estructuras físicas de diseño en media y baja tensión.

Estructura 513: Estructura para ángulos de 5° a 30° , disposición horizontal circuito trifásico.

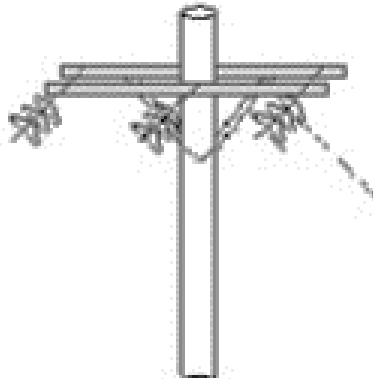
Figura 15. Estructura de paso, Código ICEL 513.



Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P. Estructuras físicas de diseño en media y baja tensión.

Estructura 550: Estructura terminal disposición horizontal circuito trifásico.

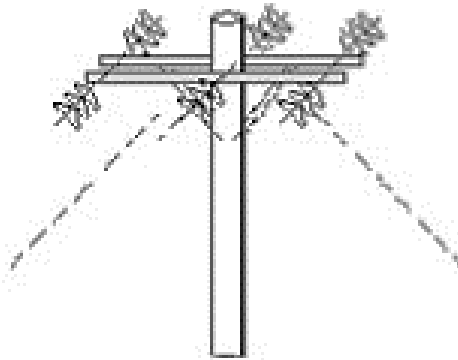
Figura 16. Estructura terminal, Código ICEL 513.



Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P. Estructuras físicas de diseño en media y baja tensión.

Estructura 560: Estructura en abertura, disposición horizontal circuito trifásico.

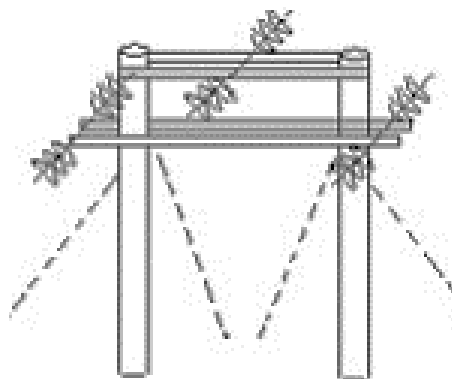
Figura 17. Estructura en abertura, Código ICEL 513.



Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P. Estructuras físicas de diseño en media y baja tensión.

Estructura RH-230: Estructura en H de retención disposición triangular, circuito trifásico.

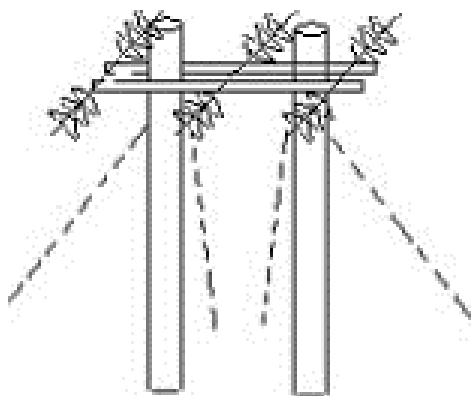
Figura 18. Estructura en abertura, Código ICEL RH-230.



Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P. Estructuras físicas de diseño en media y baja tensión.

Estructura RH-231: Estructura de retención disposición horizontal, circuito trifásico.

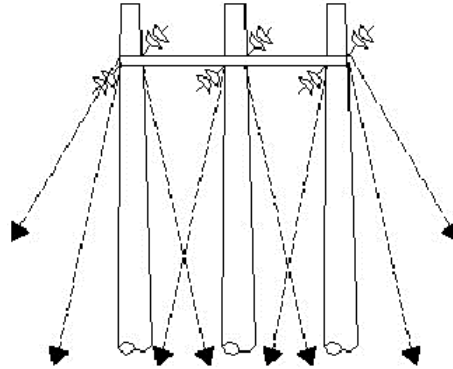
Figura 19. Estructura en abertura, Código ICEL RH-231.



Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P. Estructuras físicas de diseño en media y baja tensión.

Estructura RE-300: Estructura de retención, disposición horizontal, circuito trifásico.

Figura 20. Estructura en abertura, Código ICEL RE-300.



Fuente: Norma CENS S.A. E.S.P. Estructuras físicas de diseño en media y baja tensión.

7.20.2. Esfuerzos sobre las Estructuras

Las estructuras, estarán sometidas a la combinación de los diferentes esfuerzos debidos a:

Cargas verticales.

Acción del viento.

Tensiones desequilibradas y ángulo de desviación de la línea.

Esfuerzos resultantes por cargas verticales

Los esfuerzos verticales son debidos a:

Peso de aisladores W_A : Número de aisladores por peso del aislador.

Peso de los herrajes W_h : 1,14 Kgs para cadenas de retención.

Peso debido al conductor W_p : W por vano peso.

Peso debido al operario en mantenimiento (80 Kgs).

Por ejemplo las cargas verticales para la estructura 19 (RH-231, tramo La Donjuana-Durania), tipo retención son:

$$W_A = 3 \times 3 = 9 \text{ Kgs}$$

$$W_h = 1,14 \text{ Kgs}$$

$$W_p = 0,273 \times 321,32 = 90,45 \text{ Kgs}$$

Además se tiene en cuenta el peso de una persona, apoyada sobre las crucetas, cuando se realizan trabajos de mantenimiento (80 Kgs).

Entonces, la carga total debido a los esfuerzos verticales es:

$$Carga \text{ Vertical} = W_A + W_h + W_p + 80 = 9 + 1,14 + 90,45 + 80 = 180,59 \text{ Kg}$$

Esfuerzos debidos a la acción del viento (Carga Transversal)

Los esfuerzos que soportan las estructuras debido a la acción del viento se obtienen mediante la expresión:

$$F_v = 42 \times 10^{-7} \times V^2 \times d \times a_v$$

Dónde:

F_v = Fuerza del viento (Kgs)

V = Velocidad del viento (Km/h)

d = Diámetro del conductor

a_v = Vano del viento (m)

Por ejemplo para la estructura 21 (RH-231, tramo La Donjuana-Durania), tipo retención son:

$$F_v = 42 \times 10^{-7} \times 100^2 \times 11,35 \times 338,82 = 185,35 \text{ Kgs}$$

Ahora, la fuerza del viento sobre la estructura, poste, se calcula con la expresión:

$$F_{vp} = 0,0042 \times V^2 \times A$$

$$A = \frac{d_b + d_\phi}{200} (H - H_e) \text{ y } d_\phi = \frac{(d_b - d_c)(H - H_g)}{H} + d_c$$

Y para la estructura 24, asumiendo poste de 12 mts, 1050 Kgs, por consiguiente:

d_b = Diámetro de la base = 37 cms

d_c = Diámetro de la cima = 19 cms

H = Longitud Total = 12 mts

H_g = Longitud de empotramiento = 1,8 mts

Entonces,

$$d_{\phi} = \frac{(37 - 19)(12 - 1,8)}{12} + 19 = 34,3 \text{ cms}$$

El área sobre la que actúa el viento es:

$$A = \frac{(37 - 34,3)}{200} (12 - 1,8) = 3,63 \text{ m}^2$$

La fuerza sobre el poste debido al viento es:

$$F_{vp} = (0,0042 \times 100^2 \times 3,63) = 152,46 \text{ Kg}$$

Finalmente la fuerza total sobre la estructura 32 es:

$$F_T = F_v + F_{vp} = 185,35 + 152,46 = 337,81 \text{ Kg}$$

7.20.3. Curvas de Utilización

Una vez se ha definido el tipo de estructura, se calcula la curva que determina la capacidad de soporte de la estructura, mediante la evaluación del ángulo de desviación, en función del vano viento, que soporta la estructura sin necesidad de templetes.

7.20.3.1. Curvas de Utilización de las Estructuras 511, P101 y 513

De acuerdo a los esfuerzos presentes en un apoyo de paso, la ecuación de momentos para una estructura en equilibrio es:

$$M_p = M_{vp} + M_{vc} + M_{\alpha c} + M_{ca}$$

M_p : Momento resistente del poste

Según la expresión:

$$M_p = \frac{\text{Tensión de Rotura}}{\text{Factor de Seguridad}} \times (H - H_E)$$

Ahora:
$$M_p = \frac{510}{2,5} \times (10,2) = 2080,8 \text{ Kg} - m$$

M_{vp} : Momento del viento sobre el poste

Según la expresión:

$$M_{vp} = p \times H_1$$

Donde $p = 0,0042 \times V^2 + A + H_1 =$ Distancia a la que se aplica p en metros dada por:

$$H_1 = \frac{(H - H_e)}{3} \left[\frac{2d_c + d_\phi}{d_c + d_\phi} \right]$$

Ahora reemplazamos valores, con poste de concreto de 12 mts 510 Kgs, tendremos:

$$d_\phi = \frac{(32,5 - 14,5)(12 - 1,8)}{12} + 14,5 = 29,8 \text{ cms}$$

$$A = \frac{(32,5+29,8)}{200}(12 - 1,8) = 3,18 \text{ m}^2$$

$$H_1 = \frac{(12 - 1,8)}{3} \left[\frac{2 \times 14,5 + 29,8}{14,5 + 29,8} \right] = 4,51 \text{ mts}$$

$$p = 0,0042 \times 100^2 \times 3,17 = 133,45 \text{ Kgs}$$

El momento que ejerce el viento sobre el poste será:

$$M_{vp} = 133,45 \times 4,51 = 602,23 \text{ Kgs} - m$$

M_{vc} : Momento del viento sobre los conductores

Según la expresión:

$$M_{vc} = Fvc \times hc \times nc$$

Dónde $Fvc = 0,0042 \times 100^2 \times 0,01135 \times a_v$

$$Fvc = 0,4767a_v$$

Ahora la altura de los conductores en estructuras de éste tipo, serán todas del mismo nivel (10,2 mts) luego.

$$M_{vc} = 0,4767a_v \times 10,2 \times 3 = 14,59a_v \text{ Kg} - m$$

$M_{\alpha c}$: Momento debido al ángulo de desviación de la línea en los conductores

Según la expresión:

$$M_{ac} = Fc \times hc \times nc$$

Dónde $Fc = 2t \operatorname{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right)$, que corresponde a la fuerza de los conductores en función del ángulo de desviación α , y la tensión máxima que soportan los conductores T (condiciones de temperatura mínima), hc es la altura de los conductores y nc es el número de conductores.

