



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE INGENIERÍA
MECÁNICA ELÉCTRICA

**“ANÁLISIS DEL SUB SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SE HI0032 -
TRUJILLO PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL SERVICIO
ELÉCTRICO Y REDUCIR PÉRDIDAS DE ENERGÍA”**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

AUTOR:

WALTER MARIO POLLACK VELASQUEZ

ASESOR:

ING. WALTER CASTRO ANTICONA

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

Trujillo – Perú

2019

Página Del Jurado

DR. JORGE INCISO VASQUEZ
PRESIDENTE

ING. ALEX TEJEDA PONCE
SECRETARIO

ING. WALTER CASTRO ANTICONA
VOCAL

Dedicatoria

A mis padres:

Que me inculcaron el valor del trabajo y constante espíritu de superación y me enseñaron los valores que me acompañan toda mi vida.

A mi esposa

Por su dedicación y esmero en los momentos de mayor comprensión, dedicación y entrega para enfrentar los retos y emprender nuestro hermoso hogar.

A mis hijos

Por su comprensión y supieron responder con generosidad ante las exigencias que les impusimos en su formación.

Agradecimiento

A mí querida esposa Rini

Por brindarme su apoyo incondicional y con su amor formar una hermosa familia.

A mis queridos hijos, Patricia, Vanessa, y Walter

Por ser quienes con su amor me impulsaron a seguir un mejor camino y darle el ejemplo

Al Ing. Walter Castro Anticona.

Por su invaluable apoyo en su asesoría y desarrollo de la presente tesis.

Al Ing. Luis Julca Verástegui.

Por su orientación para la revisión de esta tesis

A la Universidad Privada César Vallejo y a mis profesores.

Por darme la oportunidad de continuar la formación técnico profesional en la especialidad de Ingeniería Mecánica Eléctrica y darme a conocer nuevas técnicas y mejorar la capacidad en la especialidad que requiere el país de su fuerza laboral.

Declaratoria de autenticidad

Yo, Pollack Velásquez, Walter Mario, con DNI N° 17870811, a efectos de cumplir con las disposiciones vigentes consideradas en el Reglamento de Grados y Títulos de la Universidad César Vallejo, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, declaro bajo juramento que toda la documentación que acompaño es veraz y auténtica.

Así mismo, declaro también bajo juramento que todos los datos e información que se presenta en la presente tesis son auténticos y veraces.

En tal sentido asumo la responsabilidad que corresponda ante cualquier falsedad, ocultamiento u omisión tanto de los documentos como de información aportada por lo cual me someto a lo dispuesto en las normas académicas de la Universidad César Vallejo.

Trujillo, enero del 2019

Presentación

Señores miembros del jurado: En cumplimiento con el Reglamento de Grados y Títulos de la Universidad César Vallejo, ante ustedes presento la tesis titulada: “ANÁLISIS DEL SUB SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SE HI0032 - TRUJILLO PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO Y REDUCIR PÉRDIDAS DE ENERGÍA”, en donde se detalla el proceso para el análisis del sistema de distribución de una subestación con la finalidad de obtener las pérdidas técnicas de energía en total y por circuito además de la caída de tensión en cada uno de éstos, con el uso de equipos analizadores de redes eléctricas y software DAP. y dar solución a la problemática planteada en el estudio.

Asimismo, un aspecto fundamental es la metodología para la aplicación de mejoras teniendo en cuenta la toma de datos del sistema comercial de la empresa eléctrica y los parámetros eléctricos obtenidos de los equipos instalados los cuales fueron ingresados al software para obtener valores los cuales se verificó que estaban fuera de lo estipulado por la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos y lo contemplado por el Osinerming.

Las simulaciones realizadas con el software DAP demuestran la disminución de los valores de pérdidas técnicas de energía y los porcentajes de caída de tensión a rangos permitidos por la normativa vigente en tres de los siete circuitos analizados en los cuales se plantearon transferencias de carga hacia circuitos nuevos e instalación de centros de carga (subestaciones) para tal fin.

Finalmente, la solución planteada se sostiene en el estudio económico realizado, de manera que queda claro las ventajas, así como el costo / beneficio planteado.

La misma que someto a vuestra consideración y espero que cumplan con los requisitos de aprobación para obtener el Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista.

Pollack Velásquez, Walter Mario

INDICE

Página Del Jurado	II
Dedicatoria	III
Agradecimiento	IV
Declaratoria de autenticidad	V
Presentación	VI
RESUMEN	xiv
I. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Realidad Problemática	1
1.2 Trabajos previos	3
1.2.1 Cañar Santiago (2007)	3
1.2.2 Aguilar (1996)	4
1.2.3 Casa y Suncha (2009)	5
1.2.4 Jiménez (2005)	6
1.2.5 Espinoza y Beltrán (2016)	7
1.3 Teorías Relacionadas al tema.	8
1.3.1 Disposición del sector eléctrico.	9
1.3.2 Ley de Concesiones Eléctricas.	9
1.3.3 Organismo de Fiscalización.	9
1.3.4 Las normas técnicas	10
1.3.5 Los sistemas eléctricos de distribución	10
1.3.6 Características generales de los sistemas de distribución.	12
1.3.7 Los sistemas de distribución conforme a su construcción.	12
1.3.8 Sistemas de distribución de acuerdo a su configuración de los circuitos de baja tensión.	13
1.3.9 Equipos de protección eléctrica.	17
1.3.10 Equipos de medida en subestaciones de distribución.	19
1.3.11 Circuitos de distribución eléctrica en baja tensión.	19
1.3.12 Instalaciones eléctricas para el alumbrado público.	22
1.3.13 Sistemas para registro de información.	22
1.3.14 Esquemas o diagramas de circuitos eléctricos	25
1.3.15 Medición de parámetros eléctricos	26
1.3.15.1 Analizador de calidad de potencia marca Fluke modelo 1743	26
1.3.16 Diagrama de carga	27
1.3.17 Máxima demanda	28

1.3.18 El factor de potencia eléctrico.	28
1.3.19 El factor de simultaneidad (f.s.).....	28
1.3.20 El factor de demanda (FD)	28
1.3.21 El factor de carga.	28
1.3.22 Descripción del software de análisis de sistemas eléctricos – DAP10.....	28
1.3.23 Cálculo del flujo de potencia eléctrico.....	29
1.3.24 Información requerida para el análisis de los sistemas de distribución.....	30
1.3.25 Resultados del flujo de potencia eléctrico:.....	34
1.3.26 Flujograma de análisis de pérdidas técnicas y calidad de tensión.	35
1.3.27 Indicadores críticos del sistema de distribución.	36
1.3.27.1 Balance energético.	36
1.3.28 Pérdidas de energía eléctrica.	37
1.3.28.1 Clasificación de las pérdidas de energía.	37
1.3.28.2. Pérdidas técnicas de energía.	37
1.3.29 Pérdidas no técnicas.	41
1.3.30 Caída de tensión.	42
1.3.31 Factor de utilización en transformadores (FU)	43
1.3.32 Evaluación económica.	43
1.3.33 Valor actual neto. (VAN).....	44
1.3.34 Tasa interna de retorno. (TIR).....	44
1.3.35 Relación costo beneficio.....	44
1.3.36 Período de recuperación.	45
1.4 Formulación al Problema.....	46
1.5 Justificación del estudio.....	46
1.6 Hipótesis.....	46
1.7 Objetivo.....	46
1.7.1 Objetivo General.	46
1.7.2 Objetivos Específicos.	47
II. MÉTODO. 48	
2.1 Diseño de investigación.....	48
2.2 Variables, operacionalización.	50
2.2.1 Variable Independiente.....	50
2.2.2 Variable Dependiente.....	50
2.2.3 Operacionalización de variables.....	50
2.3 Población y muestra.	53

2.3.1 Población.....	53
2.3.2 Muestra.....	53
2.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos, validez y confiabilidad.	53
2.4.1 Técnicas.....	53
2.4.2 Instrumentos.....	53
2.5 Métodos de análisis de datos.	53
2.6 Aspectos éticos.....	54
III. RESULTADOS	55
3.1 Información del sub sistema de distribución SED HI0032 AMT – TSU0010.	55
3.1.1 Ubicación y descripción de las instalaciones eléctricas.	55
3.1.2 Tablero de distribución en baja tensión.	55
3.1.3 Seccionador electromecánico para media tensión.....	56
3.1.4 Fusibles de protección en baja tensión.	57
3.1.5 Transformador trifásico de distribución.....	58
3.1.6 Redes de distribución subterráneas en baja tensión (BT).....	58
3.1.7 Sistema de medición totalizador de la subestación.....	60
3.1.7.1 Medidor totalizador de servicio particular (medidor indirecto).	60
3.1.7.2. Medidor totalizador de alumbrado público (medidor directo).....	61
3.1.7. Estructuras de concreto para alumbrado público (C.A.C).....	62
3.1.8. Medidores para suministros monofásicos y trifásicos.....	62
3.2. Información de la empresa de electricidad.	63
3.2.1. Sistema Optimus NGC Comercial.	63
3.2.2. Sistema Optimus NGC Balance.	64
3.2.3. Sistema Optimus NGC – NTCSE.	67
3.2.4. Hoja de Cálculo Excel (Registro Reg –man).....	69
3.2.5. Sistema informático geo referenciado Smallwold.....	70
3.2.6. Diagrama unifilar del sistema de distribución secundario de la subestación HI0052 alimentador TSU010.....	70
3.2.7. Elaboración del diagrama unifilar del tablero de distribución.....	70
3.3. Parámetros eléctricos monitoreados.	70
3.3.1. Registro de tensión en barra (salida de transformador).....	70
3.3.2. Registro de intensidad de corriente en barra (salida de transformador).	71
3.3.3. Máxima demanda y diagramas de carga de la subestación.....	72
3.3.4. Factor de potencia en el sistema.....	73
3.3.5. Cálculo de la demanda promedio (DP).	73

3.3.6. Factor de carga (FC).....	73
3.3.7. Factor de pérdidas.....	74
3.3.8. Factor de utilización (transformador).....	74
3.4. Flujo de potencia con software.	74
3.4.1. Datos eléctricos solicitados.	74
3.4.2. Pérdidas de energía en sub sistema de distribución.	75
3.4.3. Pérdidas técnicas totales	75
3.4.4. Pérdidas técnicas por circuitos.	76
3.4.5. Flujo de potencia para calidad de servicio.....	80
3.4.6. Análisis del circuito “A”.	80
3.4.7. Análisis del circuito “B”.	81
3.4.8. Análisis del circuito “C”.	83
3.4.9. Análisis del circuito D.	85
3.4.10. Análisis del circuito “E”.....	85
3.4.11. Análisis del circuito “F”.	87
3.4.12. Análisis del circuito “G”.	87
3.4.13. Elaboración de propuestas de mejora mediante simulación en software.	88
3.5. Simulación para la mejora de caída de tensión.	88
3.5.1. Simulación de caída de tensión en el circuito “B α ”.	88
3.5.2. Simulación de caída de tensión en el circuito “Z”.....	89
3.5.3. Simulación de caída de tensión en el circuito “Ca”.....	90
3.5.4. Simulación de caída de tensión en el circuito “U”.....	91
3.5.5. Simulación de caída de tensión en el circuito “E α ”.	92
3.5.6. Simulación de caída de tensión en el circuito “Y”.....	93
3.5.7. Pérdidas técnicas de energía en circuitos después de simulación.....	94
3.5.8. Estado final del factor de utilización en transformadores existentes (HI0032) y propuestos (HI0032-I y HI0032-II).	98
3.6. Justificación de la potencia instalada propuesta en la simulación.....	99
3.7. Viabilidad económica de las propuestas de la simulación.	101
3.7.1. Valorización de la inversión.....	101
3.7.2. Valor actual neto (VAN).....	103
3.7.3. Tasa interna de retorno (TIR).	103
3.7.4. Periodo de recuperación (Pay back).....	103
3.7.5. Beneficio costo (B/C).	104
3.7.6. Justificación del financiamiento del proyecto.	104

IV. DISCUSIÓN	105
V. CONCLUSIONES.....	108
VI. RECOMENDACIONES.....	110
VII. Bibliografía.....	111
ANEXOS	113

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 Distintas etapas de un sistema de distribución de energía eléctrica.	11
FIGURA 2 Redes de distribución radial	14
FIGURA 3 Redes de distribución en malla.	15
FIGURA 4 Transformador de distribución en media tensión.....	17
FIGURA 5 Seccionadores sin carga	17
FIGURA 6 Fusibles limitadores de corriente	18
FIGURA 7 Fusible NH.....	18
FIGURA 8 Pantalla visualización Smallworld.	25
FIGURA 9 Diagrama unifilar.	26
FIGURA 10 Vista del equipo analizador de potencia Fluke 1743.....	27
FIGURA 11 Diagrama de carga típico.....	27
FIGURA 12 Temático flujo de potencia.....	33
FIGURA 13 Temático actualización de escenarios.	33
FIGURA 14 Temático de resultados de flujo de potencia.....	34
FIGURA 15 Flujograma de análisis de pérdidas y calidad de tensión.	35
FIGURA 16 Diagrama de causas que inciden en las pérdidas técnicas	38
FIGURA 17 Tablero de distribución en baja tensión de HI0032.	56
FIGURA 18 Seccionador electromecánico para media tensión.....	57
FIGURA 19 Fusibles de baja tensión tipo NH en HI0032	57
FIGURA 20 Transformador de distribución.	58
FIGURA 21 Calibres de conductores en tablero.....	59
FIGURA 22 Medidor trifásico electromecánico de servicio particular.	61
FIGURA 23 Medidor trifásico electromecánico de alumbrado público.....	61
FIGURA 24 Evolución de consumo de energía por los clientes.	64
FIGURA 25 Porcentaje actual de pérdidas de energía.....	67
FIGURA 26 Evolución de los montos de compensación.	69
FIGURA 27 Gráfico de variación de tensión.....	71
FIGURA 28 Gráfico de variación de corriente (A).....	72
FIGURA 29 Gráfico de diagrama de carga (24 hrs).	72
FIGURA 30 Gráfico de diagrama de carga (7 días).	73
FIGURA 31 Mapa de flujo de carga, caída de tensión circuito "A".	80
FIGURA 32 Mapa de flujo de carga, caída de tensión circuito "B".	82
FIGURA 33 Mapa de flujo de carga, caída de tensión circuito "C".	84
FIGURA 34 Mapa de flujo de carga, caída de tensión circuito "D".	85
FIGURA 35 Mapa de flujo de carga, caída de tensión circuito "E".	86
FIGURA 36 Mapa de flujo de carga, caída de tensión circuito "F".	87
FIGURA 37 Mapa de flujo de carga, caída de tensión circuito "G".	88
FIGURA 38 Mapa de flujo de carga, simulación para mejora en circuito "B α ".	89
FIGURA 39 Mapa de flujo de carga, caída de tensión mejorado en circuito "Z".	90
FIGURA 40 Mapa de flujo de carga, caída de tensión mejorado en circuito "C α ".	91
FIGURA 41 Mapa de flujo de carga, caída de tensión mejorado en circuito "U".	92
FIGURA 42 Mapa de flujo de carga, caída de tensión mejorado en circuito "E α ".	93
FIGURA 43 Mapa de flujo de carga, caída de tensión mejorado en circuito "Y".	94
FIGURA 44 Distribución de clientes por circuito después de simulación	96

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Potencia nominal en kVA de transformadores.	16
Tabla 2 Capacidad de corriente de conductores.	21
Tabla 3 Soluciones planteadas para mejorar la calidad de energía y reducción de pérdidas técnicas.	38
Tabla 4 Especificaciones de las redes de distribución en baja tensión.	59
Tabla 5 Tipo de medidores de energía por circuito.	62
Tabla 6 Crecimiento (tasa promedio) de energía HI0032.	63
Tabla 7 Balance de energía 2017, 2018 según sistemas de información HI0032.	65
Tabla 8 Identificación de cargas (suministros) en SED HI0032.	66
Tabla 9 Balance de pérdidas de energía después de identificación de cargas.	66
Tabla 10 Disgregado de compensaciones por circuito.	68
Tabla 11 Registro Excel de mantenimiento.	69
Tabla 12 Tensión mínima y máxima por fases.	70
Tabla 13 Corriente mínima y máxima.	71
Tabla 14 Datos de entrada del software DAP10.	74
Tabla 15 Datos totales de pérdidas técnicas.	75
Tabla 16 Datos de pérdidas técnicas por circuito.	78
Tabla 17 Comparativo de pérdidas técnicas totales.	95
Tabla 18 Pérdidas técnicas de energía en circuitos críticos después de simulación con software DAP.	97
Tabla 19 Factor de utilización del transformador después de simulación DAP10.	98
Tabla 20 Factor de utilización del transformador HI0032-I simulación DAP10.	98
Tabla 21 Factor de utilización del transformador HI0032-II simulación DAP10.	99
Tabla 22 Crecimiento de la energía en 10 años HI0032 antes de simulación.	100
Tabla 23 Crecimiento de la energía en 10 años HI0032 después de simulación.	100
Tabla 24 Crecimiento de la energía en 10 años HI0032-I después de simulación.	100
Tabla 25 Crecimiento de la energía en 10 años HI0032-II después de simulación.	101
Tabla 26 Resumen general de inversión de la propuesta.	101
Tabla 27 Demanda general actual.	102
Tabla 28 Potencia total instalada.	102
Tabla 29 Evaluación económica.	104

RESUMEN

En la presente investigación se ha realizado un análisis de las pérdidas técnicas y mala calidad del servicio eléctrico relacionado con la caída de tensión en los circuitos que conforman el subsistema de distribución de la subestación HI0032 del alimentador TSU0010 de la ciudad de Trujillo con información recabada en el último semestre del año 2018.

El diseño de la investigación es pre experimental basado en obtener datos, mediciones, procesamiento de parámetros eléctricos técnicos para realizar los cálculos e introducirlos en un software computacional para plantear la propuesta de solución, que demuestra la manipulación de variable y su consecuencia en la disminución de las pérdidas y mejora de la calidad de energía eléctrica, a partir de un planeamiento eléctrico que permita la reestructuración de las redes, para lo cual se utilizó un software DAP10 modelando el flujo de potencia de los circuitos, identificando aquellos indicadores que son críticos, al que se incorporó información de las redes de la empresa Hidrandina S.A.

Con el uso del software de flujo de potencia eléctrico se obtuvo nueva información que ha permitido determinar los circuitos críticos, conocer sus valores actuales con el objetivo de disminuir las caídas de tensión y reducir las pérdidas técnicas, incorporando la propuesta de inversión cuyos parámetros sean justificados a través de los indicadores económicos, determinándose su rentabilidad, periodo de recuperación en 4 años y medio con una relación beneficio costo de 1.24.

Palabras Claves: Pérdidas de energía, Flujo de potencia, Caída de tensión.

ABSTRACT

In the present investigation, an analysis of the technical losses and poor quality of the electric service related to the voltage drop in the circuits that make up the distribution subsystem of the HI0032 substation of the TSU0010 feeder of the city of Trujillo with information collected in the last semester of the year 2018.

The research design is pre-experimental based on obtaining data, measurements, processing of electrical technical parameters to perform the calculations and introduce them in a computer software to propose the solution proposal, which demonstrates the manipulation of variable and its consequence in the decrease of the losses and improvement of the quality of electrical energy, from an electrical planning that allows the restructuring of the networks, for which a DAP10 software was used modeling the power flow of the circuits, identifying those indicators that are critical, that information of the networks of the company Hidrandina SA was incorporated

With the use of the electric power flow software new information was obtained that has allowed to determine the critical circuits, to know their current values in order to reduce voltage drops and reduce technical losses, incorporating the investment proposal whose parameters are justified through the economic indicators, determining its profitability, recovery period in 4 and a half years with a cost benefit ratio of 1.24.

Key words: Energy losses, power flow, voltage drop.

I. INTRODUCCIÓN

1.1 Realidad Problemática

La fase de distribución de energía eléctrica es donde las instalaciones que abarcan un sistema de transformación en media tensión (MT) hasta los puntos de conexión de los suministros de media o baja tensión (BT) e incluso el alumbrado público muestran deficiencias, las estadísticas de pérdidas de energía eléctrica en las empresas distribuidoras son un problema de mucha importancia ya que los porcentajes de pérdidas son elevados lo que implica una facturación que no se recupera y un despilfarro de recursos incompatibles con la eficiencia requerida por las empresas de Distribución Eléctrica.

La concesionaria de electricidad es la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A. (Hidrandina S.A.), su giro es cumplir con la distribución y comercialización de energía eléctrica, en un área de concesión, conforme a lo dispuesto en la LCE N° 25844 y su Reglamento Decreto Supremo N° 009-93 EM y modificatorias.

La concesión de Hidrandina es de 7 916 km², y comprende las regiones de Ancash, La Libertad y parte de Cajamarca, atendiendo más de 867 mil clientes dividiéndose geográficamente en seis Unidades Empresariales como son Trujillo, La Libertad Norte, Chimbote, Huaraz, Cajamarca y Sierra.

La urbanización San Andrés III Etapa se encuentra ubicada en el distrito de Trujillo de la provincia del mismo nombre del Departamento La Libertad, concesión de la mencionada empresa distribuidora de electricidad, y cuenta con parques, viviendas residenciales, edificaciones multifamiliares y centros comerciales. Las redes eléctricas son subterráneas y es importante la coordinación para realizar cualquier trabajo con los servicios de cable, telefonía e internet con la finalidad de no interrumpir el funcionamiento de los servicios públicos ya que sobre sus estructuras (postes) de alumbrado público también están soportadas sus instalaciones.

La distribución primaria de energía se realiza desde la subestación de transmisión Trujillo Sur mediante un alimentador de configuración radial en 10 kV. hasta la subestación tipo caseta a nivel la cual cuenta con un transformador de distribución instalados en celdas e interconectados eléctricamente.

El equipamiento es de tecnología antigua, con aisladores de loza, barras circulares, seccionadores electromecánicos, cables NYY en la salida de tablero.

Los circuitos eléctricos registran un incremento de demanda de energía en especial en los últimos 5 años, según los datos registrados en la base de datos de Hidrandina SA, la mayoría ligada al sector comercial y vivienda.

La evolución del incremento de los clientes en el sector pasó de 550 en el año 2013 a 673 en el año 2018.

Cuenta la urbanización con una red de distribución, la cual tiene una antigüedad mayor a veinte años y está formada por un modelo urbano residencial, comercial conformado por manzanas con construcciones de material noble, las cuales contaban a la puesta del servicio con una calificación eléctrica de $6w/m^2$ por lote.

La empresa abastece de energía eléctrica a 17 manzanas, con un total de 673 clientes, desde una subestación de distribución tipo caseta a nivel, la cual; se encuentra ubicada en la calle Martínez de Compagñón urbanización San Andrés II Etapa, codificada como HI0032, del alimentador en 10 kV – TSU10 en cuya celda se encuentra instalado un transformador trifásico de distribución de 500 kVA con conexionado delta en los bobinados primario y secundario para un nivel en baja tensión entre fases de $3 \times 220 \text{ V}$ y 3 hilos.

Como resultado del procesamiento de datos por consumos de energía activa de los suministros en baja tensión de esta subestación tomando como referencia los años 2013 hasta 2018 llegándose a consumir en este último año 1989 MWH, determinándose una tasa de crecimiento promedio de 2.92%.

Se trabajó la información de balance de energía en dicha subestación proveniente de los sistemas de medición totalizadores electromecánicos tanto de servicio particular como de alumbrado público llegando a tener como resultado pérdidas negativas con una cifra del -14135 kWh lo que representa un porcentaje de -10.38 % siendo un balance irreal no direccionando efectivamente y poner en control las pérdidas de energía por lo cual se debe establecer el proceso de tratamiento de estas y llegar a los valores por la cual la empresa no percibe facturación debido a factores técnicos y comerciales teniendo en cuenta el 6.14% que la tarifa contempla.

En ese sentido las pérdidas eléctricas, es aquella energía que se pierde en cada una de las etapas funcionales del sistema de distribución más las pérdidas no técnicas o comerciales producidas por la falta de medición y/o facturación a usuarios que se aprovisionan de energía en forma ilegal o cuyos sistemas de medición sufren algún daño.

La falta de inversión en los sistemas de distribución y comercialización de la energía eléctrica no solo conduce a un deterioro en la calidad de servicio que se presta, sino que es uno de los factores contribuyentes al incremento de las pérdidas tanto las técnicas como las no técnicas.

Los circuitos de esta subestación presentan niveles de caída de tensión, el más crítico de 23 % lo cual supera ampliamente la tolerancia de $\pm 5\%$ permitido por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) lo que deviene en mala calidad de producto (nivel de tensión), como consecuencia la empresa está compensando económicamente a los clientes afectados, en el año 2017 el monto total llego a la suma de \$ 48.79.

La atención de nuevos suministros y solicitudes de aumento de potencia especialmente cargas trifásicas en baja tensión se encuentra restringido porque los circuitos están al límite de su capacidad de corriente, aunque la máxima demanda eléctrica monitoreada del transformador está en 60 % al valor de la potencia instalada.

1.2 Trabajos previos

Internacional

1.2.1 Cañar Santiago (2007)

“Cálculo detallado de pérdidas en sistemas eléctricos de distribución aplicado ala alimentador Universidad perteneciente a la empresa eléctrica Ambato Regional Centro Norte SA.” Para optar el título de Ingeniero Electricista de la Universidad Politécnica Nacional de la ciudad de Quito – Ecuador.

En esta tesis se concluye que la ingeniería de distribución es de vital relevancia para la mejora del sistema eléctrico, al obtener una optimización en operación, diseño y planeamiento de las redes, incrementa la eficiencia e ingresos.