Resolviendo la ecuación de cambio de estado para las condiciones de mínima temperatura, en el tramo 21, que es donde se presenta la máxima tensión, se tiene que $t = 1179,92$ Kgs.

$$M_{ac} = 2 \times 1179,92 \operatorname{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) \times 10,2 \times 3 = 72211,104 \operatorname{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) \text{ Kg} - m$$

M_{ca} : Momento del viento sobre la cadena de aisladores

Según la expresión:

$$M_{ca} = pvca \times hc \times nca$$

Dónde

$$pvca = 0,0042 \times V^2 \times da \times L, \text{ (Fuerza del viento sobre la cadena de aisladores)}$$

da = corresponde al diámetro de los aisladores.

L será la longitud de la cadena de aisladores

hc es la altura de los conductores

nca corresponde al número de cadenas de aisladores, debido a que ésta es una estructura de paso, no se tendrá en cuenta éste análisis.

Ahora, reemplazando éstos valores obtenidos en la ecuación de momentos se tiene:

$$2080,8 = 600,46 + 14,59a_v + 72211,104 \operatorname{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) + 0$$

Ahora, agrupando términos:

$$a_v = 4950,373 \operatorname{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) = 101,36$$

De la expresión anterior se obtiene la curva de utilización para las estructuras 511, P101 y 513, con carga de rotura del poste de 510 Kg sin templetes, con los siguientes valores límites:

$$a_v = 0 \qquad \alpha = 2,35^\circ$$

$$\alpha = 0 \qquad a_v = 101,36^\circ$$

Para poste de 12 mts 750 Kgs, se tiene la siguiente curva:

$$a_v = 0 \qquad \alpha = 3,9^\circ$$

$$\alpha = 0 \qquad a_v = 168,49^\circ$$

7.20.3.2. Curva de Utilización de la Estructura 560

De acuerdo a los esfuerzos presentes en un apoyo de retención, la ecuación de momentos para una estructura en equilibrio es:

$$M_p = M_{vp} + M_{vc} + M_{\alpha c} + M_{ca}$$

M_p : Momento resistente del poste

Según la expresión:

$$M_p = \frac{\text{Tensión de Rotura}}{\text{Factor de Seguridad}} \times (H - H_E)$$

Ahora:
$$M_p = \frac{510}{2,5} \times (10,2) = 2080,8 \text{ Kg} - m$$

M_{vp} : Momento del viento sobre el poste

El momento que ejerce el viento sobre el poste será:

$$M_{vp} = 133,45 \times 4,51 = 602,23 \text{ Kgs} - m$$

M_{vc} : Momento del viento sobre los conductores

El momento que ejerce el viento sobre los conductores será:

$$M_{vc} = 0,4767a_v \times 10,2 \times 6 = 29,17a_v \text{ Kg} - m$$

$M_{\alpha c}$: Momento debido al ángulo de desviación de la línea en los conductores

$$M_{\alpha c} = 2 \times 1179,92 \text{ sen} \left(\frac{\alpha}{2} \right) \times 10,2 \times 6 = 144422,21 \text{ sen} \left(\frac{\alpha}{2} \right) \text{ Kg} - m$$

$M_{c\alpha}$: Momento del viento sobre la cadena de aisladores

Según la expresión:

$$M_{c\alpha} = pvca \times hc \times nca$$

$$M_{c\alpha} = 0,0042 \times 100^2 \times \left(\frac{2,54 \times 6}{100}\right) \times 0,6 \times 10,2 \times 6 = 235,04 \text{ Kg} - \text{m}$$

Ahora, reemplazando éstos valores obtenidos en la ecuación de momentos se tiene:

$$2080,8 = 600,23 + 29,17a_v + 144422,21 \text{ sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) + 235,04$$

Ahora, agrupando términos y simplificando tenemos:

$$a_v = 4950,373 \text{ sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) = 42,62$$

De la anterior expresión se obtiene la curva de utilización para la estructura 560, con carga de rotura del poste de 510 Kg sin templetes, con los siguientes valores límites:

$$a_v = 0 \qquad \alpha = 0,99^\circ$$

$$\alpha = 0 \qquad a_v = 42,62^\circ$$

Para poste de 12 mts 750 Kgs, se tiene la siguiente curva:

$$a_v = 0 \qquad \alpha = 1,76^\circ$$

$$\alpha = 0 \qquad a_v = 76,19^\circ$$

Para poste de 12 mts 1050 Kgs, se tiene la siguiente curva:

$$a_v = 0 \qquad \alpha = 2,65^\circ$$

$$\alpha = 0 \qquad a_v = 11,64^\circ$$

7.20.3.3. Curva de Utilización de la Estructura RH-231.

De acuerdo a los esfuerzos presentes en un apoyo de retención, la ecuación de momentos para una estructura en equilibrio es:

$$M_p + Mt \geq M_{vp} + M_{vc} + M_{\alpha c} + M_{ca}$$

M_p : Momento resistente del poste

Según la expresión:

$$M_p = \frac{\text{Tensión de Rotura}}{\text{Factor de Seguridad}} \times (H - H_E)$$

Ahora:
$$M_p = \frac{750}{2,5} \times (10,2) \times 2 = 6120 \text{ Kg} - m$$

Se aclara que el momento se multiplica por 2, por estar una estructura con 2 postes.

M_{vp} : Momento del viento sobre el poste

El momento que ejerce el viento sobre el poste será:

$$M_{vp} = 133,45 \times 4,51 = 602,23 \text{ Kgs} - m$$

M_{vc} : Momento del viento sobre los conductores

El momento que ejerce el viento sobre los conductores será:

$$M_{vc} = 0,4767a_v \times 10,2 \times 6 = 29,17a_v \text{ Kg} - m$$

$M_{\alpha c}$: Momento debido al ángulo de desviación de la línea en los conductores

$$M_{\alpha c} = 2 \times 1179,92 \text{ sen} \left(\frac{\alpha}{2} \right) \times 10,2 \times 6 = 144422,21 \text{ sen} \left(\frac{\alpha}{2} \right) \text{ Kg} - m$$

M_{ca} : Momento del viento sobre la cadena de aisladores

Según la expresión:

$$M_{ca} = pvca \times hc \times nca$$

$$M_{ca} = 0,0042 \times 100^2 \times \left(\frac{2,54 \times 6}{100} \right) \times 0,6 \times 10,2 \times 6 = 235,04 \text{ Kg} - m$$

Ahora, reemplazando éstos valores obtenidos en la ecuación de momentos se tiene

$$6120 = 600,23 + 29,17a_v + 144422,21 \text{ sen} \left(\frac{\alpha}{2} \right) + 235,04$$

Ahora, agrupando términos y simplificando tenemos

$$a_v = 4950,373 \text{ sen} \left(\frac{\alpha}{2} \right) = 181,08$$

De la anterior expresión se obtiene la curva de utilización para la estructura RH-231, con carga de rotura del poste de 750 y 1050 Kg respectivamente:

$$a_v = 0 \qquad \alpha = 4,19^\circ$$

$$\alpha = 0 \qquad a_v = 181,08^\circ$$

Para poste de 12 mts 1050 Kgs, se tiene la siguiente curva:

$$a_v = 0 \qquad \alpha = 6,06^\circ$$

$$\alpha = 0 \qquad a_v = 261,49^\circ$$

7.20.3.4. Curva de Utilización de la Estructura RH-230

De acuerdo a los esfuerzos presentes en un apoyo de retención, la ecuación de momentos para una estructura en equilibrio es:

$$M_p + Mt \geq M_{vp} + M_{vc} + M_{\alpha c} + M_{ca}$$

M_p : Momento resistente del poste

Según la expresión:

$$M_p = \frac{\text{Tensión de Rotura}}{\text{Factor de Seguridad}} \times (H - H_E)$$

Ahora:
$$M_p = \frac{750}{2,5} \times (10,2) \times 2 = 6120 \text{ Kg} - m$$

Se aclara que el momento se multiplica por 2, por estar una estructura con 2 postes.

M_{vp} : Momento del viento sobre el poste

El momento que ejerce el viento sobre el poste será:

$$M_{vp} = 133,45 \times 4,51 = 602,23 \text{ Kgs} - m$$

M_{vc} : Momento del viento sobre los conductores

Para los conductores más altos:

$$M_{vc} = 0,4767a_v \times 10,2 \times 2 = 9,72a_v \text{ Kg} - m$$

Para los conductores más bajos:

$$M_{vc} = 0,4767a_v \times 9,4 \times 4 = 17,92a_v \text{ Kg} - m$$

Para todos los conductores:

$$M_{vc} = 27,64a_v \text{ Kg} - m$$

$M_{\alpha c}$: Momento debido al ángulo de desviación de la línea en los conductores

Para los conductores más altos:

$$M_{\alpha c} = 2 \times 1179,92 \operatorname{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) \times 10,2 \times 2 = 48140,74 \operatorname{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) \text{ Kg} - m$$

Para los conductores más bajos:

$$M_{\alpha c} = 2 \times 1179,92 \operatorname{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) \times 9,4 \times 4 = 88729,98 \operatorname{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) \text{ Kg} - m$$

Para todos los conductores:

$$M_{\alpha c} = 136870,72 \operatorname{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) \text{ Kg} - m$$

$M_{c\alpha}$: Momento del viento sobre la cadena de aisladores

Para los conductores más altos:

$$M_{c\alpha} = 0,0042 \times 100^2 \times \left(\frac{2,54 \times 6}{100}\right) \times 0,6 \times 10,2 \times 2 = 78,35 \text{ Kg} - m$$

Para los conductores más bajos:

$$M_{c\alpha} = 0,0042 \times 100^2 \times \left(\frac{2,54 \times 6}{100}\right) \times 0,6 \times 9,4 \times 4 = 144,40 \text{ Kg} - m$$

Para todos los conductores:

$$M_{ca} = 222,75 \text{ Kg} - m$$

Ahora, reemplazando éstos valores obtenidos en la ecuación de momentos se tiene:

$$6120 = 600,23 + 27,65a_v + 136870,72 \operatorname{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) + 222,75$$

Ahora, agrupando términos y simplificando tenemos:

$$a_v + 4950,373 \operatorname{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) \leq 191,75$$

De la anterior expresión se obtiene la curva de utilización para la estructura RH-230, con carga de rotura del poste de 750 y 1050 Kg respectivamente:

$$a_v = 0 \qquad \alpha = 4,43^\circ$$

$$\alpha = 0 \qquad a_v = 191,51^\circ$$

Para poste de 12 mts 1050 Kgs, se tiene la siguiente curva:

$$a_v = 0 \qquad \alpha = 6,40^\circ$$

$$\alpha = 0 \qquad a_v = 276,36^\circ$$

7.20.3.5 Curva de Utilización de la Estructura RE-300.

M_p : Momento resistente del poste

Según la expresión:

$$M_p = \frac{\text{Tensión de Rotura}}{\text{Factor de Seguridad}} \times (H - H_E)$$

Ahora:
$$M_p = \frac{750}{2,5} \times (10,2) \times 3 = 9180 \text{ Kg} - m$$

Se aclara que el momento se multiplica por 3, por estar una estructura con 3 postes.