Estos análisis que se efectúen, permitirán además generar los índices de pérdidas para el diagnóstico y distinción de pérdidas técnicas en cada dispositivo de la red, de esta manera plantear planes de reducción para cada subsistema, como se queda demostrado en el estudio.

Es importante mantener actualizada la base de datos de la red, su topología, características de los elementos, con información de carga en diferentes puntos de la red, permitiendo conocer al sistema de distribución y el comportamiento de su carga, para aplicar el proceso de ingeniería planteado en el estudio.

El análisis realizado a cada componente mediante la ingeniería de distribución admite conocer las pérdidas ya sea individual o sectorizada, y ejecutar el balance preciso para los planteamientos de mejora. (Cañar, 2007)

Internacional

1.2.2 Aguilar (1996)

“Metodología para la estimación y control de pérdidas eléctricas y su aplicación en el sistema eléctrico de Guatemala” para optar el título de Ingeniero Electricista de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

En este trabajo se concluye que el diseño e implementación de un plan de reducción de pérdidas apropiado a Guatemala, es la mejor manera de disminuir las inversiones en capacidad generadora instalada.

Los balances de energía, para valorar las pérdidas, dependen principalmente de la precisión de los contadores o medidores de energía y los transformadores de corriente y voltaje para medición indirecta.

En el subsistema de distribución, la manera más barata de reducir pérdidas es la mejora del balance de las fases mediante un estudio de redistribución de cargas y la ubicación adecuada de capacitores en paralelo para la mejora del factor de potencia.

Los balances de energía ejecutados mensualmente muestran resultados más exactos, ya que minimiza los errores por transferencias de carga no registradas entre circuitos por descuido.

La disminución de las pérdidas no técnicas no influye en la eficiencia de la red eléctrica, pero sí el proceso comercial en facturación de la empresa distribuidora, que reducen las pérdidas financieras o aumentan las ganancias.

Internacional

1.2.3 Casa y Suncha (2009)

Control y reducción de pérdidas no técnicas de energía mediante el método balance de energía por transformador en 19 sectores de la provincia de Cotopaxi designados por ELEPCO S.A.” para optar el título de Ingeniero Electromecánico de la Universidad Técnica de Cotopaxi de la ciudad de Latacunga – Ecuador.

Del estudio realizado se concluye que los usuarios Tipo C y Tipo D son los que más incurren en la manipulación de medidores, debiendo poner mayor atención en su control.

La reducción de pérdidas no técnicas impacta en forma directa en la calidad y eficiencia de los sistemas administrativos de la empresa también en la eficacia técnica para el control del aumento de pérdidas no técnicas en el área social.

Uno de los problemas es la falta de presencia de personal de la empresa en campo lo que conlleva al incremento de pérdidas no técnicas por la facilidad para el hurto o fraude de energía, lo que permite la manipulación de las instalaciones, medidores y redes de baja tensión obteniéndose valores de pérdidas en las subestaciones de 8 % (177.43 kwh) hasta 40 % (843.3 kwh).

El hurtador de energía eléctrica se ha especializado, luego de las conexiones directas y puentes, es la manipulación de medidores. Para esto se vulneran precintos, sellos y tapas. Es en ese momento que el inspector deberá identificar y detectar el fraude.

La implementación de un plan piloto de reducción de pérdidas ocasiona un ahorro en la compra de energía y suscita una baja del costo por las pérdidas no técnicas, aparte un incremento en la recaudación debido a la facturación no considerada de los usuarios conectados directamente a la red.

Nacional

1.2.4 Jiménez (2005)

“Metodología para la estimación de pérdidas técnicas en una red de distribución de energía eléctrica” para optar el título de Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional de Ingeniería de la ciudad de Lima - Perú.

Resulta importante concluir en este trabajo que una vez determinado el valor de las pérdidas técnicas se procedió a calcular el valor de las pérdidas no técnicas o comerciales por diferencia de las totales y las pérdidas técnicas pues las pérdidas no técnicas, constituye un indicador importante en la toma de decisiones y en la ejecución de un plan con el objetivo de reducir este indicador y realizar trabajos previo estudio técnico-económico.

La metodología planteada brinda un nivel de certeza considerable al momento de estimar las pérdidas técnicas de una red de distribución donde la selección por niveles de tensión nos permitió un mejor manejo de la información y obtener valores de pérdidas disgregadas, donde el menor nivel se encuentra en alta tensión y el mayor en baja tensión.

La estimación sobre la base del flujo de carga permitió un mejor manejo de la información y el detalle en el cálculo de la componente de pérdidas y con la ayuda de los programas de PC especializados en realizar flujo de carga, se logró los modelos topológicos de la red eléctrica sin realizar simplificaciones, y de esta manera logrando un avance en lo que se refiere a modelar redes de distribución, los modelos obtenidos ayudarán a desarrollar futuros análisis de contingencia, coordinación de protección, calidad de energía, etc. Para poder aprovechar los avances en el diseño de programas de flujo de carga, en el presente trabajo de tesis se utilizaron dos programas que formaron parte fundamental en la realización de la estimación de las pérdidas: WINFLU (Perú) y CYMDIST (CANADA), que ofrecen características adicionales para poder manejar redes de distribución con mayor facilidad.

Analizando el sistema real de distribución encontraremos variables que modifican el estado de carga del sistema en todo momento (desbalance de fases, armónicos, máxímetros, etc.) muchos de estos disturbios fueron corregidos con factores que

multiplican al resultado final del cálculo de pérdidas, y así incluir dichos efectos en el resultado final.

Los resultados obtenidos con la metodología planteada guardan relación con los valores hallados en los estudios realizados por la empresa de distribución analizada.

La validez de los criterios y los distintos factores hallados en el presente trabajo de tesis, según la conveniencia y previo análisis pueden ser utilizados en futuros trabajos de estimación de las pérdidas técnicas en redes de distribución de energía eléctrica

Nacional

1.2.5 Espinoza y Beltrán (2016)

“Mejoramiento del sistema eléctrico de la ciudad de Puerto Maldonado en media tensión” para optar el título de Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco - Perú.

En este trabajo se proyectan las demandas de consumo en las barras del Sistema Eléctrico de Puerto Maldonado se observa un aumento en la caída de tensión en los siguientes años los cuales superan los márgenes mínimos de caída, visualizando un contexto hasta el año en estudio 2023 se muestran niveles de caída de tensión de un 7.4 % en los alimentadores PM-01, PM-02 Y PM-03 y de un 8.9% en los AMT. PM-6 y PM-07, así mismo tienen una caída de 6%, en la barra Puerto Maldonado 138 kV.

La solución para corregir las caídas de tensión son los bancos de capacitores de 6 Mvar para reducir los niveles de tensión a niveles permisibles y también sistemas SVS de 2Mvar.

Realizando una simulación proyectado al 2023 del sistema eléctrico de Puerto Maldonado en sus redes de media tensión acorde a los resultados obtenidos, se espera un valor en barra de 138 kV presenta de 6.6%, en los alimentadores PM-01, PM-02 Y PM-03 una caída tensión de 7.4% y en los alimentadores PM-6 y PM-07 tienen una caída del orden del 8.9%.

La mejor opción para reducir la caída de tensión son los bancos de capacitor dado que la inversión económica que necesitaría es menor a la de sistemas SVS.

Los costos de los dispositivos FACTS oscilan de acuerdo al tipo de controlador y a la capacidad del mismo, por lo que los compensadores SVS y STATCOM tienen un costo de inversión típico alrededor de 100 US\$/kVAr por cada 100 MVar de rango de operación y que también estos componentes son diseñados para operar con cargas muy superiores en relación a la carga que tenemos en las barras del sistema de la subestación de Puerto Maldonado y de los compensadores capacitivos tienen un costo de inversión típico de alrededor de 50 US\$/kVAr por cada 25 MVar de rango de operación a diferencia del sistema SVS estos equipos pueden ser diseñados para operar con cargas mucho menores que las de SVS, lo cual hace que esta sea la posibilidad elegida para mejorar el sistema eléctrico en estudio.

1.3 Teorías Relacionadas al tema.

El sector eléctrico en el Perú.

En el Perú el sector eléctrico ha evolucionado en forma particular a partir del 2001, es decir en los últimos 15 años en que se presentaron mejoras en forma permanente y sostenida, influyendo positivamente en el mercado y la atención de los usuarios del servicio eléctrico, determinado además por las inversiones en infraestructura, con lo cual ha ido ampliando el ingreso de nuevos usuarios a tener este servicio básico.

Desde entonces han recibido mejor atención y el mercado eléctrico ha crecido tanto así que del 45% en el año 1990 paso al 88% en junio de 2011, se ha experimentado un crecimiento sostenido, y en forma equivalente la calidad, eficiencia y eficacia de la prestación del servicio.

Actualmente en nuestro país el servicio eléctrico es administrado a través del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional cuyas siglas son SEIN y abastece al 85% de la población que está conectada, y también con varios sistemas “aislados” que cubren el resto del país.

1.3.1 Disposición del sector eléctrico.

El sector eléctrico en el Perú está dado por:

La generación, transmisión y distribución de la energía, desde los principales centros de generación, para llevar la energía hacia los puntos finales de entrega y dotar del servicio hacia los usuarios ya sean usuarios regulados, y libres integrados por las industrias que hacen uso de la energía para la actividad empresarial.

1.3.2 Ley de Concesiones Eléctricas.

Se inicia la reforma con la Ley de Concesiones Eléctricas con el DL 25844 en noviembre de 1992 y se incorpora la competencia que es mejor que la regulación, se inicia la separación jurídica de las actividades y la desintegración vertical de la industria eléctrica, iniciándose la participación del sector privado y la operación económica del sector a cargo del Comité Económico del Sistema – COES.

La operación de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión está sujeta a las disposiciones del Comité de Operación Económica del Sistema Integrado Nacional (COES-SINAC) con la finalidad de garantizar el abastecimiento de energía eléctrica y la operación de las centrales eléctricas al costo mínimo. Además, la ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, incluye la participación de distribuidoras y clientes libres como miembros de COES en el mercado de corto plazo, además de las empresas de generación eléctrica.

1.3.3 Organismo de Fiscalización.

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) es la entidad designada para dictar normas en el ámbito de su competencia, supervisa su cumplimiento para los sectores de energía y minería, realiza la regulación de precios de la electricidad, y fiscaliza a los concesionarios y actores del subsector eléctrico.

Es a través de la regulación, que el Estado establece un conjunto de reglas que deben ser cumplidas por los agentes económicos participantes en los mercados, sean productores o consumidores. La regulación estatal se justifica cuando en ciertos mercados aparecen las denominadas fallas de mercado, buscando minimizarlas para permitir una mejor asignación de los recursos e incrementar el bienestar social. **(Osinergmin)**

1.3.4 Las normas técnicas.

a.) Norma técnica peruana (NTP).

Las normas son documentos que establecen las especificaciones o requisitos de calidad para la estandarización de los productos procesos y servicios, son elaboradas por profesiones que conforman los Comités Técnicos de Normalización (CTN).

Las Normas técnicas peruanas adoptan o adaptan normas internacionales que estandarizan la calidad de productos y servicios.

b.) La norma técnica de calidad de los servicios eléctricos (NTCSE).

Establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos. La responsabilidad de su implementación y aplicación recae en OSINERGMIN, así como la aplicación de penalidades y compensaciones, tanto a empresas eléctricas como a clientes, en casos de incumplimiento de la norma.

1.3.5 Los sistemas eléctricos de distribución.

En la operación de la empresa concesionaria la red de distribución es el mecanismo con el que se transmite el servicio de energía a los usuarios. Para ese fin se parte de un punto o barra del sistema de transmisión. La efectividad con la que se opera se mide en términos de regulación de voltaje, continuidad del servicio, flexibilidad, eficiencia y costo. (García, Trasanco, 2010)

Estas redes tienen una configuración de acuerdo a su instalación y puede ser aéreas o subterráneas, están compuestas por segmentos que operan en distintos voltajes.

Un sistema de distribución está compuesto fundamentalmente por: líneas de sub transmisión, sub estaciones de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución, alimentadores secundarios, acometidas, contadores de energía. (Aracena A., 2016)

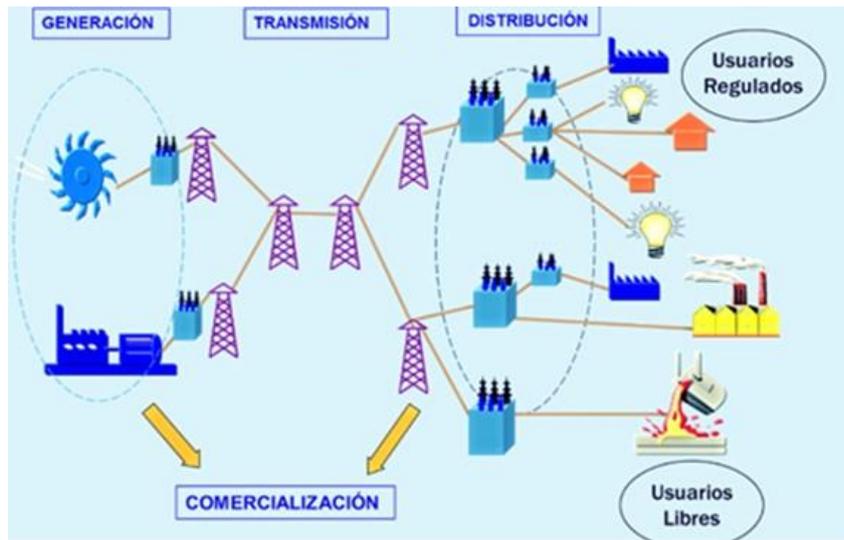


FIGURA 1 Distintas etapas de un sistema de distribución de energía eléctrica.

Fuente: (www.prezi.com, s.f.)

Se caracterizan por estar constituida por los conductores, estructuras, aisladores, equipos, etc., destinados a unir eléctricamente las fuentes de energía y los consumidores a través de las subestaciones de distribución, sin pasar a través de líneas de transmisión. Las fuentes de energía pueden ser: plantas propiamente dicho, subestaciones, etc. (Aracena A., 2016)

a.) Sistema de distribución en media tensión (MT):

Emplean voltajes comprendidos entre 1 kV y 33 kV, y se utilizan tanto para llegar a instalaciones industriales de alto consumo de electricidad como para la distribución de energía en una ciudad. (Garcia, Trasanco, 2010)

b.) Sistema de distribución en baja tensión (BT):

Con voltajes de 220 y 380 para consumo residencial y de 440 voltios para consumo industrial. Se emplean para abastecer de electricidad a los usuarios desde un punto cercano de la red de media tensión. El costo por kWh de estas redes es mayor que para las redes de media tensión. (Ramirez, Castaño, 2004)

1.3.6 Características generales de los sistemas de distribución.

a.) Topología totalmente radial.

Un circuito primario radial (red radial) es aquel que partiendo de un punto de alimentación (planta, subestación, etc.), recorre una determinada región; cubriendo la demanda eléctrica de esta. La red radial está constituida por la línea propiamente dicha, los ramales y sub ramales. (Sarzo Miranda, 2007)

b.) Conexiones de variados tipos.

Se denominan así porque pueden abastecer de suministro monofásico 2 hilos o trifásico de 3 o 4 hilos.

c.) Cargas de tipo diverso.

Se refiere cuando las cargas de los suministros ya sean monofásicos o trifásicos tienen características de consumo diferentes como uso industrial, comercial y residencial. (Toledano y Sanz, 2013)

d.) Redes eléctricas sin transposiciones.

En sistemas eléctricos de redes de baja tensión no existen transposiciones ya que los recorridos de los circuitos (conductores) no tienen gran longitud (en mayoría menores a 400 m).

1.3.7 Los sistemas de distribución conforme a su construcción.

a.) Sistemas de distribución eléctrica aérea.

Se conocen como redes de distribución aéreas aquellas en las que los alimentadores primarios, los ramales, los transformadores, interruptores, seccionadores, etc., están soportados por estructuras que los mantienen separados de tierra a la altura establecida por las normas. (Ramirez, Castaño, 2004)

c.) Sistema de distribución subterránea.

En estas redes los alimentadores primarios, ramales, transformadores, etc., se hallan bajo tierra. Los conductores pueden hallarse situados en conductos soterrados directamente en la tierra y los transformadores, interruptores,

seccionalizadores, etc., se hallan en cámaras que pueden encontrarse en los edificios o comercios existentes o bajo tierra. (Ramirez, Castaño, 2004)

d.) Sistema de distribución mixta.

Son aquellas en que partes de la red se encuentran soterradas mientras que en otras partes de la misma la distribución se ejecuta por líneas aéreas.

1.3.8 Sistemas de distribución de acuerdo a su configuración de los circuitos de baja tensión.

a.) Líneas de distribución abierta o radial.

Un circuito radial (red radial) es aquel que partiendo de un punto de alimentación (planta, subestación, etc.), recorre una determinada región; cubriendo la demanda eléctrica de esta. En distribución a la línea o circuito principal se le llama tronco. Su característica eléctrica fundamental es la presencia de sólo un punto de alimentación y la ausencia de caminos cerrados. En oportunidades, cuando el circuito radial sirve a una zona densamente poblada, con varios alimentadores vecinos que parten de la misma subestación u otra cercana, es posible prever ramales de interconexión para en caso de avería transferir carga de un circuito a otro. (Aracena A., 2016)

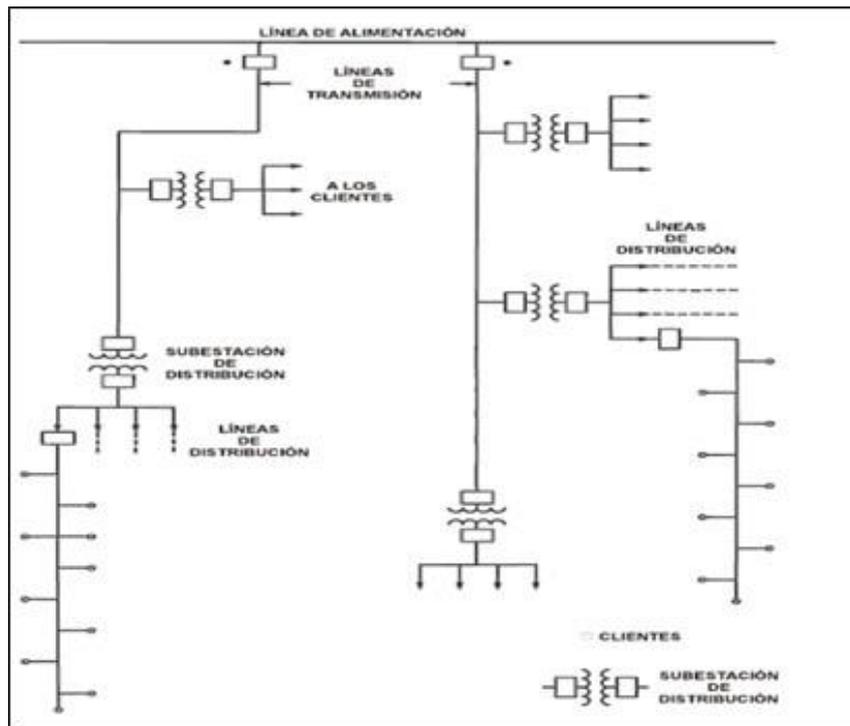


FIGURA 2 Redes de distribución radial

Fuente: (www.distribucion.webnode.com.co, s.f.)

b.) Líneas de distribución cerrada o de lazo.

Este tipo de circuito de distribución, tiene la característica de que se cierra sobre sí mismo, poseyendo sólo un punto de alimentación; pero estableciendo dos caminos para la alimentación de las cargas, lo que permite menores caídas de voltaje, pérdidas de potencia que en la red radial, además, ante un fallo en una de las ramas, es posible alimentar a las cargas como si fuesen dos redes radiales; es por eso que su sistema de protecciones debe reaccionar no sólo a la magnitud de la corriente de falla, sino también a la dirección de la misma con respecto a la barra para poder eliminar las fallas desconectando el menor número de consumidores. Puede suceder que en un nodo del lazo haya una generación que sea menor que la potencia total demandada por la carga (S_i) del nodo, entonces se puede calcular como red en lazo determinando la potencia neta demandada del sistema por el nodo. Estas redes presentan las desventajas ante las radiales en sus mayores inversiones iniciales y en la mayor complejidad de su sistema de protecciones. (Ramirez, Castaño, 2004)

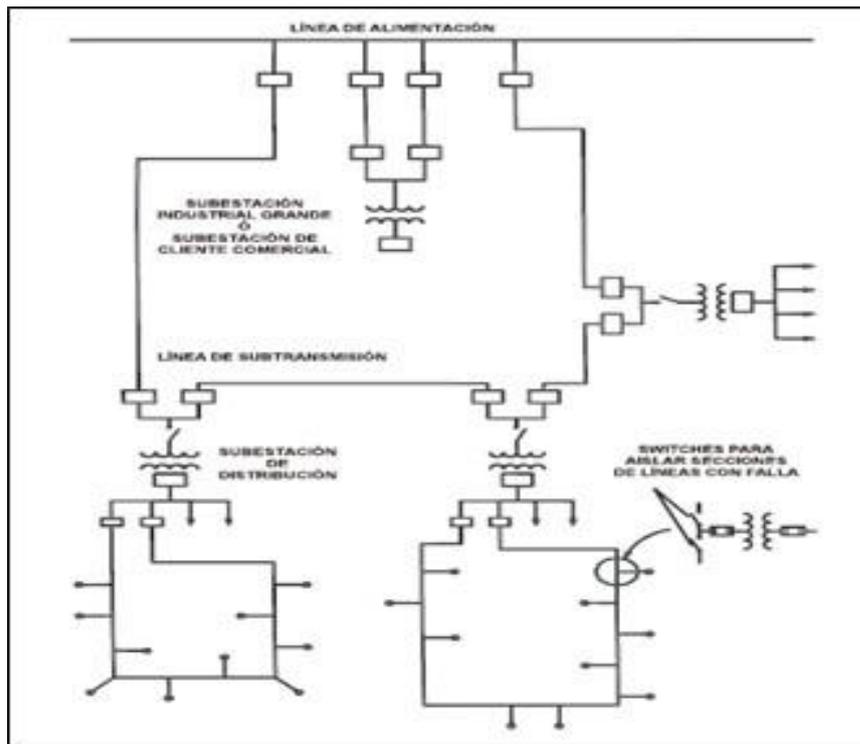


FIGURA 3 Redes de distribución en malla.

Fuente: (www.distribucion.webnode.com.co, s.f.)

a.) Subestación eléctrica de distribución (SED).

Es un conjunto de elementos o dispositivos que permiten cambiar las características de energía eléctrica (tensión, corriente, frecuencia, etc.), o bien, conservarla dentro de ciertas características.

Las subestaciones eléctricas están destinadas a modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica. (Aracena A., 2016)

b.) Subestación tipo caseta a nivel.

Son aquellas subestaciones en las cuales su instalación se realiza a nivel del suelo, donde debe utilizarse ventilación mecánica forzada y refrigerada en aceite como se visualiza en la figura 4, a su vez los equipos eléctricos son instalados en sus celdas diseñadas o adecuadas para las maniobras tanto en su lado de media y baja tensión (MEM, 2011)

- **Niveles de potencia de subestaciones de distribución.**

Entre los diferentes niveles de tensión para subestaciones de distribución se tienen los siguientes:

Tabla 1 Potencia nominal en kVA de transformadores.

Monofásico	Trifásico
15	<u>50</u>
<u>25</u>	<u>75</u>
<u>37.5</u>	<u>100</u>
<u>50</u>	<u>160</u>
<u>75</u>	<u>250</u>
100	<u>315</u>
	<u>400</u>
	500
	<u>630</u>
	800
	1000
	1600

Fuente: (MEM, 2011)

c.) Transformador de distribución.

Se denomina transformador a una máquina eléctrica que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia.

La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal, esto es, sin pérdidas, es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño, tamaño, etc.

El transformador, es un dispositivo que no tiene partes móviles, el cual transfiere energía de un circuito a otro bajo el principio de inducción electromagnética. La transferencia de energía la hace por lo general con cambios en las tensiones y corrientes. (García, Trasanco, 2010)



FIGURA 4 Transformador de distribución en media tensión

Fuente: (www.imagenes.mailxmail.com, s.f.)

1.3.9 Equipos de protección eléctrica.

a.) Seccionador en media tensión.

Son utilizadas como dispositivos de seccionamiento de circuitos, para operar sin carga, en sistemas de media tensión.

Están construidas sobre un bastidor de acero con acabado galvanizado anticorrosivo. La flecha de accionamiento gira dentro de bujes de material anticorrosivo de baja fricción, previniendo así el desgaste y oxidación, manteniéndose en óptimas condiciones aún después de un largo período de instalación y uso.

A pesar de la presión de contacto, las cuchillas seccionadoras son de operación sencilla y ligera en forma manual. (Toledano y Sanz, 2013)



FIGURA 5 Seccionadores sin carga

Fuente: (www.integras.mx, s.f.)

b.) Fusibles para media tensión.

Los fusibles limitadores de corriente son dispositivos, para protección contra cortocircuito en redes de media tensión, proporcionan protección contra los daños térmicos y dinámicos que ocurrirían en caso de cortocircuito si no se dispone de esta protección, gracias a su respuesta y a la característica de limitación de corriente de cortocircuito a los valores previstos en el diseño del fusible, al interrumpir la corriente de cortocircuito antes de que el primer semi ciclo de la onda de corriente llegue a su valor natural máximo. En la figura 6 se muestra los fusibles limitadores de corriente. (Toledano y Sanz, 2013)



FIGURA 6 Fusibles limitadores de corriente

Fuente: (www.integras.mx, s.f.)

c.) Fusibles tipo NH para baja tensión.