M_{vp} : Momento del viento sobre el poste

El momento que ejerce el viento sobre el poste será:

$$M_{vp} = 133,45 \times 4,51 = 602,23 \text{ Kgs} - m$$

M_{vc} : Momento del viento sobre los conductores

El momento que ejerce el viento sobre los conductores será:

$$M_{vc} = 0,4767a_v \times 10,2 \times 6 = 29,17a_v \text{ Kg} - m$$

$M_{\alpha c}$: Momento debido al ángulo de desviación de la línea en los conductores

$$M_{\alpha c} = 2 \times 1179,92 \text{ sen} \left(\frac{\alpha}{2} \right) \times 10,2 \times 6 = 144422,21 \text{ sen} \left(\frac{\alpha}{2} \right) \text{ Kg} - m$$

M_{ca} : Momento del viento sobre la cadena de aisladores

Según la expresión:

$$M_{c\alpha} = pvca \times hc \times nca$$

$$M_{c\alpha} = 0,0042 \times 100^2 \times \left(\frac{2,54 \times 6}{100}\right) \times 0,6 \times 10,2 \times 6 = 235,04 \text{ Kg} - \text{m}$$

Ahora, reemplazando éstos valores obtenidos en la ecuación de momentos se tiene:

$$9180 = 600,23 + 29,17a_v + 144422,21 \operatorname{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) + 235,04$$

Ahora, agrupando términos y simplificando tenemos:

$$a_v = 4950,373 \operatorname{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) \leq 285,96$$

De la anterior expresión se obtiene la curva de utilización para la estructura RE-300, con carga de rotura del poste de 750 y 1050 Kg respectivamente:

$$a_v = 0 \qquad \alpha = 6,62^\circ$$

$$\alpha = 0 \qquad a_v = 285,96^\circ$$

Para poste de 12 mts 1050 Kgs, se tiene la siguiente curva:

$$a_v = 0 \qquad \alpha = 9,46^\circ$$

$$\alpha = 0 \qquad a_v = 408,33^\circ$$

7.21. TEMPLETES

Una vez determinadas las estructuras a utilizar, se verifica si las condiciones de la estructura sobrepasan las curvas de utilización, si es así, es necesario usar templetes, en las estructuras que lo requieran, éstos se ubicaran en sentido lateral y/o longitudinal.

Los templetes a utilizar serán del tipo directo a tierra, con las siguientes características:

TIPO	ACERO EXTRARESISTENTE
CALIBRE	1/4"
DIÁMETRO	6,35 mm
CARGA DE ROTURA	3016,6 Kgs
FACTOR DE SEGURIDAD	2

Teniendo en cuenta la ecuación general de momentos con templetes:

$$M_p + Mt \geq M_{vp} + M_{vc} + M_{ac} + M_{ca}$$

Se procede a ubicar los templetes, teniendo en cuenta de manera general para todas las estructuras con los conductores a un mismo nivel (513, 560, RH-231, RE-300), una altura promedio de fijación de 10 mts, y para las estructuras con los conductores dispuestos a doble nivel (RH-230) una altura de fijación del templete de 9,2 mts; así mismo la distancia horizontal al nivel del piso, en ningún caso podrá ser menor a 1/3 de la altura de fijación del templete, por lo que asumiremos ésta distancia para nuestros cálculos de 3,2 metros.

Entonces el momento resistente producido por los templetes será:

$$Mt = Tth \times ht \times nt$$

Dónde:

Tth corresponde a la tensión horizontal en el templete ($Tth = Tt \operatorname{sen} \alpha$)

ht corresponde a la altura de ubicación del templete

nt es el número de templetos

Ahora la tensión en el templete será:

$$Tt = \frac{\text{Tensión de Rotura}}{\text{Factor de Seguridad}} = \frac{3016,6}{2} = 1508,30 \text{ Kgs}$$

Entonces:

$$Tth = 1508,30 \times \left(\frac{3,2}{\sqrt{(3,2^2 + 10^2)}} \right) = 459,69 \text{ Kgs, para estructuras a un mismo nivel.}$$

$$Tth = 1508,30 \times \left(\frac{3,2}{\sqrt{(3,2^2 + 9,2^2)}} \right) = 495,51 \text{ Kgs, para estructuras a doble nivel.}$$

Y el momento producido por el templete será:

$$Mt = 459,69 \times 10 \times 1 = 4596,93 \text{ Kg} - m \text{ Para estructuras a un mismo nivel.}$$

$$Mt = 495,51 \times 9,2 \times 1 = 4558,67 \text{ Kg} - m \text{ Para estructuras a doble nivel.}$$

Ahora reemplazando éstos valores en la ecuación de momentos con templetos y evaluándola en cada una de las estructuras se tienen los siguientes datos:

8. Remuneración de activos

El Ministerio de Minas y Energía de Colombia, a través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), a partir de febrero de 2018, estableció el nuevo marco regulatorio en el negocio de distribución de energía eléctrica, para todos los operadores del país, la cual fue publicada en diario oficial, el 29 de Enero de 2018, mediante la resolución CREG No. 015 de 2018, por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). [5]

El objeto de la presente resolución está enfocado en adoptar la metodología, fórmulas tarifarias y otras disposiciones para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, y su ámbito de aplicación aplica a los agentes que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica y a los usuarios que utilizan el servicio. [5]

La resolución CREG 015 de 2018, es una resolución que motiva a las electrificadoras de Colombia, para mejorar aspectos como la calidad de servicio, pérdidas, gestión de activos, con la cual los operadores de red a partir de la infraestructura eléctrica que poseen, es decir todo los elementos que se tienen como son postiería, conductores y demás elementos, se les va a reconocer dentro de la factura de energía eléctrica.

Ésta resolución, cambia el paradigma de cómo funciona el negocio de distribución en las electrificadoras, un negocio que lleva operando de la misma forma durante 20 años, por lo tanto, ésta resolución es muy importante para los operadores de red, porque está enfocado muy directamente a la sostenibilidad financiera de las empresas, en el mediano plazo.

Estos son los cambios más importantes de la presente resolución:

Primer Cambio

El primer impacto de ésta resolución, es en los activos eléctricos los cuáles están conformados por subestaciones, redes, equipos de redes, transformadores de potencia, transformadores de distribución, todo lo que es necesario para llevar el servicio de energía a los usuarios.

Éstos activos venían siendo reconocidos como nuevos todo el tiempo.

Ésta resolución le introduce la depreciación a los activos, que quiere decir esto, que el ingreso ya no va a ser fijo todo el tiempo, va a ser un ingreso que va a decrecer, y en la medida en que éste ingreso decrezca, se deben realizar las respectivas inversiones.

Segundo Cambio

Cómo se mencionó, los activos están siendo depreciados, el año pasado, los operadores de red, reportaron unos planes de inversión ante la CREG para los próximos 5 años, para mantener el ingreso, los cuales se deben cumplir porque puede impactar la parte económicamente de las empresas, debido a que el ingreso no va a ser el esperado y puede afectar los indicadores financieros, por lo tanto, es necesario cumplir con los planes de inversión a cabalidad.

Los planes de inversión, son un documento guía, donde se encuentran las inversiones que las empresas necesitan ejecutar, para garantizar el correcto funcionamiento del sistema y una adecuada prestación del servicio, el cual garantizará los ingresos de las empresas en los próximos años.

Contiene diversos tipos de proyectos:

Expansión de la Infraestructura para la atención de nuevos usuarios.

Reposición de activos, en redes de distribución y en subestaciones eléctricas.

Calidad del servicio, para mejorar los indicadores de calidad.

Pérdidas de energía, para mejorar los indicadores de pérdidas técnicas y no técnicas del sistema.

Proyectos puntuales que garantizaran la atención de la demanda futura del sistema.

Plan de Expansión de Cobertura del Operador de Red (PECOR), para aumentar la cobertura de la prestación del servicio.

El no cumplimiento del Plan de Inversiones, afectará los ingresos de la empresa.

Pero el cumplimiento del Plan de Inversiones, garantizará la sostenibilidad del negocio de distribución.

Dentro del plan de inversiones se incluye un plan de calidad, esto garantiza un aumento de los ingresos por mejoramiento del servicio prestado a nuestros usuarios.

Estos son los 3 puntos más importantes en el esquema de la Calidad del servicio.

Indicadores de calidad media e incentivos

Los operadores de red deben medir los indicadores de calidad media llamados SAIDI y SAIFI y comparar sus resultados con las metas establecidas por la CREG para un período de 5 años. El cumplimiento de estas metas garantiza el reconocimiento de un incentivo que beneficia los ingresos anuales.

Indicadores de calidad individual y compensaciones.

También existen los indicadores de calidad individual llamados DIU y FIU, éstos reflejan la calidad específica que percibe cada usuario en particular. Luego serán comparados con metas definidas para cada municipio. De no lograrlo, se debe pagar compensaciones a los usuarios peor servidos.