Equipos que permiten proteger las redes secundarias de los cortocircuitos por medio de un elemento fusible mostrado en la figura 7 para diferentes valores de corriente nominal y corriente de ruptura a través de un medio de extinción de arco.



FIGURA 7 Fusible NH

Fuente: (www.ferreteriavidri.com, s.f.)

1.3.10 Equipos de medida en subestaciones de distribución.

a.) Transformadores de corriente.

Como los niveles de corriente del sistema de potencia son muy elevados, los instrumentos de medida y los relés de protección no se pueden conectar en forma directa y lo hacen a través de transformadores de medida. A estos transformadores se los denomina transformadores de medida y se clasifican en: - Transformadores de corriente - Transformadores de tensión Los transformadores de corriente tienen como función: - adaptar las corrientes elevadas a valores compatibles con los que trabajan los instrumentos de medida y los relés de protección. - proporcionar aislamiento a los instrumentos de medida y relés de protección con respecto a la alta tensión del circuito de potencia. - permitir el uso normalizado para las corrientes nominales de los instrumentos de medida y relés de protección. (Aguilar Palma, 1996)

b.) Medidores Totalizadores Indirectos.

Un medidor totalizador por lo general registra la energía que se entrega a más de un cliente, cuando se trata de un medidor de subestación de distribución o a más de una subestación de distribución cuando se trata de un medidor de alimentador de media tensión.

Por los volúmenes importantes de energía que registran, por lo general son trifásicos e indirectos, conectándose a la red eléctrica a través de transformadores de medida, de corriente y tensión, cuando la medición es en media o alta tensión o solo transformadores de corriente, cuando la medición es en baja tensión

c.) Medidores Totalizadores Directos.

Utilizados cuando los volúmenes de energía que registran son pequeños, relacionados con potencias menores a 70 kW.

1.3.11 Circuitos de distribución eléctrica en baja tensión.

a.) Circuitos en baja tensión.

Son los cables o conductores que se conectan desde el transformador de distribución (MT/BT) y que forman parte de la red de distribución secundaria.

b.) Cables subterráneos.

Son los que van enterrados bien en forma directa o en el interior de ductos o galerías ubicadas debajo de la superficie del terreno, fabricados de cobre.

Con relación a su montaje: van directamente enterrados, en canalizaciones entubadas, en canales revisables, en bandejas y soportes adosados a la pared. (Toledano y Sanz, 2013)

c.) Capacidad térmica de los cables o conductores.

La temperatura máxima admisible de los conductores del cable, en régimen de operación permanente, para cables con aislamiento de papel y aislamiento termoplástico, será de 80°C. En caso de cortocircuito la temperatura podrá alcanzar hasta los 160°C en un período de tiempo corto. (Toledano y Sanz, 2013)

d.) Capacidad de corriente eléctrica.

La capacidad de corriente de los cables subterráneos se ha establecido convencionalmente dentro de sus condiciones normales de operación a excepción de la profundidad de tendido que es 0.6 m.

En la siguiente tabla se muestra la capacidad de corriente para cable multipolar o un sistema de cables unipolares con aislamiento de papel directamente enterrado NKY 0.6/1 kV.

Tabla 2 Capacidad de corriente de conductores.

Sección nominal	1 conductor corriente alterna cables sin armadura		2 Conductores	3 y 4 Conductores
				
mm ²	A	A	A	A
1.5	--	--	30	26
2.5	--	--	40	35
4	--	--	52	45
6	--	--	65	57
10	--	--	87	76
16	--	--	115	100
25	172	147	150	130
35	205	175	180	165
50	241	207	220	195
70	294	254	270	240
95	350	303	320	290
120	395	345	365	330
150	441	387	410	370
185	494	437	470	415
240	567	507	540	480
300	631	571	610	545
400	711	654	695	615
500	781	731	--	--

Fuente: (MEM, 2011)

e.) Conductor de acometidas.

Conductores que van desde la red de distribución secundaria (BT) hasta el punto de entrega (PE). (Aracena A., 2016)

f.) Punto de entrega en baja tensión.

Es el punto de conexión a la red y corresponde al lugar donde el consumidor o carga se conecta al sistema de baja tensión a través de la acometida. El punto de conexión a la red puede ser individual para una acometida o a su vez para varios clientes. (Aracena A., 2016)

g.) Medidores de energía activa.

Su uso está en función a necesidad y tarifa seleccionada por el cliente, registrando en la mayoría de los casos la energía en kWh de los clientes. Existen monofásicos (2 y 3 hilos) y trifásicos (3 y 4 hilos). (Casa, y Suncha, 2009)

h.) Clientes finales o suministros eléctricos.

Consumidores con cargas finales pudiendo ser monofásicos y trifásicos, a su vez residenciales, comerciales, industriales, alumbrado público, entre otros.

1.3.12 Instalaciones eléctricas para el alumbrado público.

a.) Luminarias.

Equipos de iluminación instalados en los pastores, incluye lámpara y equipo auxiliar para su funcionamiento, dirigen el haz de luz hacia la calzada. (Sarzo Miranda, 2007)

b.) Pastores para luminarias.

Los pastores son estructuras de fierro o concreto que podrán ir fijados en las fachadas de las viviendas o en los postes de las redes de distribución, es la estructura de unión entre el poste y la luminaria de alumbrado público. (Castro Luera, Florian Castro, 2016)

c.) Postes.

Estructuras de soporte para los equipos a utilizarse en alumbrado público pudiendo ser de fierro, concreto, madera u otro material de características similares, debiendo utilizarse en cuanto sea posible, las instalaciones de líneas aéreas existentes. Instalados en el borde interior de la vereda cuando ésta sea menor de 1.50 m y en el borde exterior, se tiene que considerar un distanciamiento no menor de 0.30m, cuando la vereda sea mayor o igual a 1.50m. (Castro Luera, Florian Castro, 2016)

1.3.13 Sistemas para registro de información.

a.-) Sistema optimus NGC

El software Optimus NGC es un sistema informático, desarrollado por Hidrandina S.A. para la gestión de la información de sus clientes a fin de facilitar la oportuna atención de sus requerimientos relacionados con el servicio de energía eléctrica.

El Optimus NGC está conformado por varios módulos siendo los más importantes:

➤ **NGC – Comercial.**

Preparado para gestionar toda la cadena del área Comercial, desde la captación de los clientes, la facturación de sus consumos, la gestión de la cobranza y la atención de sus solicitudes y reclamos.

➤ **NGC – Balance (energía).**

Proyectado para facilitar la elaboración de los balances de energía, partiendo de los balances en baja tensión por subestaciones de distribución, escalando a los balances de media tensión por alimentadores hasta llegar a los puntos de compra de energía, en media, alta y muy alta tensión. El balance es una importante herramienta de gestión que se elabora con una periodicidad mensual.

Los balances por subestaciones de distribución determinan las pérdidas de energía en las redes de baja tensión, restando de los registros de los medidores totalizadores de estas subestaciones, la venta de energía y el consumo en el servicio de alumbrado público. Estas pérdidas tienen un componente técnico y un componente no técnico.

Los balances por alimentadores de media tensión determinan las pérdidas de energía en las redes de media tensión y en los transformadores de las subestaciones de distribución, restando de los registros de los medidores totalizadores de estos alimentadores los registros de los medidores totalizadores de las subestaciones de distribución. Estas pérdidas tienen igualmente un componente técnico y un componente no técnico.

Las pérdidas de transmisión, tanto en líneas como en transformadores resulta de comparar los registros de los medidores de los puntos de compra de energía con la sumatoria de los registros de los medidores totalizadores de los alimentadores de media tensión, Estas pérdidas tienen básicamente un componente técnico.

➤ **NGC – NTCSE.**

Preparado para gestionar la información de la calidad de suministro, calidad de producto (tensión, perturbaciones y frecuencia), calidad de alumbrado público y calidad del servicio comercial, calculando las compensaciones que correspondan por estar fuera de los límites permisibles que establece la NTCSE.

➤ **Sistema Smallworld.**

El software Smallworld es uno de los sistemas más avanzados en la gestión de instalación geoespacial que existe en el mercado. En lo que respecta a redes e infraestructuras lineales, como agua, distribución eléctrica, gas, o telecomunicaciones, es el software con mejores bondades, robustez y aplicaciones.

La arquitectura GE Smallworld está planteada para ofrecer un repositorio principal de información de datos geoespaciales de una empresa por más compleja que esta sea. La capacidad de GE Smallworld para interrelacionarse con diferentes tecnologías digitales, lo convierte en el óptimo para integrarse con los diversos sistemas de información de las empresas, como son la gestión de clientes, gestión infraestructura o redes de distribución, gestión de obras u órdenes de trabajo, mantenimiento, etc. Este sistema más que un GIS es un gestor del ciclo de vida de la infraestructura geoespacial permitiendo el acceso a información actualizada a todos los usuarios y sistemas de una organización.

Smallworld, es el sistema de información geográfico desarrollado por General Electric Energy Connections adquirido y puesta en operación en el grupo Distriluz orientado a permitir la gestión de las instalaciones eléctricas relacionadas a la distribución y transmisión de la energía eléctrica a través de la visualización de las mismas por medio de la interfaz GIS, el análisis de la data con ayuda de herramientas de análisis geográfico y la extracción de reportes resultantes en archivos planos.

Su objetivo principal es permitir la gestión de las instalaciones eléctricas de las empresas que conforman el grupo Distriluz y ofrecer una interfaz GIS capaz de facilitar el análisis de la data correspondiente a las instalaciones.

Cuenta con una arquitectura abierta que permita la integración con los sistemas corporativos existentes y ofrece un diseño de base de datos capaz de contar con la data necesaria para realizar el análisis de las instalaciones existentes en campo además de contar con información y herramientas informáticas que permitan la entrega de información a los entes reguladores del estado. (www.gegridsolutions.com, s.f.)

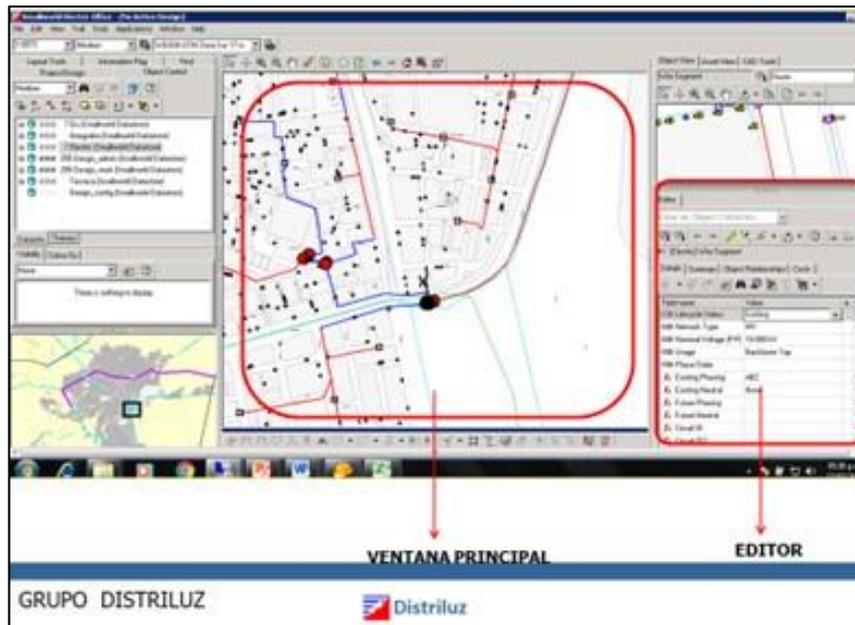


FIGURA 8 Pantalla visualización Smallworld.

Fuente: (www.gegridsolutions.com, s.f.)

➤ **Hoja excel para registro de mantenimiento.**

Es una hoja de cálculo en Excel elaborada para tener el registro de valores y parámetros eléctricos los cuales provienen de campo como inspecciones programadas de los trabajos de mantenimiento predictivo, preventivo hasta correctivo elaborado por la empresa concesionaria de electricidad.

1.3.14 Esquemas o diagramas de circuitos eléctricos.

Esquema o diagrama unifilar.

Éste indica, por una sola línea y por símbolos estándar, cómo se conectan las líneas de transmisión con los aparatos asociados de un sistema eléctrico.

El propósito de un diagrama unifilar es el de suministrar en forma concisa información significativa acerca del sistema. La importancia de las diferentes piezas de un sistema varía con el problema bajo consideración, y la cantidad de información que se incluye en el diagrama depende del propósito para el que se realiza, considera:

- Subestaciones y líneas de transmisión.

- Datos básicos de cada componente: transformadores: Potencia MVA, relación de transformación y Vcc.

- Líneas de transmisión: longitud, material y sección de conductor.

Barras: Tensión nominal, celdas y alimentadores. (Grainger y Stevenson, 1996)

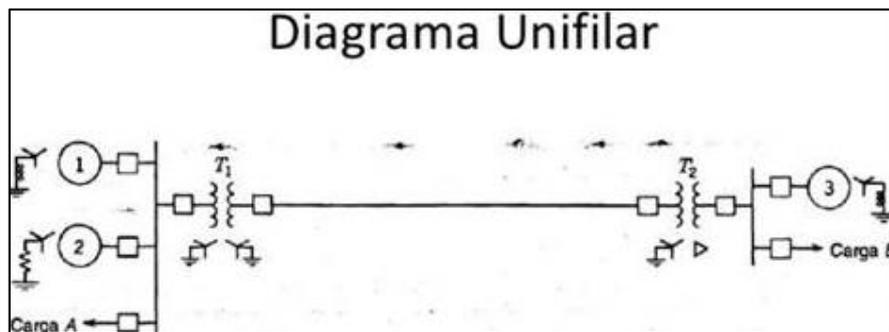


FIGURA 9 Diagrama unifilar.

Fuente: (Grainger y Stevenson, 1996)

1.3.15 Medición de parámetros eléctricos

1.3.15.1 Analizador de calidad de potencia marca Fluke modelo 1743.

Los registradores trifásicos de calidad eléctrica de la Serie 1740 de Fluke se han diseñado para ser instrumentos de uso diario de los técnicos encargados de analizar y solucionar los problemas relacionados con la calidad del suministro eléctrico. Capaces de registrar de forma simultánea hasta 500 parámetros durante 85 días y capturar eventos, estos registradores de calidad eléctrica le ayudarán a descubrir problemas intermitentes y difíciles de detectar relacionados con la calidad del suministro eléctrico. El software PQ Log, que se incluye con el equipo, evalúa rápidamente la calidad eléctrica de las acometidas de servicio, subestaciones o directamente en la carga, conforme a la norma de más reciente aprobación EN50160. (www.fluke.com, s.f.)

Entre sus principales características resaltan:

- Medida de los parámetros eléctricos más comunes: V, A, W, VA, VAR, PF, energía, flicker (parpadeo), eventos de tensión (huecos, sobretensiones e interrupciones) y THD

- Resistencia al polvo y agua IP 65
- Pantalla LED
- Memoria de 8MB
- SAI (autonomía) de 3s
- Evalúa conforme al estándar de calidad eléctrica EN50160 y presenta la información en forma de resúmenes estadísticos.



FIGURA 10 Vista del equipo analizador de potencia Fluke 1743

Fuente: (www.fluke.com, s.f.)

1.3.16 Diagrama de carga

El Diagrama de carga muestra la máxima y mínima ocurrida en un periodo determinado que puede ser en un día, mes o año, parámetro utilizado por el COES, para informar las estadísticas anuales que tienen impacto en la determinación de la máxima demanda coincidente del sistema interconectado nacional. (Sarzo Miranda, 2007)

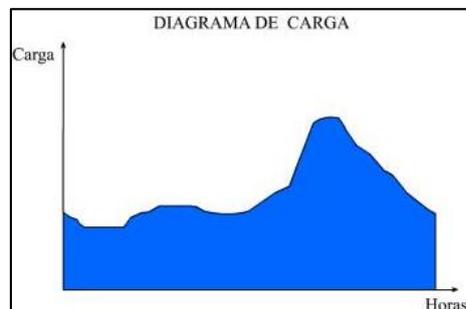


FIGURA 11 Diagrama de carga típico

Fuente: (Sarzo Miranda, 2007)

1.3.17 Máxima demanda

Máximo valor de la demanda que se presenta durante periodos determinados (diario, semanal, mensual, anual) o mayor carga que se utiliza en una instalación en dicho periodo. (Cañar, 2007)

1.3.18 El factor de potencia eléctrico.

Factor de potencia de un circuito de corriente alterna, es la relación entre la potencia activa, P, y la potencia aparente, S. Da una medida de la capacidad de una carga de absorber potencia activa. (Cañar, 2007)

$$\text{Cos } \varphi = \frac{\text{Potencia activa}}{\text{Potencia Aparente}} < 1 \quad (1)$$

1.3.19 El factor de simultaneidad (f.s.)

Es el cociente entre la máxima potencia que proporciona una instalación eléctrica, y la suma de las potencias nominales de todos los receptores que están conectados a ella. (Aracena A., 2016)

1.3.20 El factor de demanda (FD)

El factor de demanda es la relación entre la suma de la demanda máxima de un sistema (o parte de un sistema) y la carga total conectada en el sistema (o parte del sistema) bajo consideración. El factor de demanda es siempre menos de uno. (Sarzo Miranda, 2007)

$$\text{Factor de demanda} = \text{demanda máxima} / \text{carga total instalada.} \quad (2)$$

1.3.21 El factor de carga.

Relación entre la carga promedio de un determinado periodo y la carga pico de ese mismo período, este factor se puede medir: diario, mensual y anual. (Sarzo Miranda, 2007)

$$\text{FC} = \text{Carga Promedio} / \text{Pico de carga.} \quad (3)$$

1.3.22 Descripción del software de análisis de sistemas eléctricos – DAP10.

DAP es un software en ambiente GIS – Geographic Information System, especializado para el análisis y planeamiento de sistemas eléctricos de distribución. El programa permite el análisis y diseño de sistemas eléctricos de distribución de

baja y media tensión en base a cálculos de Flujo de Potencia, calidad del producto y pérdidas de potencia y energía, con algoritmos de cálculo apropiados para líneas eléctricas radiales de cargas desequilibrados. Los datos de entrada y salida del sistema están en ambiente GIS y base de datos relacional.

El diseño del sistema se basa en una arquitectura cliente / servidor. El permite el acceso a la base de datos relacional y geográfica de la empresa para tomar la información de líneas de distribución y datos de facturación (consumo de clientes) para el análisis y planeamiento.

Una ventaja comparativa del software frente a otros, es que tiene salidas de cálculos de pérdidas de energía, procesadas y organizadas en cuadros comparativos con los factores de pérdidas establecidos en el VAD. Igualmente, los resultados de calidad del producto son organizados de acuerdo a los lineamientos establecidos en la base metodológica de la NTCSE.

1.3.23 Cálculo del flujo de potencia eléctrico.

El modelo matemático que se utiliza para el análisis del Flujo de Potencia se describe a continuación. El análisis se realiza por cada alimentador sea en media o baja tensión. Los datos del servidor se llevan a escenarios que es un conjunto de base de datos "Local" al cual puede acceder cualquier usuario de la red eléctrica independientemente del que generó el escenario de análisis. Aquí se pueden hacer análisis de contingencias y simulaciones de la red.

Modelamiento de un Sistema de Distribución El modelamiento de los Sistemas de Distribución según la IEEE se dividen en:

- Nodos (Bus)
- Lineas (Line)
- Cargas (Load) y Generación (Generator)

Y todos estos modelos tienen como variables de operación a:

- Magnitud de Tensión (V)
- Angulo de Tensión (δ)
- Potencia Activa (P)

- Potencia Reactiva (Q)

En el análisis del flujo de potencia, para un nodo cualquiera siempre se conoce 2 variables de operación y a partir de estas se calculan los otros dos.

Algunas Consideraciones Adicionales

Además de los modelos anteriormente descritos, es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Líneas de Media Tensión (Red MT)

- Considerar como cargas a las subestaciones de distribución.
- $D_{\text{máx transformador}} = D_{\text{máx BT}} + \text{Pérdidas transformador (TF)}$

2. Transformadores (SED)

- Pérdidas TF _ Análisis de pérdidas de potencia partiendo de datos de placa (pérdidas en el cobre y núcleo).

3. Líneas de Baja Tensión (Red BT)

- Considerar como cargas a las acometidas (Suministros).
- La demanda máxima ($D_{\text{máx}}$) se obtiene a partir de los kWh lecturados y medidos, factor de carga, factor de contribución a la punta o factor de simultaneidad. Esta $D_{\text{máx}}$ será el valor de la demanda máxima por el factor de contribución a la punta. (Paucar, 2012)

1.3.24 Información requerida para el análisis de los sistemas de distribución.

• Líneas de media tensión (Red MT)

- Conductores (tipo, calibre, fases, disposición).
- Cargas ($D_{\text{máx transformadores}}$).
- Datos de medición en salida ($D_{\text{máx}}$ y V).
- Factor de carga.
- Factor de simultaneidad de las cargas.

• Transformadores (SED)

- Pérdidas de potencia en el cobre (c.c.).
- Pérdidas de potencia en vacío (sin carga).
- Demanda máxima.
- Factor de carga.

- **Líneas de baja tensión (Red BT)**

- Conductores (tipo, calibre, fases, disposición).
- Datos de medición en salida (Dmax y V).
- Datos de cargas (kWh y/o kW del suministro).
- Factor de carga.

- Factor de contribución a la punta (definido por la tarifa y sector típico) o Factor de simultaneidad.

Flujo de carga:

Una vez hecha la carga del escenario, puede iniciar el cálculo de flujo de potencia con el icono flujo de carga, entonces aparecerá un cuadro de diálogo solicitando algunos parámetros eléctricos.

Aquí se tendrá que definir ciertos parámetros necesarios para el correcto cálculo: ingresar el tipo de red, tipo de conexión, factor de simultaneidad, factor de carga, factor de potencia, tensión base, potencia base, tolerancia máxima de error, confirmación de tensión y potencia base (¿datos medidos en Horas Punta?), temperatura máxima de trabajo de los conductores, coeficiente X (coeficiente de bullery, valor típico = 0.15 a 0.30), costo de la energía, etc. Una vez ingresado hacer un clic en Ejecutar.

Se mostrará una ventana con el resumen del cálculo de flujo de potencia.

Los diferentes flujos de corriente y potencia se podrán mostrar con el ícono de información “i”, para cualquier tramo de las redes. El procedimiento de visualización es el siguiente: seleccionar cualquier vano del alimentador o circuito y hacer clic en el ícono “información” y se mostrará una ventana de diálogo como el que se muestra a continuación:

Los resultados detallados de los cálculos de flujo de potencia se guardan en las hojas Excel siguientes:

- FlujoLineasMT.XLS
- Subestaciones.XLS
- FlujoLineasBT.XLS
- Cargas_SuministrosBT.XLS

Dichos archivos los encontrará en el directorio FLUJO.

El resumen de los cálculos de flujo de potencia se guarda en la hoja Excel DATOS.XLS del directorio de trabajo (escenarios). Y contiene lo siguiente:

Acceso a los resultados resumidos del estudio en el archivo Datos.xls que se crea en el directorio donde residen los datos del sistema en estudio.

Visualización en forma gráfica de los resultados, abriendo escenarios para cada SED con las opciones de mapeo de flujo de potencia y demás herramientas de mapeo y etiquetado de resultados.

Simulaciones de nuevas condiciones de operación del sistema:

El software DAP no solo realiza cálculos de flujo de carga con datos que se encuentran en el servidor. También el DAP puede realizar los cálculos de flujo de carga en escenarios definidos por el usuario, sin que estos afecten los datos del servidor.

Todos los elementos en el DAP se crean a partir de nodos, excepto los suministros.

Para crear una ampliación en MT o BT se tendrán que definir la ubicación de los postes (nodos) con la ayuda del ícono insertar nodo.

Una vez terminada la ampliación, se procederá a refrescar los datos abriendo nuevamente el escenario correspondiente y después se podrá realizar el cálculo de flujo de potencia.

Cuando se tiene que realizar cambios de topología, es necesario, primero que las demandas coincidentes calculadas sean fijadas con los factores de simultaneidad con los cuales se cálculo el flujo de potencia. Para ello, se tiene que ir la opción:

Flujo De Potencia_ FP_ Media Tensión_ Actualizar Demandas Coincidentes. A partir de ahora se tiene que colocar factor de simultaneidad=1.00 para realizar cualquier otra simulación de las redes modificadas.

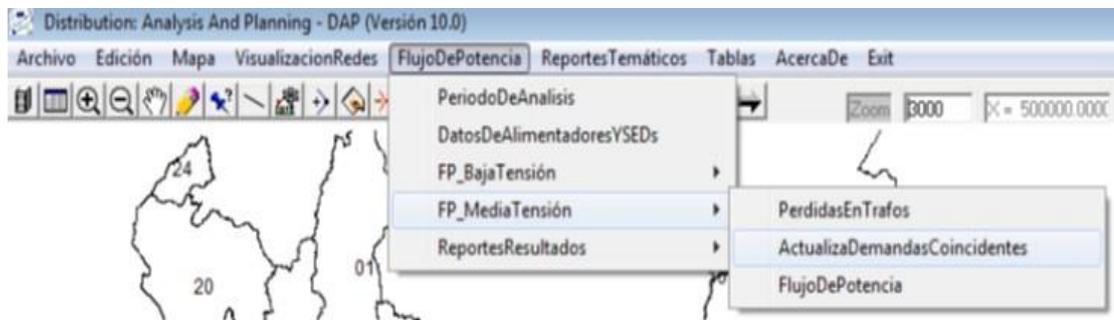


FIGURA 12 Temático flujo de potencia.

Fuente: (Paucar, 2012)

Esta opción actualizará el escenario (un alimentador MT o sub estación de potencia) que está abierto en el área de trabajo.

Otra función es el cambio de flujo o dirección.

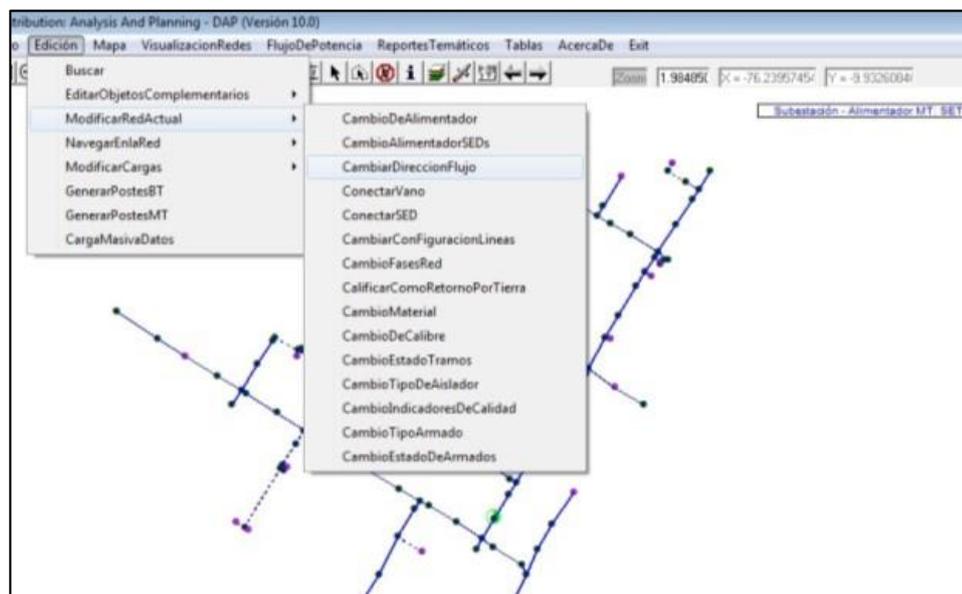


FIGURA 13 Temático actualización de escenarios.

Fuente: (Paucar, 2012)

Cuando se modifica el sentido de flujo de las líneas MT, luego de realizar este cambio se tiene que modificar la conexión o ubicación de transformadores (SED) y

seccionamientos. En este proceso estos equipos se necesitan cambiar la conexión de los mismos hacia el nuevo “tramo” o “vano” que corresponde luego del cambio de flujo de corriente. Para ello se tienen varias herramientas en la opción de edición o modificación de datos. (Paucar, 2012)

1.3.25 Resultados del flujo de potencia eléctrico:

Para visualizar los resultados después de haber realizado el cálculo de flujo de potencia, con el ícono mapeo de resultados.

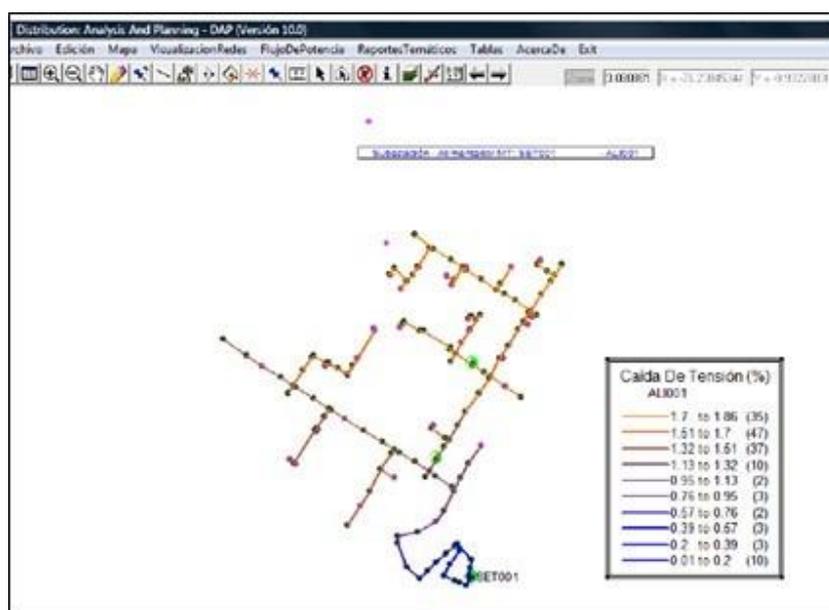


FIGURA 14 Temático de resultados de flujo de potencia.

Fuente: (Paucar, 2012)

Funciones para evaluación de calidad de tensión e identificación de sectores con mala calidad de tensión:

El software DAP en el cálculo de flujo de potencia de baja tensión determina los niveles de caída de tensión a nivel de cada suministro (cliente) la misma que se puede observar en mapas temáticos que muestran en el plano de las ciudades las zonas que se encuentran con mala calidad de tensión.

Funciones para planeamiento y diseño de nuevas líneas de distribución y reconfiguración de líneas existentes:

El software DAP permite identificar los cambios que se plantean a las líneas existentes, así como las nuevas ampliaciones que se plantean en la etapa de planeamiento de la red.

En el gráfico precedente se observa en color verde los reforzamientos a realizar en tres tramos de red y en color rojo las nuevas ampliaciones definidas en la etapa de planeamiento. Esta identificación ayuda al diseñador a tener el control de las decisiones técnicas tomadas y documentar el proyecto. Para ello, en el cuadro de dialogo de tramo de línea existe en campo STATUS, la misma que se debe llenar con los datos (AMP, en caso de ampliación o REF si es de reforzamiento).

Para identificar los calibres de conductores, se tiene la función de mapeo y etiquetado de calibres.

1.3.26 Flujograma de análisis de pérdidas técnicas y calidad de tensión.

Método de flujo de carga utilizado es suma de corrientes mejorado.

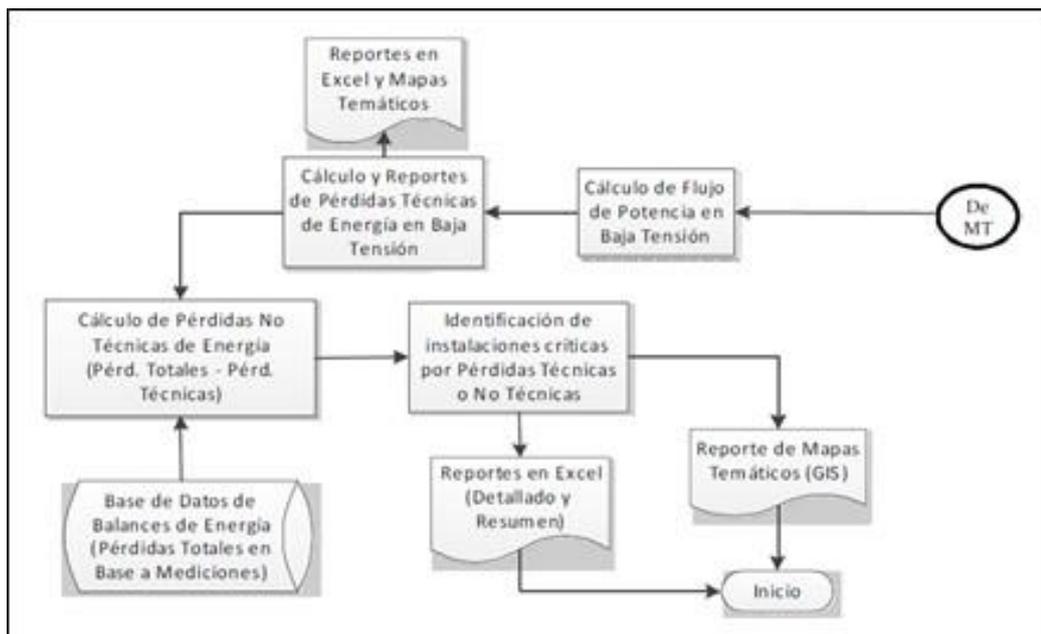


FIGURA 15 Flujograma de análisis de pérdidas y calidad de tensión.

Fuente: (Paucar, 2012)

1.3.27 Indicadores críticos del sistema de distribución.

1.3.27.1 Balance energético.

En todo sistema eléctrico se realizan transferencias de energía en un periodo de tiempo, tanto internas al mismo sistema como con otros sistemas eléctricos. En un sistema eléctrico el balance energético considera la energía disponible, la energía facturada y la energía de pérdidas de un periodo específico. (Cañar, 2007)

$$PE = E.D - E.F \quad (4)$$

Donde:

PE (KWH): Pérdidas de Energía.

EF: Energía Facturada.

Porcentaje de pérdidas de energía

$$\% \text{ PET} = \frac{ED-EF}{ED} \times 100 \quad (5)$$

a.) Energía disponible o distribuida.

La energía disponible es la energía despachada por la Subestación para su respectiva distribución a los clientes asociados al alimentador primario, esta energía será repartida por medio de las redes de distribución este dato se obtiene del registrador digital o electromecánico colocado en la cabecera del alimentador y se toma para el estudio. (Cañar, 2007)

$$ED = E.T - E.AP \quad (6)$$

Donde:

ED: Energía distribuida.

E. T: Energía del totalizador.

E. A P: Energía del alumbrado público.

b.) Energía registrada o facturada.

La energía registrada corresponde a la venta de la energía y la destinada para el alumbrado público y otros usos de la empresa distribuidora, esta información se

toma de los medidores de energía de cada usuario, ya sea de tipo residencial, comercial, industrial y otros, son valores reportados al departamento comercial en donde son procesados y facturados al cliente. (Cañar, 2007)

c.) Energía de pérdidas no facturada.

La energía de pérdidas está determinada por las pérdidas técnicas y no técnicas y se obtiene de la diferencia entre la energía disponible y la registrada. Las pérdidas técnicas se deben a fenómenos físicos en las redes primarias, en el transformador de distribución, circuitos secundarios, acometidas, alumbrado público y medidores. (Cañar, 2007)

Las pérdidas no técnicas consideran: errores, fraudes, conexiones clandestinas, conexiones ilegales, no identificadas y administrativas.

1.3.28 Pérdidas de energía eléctrica.

1.3.28.1 Clasificación de las pérdidas de energía.

Una de las principales preocupaciones de una empresa eléctrica debe ser la evaluación del nivel de pérdidas en su área de concesión, en todos los subsistemas y componentes: sub transmisión, redes de distribución primaria, transformadores, redes de distribución secundaria, alumbrado público y sistema de medición, de forma que se puedan definir y establecer los mecanismos necesarios para su reducción.

En un sistema eléctrico normalmente se identifican dos tipos de pérdidas que son las técnicas y las no técnicas, que de una manera general se presentan a continuación. (Castro Luera, Florian Castro, 2016)

1.3.28.2 Pérdidas técnicas de energía.

Estas pérdidas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica, por tanto, dependen del grado de optimización de la estructura del sistema eléctrico, del equipamiento, y de las políticas de operación y mantenimiento. (Jiménez, 2005)

Del estudio realizado sobre pérdidas de energía, resulta que parte de distribución primaria y secundaria es donde se tiene el mayor porcentaje de pérdidas. Los factores que influyen al incremento de pérdidas técnicas son:

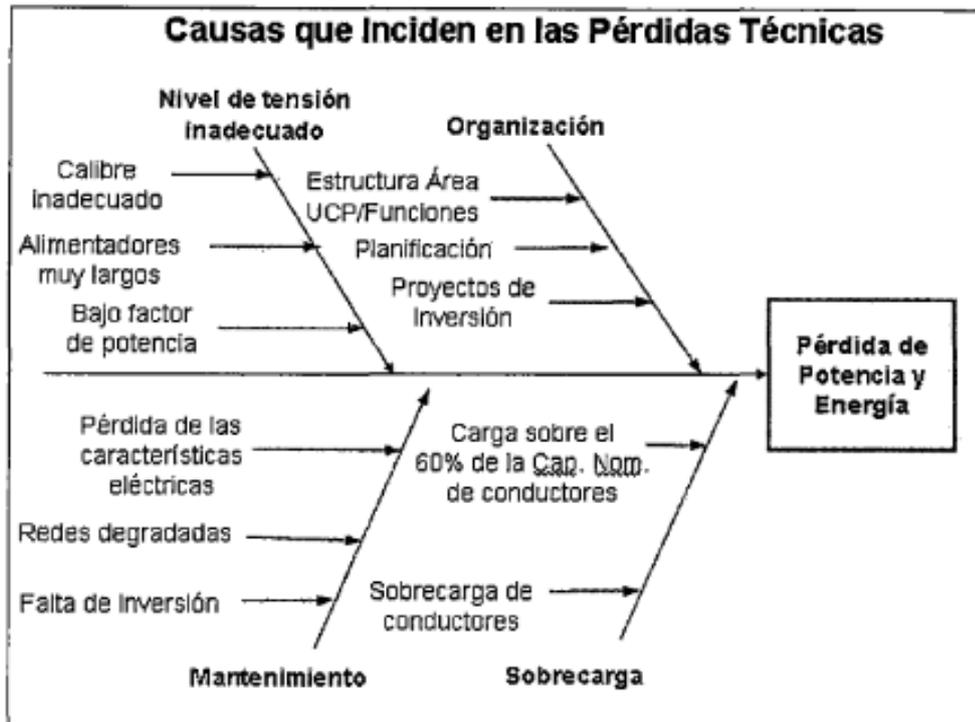


FIGURA 16 Diagrama de causas que inciden en las pérdidas técnicas

Fuente: (Cañar.O.2007).

Y pueden ser contrarrestados como se indica:

Tabla 3 Soluciones planteadas para mejorar la calidad de energía y reducción de pérdidas técnicas.

Causa	Solución
Nivel de tensión inadecuado	Incremento Calibre del conductor Reparto de carga entres SED cercanas Compensación reactiva.
Organización	El área de UCP bien organizada con sólida estructura, y funciones del personal orientada a la reducción de perdidas Planificar crecimiento del mercado.

	Capacitación del personal.
Mantenimiento	Cambiar redes en mal estado Invertir en mantenimiento, acorde con los planes tarifarios.

Fuente: (Pineda Reátegui, Oscar M. 2007)

Las pérdidas técnicas constituyen energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera. Por esta razón deben ser uno de los objetivos primordiales de cualquier programa de reducción de pérdidas. Entre las principales causas que originan las pérdidas técnicas de energía están: efectos Joule, efecto Corona, armónicos, corrientes de fuga, pérdidas que son independientes de la carga o demanda. (Jiménez, 2005)

Las pérdidas técnicas se clasifican en:

a) Fenómeno físico que la origina. Según el fenómeno físico que la origina las pérdidas técnicas de energía, se pueden agrupar en las siguientes:

- **Pérdidas por Efecto Joule.** Son las pérdidas que se presentan en los conductores, debido al paso de la corriente eléctrica, siendo su magnitud proporcional al cuadrado de la misma y variando este valor según la longitud y sección de conductor, estas pérdidas se manifiestan en forma de calor, que por convección son liberadas al exterior.

El calentamiento en los conductores fue uno de los primeros fenómenos eléctricos conocidos; J.P. JOULE (1819-1885), estudió la medida de la temperatura en motores eléctricos, lo que permitió hacia 1840 encontrar la ley que rige la producción de calor debido al paso de una corriente eléctrica a través de un conductor, la ley de Joule como también se conoce, establece que la cantidad de calor (energía), es directamente proporcional a la resistencia (R) del conductor y al cuadrado de la intensidad de corriente (I) que lo atraviesa. (Olade, 1993)

$$\text{Pérdidas} = I^2 \cdot R \quad ; \quad P_j = \frac{P^2(r_1)L}{1000 VL^2 (\cos^2 \varphi)} = KW \quad (7)$$

Este fenómeno puede ser explicado a partir del mecanismo de conducción de los electrones por un medio, la energía disipada en los choques internos aumenta la agitación térmica del material, lo que da lugar a un incremento de temperatura y a la consiguiente producción de calor. (Olade, 1993)

- **Pérdidas por corrientes parásitas (Corrientes de Foucault).** La variación del flujo magnético en el interior de las chapas que forman el núcleo del transformador produce una fuerza electromotriz que provoca una corriente en el interior de las chapas; Esta circulación de corriente provoca pérdidas, que a la vez se traduce en calor dentro del transformador. Estas pérdidas tienen una variación pequeña frente a variaciones de tensión y corriente, dependen de la tensión nominal y del material del cual está constituido el núcleo del transformador. (Aguilar Palma, 1996)

- **Pérdidas por histéresis magnética.** Los materiales ferromagnéticos presentan una estructura molecular que se puede considerar como pequeños imanes, cuando el material es sometido a un campo magnético variable, estos imanes tienden a alinearse con el campo magnético, este proceso de alineamiento provoca pérdidas que se traducen en calor. (Cañar, 2007)

- **Pérdidas por efecto corona.** Se conoce por efecto corona a los fenómenos producidos por la ionización del aire que rodea a un conductor cargado, esto se produce por el resultado de la acumulación de cargas en las regiones puntiagudas del conductor y la creación de campos eléctricos muy intensos que tienen la capacidad de producir la ruptura dieléctrica del aire en las inmediaciones. El conductor, cuando está sometido a un fuerte efecto corona, presenta una luminosidad y una crepitación constante, fenómenos que se traducen en pérdidas, que es función del nivel de tensión, del diámetro de los conductores, de la distancia entre ellos y de las condiciones climáticas. (Cañar, 2007)

b) Por su origen en la red. Según el equipo y proceso del sistema donde se origina, corresponde las siguientes:

- **Pérdidas en líneas de transmisión.** Las pérdidas de potencia activa en las líneas de transmisión están asociadas con el campo eléctrico que viaja por la superficie del conductor y dependen principalmente de los voltajes en los extremos

y de los parámetros eléctricos de la línea de transmisión. En cuanto a los parámetros eléctricos, las líneas de transmisión se modelan suficientemente detalladas con tres parámetros que son: resistencia, reactancia y susceptancia. Similarmente, en cuanto a las pérdidas, estas no son otra cosa que la magnitud de la corriente elevada al cuadrado, multiplicado por la resistencia total de la línea.

• **Pérdidas en Transformadores.** Son las pérdidas que se presentan en los equipos de transformación de tensión, se logran distinguir dos componentes:

- **Pérdidas en el cobre:** Estas pérdidas son causadas por efecto Joule debido al paso de la corriente por los arrollamientos del transformador, estas pérdidas dependen directamente del nivel de carga del transformador.
- **Pérdidas en el hierro:** Estas pérdidas son debidas a corrientes parásitas (corrientes de Foucault) y a la Histéresis Magnética.

• **Pérdidas en medidores.** Son las pérdidas que se presentan en los medidores electromecánicos de los usuarios finales que no son contabilizados por estos, estas pérdidas se presentan en forma de calor.

Adicional a esto se encuentran factores que incrementan el valor de las pérdidas como son: armónicos, desbalance entre fases de los conductores, puntos de empalme de conexión, entre otros. Factores que afectaran el resultado final de las pérdidas de energía según el nivel de tensión. (Olade, 1993)

➤ **Factor de pérdidas de energía.**

$$f_p = \text{coe}_{\text{bullery}} X fc + (1 - \text{coe}_{\text{bullery}}) X fc^2 \quad (8)$$

Dónde:

Coeficiente x (coeficiente de bullery, valor típico =0.15 a 0.30).

1.3.29 Pérdidas no técnicas.

Desde un punto de vista esto no constituye una pérdida real para la economía, dado que la energía que no se factura es utilizada por los usuarios para alguna actividad que económicamente se integra en el ámbito general. Para la empresa

distribuidora de energía eléctrica, representa una pérdida económica y financiera ya que solo recibe parte o ninguna retribución por el valor de la energía que está suministrando. (Jiménez, 2005)

Estas pérdidas pueden tener varias fuentes de origen, y podemos agruparlas de la siguiente manera:

a) Pérdidas no técnicas por robo o hurto. Corresponde a la energía que es ilegalmente utilizada, pudiendo ser por conexiones clandestinas y / o instalaciones provisionales no registradas.

b) Pérdidas no técnicas por fraude. Corresponde a aquellos casos en los cuales pese a tener una conexión formal, los usuarios manipulan los medidores con el fin de lograr que los consumos registrados sean menores a los reales. (Castro Luera, Florian Castro, 2016)

c) Pérdidas no técnicas por administración. Estas pérdidas corresponden a la energía no registrada por problemas de gestión administrativa de la empresa, pudiendo ser:

- Errores por defecto en la medición de los consumos.
- Errores en proceso de la toma de lectura de la medición.
- Inadecuada información que produce errores y demoras en la facturación.

d) Pérdidas no técnicas por fugas a tierra. Son las pérdidas producidas por las fugas de corriente a tierra, debido al deterioro del aislamiento de cables subterráneos.

1.3.30 Caída de tensión.

En un circuito de corriente alterna la caída de tensión es una función del voltaje nominal, distancia, el $\cos \varphi$, la resistencia y la reactancia de los conductores. (Sarzo Miranda, 2007)

La siguiente expresión nos da la caída de tensión en sistemas trifásicos:

$$e = \sqrt{3} L I (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (9)$$

Donde:

e = Caída de tensión en voltios.

L = Longitud en Km.

I = Intensidad en A.

R = Resistencia del conductor en ohm/Km.

X = Reactancia del conductor en ohm/Km.

1.3.31 Factor de utilización en transformadores (FU)

El factor de utilización en transformación es un indicador de mucha importancia ya que el transformador representa una inversión mayor con relación a las redes del sistema de distribución. (Sarzo Miranda, 2007)

En un sistema eléctrico con un intervalo de tiempo t, es la razón entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema (capacidad instalada), es decir:

$$FU = \frac{\text{CARGA MAXIMA}}{\text{CAPACIDAD INSTALADA}} = \frac{DM}{PI} \quad (10)$$

1.3.32 Evaluación económica.

La Evaluación económica de un proyecto, tiene por objetivo identificar las ventajas y desventajas asociadas a la inversión en un proyecto antes de la implementación del mismo.

Es un método de análisis útil para adoptar decisiones ante diferentes alternativas, integra en su análisis tanto los costes monetarios como los beneficios expresados en otras unidades relacionadas con las mejores condiciones de vida de un emprendimiento o actividad empresarial. Dentro de los costes importantes relacionar con el costo de oportunidad del proyecto que permite seleccionar entre varias alternativas de inversión y el coste marginal como una forma de análisis para seleccionar la pertinencia de gastar más para conseguir un beneficio adicional. (Brealy, & Myers, 2003)

1.3.33 Valor actual neto. (VAN)

Es una estimación de modo que el valor actual neto toma en cuenta en forma explícita el valor temporal del dinero, se considera una técnica del presupuesto de capital, y es el rendimiento mínimo que debe ganar un proyecto para que el valor de mercado de la empresa permanezca sin cambios. (Alexander, Sharpe, Bailey, 2003)

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Vt}{(1+k)^t} - I_0 \quad (11)$$

Vt : Representa los flujos de caja en cada periodo t

Io : Es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n : Es el número de periodos considerados.

k : Es el tipo de interés.

1.3.34 Tasa interna de retorno. (TIR)

Es la tasa de rendimiento que iguala el Valor actual Neto de una oportunidad de inversión a cero soles. Es la tasa de rendimiento anual compuesta que la empresa ganará si invierte en el proyecto y recibe las entradas de efectivo esperadas. (Apaza Meza, 2010)

$$TIR = \sum_{t=0}^n \frac{Fn}{(1+i)^n} = 0 \quad (12)$$

1.3.35 Relación costo beneficio.

Relación beneficio costo (B/C) Es la relación entre el valor presente de todos los ingresos del proyecto sobre el valor presente de todos los egresos del proyecto, para determinar cuáles son los beneficios por cada unidad monetaria que se sacrifica en un proyecto determinado.

Para el caso que se está proponiendo la empresa deberá considerar la reducción de los costos de pérdidas por potencia y energía. Se tendrá en cuenta el análisis de los costos de pérdidas que se producen en la red secundaria del

transformador HI1032 consistente en cambio de calibre del conductor y reubicación del centro de transformación. (Brealy, & Myers, 2003)

$$B/C = \frac{VB}{VN} \quad (13)$$

VB: Valor de beneficio —

VN: Valor de inversión

B/C: Relación costo beneficio

1.3.36 Período de recuperación.

Es un indicador usado en las empresas para calcular el periodo de retorno de inversión en un proyecto. (Brealy, & Myers, 2003)

1.4 Formulación al Problema.

¿Cómo realizar un análisis del sub sistema de distribución SE HI0032 Trujillo, para mejorar la calidad del servicio eléctrico y reducir las pérdidas de energía?

1.5 Justificación del estudio.

El trabajo de investigación actual se justifica técnicamente porque planea mediante un análisis del sub sistema de distribución SE HI0032 Trujillo, mejorar la calidad del servicio eléctrico y reducir las pérdidas de energía empleando y aplicando los conocimientos teóricos adquiridos sobre sistemas eléctricos de distribución, calidad de servicio eléctrico y perdidas de energía.

Por otro lado, tendrá metodología útil para ser empleada en trabajos futuros de modo que se aplicarían análisis en conjunto y constituir comparaciones de los datos y resultados estableciendo un procedimiento para el estudio de la problemática planteada en la investigación.

Se establecerá además alternativas de solución valorándose el impacto económico de la inversión para realizar los trabajos propuestos en la mejora de la calidad de servicio eléctrico y la reducción de pérdidas de energía.

Por último, toda la investigación estará sujeta dentro del marco de lo establecido en la Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos, Ley de concesiones eléctricas y el Código Nacional de Electricidad – suministro.

1.6 Hipótesis.

Que realizando un análisis del sub sistema de distribución SE HI0032 Trujillo, utilizando medidores de energía y equipos analizadores de potencia permite realizar un modelamiento y simulaciones de flujos de carga en software para mejorar la calidad del servicio eléctrico y reducir las pérdidas de energía.