Reporte oportuno de Eventos.

Este nuevo esquema trae un reto muy importante y es que se tiene un plazo de 36 horas para reportar a los entes de control todo lo que sucede en el sistema de distribución, por eso se debe fortalecer la gestión oportuna de los eventos para cumplir éste compromiso con los usuarios.

Tercer Cambio

Las electrificadoras están enfocadas en un negocio netamente de activos, y se hace necesario que se cambie a la gestión de los activos, ya que es una actividad muy importante que se debe comenzar a involucrar desde los diferentes frentes de trabajo.

Con la anterior metodología, el negocio de distribución, tenía una prima por crecimiento de la demanda, es decir, por las ventas de energía. Por lo tanto las ventas de energía en ésta nueva metodología, ya no son tan importantes, porque simplemente se va a recibir lo que valen los activos, es decir los protagonistas van a ser los activos de la empresa.

Cuarto Cambio

Más que un cambio, es un impacto para los usuarios, porque la empresa no ha actualizado el inventario de los activos desde el año 2008. Entre el año 2009 y 2017, la empresa ha construido muchos activos, lo cual se ve reflejado en los planes de inversión, por lo tanto éstos activos en el nuevo esquema regulatorio en el cargo de distribución se van a ver reflejados, esto quiere decir, que el costo unitario de la energía va a tener un aumento, por eso se invita a entender los impactos que va a tener la resolución.

Por lo tanto para apalancar éste tipo de inversiones, es necesario homologar la infraestructura eléctrica a unidades constructivas, para su respectiva remuneración de acuerdo a la resolución CREG 015 de 2018.

Las unidades constructivas, son aquellos elementos que nos permiten llevar la energía desde los centros de generación hasta el usuario final.

Por ejemplo, cuando salimos de nuestros hogares, nos encontramos con un poste, con un transformador, con unas redes de distribución, todos estos elementos son las unidades constructivas.

Las unidades constructivas son tan importantes, porque son las inversiones que con gran esfuerzo realizan las empresas todos los años con sus áreas ejecutoras, las cuales son la subgerencia de distribución, la subgerencia de subestaciones, la unidad de proyectos y el área de gestión comercial.

Las Unidades Constructivas son la base fundamental de remuneración del negocio.

Se debe cumplir con los reportes anuales de unidades constructivas a la CREG.

A continuación se presentan los costos en Unidades Constructivas identificados anteriormente.

Presupuesto con base en la resolución CREG N° 015 del 29 de enero de 2018

Alimentador PALDONJUANA DURANIA				
CÓDIGO UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO	CANTIDAD	VALOR TOTAL
N2EQ10	Equipo de medida - N2	\$ 1.023.000	2	\$ 2.046.000
N2EQ12	Juego cortacircuitos - N2	\$ 1.200.000	4	\$ 4.800.000
N2EQ13	Juego cuchillas de operación sin carga - N2	\$ 1.003.000	1	\$ 1.003.000
N2EQ15	Juego pararrayos - N2	\$ 962.000	2	\$ 1.924.000
N2L137	Sistema de puesta a tierra diseño típico	\$ 270.000	2	\$ 540.000
N2L71	Poste de concreto de 12 m 1050 kg – retención	\$ 4.226.000	3	\$ 12.678.000
N2L73	Poste de PRFV de 12 m 510 kg – suspensión	\$ 5.315.000	6	\$ 31.890.000
N2L74	Poste de PRFV de 12 m 1050 kg – retención	\$ 7.383.000	14	\$ 103.362.000
N2L84	km de conductor (3 fases) ACSR 2/0 AWG	\$ 16.647.000	5,605	\$ 93.306.435
			VALOR TOTAL	\$ 251.549.435

9. Relación costo-beneficio del proyecto de inversión

En éste capítulo, se detallará los costos y beneficios que ofrecerá el diseño de inversión de la red eléctrica para su respectiva proyección de construcción.

Se elaboró presupuesto estimado de mano de obra y de materiales requeridos, para tener un valor estimado y una cantidad de materiales proyectada, la cual nos servirá de base para la proyección de obra por parte del operador de red.

Presupuesto de materiales

ITEM	RED	DESCRIPCIÓN DE ESTRUCTURAS	UNIDAD DE MEDIDA	VALOR UNITARIO	CANTIDAD	VALOR PARCIAL
MEDIA TENSIÓN						
MT	PRIM	POSTE DE CONCRETO DE 12 MTS 1050 KGS	UN	\$ 1.375.107	4	\$ 5.500.428
MT	PRIM	POSTE DE CONCRETO DE 12 MTS 1500 KGS	UN	\$ 1.729.974	1	\$ 1.729.974
MT	PRIM	POSTE DE FIBRA DE 12 MTS 750 KGS	UN	\$ 2.225.249	5	\$ 11.126.245
MT	PRIM	POSTE DE FIBRA DE 12 MTS 1050 KGS	UN	\$ 2.747.614	22	\$ 60.447.508
MT	PRIM	ESTRUCTURA EN ABERTURA TRIFÁSICA DISPOSICIÓN HORIZONTAL 560	UN	\$ 450.850	4	\$ 1.803.400
MT	PRIM	ESTRUCTURA DE PASO DISPOSICIÓN TRIANGULAR TRIFÁSICA P101 13,2 KV	UN	\$ 420.600	2	\$ 841.200
MT	PRIM	ESTRUCTURA TERMINAL EN H TRIFÁSICA RH-214 13,2 KV CRUCETA METÁLICA	UN	\$ 620.500	1	\$ 620.500
MT	PRIM	ESTRUCTURA EN ABERTURA TRIFÁSICA EN H DISPOSICIÓN HORIZONTAL RH-231 13,2 KV CRUCETA METÁLICA	UN	\$ 752.200	11	\$ 8.274.200
MT	PRIM	ESTRUCTURA RE-300 13,2 KV ESPECIAL TRIFÁSICA SIN CRUCETA	UN	\$ 844.500	1	\$ 844.500
MT	PRIM	HERRAJES MONTAJE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 710 CRUCETA METÁLICA	UN	\$ 893.000	2	\$ 1.786.000
MT	PRIM	DERIVACIÓN TRIFÁSICA 730 CRUCETA METÁLICA	UN	\$ 893.000	6	\$ 5.358.000
MT	PRIM	DERIVACIÓN MONOFÁSICA 731 CRUCETA METÁLICA	UN	\$ 640.900	8	\$ 5.127.200
MT	PRIM	TEMPLETE PARA 13,2 KV	UN	\$ 71.850	82	\$ 5.891.700
MT	PRIM	CABLE ACSR # 2/0 AWG	MTS	\$ 3.250	16550	\$ 53.787.500
		SUBTOTAL MATERIALES				163.138.355
		IVA				19%
		TOTAL MATERIALES				30.996.287
		TOTAL MATERIALES				194.134.642

Presupuesto mano de obra

ITEM	RED	DESCRIPCIÓN MANO DE OBRA	UNIDAD DE MEDIDA	VALOR UNITARIO	CANTIDAD	VALOR PARCIAL
MEDIA TENSIÓN						
MO	PRIM	ABERTURA DE HOYO, CARGUE Y DESCARGUE, HINCADA, APLOMADA Y APISONADA DE POSTE DE FIBRA DE VIDRIO DE 12 MTS EN M.T. GRADO DIFICULTAD ALTO, INCLUYE TRANSPORTE Y ACERCAMIENTO HASTA EL SITIO DE INSTALACION.	UN	\$ 320.879	27	\$ 8.663.733
MO	PRIM	ABERTURA DE HOYO, CARGUE, TRANSPORTE, HINCADA, APLOMADA Y APISONADA DE POSTE DE CONCRETO DE 12 MTS EN M.T. INCLUYE TRANSPORTE Y ACERCAMIENTO HASTA EL SITIO DE INSTALACIÓN.	UN	\$ 450.787	5	\$ 2.253.935
MO	PRIM	CONSTRUCCION O DESMANTELAMIENTO DE PUENTES EN ABERTURA RED M.T. LINEA DESENERGIZADA	UN	\$ 20.425	96	\$ 1.960.806
MO	PRIM	CONSTRUCCION, DESMANTELAMIENTO O RETENSIONADA DE TEMplete EN M.T.	UN	\$ 121.708	164	\$ 19.960.061
MO	PRIM	DESHINCADA Y REINTEGRO A CENS DE POSTE DE METALICO DE 12 MTS	UN	\$ 239.110	27	\$ 6.455.970
MO	PRIM	DESHINCADA, TRANSPORTE Y REINTEGRO DE POSTE DE CONCRETO DE M.T.	UN	\$ 241.213	6	\$ 1.447.276
MO	PRIM	DESMANTELAMIENTO DE APOYO EN M.T. PARA ESTRUCTURA DE PASO TRIFASICA Y REINTEGRO DE MATERIALES	UN	\$ 56.475	5	\$ 282.375
MO	PRIM	DESMANTELAMIENTO DE APOYO EN M.T. PARA ESTRUCTURA DE RETENCION TRIFASICA Y REINTEGRO DE MATERIALES	UN	\$ 77.921	17	\$ 1.324.657
MO	PRIM	FUNDIDA EN CONCRETO DE POSTE DE M.T. INCLUYE MATERIALES Y MANO DE OBRA	MT3	\$ 516.627	5	\$ 2.583.135
MO	PRIM	INSTALACION KIT DE SPT PARA TRANSFORMADOR INCLUYE TRATAMIENTO CON COMPUESTO DE SUELO ARTIFICIAL	UN	\$ 88.518	2	\$ 177.037
MO	PRIM	MONTAJE O DESMONTAJE SUBESTACION MONOFA O TRIFASICA HASTA 45 KVA CON PROTECC (INCLUYE TRANSPORTE).	UN	\$ 600.729	3	\$ 1.802.187
MO	PRIM	TRANSP. MATERIALES BOD. CENS, HASTA EL SITIO DE LA OBRA. TENDIDO Y TENSADO DE RED DE MT UNIFILAR EN CONDUCTOR 2/0	KM	\$ 648.314	15,9	\$ 10.308.193
MO	PRIM	TRANSPORTE DE POSTES DE CONCRETO DE 12, 14, 16 MTS DE BODEGAS CENS A LAS AREAS DE INFLUENCIA DE LAS REGIONALES DE CUCUTA, PAMPLONA, OCAÑA, TIBU Y AGUACHICA.	TON*KM	\$ 1.430	5	\$ 7.150
MO	PRIM	TRANSPORTE DE POSTES DE FIBRA DE 12, 14, 16 MTS DE BODEGAS CENS A LAS AREAS DE INFLUENCIA DE LAS REGIONALES DE CUCUTA, PAMPLONA, OCAÑA, TIBU Y AGUACHICA.	TON*KM	\$ 1.941	27	\$ 52.407
MO	PRIM	VESTIDA O DESVESTIDA DE ESTRUCTURA ABERTURA TRIFASICA EN M.T. (DISPOSICIÓN BANDERA)	UN	\$ 65.228	3	\$ 195.684
MO	PRIM	VESTIDA O DESVESTIDA DE ESTRUCTURA TERMINAL TRIFASICA EN M.T. (DISPOSICIÓN NORMAL)	UN	\$ 71.078	11	\$ 781.858
MO	PRIM	REPLANTEO TOPOGRÁFICO. MARCAR APOYOS EN TERRENO, ENTREGAR PLANO ORIGINAL PLANTA, PERFIL PARA RED MT	KM	\$ 263.567	5,3	\$ 1.396.905
MO	PRIM	PODA-EJECUCIÓN Y LIMPIEZA (RECOLECCIÓN DE MATERIAL) DE TROCHA DE 10 MTS DE ANCHO	KM	\$ 228.222	5,3	\$ 1.209.577
MO	PRIM	GEOREFERENCIACIÓN DE RED DE BAJA TENSIÓN Y MEDIA TENSIÓN, INCLUYE: DATOS DEL TRANSFORMADOR, POSTERÍA, VINCULO USUARIO-RED, TIPO DE CONDUCTOR, ESTADO DE LA RED, ALUMBRADO PÚBLICO, ENTREGA DE FORMATOS Y PLANOS IMPRESOS Y EN MEDIO MAGNÉTICO CD SEGÚN FORMATO CE	KM	\$ 228.222	5,3	\$ 1.209.577
TOTAL MANO DE OBRA						62.072.523