1.7 Objetivo.

1.7.1 Objetivo General.

Elaborar un análisis del sub sistema de distribución SE HI0032 Trujillo, para plantear una mejora en sus instalaciones con respecto a la calidad del servicio eléctrico y reducción de las pérdidas de energía.

1.7.2 Objetivos Específicos.

- Ejecutar una actualización de información eléctrica pertenecientes al sub sistema de distribución SE. HI0032 tanto de datos comerciales y sistemas de información. (Topología)

- Identificar y actualizar en el diagrama unifilar el recorrido, tipo de circuitos, ubicación de las cargas acorde a la distribución en campo.

-Elaborar una base de parámetros eléctricos del subsistema de distribución con ayuda de los equipos de medición de energía y del analizador de potencia trifásico.

-Calcular usando el software DAP10 el flujo de potencia eléctrico actual en los circuitos de distribución en baja tensión detectando los valores de pérdidas y de mala calidad (caída de tensión) de energía.

-Elaborar propuestas en las instalaciones eléctricas para la mejora de los niveles de pérdidas de energía, así como mejorar la calidad de servicio eléctrico (caída de tensión) y realizar su simulación en software.

-Realizar una valoración económica del proyecto para la mejora del subsistema de distribución propuesto.

II. MÉTODO.

2.1 Diseño de investigación.

Pre Experimental basado en obtener datos, mediciones, procesamiento de parámetros técnicos, propuesta de solución, que demuestra la manipulación de variable y su consecuencia en la disminución de las pérdidas y mejora de la calidad de energía eléctrica.

G: O1 → X → O2

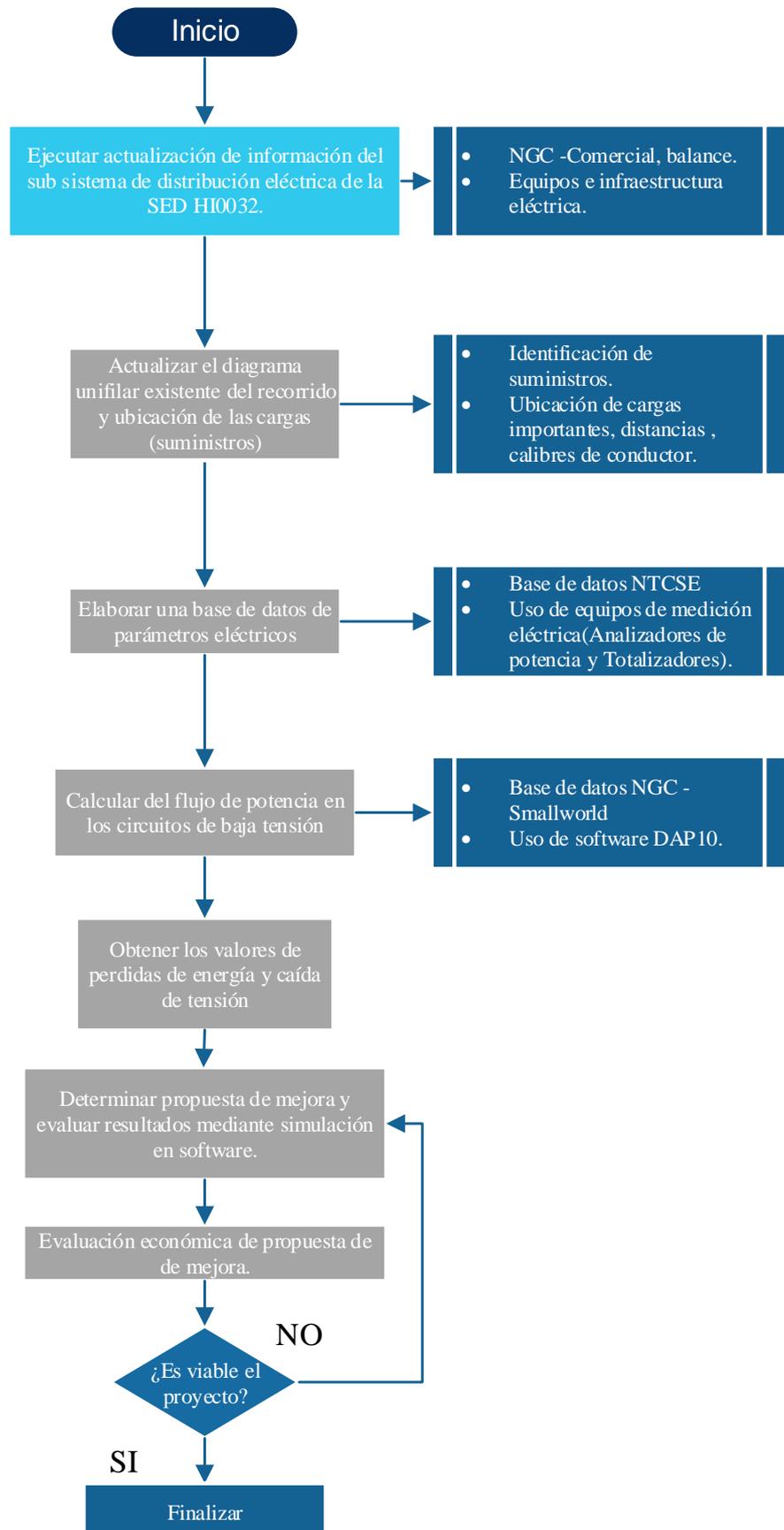
G: Sub sistema de distribución SE. HI0032.

O1: Medidas de las pérdidas y calidad de energía antes de la mejora.

X: Mejora del sub sistema mediante software.

O2: Medidas de las pérdidas y calidad de energía después de la mejora.

Diagrama de flujo



2.2 Variables, operacionalización.

2.2.1 Variable Independiente.

Análisis del sub sistema de distribución SE HI0032 Trujillo.

-Factor de potencia.

-Factor de carga.

-Factor de utilización de transformador.

-Factor de pérdidas de energía.

2.2.2 Variable Dependiente.

Mejorar la calidad del servicio eléctrico y reducir las pérdidas de energía

-Porcentaje de pérdidas de energía.

-Porcentaje de caída de tensión.

-Montos en soles por compensaciones.

2.2.3 Operacionalización de variables.

Tabla N° 4: Operacionalización de variables

Variable Independiente	Definición Conceptual	Definición Operacional	Indicadores	Escala
Factor de Potencia	Es la relación existente entre la potencia activa utilizada en un circuito y la potencia aparente o total (S).	Valor que indica el aprovechamiento que se hace al usar la energía eléctrica.	$\text{Cos } \varphi: P/S$	<1
Factor de carga	Factor de carga: Es la relación entre la carga promedio y la carga de pico o máxima en un periodo específico.	Relación del consumo en un periodo tiempo determinado y el consumo que resultaría de un uso continuado de la máxima potencia contratada durante dicho periodo.	$F_c = DP/MD$	<1
Factor de Utilización	Es el cociente entre la máxima demanda y la potencia instalada en el transformador.	Valor que indica cuanto de la potencia total (aparente) del transformador se está utilizando.	$F_U = MD/PI$	< 1
Variable Dependiente	Definición Conceptual	Definición Operacional	Indicadores	Escala

Porcentaje de Δ de tensión	Aumento o disminución del valor de tensión de un punto con referencia a otro del circuito.	Valor adecuado de nivel de tensión en cada tramo del circuito contemplado en la NTCSE.	% de variación de tensión.	$\pm 5\%$
Compensación económica	Compensación económica a todos los clientes comprobados con mala calidad de servicio o fuera de tolerancias	Compensación a todos los clientes desde el suministro de medición por sub tensión o sobre tensión.	Dólares/año	< 0.1

2.3 Población y muestra.

2.3.1 Población.

Se seleccionó el sub sistema de distribución secundario con mayor porcentaje de pérdidas y calidad de energía deficiente en el alimentador de media tensión 10 kV TSU010.

2.3.2 Muestra.

Se seleccionó el sub sistema de distribución eléctrico SE HI0032 del alimentador TSU010 la subestación de potencia Trujillo Sur.

2.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos, validez y confiabilidad.

2.4.1 Técnicas.

Análisis y simulación computacional.

Procedimientos y tolerancias para el cálculo de indicadores de calidad y pérdidas de energía.

Entrevistas a personal técnico

Análisis documental.

Mediciones de campo.

2.4.2 Instrumentos.

Software DAP10.

Formatos de toma de datos

Hoja de inspecciones.

Analizadores de redes y pinzas amperimétricas.

Hojas de cálculo.

2.5 Métodos de análisis de datos.

Se utilizó datos estadísticos de balances de energía eléctrica de la subestación HI0032 para establecer la variación de consumos a lo largo de periodos de tiempo específicos para su análisis.

Los datos que se obtuvieron de los circuitos del sub sistema de distribución de la subestación HI0032 fueron ingresados y procesados mediante el modelado y simulación en el software computacional el cual mediante de flujos de potencia eléctrico se verifico en modo estacional los circuitos de las subestaciones en estudio obteniéndose datos de potencia tensión, corriente etc. con la finalidad de validarlos e identificar los valores críticos.

2.6 Aspectos éticos.

El investigador se compromete a respetar la veracidad de los resultados, la confiabilidad de los datos técnicos que se obtengan de la empresa.

En la presente investigación, la información que se presentó en el estudio es nueva, no hubo plagio, ni en el marco teórico, ni en el desarrollo, se tiene en cuenta la veracidad de datos, resultados y se respeta la propiedad intelectual.

III. RESULTADOS

3.1 Información del sub sistema de distribución SED HI0032 AMT – TSU0010.

3.1.1 Ubicación y descripción de las instalaciones eléctricas.

Las instalaciones eléctricas de la subestación de distribución HI0032 se localizan en la calle Ca. Martínez de Compañón 00798 Urb. San Andrés III y abastece de energía eléctrica a gran parte de dicha urbanización, es del tipo caseta a nivel convencional para una tensión de alimentación en media tensión de 10 kV. con una frecuencia de 60 Hz y un tablero de distribución de barras en baja tensión de 7 circuitos.

Cuenta con tres celdas interconectadas por medio de barras de cobre circular para la instalación de componentes y equipos eléctricos como seccionadores, transformador, terminaciones en media tensión, etc.

3.1.2 Tablero de distribución en baja tensión.

Existe un tablero de distribución para baja tensión el cual recibe la energía proveniente del transformador de distribución a través de conductores de 240 mm², tres fases R, S, T hacia las barras de este de la misma sección las cuales distribuyen la energía a su vez en siete circuitos los cuales se denominan en orden con código técnico D302012, D302013, D302014, D302015, D302016, D304457, D305976, dicho equipo aloja el sistema de protección eléctrica en baja tensión como se muestra en la figura 17 y sirve para la ejecución de maniobras por emergencia y mantenimiento.

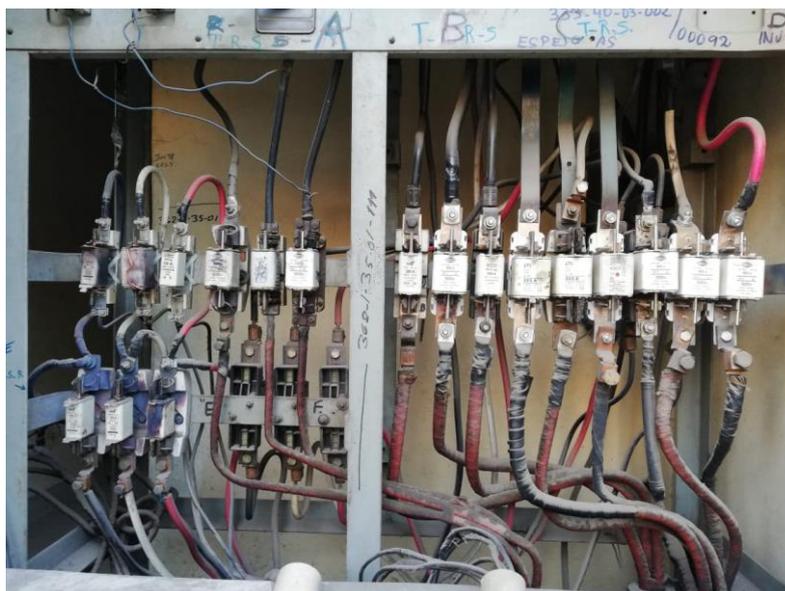


FIGURA 17 Tablero de distribución en baja tensión de HI0032.

Fuente: Elaboración autor

Sistemas de protección eléctrica.

En el interior de la subestación de distribución existen los sistemas de protección de media y baja tensión con las siguientes características.

3.1.3 Seccionador electromecánico para media tensión.

La subestación cuenta con un seccionador electromecánico figura 18 para tensión mediana instalado adosado en la pared en la celda de transformación para conectarse a una tensión de servicio de 10 kV. para maniobras (conexión y desconexión) sin carga de accionamiento mecánico y con protección de fusibles tipo botella de 63 A.



FIGURA 18 Seccionador electromecánico para media tensión

Fuente: Elaboración autor.

3.1.4 Fusibles de protección en baja tensión.

En el tablero de distribución se encuentran ubicados la protección térmica a través de fusibles tipo NH en su respectiva porta fusible para capacidad de corriente diversa conforme a la sección del conductor de la red desde 50 hasta 400 amperios conforme a la figura 19 para una tensión de operación máxima de 500 V.

Están instalados en disposición horizontal conforme a la secuencia de los circuitos uno por fase.



FIGURA 19 Fusibles de baja tensión tipo NH en HI0032

Fuente: Elaboración autor.

3.1.5 Transformador trifásico de distribución.

El transformador trifásico de distribución de la subestación HI0032 es del tipo interior está instalado en la celda de la subestación a nivel de suelo cuenta con una potencia instalada de 500 kVA teniendo un grupo de conexión de las bobinas internas el primario y secundario en delta (Δ) sistema trifásico tres hilos 10/0.23 KV. (Figura 20).



FIGURA 20 Transformador de distribución.

Fuente: Elaboración autor.

3.1.6 Redes de distribución subterráneas en baja tensión (BT).

Las redes de distribución secundarias están construidas con cables de cobre NKY para instalación subterránea y con una configuración radial constan de 7 ternas o circuitos (A, B, C, D, E, F, G) con calibres y longitudes diversas (Tabla 5) para niveles de tensión 0.230 kV. en sistema trifásico 3 hilos por la disposición delta del secundario del transformador.



FIGURA 21 Calibres de conductores en tablero

Fuente: Elaboración autor.

A continuación, en la tabla 5 se tiene un resumen de los diferentes calibres y longitudes por circuito (A, B, C, D, E, F, G) que recorren la urbanización atendiendo la demanda de la subestación HI0032.

Tabla 5 Especificaciones de las redes de distribución en baja tensión.

CALIBRE Y LONGITUD DE CONDUCTORES DE SALIDA DE LA SUBESTACION HI0032					
SUBESTACION	CIRCUITO	TIPO	MATERIAL	CALIBRE (mm ²)	LONGITUD (KM)
HI0032	A	S	CU	3x10	0.1351
HI0032	A	S	CU	3x35	0.0575
HI0032	B	A	AL		0.115
HI0032	B	S	CU		0.3071
HI0032	B	S	CU	3x10	0.3609
HI0032	B	S	CU	3x150	0.1958
HI0032	B	S	CU	3x35	0.3535
HI0032	B	S	CU	3x70	0.2416
HI0032	C	A	CU		0.0379
HI0032	C	S	CU	3x10	0.1885
HI0032	C	S	CU	3x150	0.1564

HI0032	C	S	CU	3x35	0.4182
HI0032	C	S	CU	3x70	0.4324
HI0032	D	A	AL	3x25	0.0859
HI0032	D	A	CU		0.0625
HI0032	D	S	CU	3x10	0.6348
HI0032	D	S	CU	3x150	0.1711
HI0032	D	S	CU	3x35	0.3882
HI0032	D	S	CU	3x70	0.0993
HI0032	E	S	CU		0.2937
HI0032	E	S	CU	3x10	0.0916
HI0032	E	A	CU	3x35	0.5166
HI0032	E	S	CU	3x70	0.0981
HI0032	F	S	CU	3x25	0.2604
HI0032	G	S	CU	3x35	0.1826

Fuente: Elaboración autor

3.1.7 Sistema de medición totalizador de la subestación.

3.1.7.1 Medidor totalizador de servicio particular (medidor indirecto).

Es utilizado para obtener el consumo de energía eléctrica (kWH) en la subestación de distribución tanto en el servicio particular y servicio de alumbrado público como muestra la figura 22, cuenta con los siguientes componentes y características:

-3 Transformadores de corriente de relación 800/5.

-1 Medidor totalizador trifásico electromecánico, sistema indirecto de 3 hilos, 3x230 V, 5 A.



FIGURA 22 Medidor trifásico electromecánico de servicio particular.

Fuente: Elaboración autor.

3.1.7.2. Medidor totalizador de alumbrado público (medidor directo).

Es utilizado para obtener el consumo de energía eléctrica (kWH) en la subestación de distribución proveniente de la instalación del servicio de alumbrado público como muestra la figura 23, cuenta con los siguientes componentes y características:

-1 Medidor totalizador trifásico electromecánico para alumbrado público, sistema directo 3 hilos, 220 V, 120 A.



FIGURA 23 Medidor trifásico electromecánico de alumbrado público.

Fuente: Elaboración autor.

3.1.7. Estructuras de concreto para alumbrado público (C.A.C).

Esta urbanización cuenta con postes o estructuras de concreto armado centrifugado (C.A.C.) con una altura de 7 m en calles para soportar luminarias de 75 w y 9 metros en avenidas para luminarias de 150 w de vapor de sodio y su estado actual es en 80 % de conservación.

3.1.8. Medidores para suministros monofásicos y trifásicos.

Los medidores los cuales registran la energía consumida de los suministros (carga) son de tipo monofásicos y trifásicos, electromecánicos y electrónicos de tres hilos cuya distribución por circuitos se aprecia en la tabla 6 donde a su vez se clasifica por la tarifa BT5B residencial, BT3 para cliente mayor o BT6 de cargo fijo a una potencia determinada.

Tabla 6 Tipo de medidores de energía por circuito.

Circuito y Tipo	BT3	BT5B	BT6	Total general
A		20		20
Monofásico		20		20
B		152	2	154
Monofásico		143	2	145
Trifásico		9		9
C		186	1	187
Monofásico		170	1	171
Trifásico		16		16
D		189		189
Monofásico		184		184
Trifásico		5		5
E	1	51		52
Monofásico		43		43
Trifásico	1	8		9
F		1		1
Trifásico		1		1
G		17		17

Monofásico		17		17
Total general	1	616	3	620

Fuente: Elaboración autor.

3.2. Información de la empresa de electricidad.

La empresa concesionaria de electricidad cuenta con sistemas informáticos para obtener datos y reportes necesarios para desarrollar los trabajos de control y reducción de pérdidas de energía y a su vez mejorar la calidad del servicio eléctrico, así tenemos:

3.2.1. Sistema Optimus NGC Comercial.

En este módulo se obtuvo del sistema la identificación de clientes en baja tensión obteniendo un total de 673 entre suministros activos y retirados los cuales se conectan desde las redes de distribución secundarias 3X220 V. de la subestación de distribución HI0032.

En la tabla 7 se muestra la tasa de crecimiento del consumo energético de 2.9 % realizada por los suministros (energía facturada) tomando como referencia los últimos diez años 2008 al 2018.

Tabla 7 Crecimiento (tasa promedio) de energía HI0032.

Codigo	AMT	N° Clientes	Consumo de energía (MWH)											Tasa de crecimiento promedio
			2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
HI0032	TSU10	673	1472	1496	1602	1602	1707	1805	1889	1847	1813	1845	1989	2.92

Fuente: Elaboración autor.

Como se aprecia en la figura 24 la tendencia del consumo de energía va en aumento desde el año 2008 (crecimiento vegetativo) con un consumo de 1472 MWH en el año 2008 hasta el año 2018 con 1989 MWH.



FIGURA 24 Evolución de consumo de energía por los clientes.

Fuente: Elaboración autor.

3.2.2. Sistema Optimus NGC Balance.

Se obtuvo los valores del módulo de balance de energía proveniente del sistema, la cual se muestra en la tabla 8 registrándose valores de energía en los medidores trifásicos totalizadores de servicio particular, así como de alumbrado público los cuales servirán para ser confrontados con la energía facturada proveniente del consumo de los clientes de baja tensión.

Para realizar el análisis y desarrollo del presente trabajo se utilizaron los consumos históricos y promedios del último semestre del año 2017 y primer semestre del año 2018.

Como se aprecia en la tabla 8 el consumo registrado por el medidor totalizador de la subestación en promedio en el año 2017 2018 es de 142659 kWh en tanto que el medidor de alumbrado público registra en promedio 5789 kWh obteniéndose una energía distribuida de 136870 kWh a su vez se observa que la energía facturada durante los años mencionados es de 151005 kWh observándose que esta última es mayor que la energía distribuida obteniéndose valores de pérdidas de energía -14135 kWh lo que arroja un porcentaje de pérdidas de -10.38 % para lo cual y a fin de sincerar la información se realizó la siguiente actividad

- **Recorrido de los circuitos para la identificación de clientes (cargas) pertenecientes o conectados a los circuitos de la subestación HI0032.**

Tabla 8 Balance de energía 2017, 2018 según sistemas de información HI0032.

Periodo	Totalizador	Alumbrado	E.Distribuida	Consumo Clientes	Nº Clientes	Pérdida Energía	%Pérdida NGC
201809	143040	5949	137091	143448	673	-6357	-4.64
201808	145120	6375	138745	145906	673	-7161	-5.16
201807	144960	6584	138376	148297	671	-9922	-7.17
201806	140800	6277	134524	143995	671	-9471	-7.04
201805	148160	6671	141489	149253	671	-7764	-5.49
201804	145360	5953	139407	148518	671	-9111	-6.54
201803	143200	5943	137257	150488	671	-13231	-9.64
201802	143440	5336	138104	144821	669	-6717	-4.86
201801	153120	6020	147100	151311	668	-4212	-2.86
201712	136160	5257	130903	156598	664	-25695	-19.63
201711	138080	5466	132614	147306	665	-14692	-11.08
201710	141920	5733	136187	146652	665	-10466	-7.68
201709	138080	5651	132430	141985	663	-9556	-7.22
201708	140800	5810	134990	146966	663	-11976	-8.87
201707	141120	5810	135310	143405	656	-8095	-5.98
201706	135200	5620	129580	144803	656	-15223	-11.75
201705	140800	5811	134989	156744	655	-21755	-16.12
201704	138400	5437	132963	156206	654	-23243	-17.48
201703	157920	5599	152322	179239	654	-26917	-17.67
201702	143840	4712	139128	163538	654	-24410	-17.54
201701	156320	6057	150263	161617	654	-11354	-7.56

Fuente: Elaboración autor.

Como resultado se logró identificar un total de 13 suministros los cuales figuran conectados en la subestación según el sistema NGC, pero pertenecen en campo a circuitos de subestaciones aledañas sumando en promedio un total de 18427 kWh como se muestra en la tabla 9 donde se aprecian y detallan la importancia de los consumos para el balance de energía.

Tabla 9 Identificación de cargas (suministros) en SED HI0032.

Item	Suministro	NGC	Campo	Promedio	DAP	Actividad
1	58240280	HI0032	HI0473	3786	5687	Restaurante
2	59552522	HI0032	HI0273	0	0	Comercio
3	58548900	HI0032	HI0471	1819	1859	Hotel
4	55085822	HI0032	HI0471	602	624	Hotel
5	58875681	HI0032	HI0471	133	158	Hotel
6	59299095	HI0032	HI0471	0	0	Hotel
7	60242282	HI0032	HI0228	794	727	Comercio
8	46077376	HI0032	HI0228	3330	3563	Comercio
9	59327752	HI0032	HI0378	796	208	Inkafarma
10	54871370	HI0032	HI0378	152	108	Multifamiliar
11	46080587	HI0032	HI0378	115	61	Multifamiliar
12	46077385	HI0032	HI0371	6400	8110	Interbank
13	46077410	HI0032	HI0371	500	489	Comercio
TOTAL						
(kWH)				18427	21594	

Fuente: Elaboración autor.

Como resultado se ejecutó el balance tomando en cuenta la ecuación 5 mencionada en el marco teórico considerando además retirar la energía consumida por los suministros identificados no pertenecientes a la subestación tomándose en consideración los meses del año 2018 como se muestra en la tabla 10.

Tabla 10 Balance de pérdidas de energía después de identificación de cargas.

Periodo	Totalizador	Alumbrado	Distribuida (kWH)	Consumo Clientes	Nº Clientes	Pérdida Energía	%Pérdida NGC	Consumo Identificado	Pérdidas	% Pérdidas campo
201809	143040	5949	137091	143448	660	-6357	-4.64	121854	15237	11.1
201808	145120	6375	138745	145906	660	-7161	-5.16	124312	14433	10.4
201807	144960	6584	138376	148297	658	-9922	-7.17	126703	11672	8.4
201806	140800	6277	134524	143995	658	-9471	-7.04	122401	12123	9.0
201805	148160	6671	141489	149253	658	-7764	-5.49	127659	13830	9.8
201804	145360	5953	139407	148518	658	-9111	-6.54	126924	12483	9.0
201803	143200	5943	137257	150488	658	-13231	-9.64	128894	8363	6.1
201802	143440	5336	138104	144821	656	-6717	-4.86	123227	14877	10.8
201801	153120	6020	147100	151311	655	-4212	-2.86	129717	17382	11.8

Fuente: Elaboración autor.

Así como resultado se obtiene porcentajes de pérdidas de energía en el año 2018 que varían desde el 6.1 % hasta 11.8 % y en energía por el orden de 8363 kWh hasta los 17382 kWh respectivamente.