Los costos de mano de obra y de materiales que se estimaron en la obra, son muy bajos al momento de compararlos con las interrupciones del servicio de energía, los cuales ocurren eventualmente y genera gastos adicionales como lo son mantenimientos correctivos y compensación a usuarios por la no prestación eficiente del servicio de energía. Si el operador de red cumple con lo planeado durante el plan de inversiones, recibirán un incentivo en dinero, los cuales financieramente son muy rentables y pueden servir para inversión en otros sectores y necesidades que se deriven, para dar un mejoramiento a toda la infraestructura eléctrica en su área de cobertura.

Dentro de los beneficios que ofrece el mejoramiento de la red, se puede evidenciar en los anexos 8 y 10, que la nueva red mejoraría lo normado en cuanto a regulación y pérdidas, y quedaría una proyección de crecimiento de carga para un período aproximado de 30 años, tiempo suficiente y que cumpliría con la vida útil que se proyecta para los nuevos elementos que se instalan en la red.

Otro beneficio muy importante para el operador de red, sería el cumplimiento de indicadores de calidad, pues al mejorar la red, disminuye la probabilidad de falla sobre el alimentador y se garantiza la continuidad en la prestación del servicio.

Conclusiones

Con base en la revisión general efectuada al tramo del alimentador principal Paldonjuana, se pudo detallar que los elementos que contiene, se encuentran obsoletos, debido al tiempo que llevan instalados y por su exposición continua a la intemperie por lo que amerita que la electrificadora lo priorice dentro de sus necesidades de mejoramiento, para brindar un servicio con calidad y eficiencia.

El realizar la inspección en terreno, permitió obtener un dato real de la cantidad de elementos que posee cada estructura, y su estado, los cuales sirven para calcular los materiales que se requieren en cada punto con el fin de estimar un valor real de la obra. Igualmente, permitió evidenciar que el grado de dificultad para llegar a cada uno de los puntos de las estructuras, es medio, debido a la inclinación que presenta el terreno y a la vegetación que se encuentra en el camino.

Con relación a las opciones de inversión, se concluye que los materiales necesarios para el mejoramiento de la red, cumplen con la normatividad vigente y aumentan la vida útil, lo que genera mayor seguridad para el operador de red, en la prestación del servicio de energía para la comunidad beneficiada.

Al ofrecer una red eléctrica con mayor capacidad, se pueden proyectar nuevas conexiones en el sistema de interconexión, lo cual beneficiaría, no sólo a la población que actualmente utiliza el servicio de energía, sino también a otras regiones cercanas en busca de un mejor nivel socio-económico. También se estimula el sector primario hacia la agro-industrialización, mediante el aprovechamiento de la energía eléctrica para la creación de microempresas que generen empleo para permitir un mejor aprovechamiento de los productos agrícolas y ganaderos.

Una vez realizados los cálculos en la red existente, se pudo evidenciar que el conductor no está cumpliendo con los límites de regulación y pérdidas permisibles, lo cual genera un impacto negativo en la prestación del servicio de energía, pues no se garantiza un servicio con eficiencia.

Teniendo en cuenta la cargabilidad que actualmente posee el alimentador, se proyecta la red para aumentar su capacidad hasta en un 60%, es decir, se puede ampliar el rango de cobertura del alimentador y beneficiar a nuevos usuarios del servicio de energía.

En éste diseño se contemplan paso a paso las exigencias de la normatividad vigente del RETIE y de las normas CENS S.A. E.S.P., además de aplicarse todos los conocimientos técnicos que al respecto se adquieren en la Universidad de Pamplona, es por ello que se define como un diseño modelo que se puede tomar como referencia para futuros proyectos de construcción de redes primarias.

De acuerdo al inventario de redes realizado, se pueden proponer los tipos de apoyos, estructuras y conductores necesarios, los cuales se establecieron en las respectivas unidades constructivas, basados en la resolución CREG 015 de 2018.

Se pudo ampliar el conocimiento en redes eléctricas, ya que con ésta nueva resolución, hubo la necesidad de investigar que elementos integran una unidad constructiva y permite proyectar nuevas necesidades para el operador de red.

Con el desarrollo del presente proyecto como tesis de grado, se pretende evidenciar que los activos que poseen los operadores de red, no se encuentran actualizados en sus inventarios, los cuales sirven para determinar su respectiva depreciación y tener un mayor control sobre cada uno de los elementos instalados.

Los costos que genera la construcción de la nueva red, son muy bajos comparados con la prestación del servicio, pues en caso de ocurrir una falla sobre el alimentador, no habría forma de suministrar el servicio rápidamente, y al contrario, genera gastos adicionales como lo es desplazamiento de personal, de materiales, y compensación a usuarios por la no continuidad del servicio.

Recomendaciones

De no realizarse la inversión requerida, la red primaria y el operador de red, quedan susceptibles a las siguientes consecuencias:

Afectaría inicialmente la Remuneración de Activos recibida del operador de red por el Regulador, ya que ésta red no está valorizada según la nueva resolución CREG 015 ni estructurada en unidades constructivas.

La afectación de la calidad del servicio, ya que al ser una red obsoleta, presenta continuas fallas las cuales se reflejan en demanda no atendida y compensación a usuarios sin servicio, por lo cual se recomienda que el operador de red la incluya como una necesidad prioritaria.

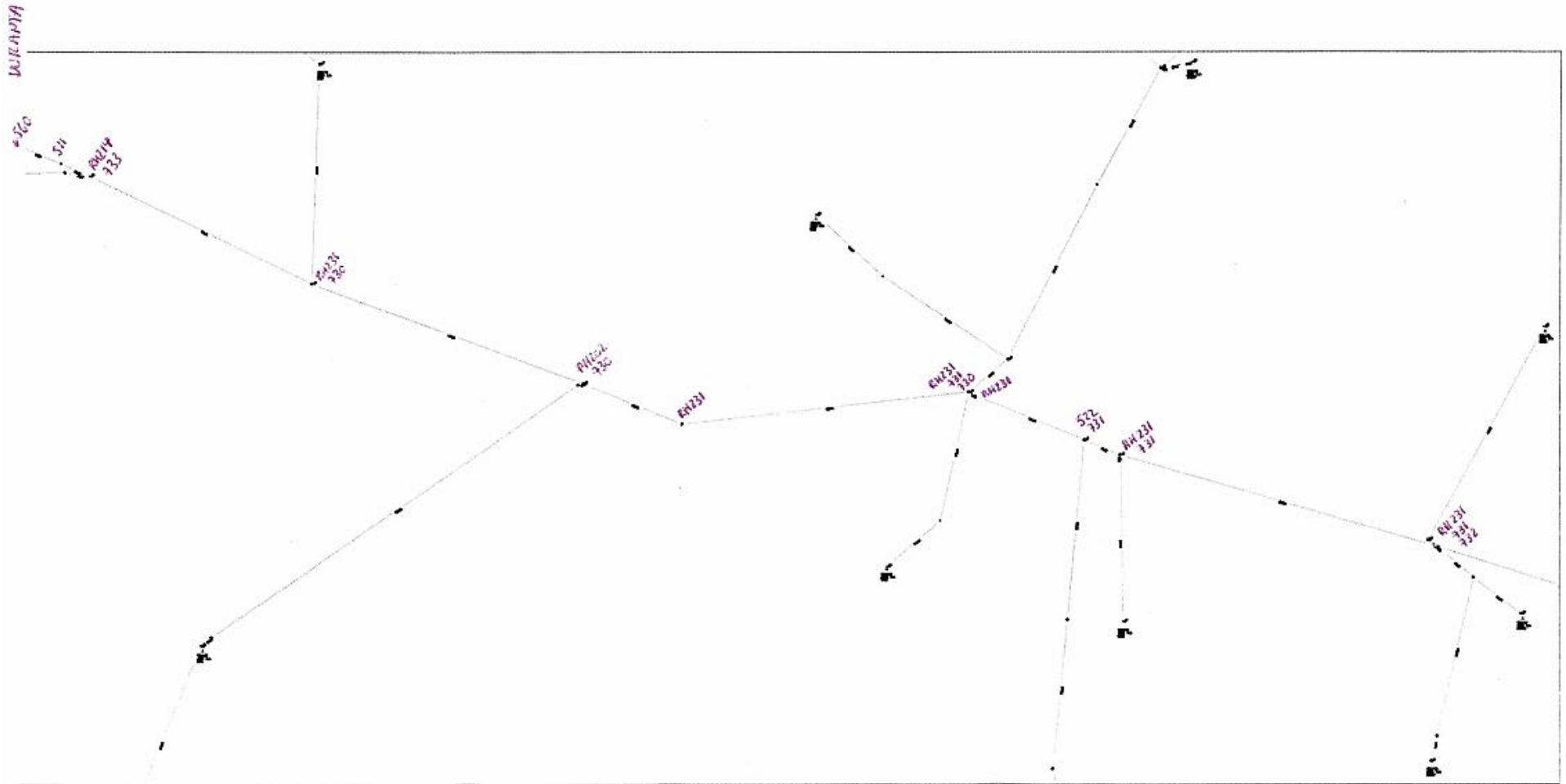
En cuanto a costos de mantenimiento, estos son muy elevados, debido a que es necesario realizar reparaciones continuamente y no garantiza que con éstas, las la red no pueda fallar, es decir mitiga parcialmente el envejecimiento propio que tiene la red.

Bibliografía

- [1] CMME, (2013), Colombia, Ministerio de Minas y Energía, Resolución 90708 de 2013 «Por la cual se expide el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas–RETIE». Diario Oficial No. 48.904 de 5 de septiembre P. 1-205.
- [2] CENS S.A. E.S.P., (2008), Normas para el Diseño y Construcción de Sistemas de Distribución de Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P. San José de Cúcuta.
- [3] ICNTC, (1998), Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. Código Eléctrico Colombiano. NTC2050, Bogotá D.C, 25 de noviembre. P 1-847
- [4] ICNTC, (2004), Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. Norma Técnica Colombiana, NTC 4552, Primera actualización.
- [5]] CMME, (2018), Colombia, Ministerio de Minas y Energía. Resolución 015 de 2018 «Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional», enero 29.
- [6] CMME, (1998), Colombia, Ministerio de Minas y Energía. Resolución 070. «Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional», 1998.

Anexo 2

Plano del inventario de estructuras alimentador Paldonjuana



Anexo 3

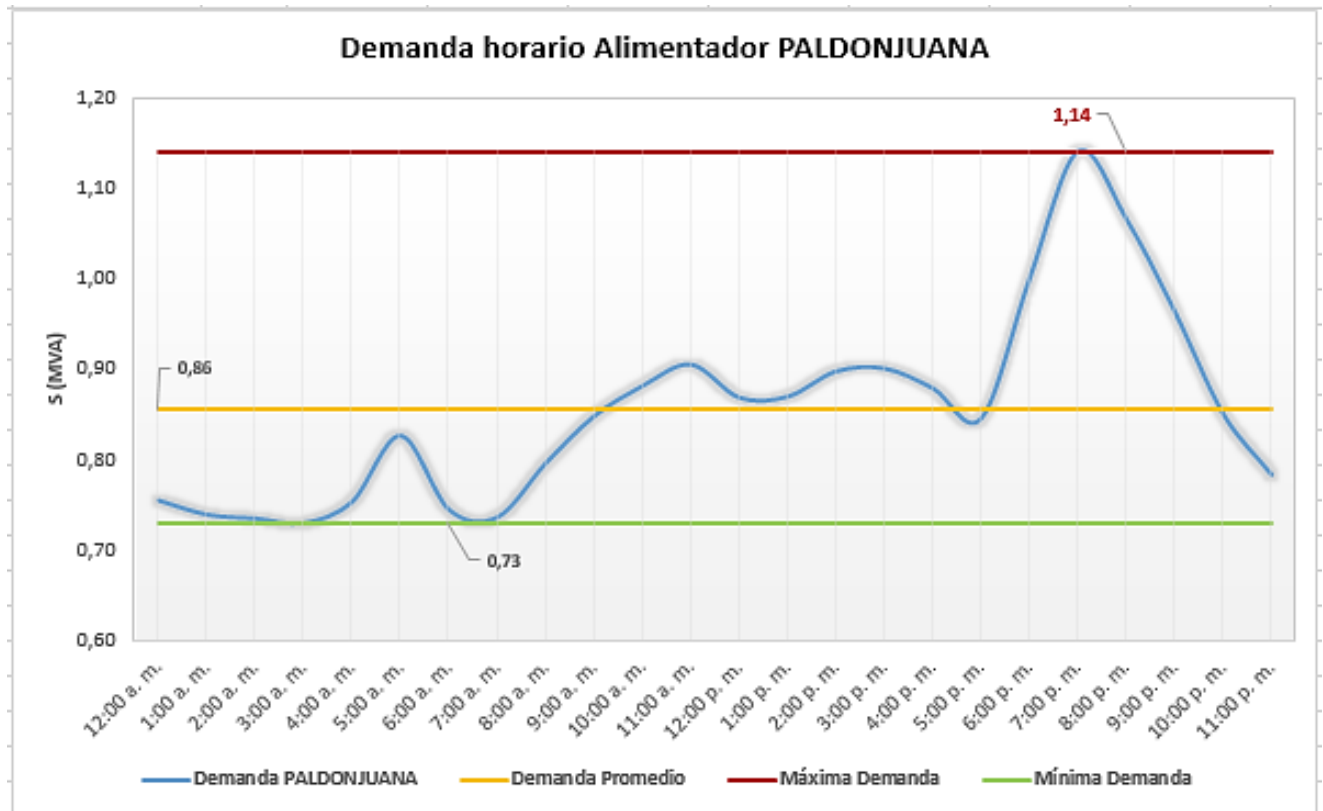
Inventario de estructuras alimentador Paldonjuana

NODO	TRAMO	ASNM	COORDENADA X	COORDENADA Y	POSTE EXISTENTE	CÓDIGO ICEL ESTRUCTURA EXISTENTE	TIPO DE ESTRUCTURA EXISTENTE	CALIBRE RED EXISTENTE	CANTIDAD DE LÍNEAS EXISTENTE
1	0	808	1162325	1342813	CO-12-1050	560 / 730	ABERTURA ESTÁNDAR MT / DERIVACIÓN 3F CON ARRANQUE	2 / 4.	3 / 3.
2	1-2.	821	1162190	1342916	CO-12-510 CON TEMplete	560 / 730	ABERTURA ESTÁNDAR MT / DERIVACIÓN 3F CON ARRANQUE	2 / 4.	3 / 3.
3	2-3.	836	1162155	1342944	RIELES EN H	PH - 202	PASO EN H MT	2	3
4	3-4.	840	1162051	1343026	TUBO METALICO	511 / 731 / 710	PASO ESTÁNDAR MT / DERIVACIÓN 2F / PROTECCIONES	2 / 4.	3 / 2.
5	4-5.	849	1161931	1343075	RIELES EN H	PH - 202 / 731	PASO EN H MT / DERIVACIÓN 2F	2 / 4.	3 / 2.
6	5-6.	860	1161865	1343185	CO-12-750 CON TEMplete	560 / RH-214	AB-ESTÁNDAR MT / TERMINAL 3F EN H	2 / 4.	3 / 3.
7	6-7.	874	1161726	1343298	RIELES EN H	PH - 202	PASO EN H MT	2	3
8	7-8.	879	1161636	1343320	CO-12-510 CON TEMplete	560 / 710	ABERTURA ESTÁNDAR MT / PROTECCIONES TRF 2F	2 / 4.	3 / 2.
9	8-9.	893	1161568	1343426	RIELES CON TEMPLETES	RH-231	ABERTURA EN H	2	3
10	9-10.	967	1161141	1343777	FI-12-1050 CON TEMPLETES	RH-231 / 731 / 731	ABERTURA EN H / DERIVACIÓN 2F / DERIVACIÓN 2F	2 / 4.	3 / 2 / 2.
11	10-11.	1013	1160834	1343945	RIEL	522	PASO DISPOSICIÓN TRIÁNGULAR MT	2	3
12	11-12.	1024	1160754	1343989	RIELES CON TEMPLETES	RH-231	ABERTURA EN H	2	3
13	12-13.	1085	1160391	1344168	RIELES CON TEMPLETES	RH-231	ABERTURA EN H	2	3
14	13-14.	1108	1159969	1344298	RIELES CON TEMPLETES	RH-231 / 731 / 732	ABERTURA EN H / DERIVACIÓN 2F / DERIVACIÓN 3F	2 / 4.	3 / 2.
15	14-15.	1368	1159425	1344458	RIELES CON TEMPLETES	RH-231 / 731	ABERTURA EN H / DERIVACIÓN 2F	2 / 4.	3 / 2.
16	15-16.	1387	1159364	1344484	RIEL	522 / 731	PASO DISPOSICIÓN TRIÁNGULAR MT / DERIVACIÓN 2F	2 / 4.	3 / 2.
17	16-17.	1433	1159179	1344561	CO-12-510 CON TEMplete	RH-231	ABERTURA EN H	2	3
18	17-18.	1433	1159165	1344566	RIELES CON TEMPLETES	RH-231 / 731 / 730	ABERTURA EN H / DERIVACIÓN 2F / DERIVACIÓN 2F	2 / 4.	3 / 2 / 2.
19	18-19.	1320	1158676	1344511	RIELES EN H	RH-231	ABERTURA EN H	2	3
20	19-20.	1239	1158509	1344580	RIEL	PH - 202 / 730	PASO EN H MT / DERIVACIÓN 3F	2 / 4.	3 / 3.
21	20-21.	1122	1158042	1344750	RIELES CON TEMPLETES	RH-231 / 730	ABERTURA EN H / DERIVACIÓN 3F	2 / 4.	3 / 3.
22	21-22.	1058	1157660	1344931	FI-12-1050 CON TEMPLETES	RH-231 / 733	ABERTURA EN H / DERIVACIÓN 2F	2	3 / 2.
23	22-23.	1030	1157611	1344952	FI-12-750	511	PASO ESTÁNDAR MT	2/0 ECO	3
24	23-24.	1017	1157530	1344986	CO-12-1050	560	ABERTURA ESTÁNDAR MT	2/0 ECO	3