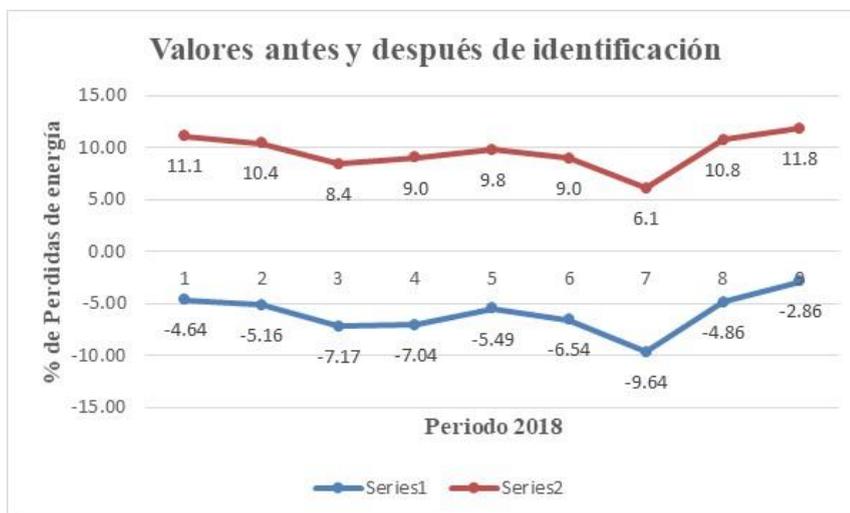


FIGURA 25 Porcentaje actual de pérdidas de energía.

Fuente: Elaboración autor.

En la figura 25 se muestra la variación del porcentaje de las pérdidas de energía serie de color rojo en el año 2018 haciendo un paralelo con lo reportado por el sistema Optimus NGC Balance identificado con serie color azul (pérdidas negativas).

3.2.3. Sistema Optimus NGC – NTCSE.

El reporte de las compensaciones por mala calidad de producto referido a nivel de tensión inadecuado durante el año 2017 conforme a la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos urbanos las mismas indican que deben estar en el rango de $\pm 5\%$ entre los valores de 209 por sub tensión y 231 V. de rango máximo para sobretensión de la subestación HI0032 se identificó un total de 10 suministros.

La identificación de los suministros a compensar económicamente es determinada por mediciones de parámetros eléctricos realizadas en suministros de clientes ubicados en los circuitos de baja tensión denominados como A, B, C, D, E, F, G resultando en tres de estos, niveles de tensión inadecuado.

A continuación, en la tabla N° 11, se muestra el resumen de la compensación de los circuitos afectados con un monto total en dólares en el año 2017 de 96.2 dólares.

Tabla 4 Disgregado de compensaciones por circuito.

Circuitos	D302014	D302015	D304457	Total general
Suministros Medidos	46079835	46082044	47223666	
2017-01	1.465	3.9284	5.6346	11.028
2017-02	0.3428	1.6243	1.9313	3.8984
2017-04	0.3991	1.8619	1.1227	3.3837
2017-05	1.2724	4.1936	4.1517	9.6177
2017-06	1.355	4.1186	2.0882	7.5618
2017-07	1.4064	4.1558	3.9824	9.5446
2017-08	1.4538	3.9305	3.71	9.0943
2017-09	1.4418	3.9659	3.6968	9.1045
2017-10	1.4315	3.9352	6.9637	12.3304
2017-11	1.7099	4.2305	4.1912	10.1316
2017-12	1.4845	4.3716	4.7185	10.5746
Total general	13.7622	40.3163	42.1911	96.2696

Fuente: Elaboración autor.

En la figura N° 26 se puede observar la evolución de los montos de compensación como referencia durante el año 2017 se observa una línea de tendencia ascendente producto del incremento del consumo de energía en los suministros de los clientes.

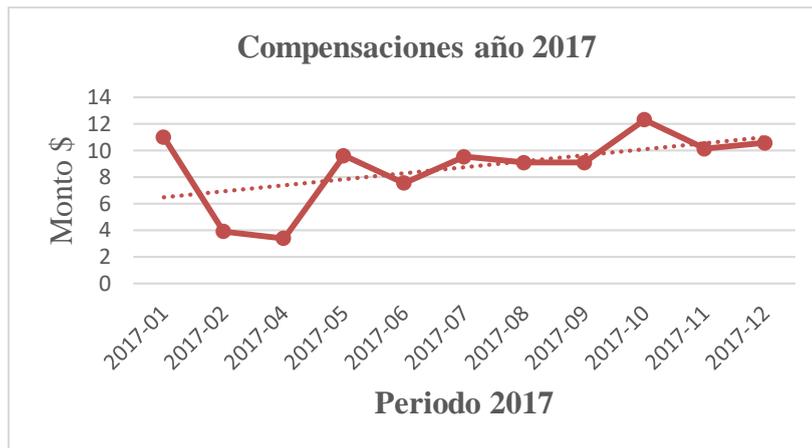


FIGURA 26 Evolución de los montos de compensación.

Fuente: Elaboración autor.

3.2.4. Hoja de Cálculo Excel (Registro Reg –man).

Se obtuvo un registro con información obtenida de la hoja de cálculo Excel elaborada con fines de mantenimiento sobre valores eficaces de tensión y corriente instantáneos recopilados en diferentes horarios (Tabla 12) en hora punta (18:00 a 23:00 horas) con ayuda de una pinza volt - amperimétrica.

Se aprecia además el valor de factor de utilización del transformador es de 0.6 mostrando que aun cuenta con capacidad de potencia instalada, el valor máximo de corriente es el registrado en la fase R con 766 A y el valor mínimo de la tensión esta entre las fases R- S con un valor de 233 V.

Tabla 5 Registro Excel de mantenimiento.

Toma de carga total de la subestación HI0032																					
AMT	CODIGO DE SED	UBICACIÓN	P.I. KVA	M.D. KVA	Factor de Utilización (M.D./P.I)	FECHA	HORA	SISTEMA	Ir	Is	It	In	Itotal	IL	Vrs	Vts	Vrt	VL	cos Ø	MD(KW)	MD(KVA)
TSU010	HI0032	MARTINEZ DE COMPAÑON	500	275.1	0.6	31/01/2018	20:00	Trifásico 220 V.	766	752	748	0	2266.00	755.33	233	234	234	233.67	0.9	275.13	305.70
AMT: Alimentador en media tension									Ir : Corriente en fase r			In : Corriente neutro			Vrs: Tension entre fases rs						
PI : Potencia Instalada									Is : Corriente en fase s			Vts: Tension entre fases ts									
MD (KVA) : Maxima demanda Kilo voltampere									It : Corriente en fase t			Vrt: Tension entre fases rt									
MD (KW) : Maxima demanda Kilovatios									Itotal: Corriente total			VL: Tension promedio entre fases.									

Fuente: Elaboración autor.

3.2.5. Sistema informático geo referenciado Smallworld.

Se obtuvo la ubicación geo referenciada de la subestación HI0032 y sus redes de distribución secundaria como se aprecia en el anexo N° 12 recorrido de conductores de los circuitos con respecto a la localización de las manzanas de la urbanización y sus suministros pertenecientes a la urbanización San Andrés III Etapa en la ciudad de Trujillo.

3.2.6. Diagrama unifilar del sistema de distribución secundario de la subestación HI0052 alimentador TSU010.

Se elaboró mediante el programa AutoCAD el diagrama unifilar del tablero de distribución y el plano de recorrido de los circuitos de baja tensión conforme a información de componentes eléctricos existentes obtenidos en la verificación de dichas instalaciones eléctricas.

3.2.7. Elaboración del diagrama unifilar del tablero de distribución.

Conforme a la información de campo se elaboró el diagrama unifilar del tablero de la subestación HI0032 como se muestra en el anexo N° 13 desde las instalaciones eléctricas de la subestación como la celda en media tensión, celda de transformación y salida de los circuitos subterráneos de la red secundaria con la identificación de éstos A, B, C, D, E, F, G y nomenclaturas de calibres además de protección con fusibles NH.

3.3. Parámetros eléctricos monitoreados.

3.3.1. Registro de tensión en barra (salida de transformador).

Los datos obtenidos desde el equipo analizador de redes en la barra de salida del transformador, se detallan en la tabla 13 como mínimos y máximos.

Tabla 6 Tensión mínima y máxima por fases.

Ítem	Fases	Valor mínimo (V)	Valor máximo (V)
1	R – S	230	247
2	S - T	230	247
3	R - T	230	248

Fuente: Elaboración autor

En la figura 27 se aprecia la variación de los valores de voltaje en las tres fases RS, ST, RT en un periodo de 7 días con valores desde los 230 V hasta los 247 V estos valores están fuera del rango permitido por la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos.

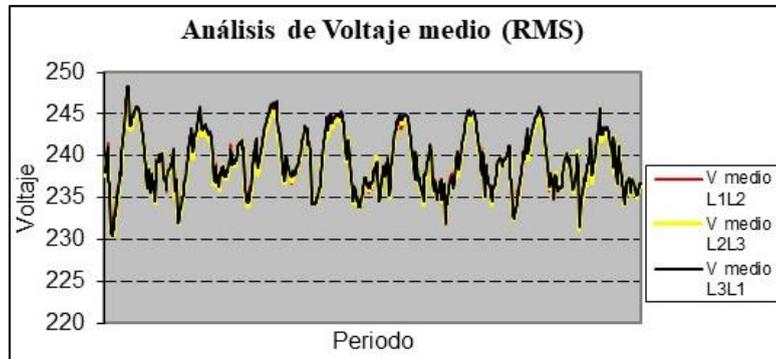


FIGURA 27 Gráfico de variación de tensión.

Fuente: Elaboración autor.

3.3.2. Registro de intensidad de corriente en barra (salida de transformador).

Los valores de corriente obtenidos por el instrumento analizador de redes se muestran en la tabla 14 en las fases R, S, T valores mínimos de 252 A y máximos de 882 A

Tabla 7 Corriente mínima y máxima.

Ítem	Fases	Valor mínimo	Valor máximo
1	R	271	844
2	S	285	882
3	T	252	829

Fuente: Elaboración autor

En la figura 28 se muestra la variación de la corriente por fase en un periodo de 7 días teniendo valores permitidos en equilibrio observándose el mismo patrón en los colores.

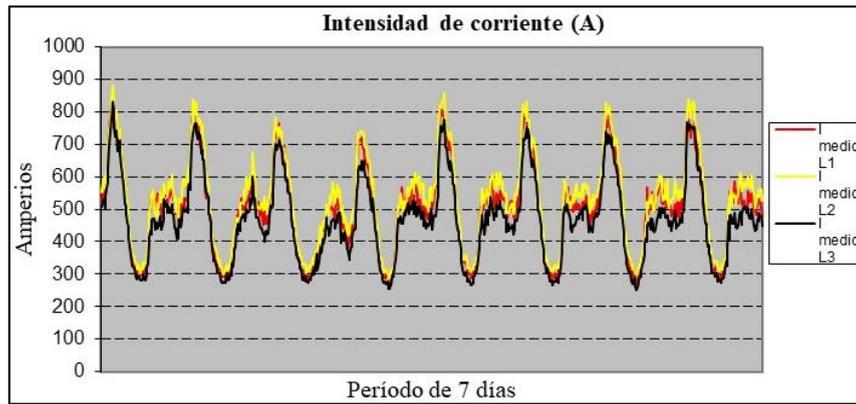


FIGURA 28 Gráfico de variación de corriente (A).

Fuente: Elaboración autor.

3.3.3. Máxima demanda y diagramas de carga de la subestación.

El valor tomado para la máxima demanda en kW fue el registrado en el instrumento producto del monitoreo de 7 días cuyos valores se ubican en el anexo N° 11.

MD: 336.87 kW

En la figura 29 se puede apreciar el diagrama de carga en 24 horas desde la 4:45 pm donde la máxima demanda se llega a las 7:45 pm producto de la hora punta y comienza a disminuir progresivamente hacia las 3:00 am. Para las horas valle o fuera de punta.



FIGURA 29 Gráfico de diagrama de carga (24 hrs).

Fuente: Elaboración autor.

El diagrama de carga semanal se visualiza en la figura 30 donde se aprecia la variación de la potencia a lo largo de la semana con valores repetitivos por día típicos de la urbanización.

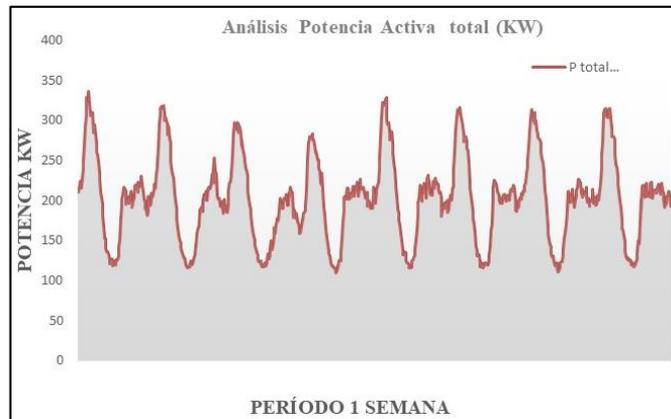


FIGURA 30 Gráfico de diagrama de carga (7 días).

Fuente: Elaboración autor.

3.3.4. Factor de potencia en el sistema.

Se obtuvo el valor de 0.98 procedente del valor del instrumento analizador de potencia y corroborada de los valores de potencia activa y aparente como se muestra de acuerdo a la ecuación 1.

$$\text{Cos } \varphi = \frac{336.87}{343.52} = 0.98$$

3.3.5. Cálculo de la demanda promedio (DP).

La demanda promedio se tomó de los valores de potencia activa obtenidos del monitoreo del instrumento a lo largo de la semana obteniéndose un valor de 202.63 kW.

3.3.6. Factor de carga (FC).

Utilizando los valores obtenidos de máxima demanda y su promedio se procedió a calcular el factor de carga conforme a la ecuación 3.

$$\text{FC} = \frac{\text{DP}}{\text{MD}} = \frac{202.63}{336.87} = 0.60$$

3.3.7. Factor de pérdidas

Se obtuvo el valor de factor de pérdidas para ser ingresado como dato requerido en el software DAP10 para realizar el flujo de potencia utilizando la ecuación N° 8 donde es requerido el valor de factor de carga y coeficiente de bullery obteniéndose como resultado 0.39.

$$fp = 0.15 \times 0.6 + (1 - 0.15) \times 0.6^2 = 0.39$$

3.3.8. Factor de utilización (transformador).

De acuerdo con la ecuación 10, con los valores de máxima demanda y potencia instalada, se obtuvo el factor de utilización del transformador con un valor de 0.69.

$$FU = \frac{\text{Máxima demanda}}{\text{Potencia instalada}} = \frac{DM}{PI} = \frac{343.52 \text{ kVA}}{500 \text{ kVA}} = 0.69$$

3.4. Flujo de potencia con software.

Con ayuda del software computacional DAP10 se procedió a calcular los flujos de potencia y a obtener valores de pérdidas de energía

3.4.1. Datos eléctricos solicitados.

Se utilizó los datos obtenidos del equipo analizador y de los resultados de las ecuaciones utilizadas como se muestra en la tabla 15 ya que el software solicita información de parámetros eléctricos de entrada para realizar el flujo de potencia y poder obtener los valores de pérdidas técnicas de energía y mala calidad.

Tabla 8 Datos de entrada del software DAP10.

Dato eléctrico requerido	Valor
Factor de carga	0.60
Cos φ	0.98
Factor de pérdidas	0.39
Potencia (kW)	100
Temperatura °C	70°C

Horas por mes:	720
Tensión en barra (kV):	0.230
Factor de simultaneidad	1
Sistema de distribución	Baja Tensión
Grupos de conexión	$\Delta - \Delta$
Fases	3

Fuente: Elaboración propia.

3.4.2. Pérdidas de energía en sub sistema de distribución.

Se realizaron los cálculos del flujo de potencia eléctrico con el software DAP10 para detectar las pérdidas de energía en el sub sistema de distribución como se muestra en la tabla 16 teniendo en cuenta el diagrama unifilar de las redes de baja tensión donde se detallan parámetros como distancias y calibres de conductor, fases, etc. producto de la topología ya verificada en campo para poder modificar si es necesario en el software.

3.4.3. Pérdidas técnicas totales

La máxima demanda obtenida de la barra del transformador es importante para evaluar la red de baja tensión en cada punto de los diversos circuitos pertenecientes a la subestación, de la misma manera es realizado el cálculo de las tensiones y las pérdidas de energía utilizando los flujos de carga.

Luego del proceso de ingreso de datos al software se determina como se aprecia en la tabla 16 que las pérdidas de potencia son de 57.9 kW que representan 13.72 %.

Tabla 9 Datos totales de pérdidas técnicas.

Subestación HI0032	
Pérdidas totales	Valor
Potencia activa (SP)	kW 351.3

Demanda + Pérdidas	kW	422.1
Total de potencia	%	13.72
Total de energía	%	9.88
Pérdidas en líneas AP y SP		
Potencia en líneas de servicio particular	kW	57.9
Potencia en líneas de alumbrado público.	kW	11.6
Potencia en líneas de alumbrado y servicio particular	%	13.72
Energía en líneas de alumbrado y servicio particular	%	9.41
Pérdidas en acometidas		
Potencia en acometidas	kW	0.9913
Potencia en acometidas	%	0.23
Energía en acometidas	%	0.16
Pérdidas en medidores		
Potencia en medidores	kW	0.7117
Potencia en medidores	%	0.17
Energía en medidores	%	0.31

Fuente: Elaboración propia.

3.4.4. Pérdidas técnicas por circuitos.

En los circuitos de baja tensión las pérdidas técnicas obedecen al tipo de consumo de los suministros además de las luminarias existentes en él, por lo que resulta importante determinar lo siguiente:

- **Verificar la topología del de los circuitos de baja tensión su tipo de cobre o aluminio, distancias de recorrido, tipos de suministros o cargas, luminarias y características.**
- **Considerar los consumos promedios mensuales de los suministros y establecer sus diagramas de carga.**

Para obtener valores de pérdidas de potencia y energía se utilizó el diagrama unifilar obtenido en el anexo N° 13 tomando en cuenta datos proporcionados en información georreferenciada brindada por la empresa la cual fue corroborada y actualizada para ser ingresada al software DAP10.

Para el cálculo de las pérdidas técnicas por circuito se ha clasificado en:

Pérdidas en líneas de baja tensión.

Pérdidas en conductores de acometidas

Pérdidas en medidores o contadores de energía.

Se muestra en la tabla 17 las pérdidas técnicas de energía y potencia en base a un consumo de 720 horas que es el tiempo de estudio.

Tabla 10 Datos de pérdidas técnicas por circuito.

Pérdidas técnicas por circuito subestación HI0032								
Circuitos		A	B	C	D	E	F	G
Clientes comunes	U	20	161	192	196	52	1	28
Clientes mayores	U	0	5	1	1	1	0	0
Red de baja tensión	Km	0.19	1.57	1.23	1.44	1	0.26	0.18
Pérdidas totales								
Potencia activa (SP)	kW	8.13	66.13	110.79	88.32	65.68	1.59	11.14
Potencia reactiva	Kvar	3.46	27.85	46.94	37.49	31.47	0.68	4.75
Demanda + Pérdidas	kW	8.31	75.23	131.91	94.31	100.02	1.61	11.41
Total de potencia	%	1.7	5.85	14.15	3.54	31.21	0.81	2.03
Total de energía	%	1.66	4.41	10.06	2.91	23.21	0.68	1.8
Pérdidas en líneas AP y SP								
Potencia en líneas de servicio particular	kW	0.1412	4.3986	18.66	3.34	31.22	0.013	0.2317

Potencia en líneas de alumbrado público.	kW	0	0	0	0	0	0	0
Potencia en líneas de alumbrado y servicio particular	%	1.7	5.85	14.15	3.54	31.21	0.81	2.03
Energía en líneas de alumbrado y servicio particular	%	1.11	3.92	9.7	2.34	22.89	0.53	1.33
Pérdidas en acometidas								
Potencia en acometidas	kW	0.0139	0.1318	0.2116	0.2547	0.3741	0.0009	0.0043
Potencia en acometidas	%	0.17	0.18	0.16	0.27	0.37	0.06	0.04
Energía en acometidas	%	0.11	0.12	0.11	0.18	0.27	0.04	0.02
Pérdidas en medidores								
Potencia en medidores	kW	0.0231	0.1833	0.2348	0.2464	0.1027	0.0011	0.032
Potencia en medidores	%	0.28	0.24	0.18	0.26	0.1	0.07	0.28
Energía en medidores	%	0.45	0.4	0.29	0.41	0.14	0.12	0.46

Fuente: Elaboración propia.

3.4.5. Flujo de potencia para calidad de servicio.

Se procedió a realizar el flujo de potencia con ayuda del software DAP10 en los diferentes circuitos de baja tensión (A, B, C, D, E, F, G) para obtener los valores de potencia, corriente en cada uno de los tramos pertenecientes a los circuitos mencionados y poder determinar si la caída de tensión se encuentra dentro de lo establecido en la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos.

3.4.6. Análisis del circuito "A".

El flujo de carga del circuito "A" se realizó tomando en cuenta el valor mínimo del voltaje de salida en la barra del tablero 230 voltios obteniéndose que el tramo más alejado se encuentra con un porcentaje de caída de tensión del valor de -3.09 a -3.85 % es to incrementara a medida que vaya el circuito aumentando la carga dicho rango llegara a valores positivos teniendo en cuenta que el porcentaje permitido por la norma es de ± 5 %.

La potencia en el circuito es de 8.13 kW, la distancia de los tramos suma 0.190 km. a su vez el rango de consumo de los suministros como se muestra en la figura 31 de color rojo es de 254 a 300 kWh.

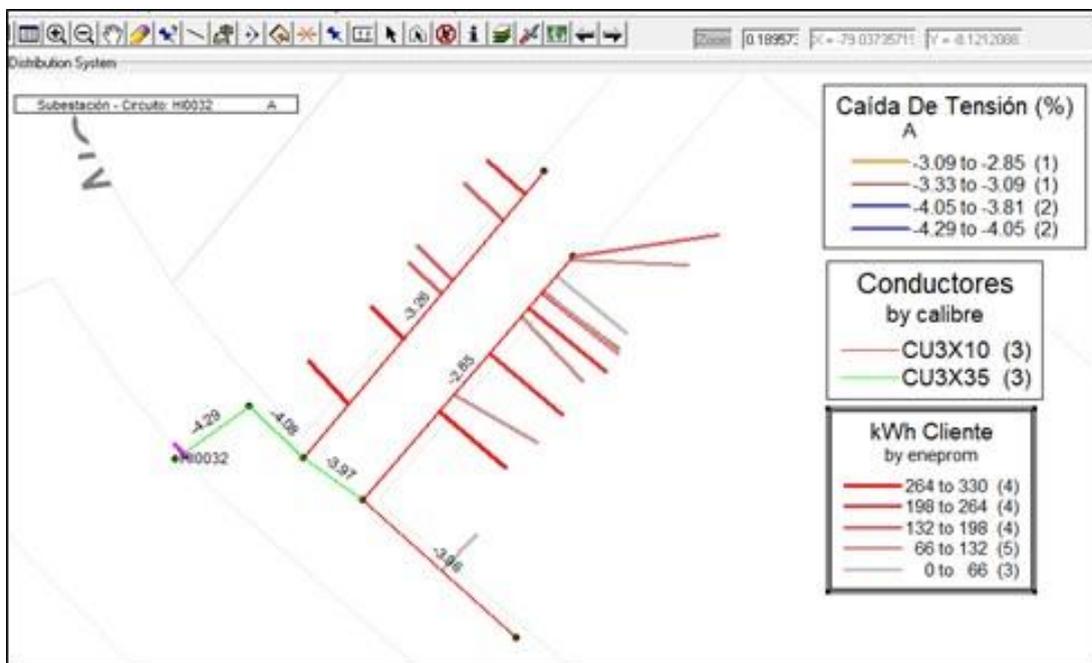


FIGURA 31 Mapa de flujo de carga, caída de tensión circuito "A".

Fuente: Elaboración propia.

3.4.7. Análisis del circuito “B”.

El flujo de carga del circuito “B” teniendo en cuenta la distancia de los tramos en suma 1.57 km., la potencia del circuito 66.13 kW y con una tensión base de 230 voltios se obtuvo en el tramo más distante un porcentaje de caída de tensión en el rango de 4.18 a 5.19 % estando en el valor límite permitido por la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos el cual es de ± 5 % por lo que se deberá realizar propuestas para mejorar la calidad de servicio eléctrico.

De acuerdo a lo mostrado en la figura 32 se tiene una salida de circuito con cables de Cu. 3x150 mm² hasta Cu. 3x10 mm², con suministros cuyos consumos más altos varían entre 740 a 928 Kwh, del análisis se tiene que entre los puntos A y A' se tiene una potencia de 29 Kw. los cuales deberán ser trasladados a una subestación nueva para mejorar el porcentaje de caída de tensión en el circuito “B”.