Anexo 4

Demanda horario alimentador Paldonjuana

Tiempo (Horas)	Demanda PALDONJUANA	Demanda Promedio	Máxima Demanda	Mínima Demanda
12:00 a. m.	0,76	0,86	1,14	0,73
1:00 a. m.	0,74	0,86	1,14	0,73
2:00 a. m.	0,74	0,86	1,14	0,73
3:00 a. m.	0,73	0,86	1,14	0,73
4:00 a. m.	0,75	0,86	1,14	0,73
5:00 a. m.	0,83	0,86	1,14	0,73
6:00 a. m.	0,75	0,86	1,14	0,73
7:00 a. m.	0,74	0,86	1,14	0,73
8:00 a. m.	0,80	0,86	1,14	0,73
9:00 a. m.	0,85	0,86	1,14	0,73
10:00 a. m.	0,88	0,86	1,14	0,73
11:00 a. m.	0,91	0,86	1,14	0,73
12:00 p. m.	0,87	0,86	1,14	0,73
1:00 p. m.	0,87	0,86	1,14	0,73
2:00 p. m.	0,90	0,86	1,14	0,73
3:00 p. m.	0,90	0,86	1,14	0,73
4:00 p. m.	0,88	0,86	1,14	0,73
5:00 p. m.	0,85	0,86	1,14	0,73
6:00 p. m.	1,00	0,86	1,14	0,73
7:00 p. m.	1,14	0,86	1,14	0,73
8:00 p. m.	1,07	0,86	1,14	0,73
9:00 p. m.	0,96	0,86	1,14	0,73
10:00 p. m.	0,85	0,86	1,14	0,73
11:00 p. m.	0,78	0,86	1,14	0,73



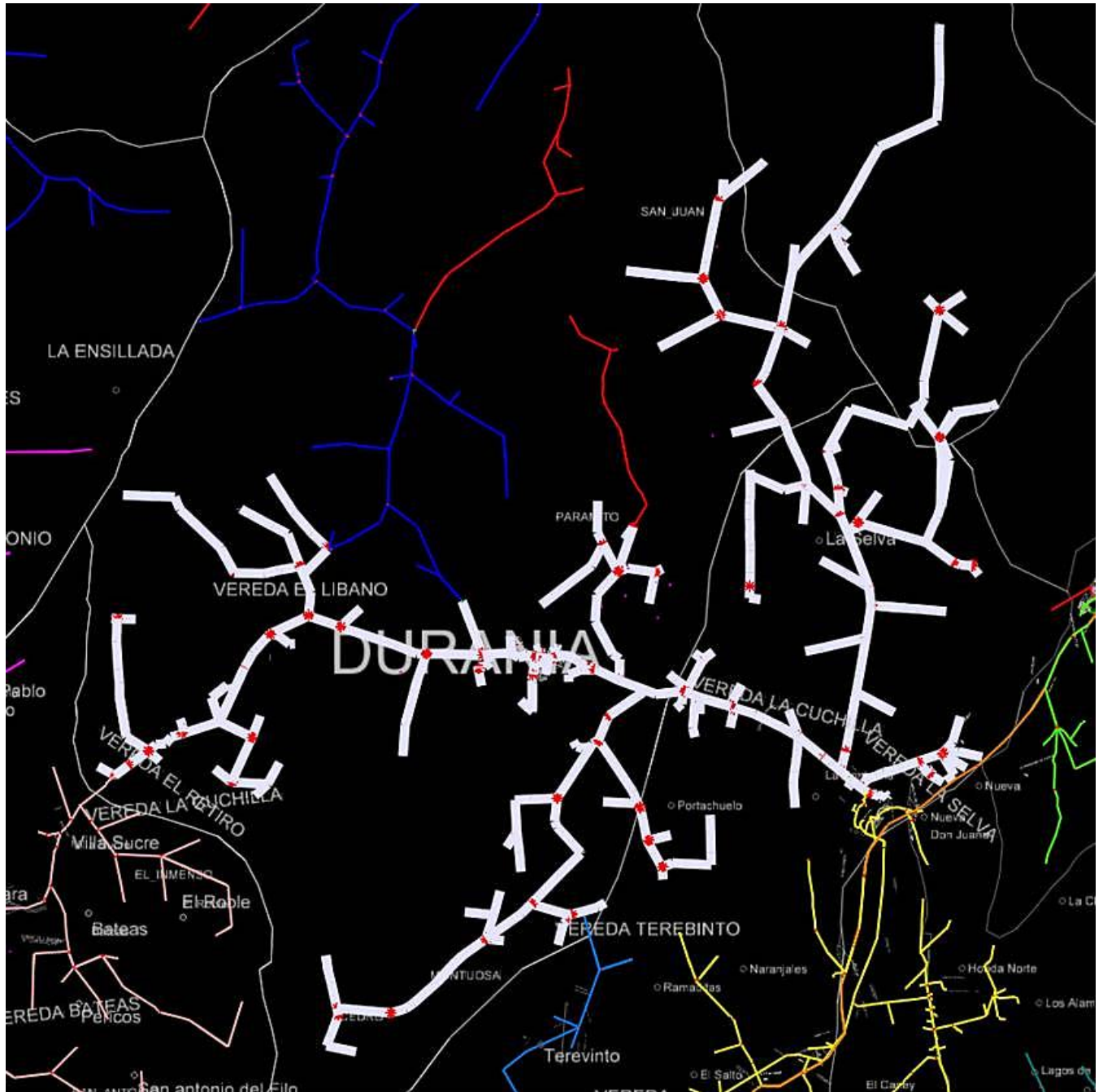
Anexo 5

Estado actual del alimentador Paldonjuana

Estado Actual Alimentador PALDONJUANA	
S Máxima (MVA)	1,14
P Máxima (MW)	1,95
Q Máxima (MVAR)	0,74
Factor Potencia (p.u.)	0,95
Energía Total (MWh/día)	20,52
FC (Factor de Carga)	0,75
FP (Factor de Pérdidas)	0,62
DP (Demanda Promedio)	0,86
DM (Demanda Máxima)	1,14
FD (Factor de demanda)	2,78
CI (Carga Instalada) MVA	0,41
PI (Capacidad Instalada) MVA	3,50
Cargabilidad	33,68%
EH (horas carga equivalente)	17,99977808

Anexo 6

Recorrido del alimentador Paldonjuana



Anexo 7

Regulación en media tensión red existente

Constante Kg para distintos factores de potencia			
Tensión	13200 V		
Calibre (AWG)	0,80	0,90	0,95
6	183,35	205,77	216,69
4	115,99	129,88	136,59
2	73,56	82,09	86,15
1/0	46,93	52,10	54,51
2/0	37,59	41,58	43,41
3/0	30,23	33,29	34,67
4/0	24,33	26,66	27,67

Estrato Socio-Económico	A	B	C
1	1,30	3,51	0,28
2	0,52	1,76	0,43
3	0,70	0,42	0,49
4	0,40	0,25	0,72
5	0,41	0,22	1,17
6	0,21	0,14	1,82

NODO TRAMO	LONGITUD (mts)	NÚMERO DE USUARIOS	NIVEL DE CONSUMO	DMÁX (KVA)	NÚMERO DE USUARIOS	NIVEL DE CONSUMO	DMÁX (KVA)	S TRAMO (KVA)	VOLTAJE NOMINAL	MOMENTO TRAMO (KVA)	CONDUCTOR EXISTENTE	CONDUCTOR KG 2/0	CONDUCTOR KG 2	FACTOR DE CORRECCIÓN	% REGULACIÓN PARCIAL	% REGULACIÓN TOTAL
1	0	987	1	277,127	1057	2	456,426	733,553	13200	0	2	41,58	82,09	2	0	0
1 2	171	987	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	125437,563	2	41,58	82,09	2	0,118195243	0,118195243
2 3	45	987	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	33009,885	2	41,58	82,09	2	0,031104011	0,149299254
3 4	133	968	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	97562,549	2	41,58	82,09	2	0,091929633	0,241228887
4 5	77	968	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	56483,581	2	41,58	82,09	2	0,053222419	0,294451306
5 6	169	936	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	123970,457	2	41,58	82,09	2	0,116812842	0,411264149
6 7	181	936	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	132773,093	2	41,58	82,09	2	0,125107245	0,536371394
7 8	43	711	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	31542,779	2	41,58	82,09	2	0,029721611	0,566093005
8 9	166	706	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	121769,798	2	41,58	82,09	2	0,114739241	0,680832246
9 10	556	706	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	407855,468	2	41,58	82,09	2	0,384307339	1,065139585
10 11	351	692	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	257411,103	2	41,58	82,09	2	0,242549098	1,307688683
11 12	89	692	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	65286,217	2	41,58	82,09	2	0,061516822	1,369205506
12 13	405	692	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	297088,965	2	41,58	82,09	2	0,279936101	1,649141607
13 14	442	692	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	324230,426	2	41,58	82,09	2	0,30551051	1,954652117
14 15	556	686	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	407855,468	2	41,58	82,09	2	0,384307339	2,338959456
15 16	67	681	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	49148,051	2	41,58	82,09	2	0,046310417	2,385269873
16 17	200	678	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	146710,6	2	41,58	82,09	2	0,13824005	2,523509923
17 18	11	678	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	8069,083	2	41,58	82,09	2	0,007603203	2,531113126
18 19	493	622	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	361641,629	2	41,58	82,09	2	0,340761723	2,871874849
19 20	181	622	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	132773,093	2	41,58	82,09	2	0,125107245	2,996982094
20 21	500	330	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	366776,5	2	41,58	82,09	2	0,345600125	3,342582219
21 22	418	252	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	306625,154	2	41,58	82,09	2	0,288921704	3,631503924

Anexo 8

Regulación en media tensión red proyectada

Constante Kg para distintos factores de potencia			
Tensión	13200 V		
Calibre (AWG)	0,80	0,90	0,95
6	183,35	205,77	216,69
4	115,99	129,88	136,59
2	73,56	82,09	86,15
1/0	46,93	52,10	54,51
2/0	37,59	41,58	43,41
3/0	30,23	33,29	34,67
4/0	24,33	26,66	27,67

Estrato Socio-Económico	A	B	C
1	1,30	3,51	0,28
2	0,52	1,76	0,43
3	0,70	0,42	0,49
4	0,40	0,25	0,72
5	0,41	0,22	1,17
6	0,21	0,14	1,82

TRAMO NODO	LONGITUD (mts)	NÚMERO DE USUARIOS	NIVEL DE CONSUMO	DMÁX (KVA)	NÚMERO DE USUARIOS	NIVEL DE CONSUMO	DMÁX (KVA)	S TRAMO (KVA)	VOLTAJE NOMINAL	MOMENTO TRAMO (KVA)	CONDUCTOR SELECCIONADO	CONSTANTE KG	FACTOR DE CORRECCIÓN	% REGULACIÓN PARCIAL	% REGULACIÓN TOTAL
1	0	987	1	277,127	1057	2	456,426	733,553	13800	0	2/0	41,58	2	0	0
1-2,	171	987	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	125437,563	2/0	41,58	2	0,119	0,119
2-3,	45	987	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	33009,885	2/0	41,58	2	0,031	0,031
3-4,	133	968	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	97562,549	2/0	41,58	2	0,092	0,092
4-5,	77	968	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	56483,581	2/0	41,58	2	0,053	0,053
5-6,	169	936	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	123970,457	2/0	41,58	2	0,117	0,117
6-7,	181	936	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	132773,093	2/0	41,58	2	0,125	0,125
7-8,	43	711	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	31542,779	2/0	41,58	2	0,030	0,030
8-9,	166	706	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	121769,798	2/0	41,58	2	0,048	0,048
9-10,	556	706	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	407855,468	2/0	41,58	2	0,160	0,208
10-11,	351	692	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	257477,103	2/0	41,58	2	0,101	0,309
11-12,	89	692	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	65286,217	2/0	41,58	2	0,026	0,335
12-13,	405	692	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	297088,965	2/0	41,58	2	0,117	0,452
13-14,	442	692	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	324230,426	2/0	41,58	2	0,127	0,579
14-15,	556	686	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	407855,468	2/0	41,58	2	0,160	0,739
15-16,	67	681	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	49148,051	2/0	41,58	2	0,019	0,759
16-17,	200	678	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	146710,6	2/0	41,58	2	0,058	0,816
17-18,	11	678	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	8069,083	2/0	41,58	2	0,003	0,820
18-19,	493	622	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	361641,629	2/0	41,58	2	0,142	0,962
19-20,	181	622	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	132773,093	2/0	41,58	2	0,052	1,014
20-21,	500	330	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	366776,5	2/0	41,58	2	0,144	1,158
21-22,	418	252	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	306625,154	2/0	41,58	2	0,121	1,279

Anexo 9

Pérdidas en media tensión red existente

NODO TRAMO	LONGITUD (mts)	NÚMERO DE USUARIOS	NIVEL DE CONSUMO	DMÁX (KVA)	NÚMERO DE USUARIOS	NIVEL DE CONSUMO	DMÁX (KVA)	S TRAMO (KVA)	VOLTAJE NOMINAL	MOMENTO TRAMO (KVA)	CALIBRE EXISTENTE AWG	NÚMERO DE CONDUCTORES	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR	% PÉRDIDAS DE POTENCIA PARCIAL	% PÉRDIDAS DE POTENCIA TOTAL
1	0	987	1	277,127	1057	2	456,426	733,553	13200	0	2	3	0,996	0	0
1 2	171	987	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	125437,563	2	3	0,996	0,064532961	0,064532961
2 3	45	987	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	33009,885	2	3	0,996	0,016982358	0,081515319
3 4	133	968	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	97562,549	2	3	0,996	0,050192303	0,131707622
4 5	77	968	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	56483,581	2	3	0,996	0,029058702	0,160766324
5 6	169	936	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	123970,457	2	3	0,996	0,06377819	0,224544514
6 7	181	936	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	132773,093	2	3	0,996	0,068306819	0,292851332
7 8	43	711	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	31542,779	2	3	0,996	0,016227587	0,309078919
8 9	166	706	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	121769,798	2	3	0,996	0,062646032	0,371724952
9 10	556	706	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	407855,468	2	3	0,996	0,20982647	0,581551422
10 11	351	692	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	257411,103	2	3	0,996	0,132428439	0,713979861
11 12	89	692	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	65286,217	2	3	0,996	0,033587331	0,747567192
12 13	405	692	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	297088,965	2	3	0,996	0,152841224	0,900408415
13 14	442	692	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	324230,426	2	3	0,996	0,166804496	1,067212911
14 15	556	686	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	407855,468	2	3	0,996	0,20982647	1,277039382
15 16	67	681	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	49148,051	2	3	0,996	0,025284844	1,302324226
16 17	200	678	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	146710,6	2	3	0,996	0,075477148	1,377801373
17 18	11	678	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	8069,083	2	3	0,996	0,004151243	1,381952617
18 19	493	622	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	361641,629	2	3	0,996	0,186051169	1,568003785
19 20	181	622	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	132773,093	2	3	0,996	0,068306819	1,636310604
20 21	500	330	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	366776,5	2	3	0,996	0,188692869	1,825003473
21 22	418	252	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13200	306625,154	2	3	0,996	0,157747238	1,982750711

Anexo 10

Pérdidas en media tensión red proyectada

TRAMO NODO	LONGITUD (mts)	NÚMERO DE USUARIOS	NIVEL DE CONSUMO	DMÁX (KVA)	NÚMERO DE USUARIOS	NIVEL DE CONSUMO	DMÁX (KVA)	S TRAMO (KVA)	VOLTAJE NOMINAL	MOMENTO TRAMO (KVA)	CALIBRE AWG	NÚMERO DE CONDUCTORES	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR	% PÉRDIDAS DE POTENCIA PARCIAL	% PÉRDIDAS DE POTENCIA TOTAL
1	0	987	1	277,127	1057	2	456,426	733,553	13800	0	2/0	3	0,497	0	0
1-2,	171	987	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	125437,56	2/0	3	0,497	0,029	0,029
2-3,	45	987	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	33009,885	2/0	3	0,497	0,008	0,037
3-4,	133	968	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	97562,549	2/0	3	0,497	0,023	0,060
4-5,	77	968	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	56483,581	2/0	3	0,497	0,013	0,073
5-6,	169	936	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	123970,46	2/0	3	0,497	0,029	0,103
6-7,	181	936	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	132773,09	2/0	3	0,497	0,031	0,134
7-8,	43	711	1	277,127	899	2	456,426	733,553	13800	31542,779	2/0	3	0,497	0,007	0,141
8-9,	166	987	1	277,127	1057	2	456,426	733,553	13800	121769,8	2/0	3	0,497	0,029	0,170
9-10,	556	987	1	277,127	1057	2	456,426	733,553	13800	407855,47	2/0	3	0,497	0,096	0,266
10-11,	351	987	1	277,127	1057	2	456,426	733,553	13800	257477,1	2/0	3	0,497	0,060	0,326
11-12,	89	987	1	277,127	1057	2	456,426	733,553	13800	65286,217	2/0	3	0,497	0,015	0,341
12-13,	405	987	1	277,127	1057	2	456,426	733,553	13800	297088,97	2/0	3	0,497	0,070	0,411
13-14,	442	987	1	277,127	1057	2	456,426	733,553	13800	324230,43	2/0	3	0,497	0,076	0,487
14-15,	556	987	1	277,127	1057	2	456,426	733,553	13800	407855,47	2/0	3	0,497	0,096	0,583
15-16,	67	987	1	277,127	1057	2	456,426	733,553	13800	49148,051	2/0	3	0,497	0,012	0,595
16-17,	200	987	1	277,127	1057	2	456,426	733,553	13800	146710,6	2/0	3	0,497	0,034	0,629
17-18,	11	987	1	277,127	1057	2	456,426	733,553	13800	8069,083	2/0	3	0,497	0,002	0,631
18-19,	493	987	1	277,127	1057	2	456,426	733,553	13800	361641,63	2/0	3	0,497	0,085	0,716
19-20,	181	987	1	277,127	1057	2	456,426	733,553	13800	132773,09	2/0	3	0,497	0,031	0,747
20-21,	500	987	1	277,127	1057	2	456,426	733,553	13800	366776,5	2/0	3	0,497	0,086	0,833
21-22,	418	987	1	277,127	1057	2	456,426	733,553	13800	306625,15	2/0	3	0,497	0,072	0,905

Anexo 11

Cantidad de conductor en la red de media tensión

TRAMO NODO	LONGITUD (mts)	NÚMERO DE CONDUCTORES	CALIBRE AWG	CANTIDAD	TOTAL (mts)
1	0	3	2/0	0	16550,1
1-2,	171	3	2/0	538,65	
2-3,	45	3	2/0	141,75	
3-4,	133	3	2/0	418,95	
4-5,	77	3	2/0	242,55	
5-6,	169	3	2/0	532,35	
6-7,	181	3	2/0	570,15	
7-8,	43	3	2/0	135,45	
8-9,	166	3	2/0	522,9	
9-10,	556	3	2/0	1751,4	
10-11,	351	3	2/0	1105,65	
11-12,	89	3	2/0	280,35	
12-13,	405	3	2/0	1275,75	
13-14,	442	3	2/0	1392,3	
14-15,	556	3	2/0	1751,4	
15-16,	67	3	2/0	211,05	
16-17,	200	3	2/0	630	
17-18,	11	3	2/0	34,65	
18-19,	493	3	2/0	1552,95	
19-20,	181	3	2/0	570,15	
20-21,	500	3	2/0	1575	
21-22,	418	3	2/0	1316,7	