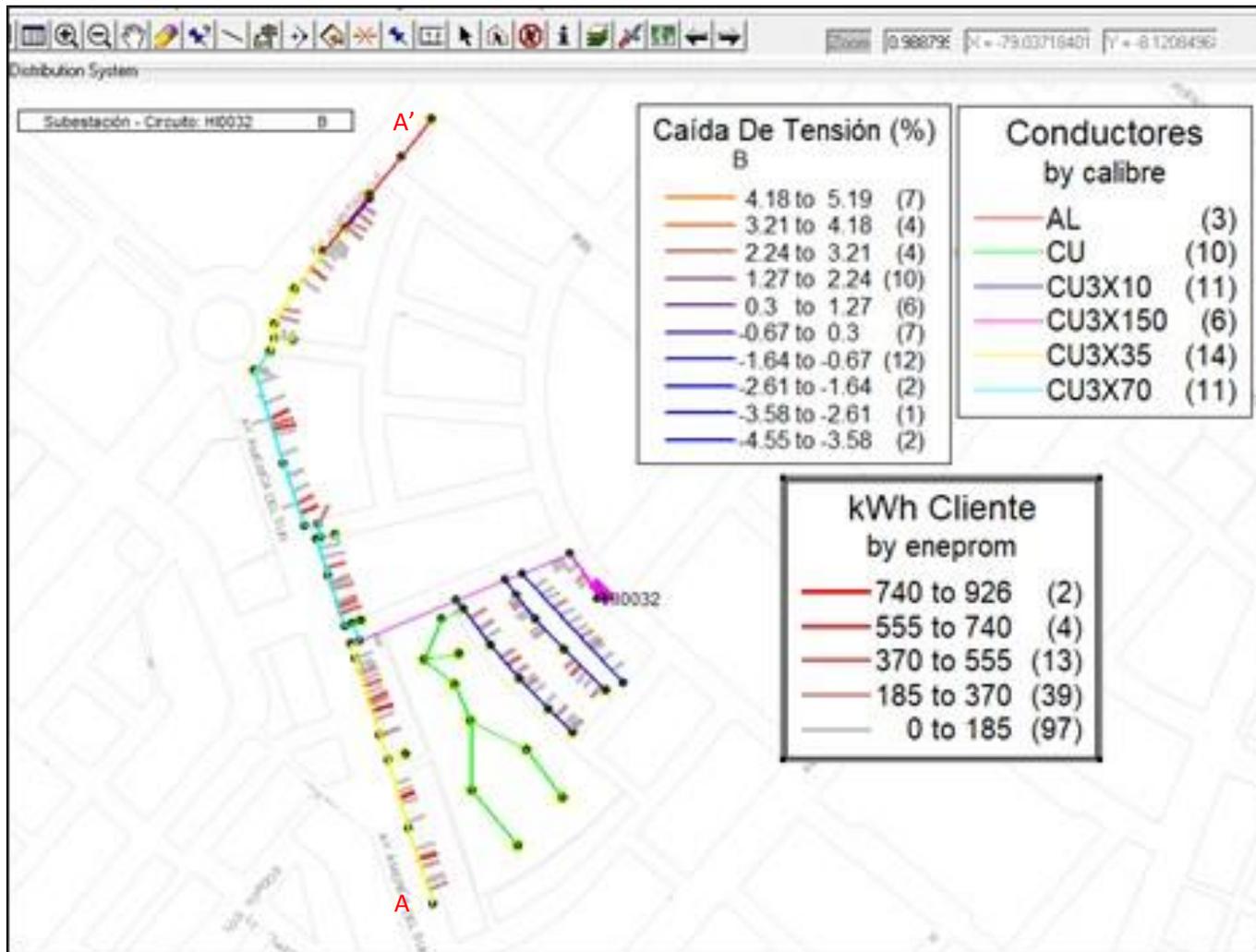


FIGURA 32 Mapa de flujo de carga, caída de tensión circuito "B".

Fuente: Elaboración propia.

3.4.8. Análisis del circuito “C”.

En el análisis de este circuito se verifica que el porcentaje de caída de tensión en el punto crítico es de 16.6 % estando fuera de lo contemplado en el rango de la norma, como se aprecia en la figura 33 dichos tramos marcados de color rojo (puntos B y B') tienen una potencia de 60 kW y es necesario el traslado de la carga hacia una nueva subestación ya que de la inspección en campo se verificó que en dichos tramos las cargas o suministros son para uso comercial, la salida del circuito tiene calibre 3x150 mm² y va disminuyendo el calibre hasta 3x10 mm² en el fin de circuito los consumos más altos de los suministros son de 2000 a 2490 kWh.

La longitud total de los tramos es de 1.23 km. y el tramo crítico mide 0.263 km. los detalles están indicados en el anexo 4.

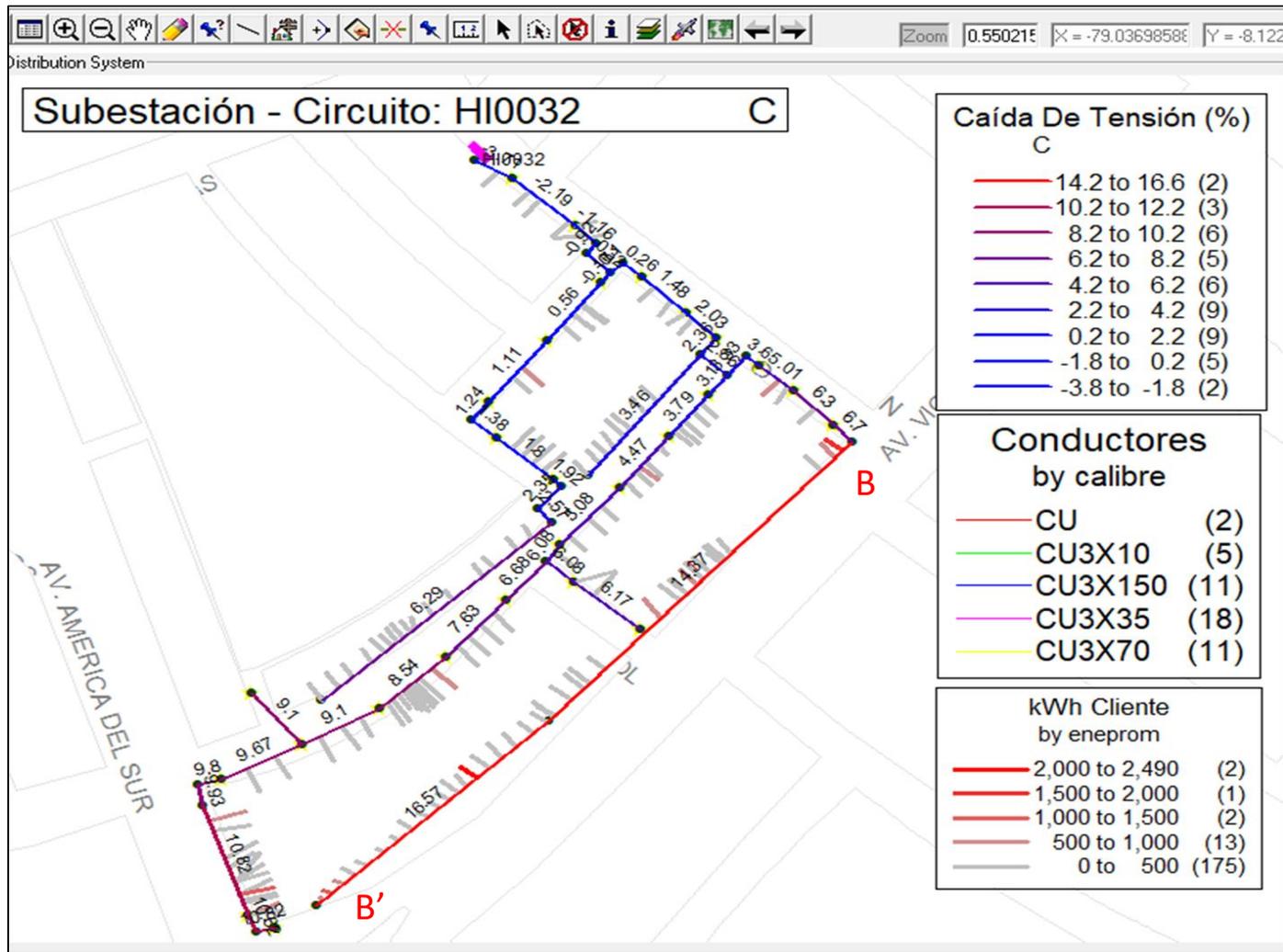


FIGURA 33 Mapa de flujo de carga, caída de tensión circuito "C".

Fuente: Elaboración propia.

3.4.9. Análisis del circuito D.

El flujo de potencia como se observa en la figura 34 obtiene valores para el porcentaje de caída de tensión de 2.29 hasta 3.03 % permitidos por norma, con salidas de circuito con conductores calibre 3x150 mm² hasta 3x10 mm² y consumos máximos de suministros en tramos más distantes de 1700 a 2550 kWh así mismo la potencia total en el circuito es de 88 kW.

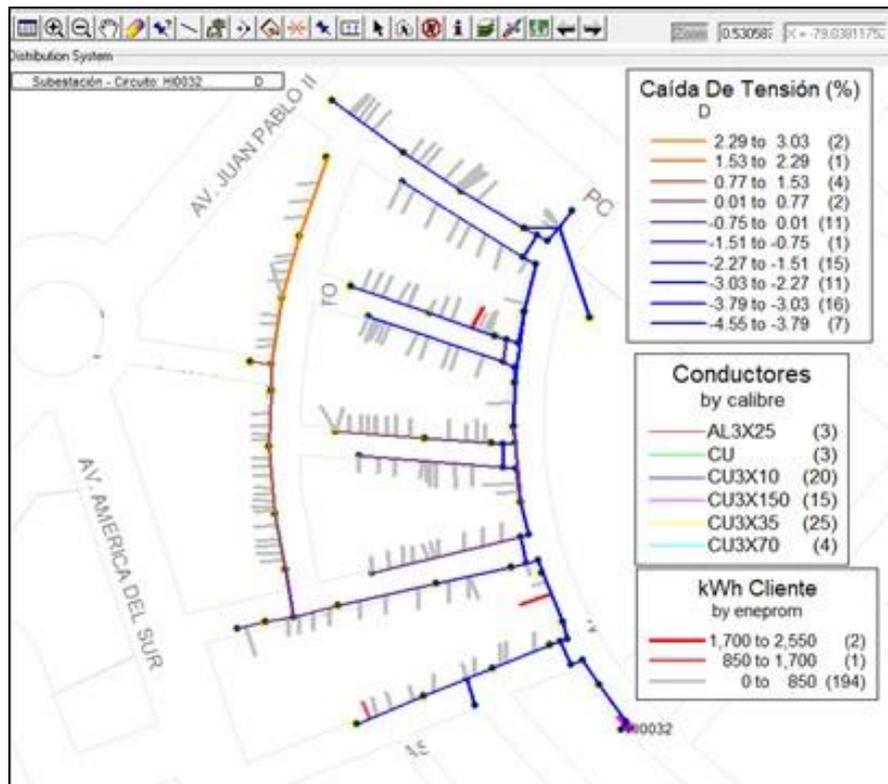


FIGURA 34 Mapa de flujo de carga, caída de tensión circuito "D".

Fuente: Elaboración propia.

3.4.10. Análisis del circuito "E".

Se analizó el flujo de potencia del circuito "E" encontrándose el porcentaje de caída de tensión más alto de todos los circuitos en un rango de 15 a 17.1 % entre los puntos C y C' con una potencia de 30 kW en ese tramo y 65 kW en todo el circuito además hay que analizar la posibilidad de alguna carga importante sea trasladada a algún circuito aledaño.

La distancia del circuito es de 1km. y los consumos más altos de los suministros están en los rangos de 6210 a 8270 kWh.

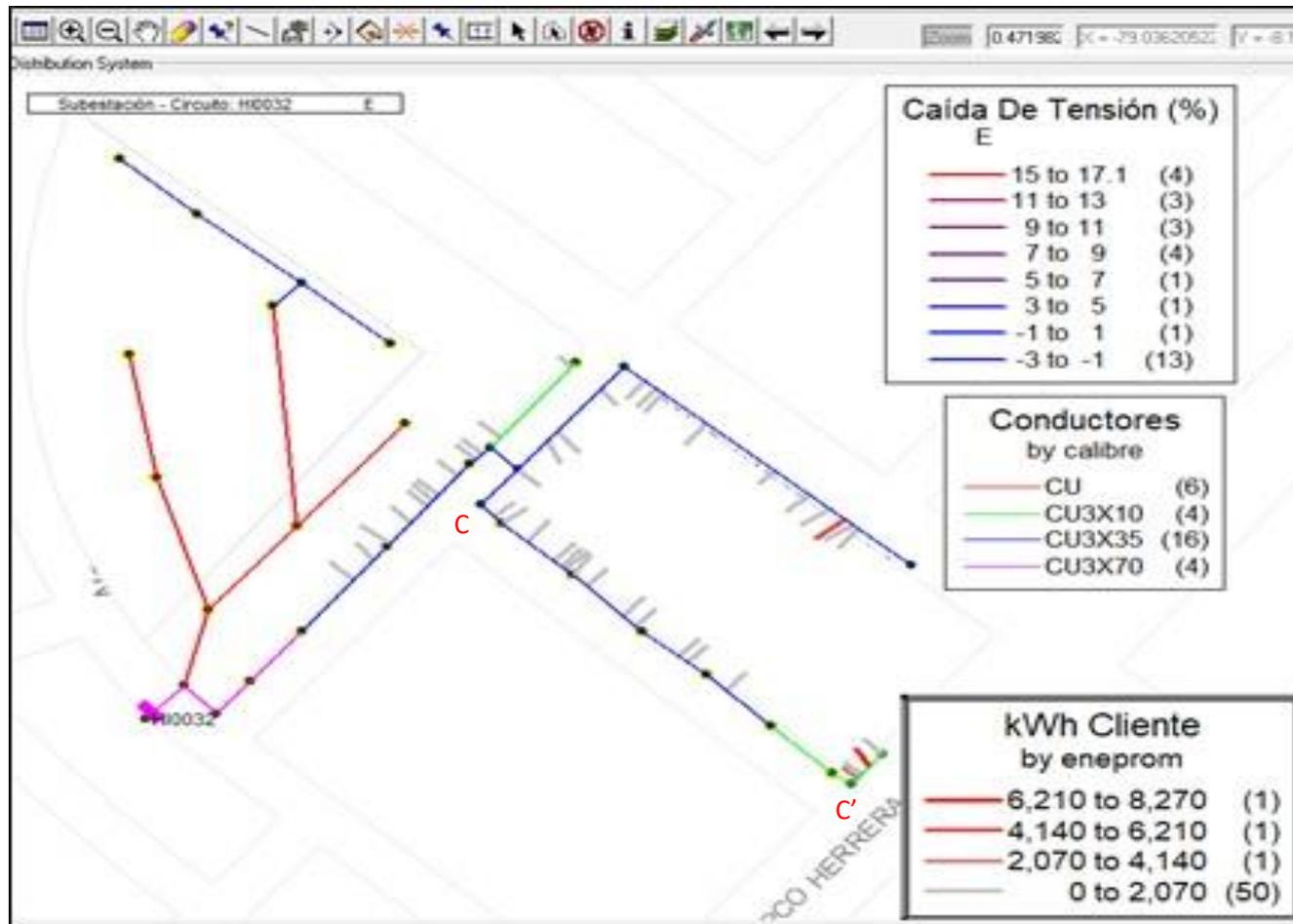


FIGURA 35 Mapa de flujo de carga, caída de tensión circuito "E".

Fuente: Elaboración propia.

3.4.11. Análisis del circuito “F”.

En el flujo de potencia se ha obtenido como se observa en la figura 36 valores con un porcentaje de caída de tensión de -3.947 hasta -3.77 % permitidos por norma, el conductor del circuito en su totalidad es de cobre NKY calibre 3x25 mm² y sus consumos máximos de suministros son de 660 kWh, la potencia total en el circuito es de 1.59 kW.

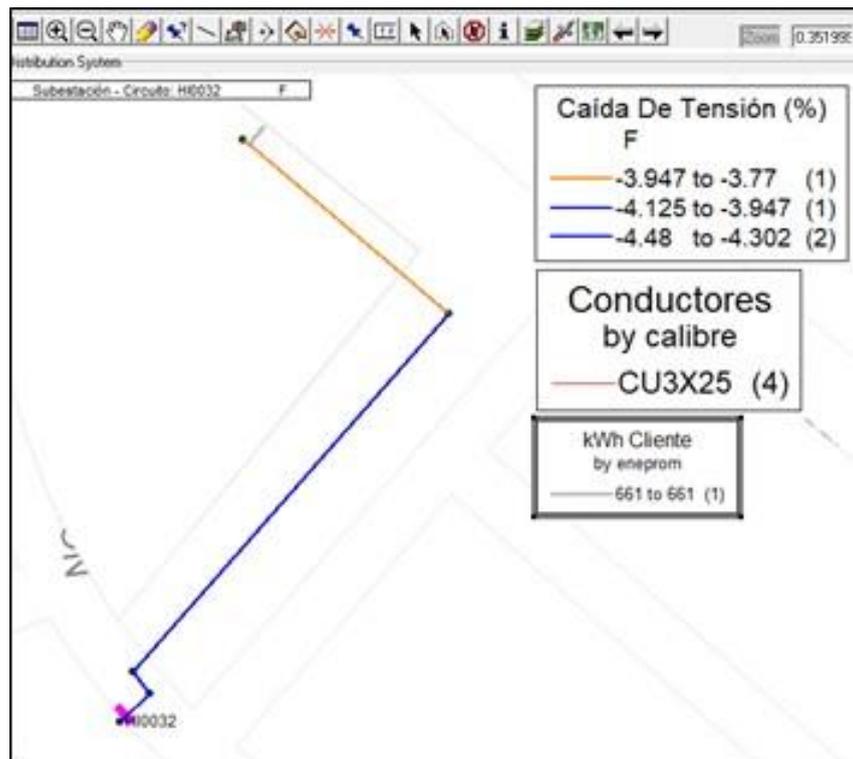


FIGURA 36 Mapa de flujo de carga, caída de tensión circuito “F”.

Fuente: Elaboración propia.

3.4.12. Análisis del circuito “G”.

En el flujo de potencia se ha obtenido como se observa en la figura 37 valores con un porcentaje de caída de tensión de -2.43 hasta -2.16 % permitidos por norma, el conductor del circuito en su totalidad es de cobre calibre 3x35 mm² y sus consumos máximos de suministros son de 560 kWh hasta los 1120 kWh la potencia total en el circuito es de 11.41 kW.

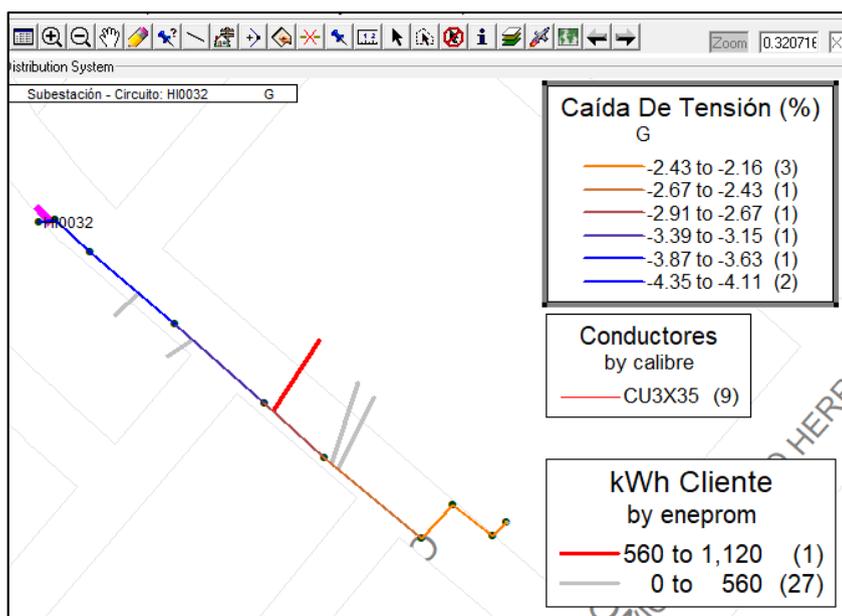


FIGURA 37 Mapa de flujo de carga, caída de tensión circuito "G".

Fuente: Elaboración propia.

3.4.13. Elaboración de propuestas de mejora mediante simulación en software.

Del análisis de flujos de potencia se determinó que tres circuitos pertenecientes a la subestación de distribución los denominados como B, C, E tienen problemas de calidad de servicio en lo que respecta a caída de tensión a su vez con la propuesta de solución mediante la simulación se verificara la mejora de dichos valores además de los porcentajes de pérdidas de energía en los circuitos trabajados.

3.5. Simulación para la mejora de caída de tensión.

3.5.1. Simulación de caída de tensión en el circuito "B α".

Se analizó el circuito "B α" el cual es derivado del circuito "B" (inicialmente con mayor porcentaje de caída de tensión de 5.19 %) en el tramo 300075695, observando la simulación donde los puntos de los tramos A y A' han sido transferidos hacia una nueva subestación simulada de 50 kVA.

Como se indica en la figura 38 el circuito "B α" cuenta luego de efectuada la simulación con una potencia total de 37 kW cuyos suministros (cargas) consumen una energía máxima entre los 740 y 926 kWh teniéndose como resultado en el

tramo más distante 300076333 un porcentaje de caída de tensión entre 0.09 hasta 0.6 % estando dentro de lo permitido por la norma técnica de calidad.

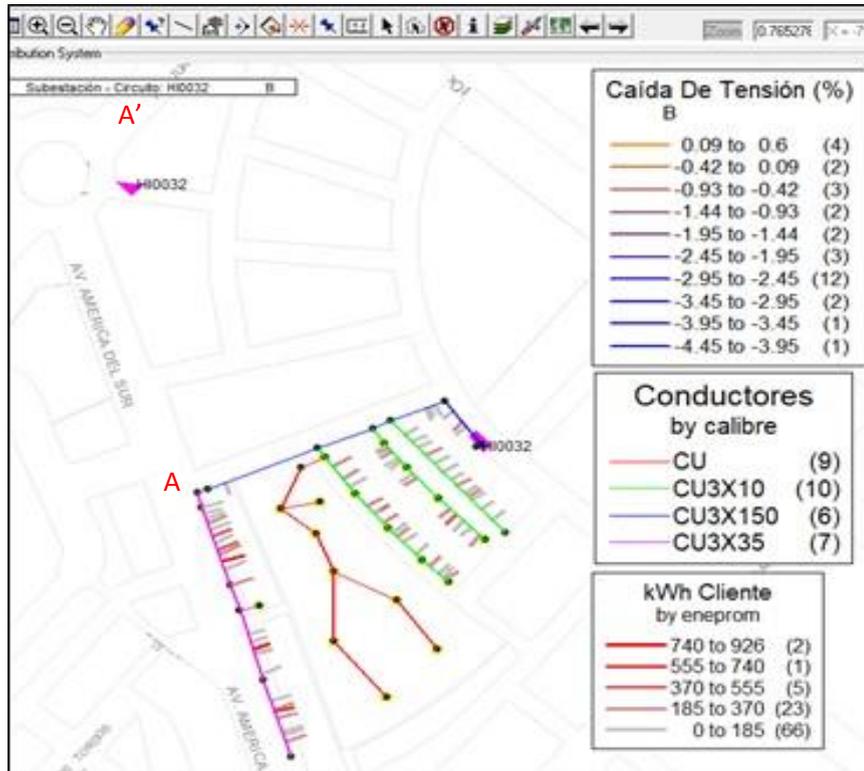


FIGURA 38 Mapa de flujo de carga, simulación para mejora en circuito “B”.

Fuente: Elaboración propia.

3.5.2. Simulación de caída de tensión en el circuito “Z”.

El circuito “Z” se obtiene a consecuencia de la transferencia de carga como producto de la simulación realizada en el análisis del circuito “B” donde se ubicó el centro de carga de dicho circuito, la potencia total es de 29 kW y es alimentado desde una subestación de distribución aérea monoposte proyectada nombrada HI0032 – I, trasladando dicha carga mediante una simulación en el software, aperturándose en el punto A tramo número 300076280 cuyo calibre de conductor es de Cu de 3x70 mm² nombrándolo como un nuevo circuito, cuya nueva longitud es de 0.5 km .

Como se indica en la figura 39 el circuito “Z” cuenta con suministros (cargas) que consumen una energía máxima entre los 580 y 725 kWh al mes teniéndose como resultado en el tramo más distante N° 300076283 un porcentaje de caída de

tensión entre 0.63 hasta 0.9 % estando dentro de lo permitido por la norma técnica de calidad.

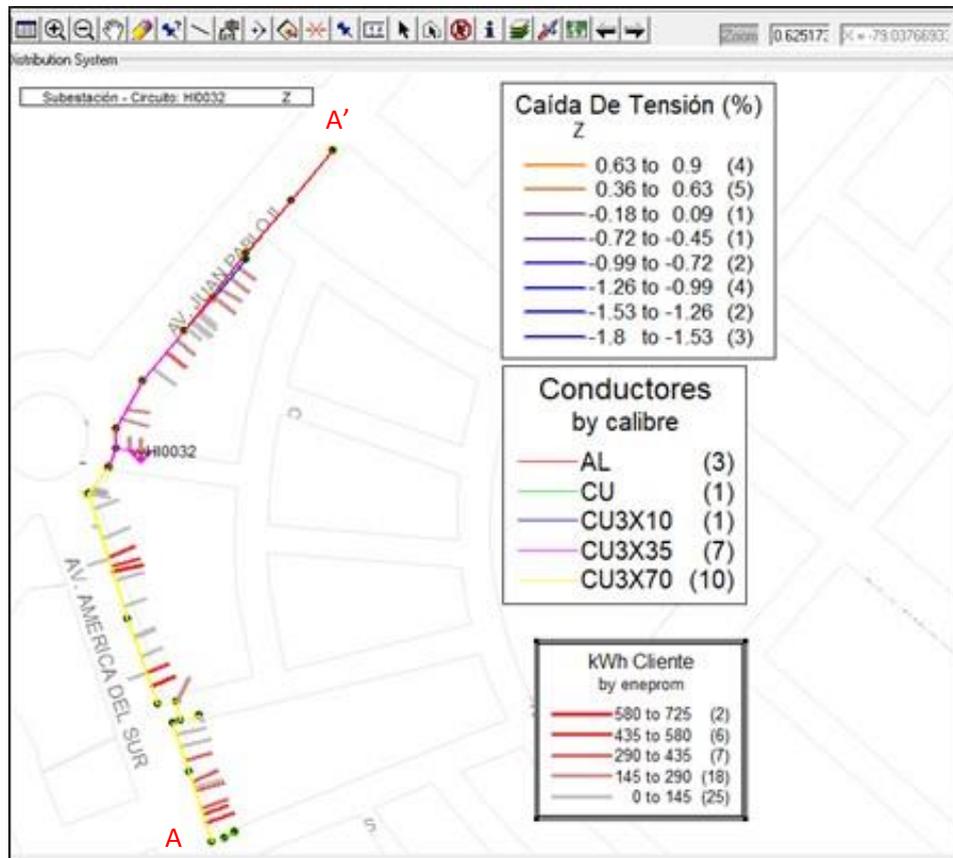


FIGURA 39 Mapa de flujo de carga, caída de tensión mejorado en circuito "Z".

Fuente: Elaboración propia.

3.5.3. Simulación de caída de tensión en el circuito "Cα".

Del análisis del circuito "Cα" el cual deriva circuito "C" (originalmente con un porcentaje de caída de tensión de 16.6 %) en el tramo 350058599 como se indica en el anexo N° 4, se observa la simulación en la figura 40 donde los puntos de los tramos B y B' han sido transferidos hacia una nueva subestación simulada de 100 kVA.

El circuito "C α" tiene luego de efectuada la simulación una potencia total de 55 kW donde existen cargas con consumos de energía máxima entre los 648 y 811 kWh teniéndose como resultado en el tramo más distante un porcentaje de caída de tensión entre 3.15 hasta 3.95 % estando dentro de lo permitido por la norma técnica de calidad.

La longitud de la red de baja tensión de dicho circuito es de 0.95 km. y cuenta con calibres de conductor de Cu 3x150 mm² hasta 3x35 mm² en los finales de circuito, como se indica en el anexo N° 5.

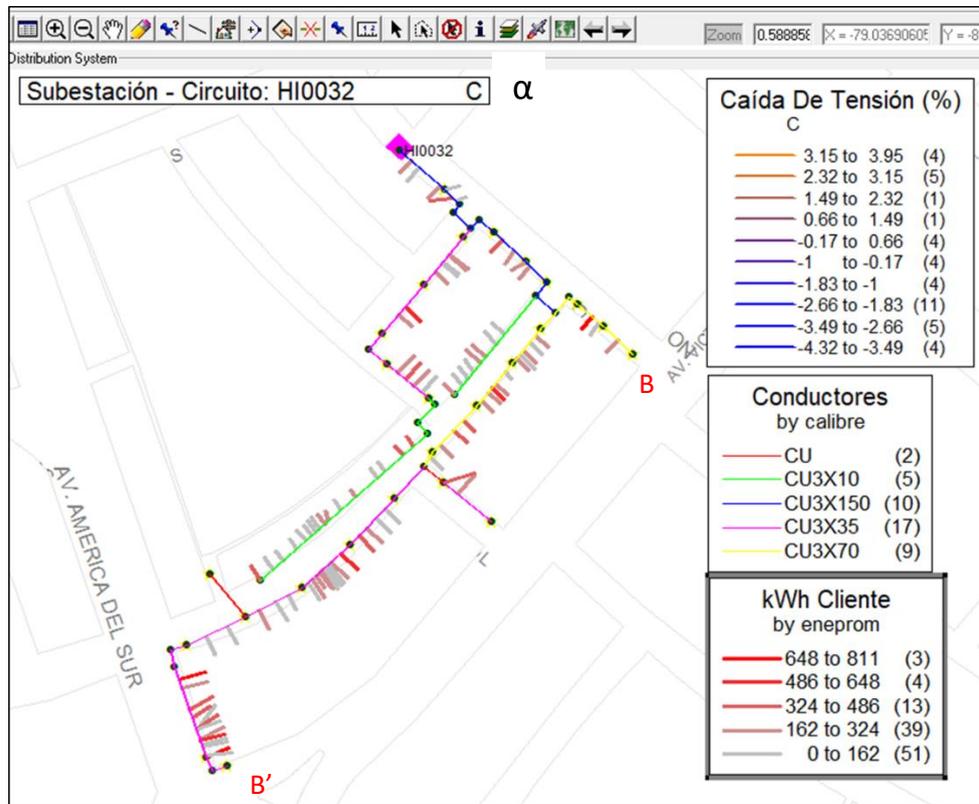


FIGURA 40 Mapa de flujo de carga, caída de tensión mejorado en circuito “C α”.

Fuente: Elaboración propia.

3.5.4. Simulación de caída de tensión en el circuito “U”.

Se realizó la simulación mediante el software para flujo de potencia con los tramos con mayor caída de tensión transferidos desde el circuito “C” obteniéndose el circuito “U”, la potencia total es de 58 kW y es alimentado desde una subestación de distribución aérea biposte proyectada nombrada HI0032 – II ubicada en la esquina de Ca. Martínez de Compagnon y la Av. Larco, se apertura el circuito en el punto B tramo número cero (0) cuyo calibre de conductor es de Cu de 3x70 mm² nombrándolo como un nuevo circuito, cuya nueva longitud es de 0.290 km.

Como se indica en la figura 41 el circuito “U” cuenta con suministros (cargas) que consumen una energía máxima mensual entre los 2000 y 2490 kWh teniéndose como resultado en el tramo más distante N° 350058599 un porcentaje

de caída de tensión entre 1.05 hasta 3.91 % cumpliendo con esta simulación con lo estipulado por la norma técnica de calidad.

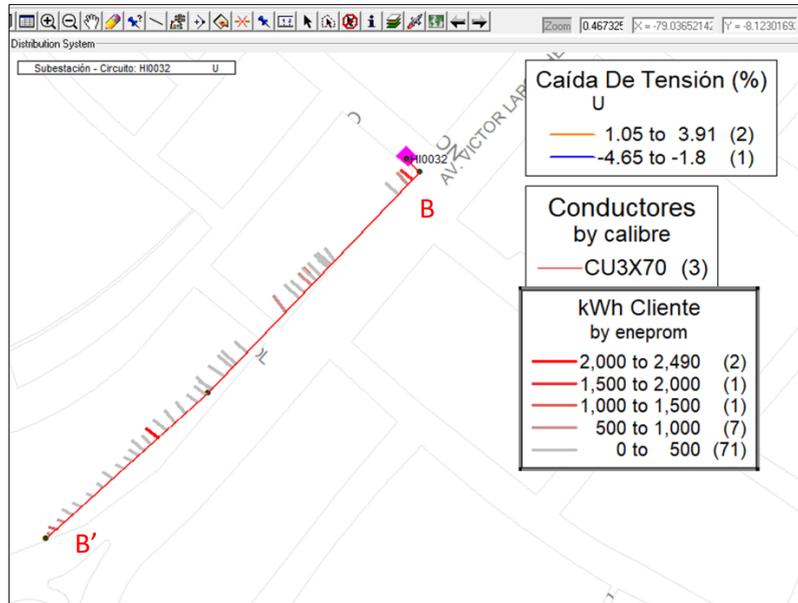


FIGURA 41 Mapa de flujo de carga, caída de tensión mejorado en circuito "U".

Fuente: Elaboración propia.

3.5.5. Simulación de caída de tensión en el circuito "Eα".

Del análisis del circuito "Eα" el cual deriva circuito "E" (originalmente con un porcentaje de caída de tensión de 17.1 %) en el tramo 300074713 como se indica en el anexo N° 7, se observa la simulación en la figura 42 donde los puntos de los tramos C y C' han sido transferidos hacia una nueva subestación simulada de 100 kVA.

Como se indica en la figura 42 el circuito "Eα" tiene luego de efectuada la simulación una potencia total de 16.23 kW donde existen cargas con consumos de energía máxima entre los 486 y los 605 kWh teniéndose como resultado en el tramo más distante un porcentaje de caída de tensión entre 0.27 hasta 0.79 % estando estos valores dentro de lo permitido por la norma técnica de calidad (NTCSE).

La longitud de la red de baja tensión de dicho circuito es de 0.81 km. y cuenta con calibres de conductor de Cu 3x70 mm² hasta 3x10 mm² en los finales de circuito, como se indica en el anexo N° 8.

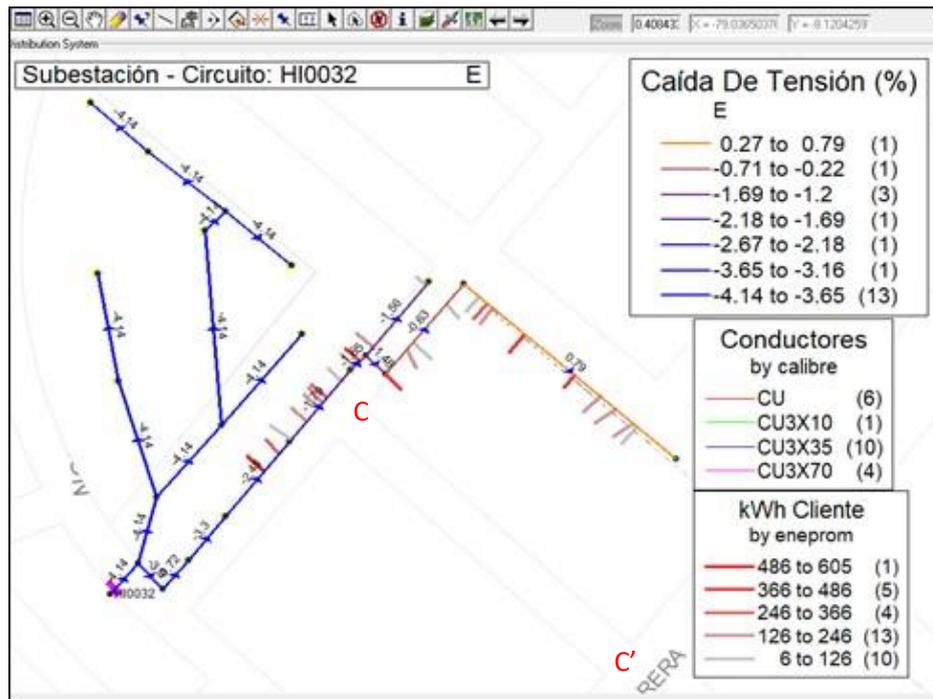


FIGURA 42 Mapa de flujo de carga, caída de tensión mejorado en circuito “E α”.

Fuente: Elaboración propia.

3.5.6. Simulación de caída de tensión en el circuito “Y”.

Se realizó la simulación mediante el software para analizar el flujo de potencia en los tramos con mayor caída de tensión transferidos desde el circuito “E” obteniéndose el circuito “Y”, la potencia total es de 35.41 kW y es alimentado desde una subestación de distribución aérea biposte proyectada nombrada HI0032 – II cuya ubicación en la simulación es la esquina de Ca. Martínez de Compagnon y la Av. Larco (la misma desde donde se alimentó el circuito “U” en su punto B), se apertura el circuito en el punto C tramo número cero (0) cuyo calibre de conductor es de Cu de 3x70 mm² nombrándolo como un nuevo circuito, cuya nueva longitud es de 0.3 km.

Como se indica en la figura 43 el circuito “Y” cuenta con suministros (cargas) que a comparación del resto de circuitos analizados es el de mayor consumo de energía máxima mensual con valores entre los 5520 y 8270 kWh teniendo como resultado en el tramo más distante N° 300074693 un porcentaje de caída de tensión entre -4.5 hasta -2.6 % como se indica en el anexo 9 cumpliendo con lo estipulado por la norma técnica de calidad.

Se simuló la instalación de conductor AL 3x50 mm² desde la subestación HI0032-II hasta el punto C' para habilitar al circuito "Y" y poder realizar el análisis de los parámetros eléctricos.

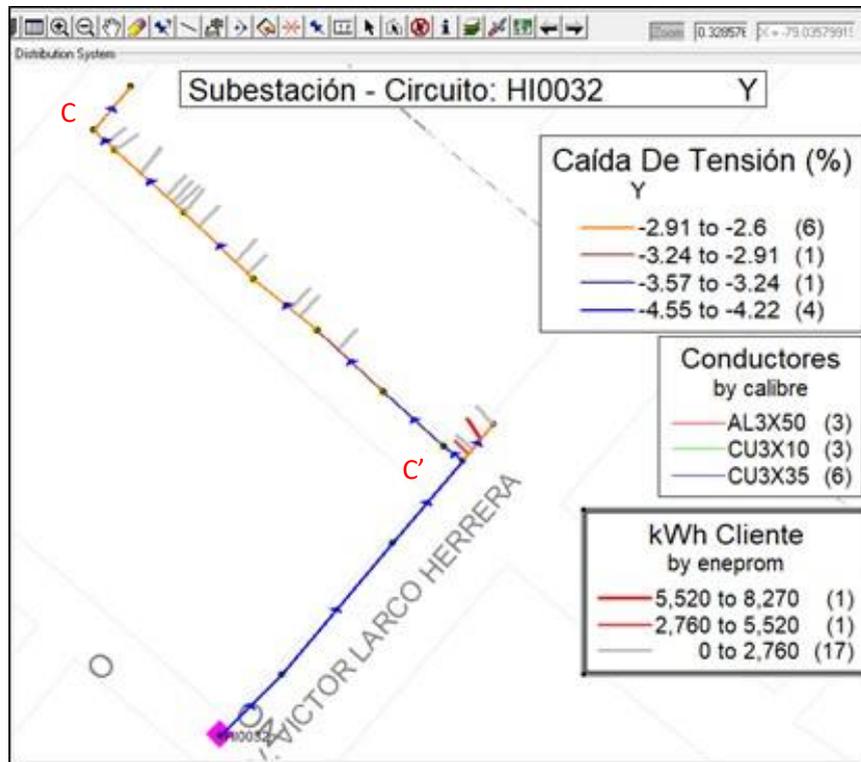


FIGURA 43 Mapa de flujo de carga, caída de tensión mejorado en circuito "Y".

Fuente: Elaboración propia.

3.5.7. Pérdidas técnicas de energía en circuitos después de simulación.

Ingresado los nuevos valores y la longitud de la red de baja tensión de los circuitos trabajados se procede a calcular las pérdidas técnicas totales de la subestación de distribución HI0032 ya que con las modificaciones en dichos circuitos B, C y E donde se aprecia en la tabla 18 que cuentan con nuevas longitudes como son 1.06 km., 0.95 km. y 0.81 respectivamente y nuevos valores de potencia los cuales disminuyeron producto de la transferencia de carga como se indica en dicha tabla.

Se puede verificar en la tabla 18 que la potencia total ha disminuido, así como el porcentaje de pérdidas de potencia de 13.72% a 5.02% y energía de 9.88% a 3.84%.

Tabla 11 Comparativo de pérdidas técnicas totales.

Comparativo Subestación HI0032			
		Valor Inicial	Valor Final
Pérdidas totales			
Potencia activa (SP)	kW	351.3	232.83
Demanda + Pérdidas	kW	422.1	255.12
Total de potencia	%	13.72	5.02
Total de energía	%	9.88	3.84
Pérdidas en líneas AP y SP			
Potencia en líneas de servicio particular	kW	57.9	12.84
Potencia en líneas de alumbrado público.	kW	11.6	9.272
Potencia en líneas de alumbrado y servicio particular	%	13.72	5.02
Energía en líneas de alumbrado y servicio particular	%	9.41	3.34
Pérdidas en acometidas			
Potencia en acometidas	kW	0.9913	0.4849
Potencia en acometidas	%	0.23	0.19
Energía en acometidas	%	0.16	0.13
Pérdidas en medidores			
Potencia en medidores	kW	0.7117	0.5368
Potencia en medidores	%	0.17	0.21
Energía en medidores	%	0.31	0.37

Fuente: Elaboración propia.

Al realizar el flujo de carga para determinar el porcentaje de pérdidas en los circuitos simulados como son el B (B α y Z), C (C α y U), E (E α y Y). En la figura 44 se aprecia la nueva distribución de clientes por circuito, se observa que el circuito "C" es el que tiene mayor número de clientes comunes antes de la simulación seguido del "B" y "E" respectivamente, luego de la simulación se han re distribuido quedando el "C α " con mayor numero así mismo el mayor número de clientes mayores en baja tensión lo tiene el circuito "Z".

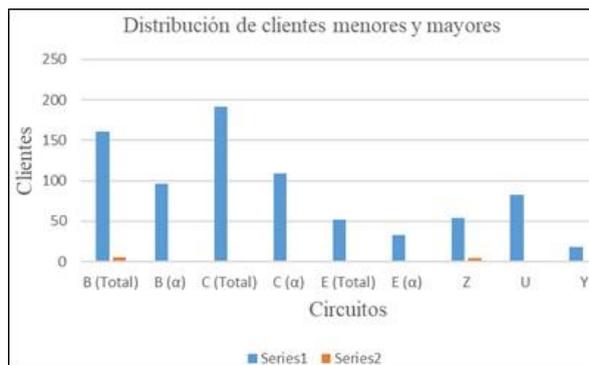


FIGURA 44 Distribución de clientes por circuito después de simulación

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 19 se aprecia el detalle de la disminución de las pérdidas de potencia y energía de los circuitos simulados y los valores en porcentaje con respecto a su estado original, de los circuitos trabajados pertenecen a la subestación HI0032 el circuito “Bα” presenta pérdidas totales de potencia del 3.61 % y energía del 2.94 %, el circuito “Cα” valores de pérdidas de potencia del 5.02% y perdidas de energía del 3.8 % en el circuito “Eα” pérdidas de potencia en porcentaje de 3.96% y en energía de 3.08 %.

Se aprecia en dicha tabla las pérdidas de energía y potencia en el circuito “Z” 2.36 % y 2.05 % el cual se conecta a la subestación HI0032-I y los circuitos “U” con pérdidas de energía y potencia de 7.61 % y 5.45 % y finalmente el circuito “Y” con 3.4 % y 2.98 % conectados a la subestación HI0032-II.

En los circuitos habilitados como nuevos el porcentaje de las pérdidas de energía no sobrepasan el 5.45 %.

Tabla 12 Pérdidas técnicas de energía en circuitos críticos después de simulación con software DAP.

Pérdidas técnicas por circuito subestación HI0032											
Subestación		HI0032						HI0032-I	HI0032-II	HI0032-II	
Circuito Original		B		C		E		B	C	E	
Circuitos derivados		B (total)	B (α)	C (total)	C (α)	E (total)	E (α)	Z	U	Y	
Clientes comunes	U	161	106	192	109	52	34	55	83	18	
Clientes mayores	U	5	1	1	1	1	0	4	0	1	
Distancia de red de baja tensión	Km	1.57	1.06	1.23	0.95	1	0.81	0.5	0.29	0.3	
Pérdidas totales											
Potencia activa (SP)	kW	66.13	36.83	110.79	54.89	65.68	16.23	29.3	53.77	35.41	
Potencia reactiva	Kvar	27.85	15.55	46.94	23.13	31.47	6.91	12.3	22.9	18.57	
Demanda + Pérdidas	kW	75.23	40.8	131.91	60.12	100.02	19.36	32.27	58.39	37.44	
Total de potencia	%	5.85	3.61	14.15	5.02	31.21	3.96	2.36	7.61	3.4	
Total de energía	%	4.41	2.94	10.06	3.8	23.21	3.08	2.05	5.45	2.98	
Pérdidas en líneas AP y SP											
Potencia en líneas de servicio particular	kW	4.3986	1.4725	18.66	3.0199	31.22	0.766	0.7624	4.4463	1.2735	
Potencia en líneas de alumbrado y servicio particular	%	5.85	3.61	14.15	5.02	31.21	3.96	2.36	7.61	3.4	
Energía en líneas de alumbrado y servicio particular	%	3.92	2.4	9.7	3.34	22.89	2.66	1.57	5.08	2.24	
Pérdidas en acometidas											
Potencia en acometidas	kW	0.1318	0.0655	0.2116	0.1082	0.3741	0.0304	0.0692	0.0981	0.3419	
Potencia en acometidas	%	0.18	0.16	0.16	0.18	0.37	0.16	0.21	0.17	0.91	
Energía en acometidas	%	0.12	0.11	0.11	0.12	0.27	0.11	0.14	0.11	0.6	
Pérdidas en medidores											
Potencia en medidores	kW	0.1833	0.1115	0.2348	0.1304	0.1027	0.0386	0.0721	0.1004	0.0606	
Potencia en medidores	%	0.24	0.27	0.18	0.22	0.1	0.2	0.22	0.17	0.16	
Energía en medidores	%	0.4	0.45	0.29	0.35	0.14	0.33	0.35	0.28	0.16	
HI0032 Subestación de distribución existente				Circuito "B" (Total) Circuitos "B α " y "Z" (Derivados)							
HI0032-I Subestación de distribución proyectada en simulación				Circuito "C" (Total) Circuitos "C α " y "U" (Derivados)							
HI0032-II Subestación de distribución proyectada en simulación				Circuito "E" (Total) Circuitos "E α " y "Y" (Derivados)							

Fuente: Elaboración propia.

3.5.8. Estado final del factor de utilización en transformadores existentes (HI0032) y propuestos (HI0032-I y HI0032-II).

En la tabla 20 se observa los valores del factor de utilización antes y después de la simulación en el transformador de 500 kVA de la subestación HI0032 además de una simulación con un transformador de 315 kVA que sería lo óptimo para este caso porque se tendría un factor de utilización de 0.7 ya que utilizando el transformador inicial se tendría un valor de 0.45.

Tabla 20 Factor de utilización del transformador después de simulación DAP10.

Factor de utilización de subestación HI0032 AMT - TSU0010				
Item	Und.	Potencia antes de simulación	Potencia después de simulación	Reemplazo óptimo del transformador
1	kW	336.87	218.39	218.39
Total	kW	336.87	218.39	218.39
Total	kVA	344	223	223
PI	kVA	500	500	315
FU		0.69	0.45	0.70

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 21 se obtiene un valor de factor de utilización de 0.6 para el transformador de 50 kVA proyectado como subestación monoposte HI0032-I desde donde se conectará el circuito "Z".

Tabla 21 Factor de utilización del transformador HI0032-I simulación DAP10.

Factor de utilización de subestación HI0032-I TSU0010		
Item	UND	Después de simulación
Circuito "Z"	kW	29.3
Total	kW	29.3

Total	kVA	30
PI	kVA	50
FU		0.60

Fuente: Elaboración propia.

Así mismo en la tabla 22 se obtiene un valor de factor de utilización de 0.91 para el transformador de 100 kVA proyectado como subestación barbotante biposte HI0032-II desde donde se conectará los circuitos “Y” y “U”.

Tabla 22 Factor de utilización del transformador HI0032-II simulación DAP10.

Factor de utilización de subestación HI0032-II TSU0010		
Item	UND	Después de simulación
Circuito "Y"	kW	35.41
Circuito "U"	kW	53.77
Total	kW	89.18
Total	kVA	91
PI	kVA	100
FU		0.91

Fuente: Elaboración propia.

3.6. Justificación de la potencia instalada propuesta en la simulación.

Se realizó la proyección de la energía y la potencia para cada una de las propuestas antes y después de la simulación valorando un crecimiento vegetativo de estos sin considerar el ingreso de cargas importantes.

Se obtuvo en la tabla 23 para la subestación HI0032 antes de la simulación valores hasta el año 2027 con una potencia aparente de 464 kVA que no supera la potencia instalada de 500 kVA, el punto crítico en este escenario es la saturación de las redes de baja tensión trabajada mediante el software de flujo de potencia.

Tabla 23 Crecimiento de la energía en 10 años HI0032 antes de simulación.

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Energía al año	1845060.80	1898936.58	1954385.52	2011453.58	2070188.03	2130637.52	2192852.13	2256883.41	2322784.41	2390609.71
Potencia (Kw)	210.62	216.77	223.10	229.62	236.32	243.22	250.33	257.64	265.16	272.90
P. Max. (Kw)	351.04	361.29	371.84	382.70	393.87	405.37	417.21	429.39	441.93	454.83
P. Aparente(kva)	358.20	368.66	379.43	390.51	401.91	413.65	425.72	438.15	450.95	464.12
PI. Transformado	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 24 se observa un escenario para la subestación HI0032 con un transformador de 315 kVA, de acuerdo a las tablas de fabricación de transformadores obteniéndose valores en diez años de una demanda de 267.28 kVA, no superando dicha potencia instalada en la subestación.

Tabla 24 Crecimiento de la energía en 10 años HI0032 después de simulación.

Trafo HI0032	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Energía al año	1147857.84	1181375.289	1215871.447	1251374.894	1287915.041	1325522.16	1364227.41	1404062.8	1445061.5	1487257.3
Potencia (Kw)	131.03	134.86	138.80	142.85	147.02	151.32	155.73	160.28	164.96	169.78
P. Max. (Kw)	218.39	224.77	231.33	238.09	245.04	252.19	259.56	267.14	274.94	282.96
P. Aparente(kva)	222.85	227.39	232.04	236.77	241.60	246.53	251.57	256.70	261.94	267.28
PI. Transformado	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 25 se observa un escenario para la subestación HI0032-I después de la simulación con software con un transformador de 50 kVA, obteniéndose valores en diez años de una demanda de 35.86 kVA, no superando dicha potencia instalada en la subestación.

Tabla 25 Crecimiento de la energía en 10 años HI0032-I.

Trafo HI0032-I	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Energía al año	154000.8	158497.62	163125.75	167889.03	172791.39	177836.89	183029.73	188374.20	193874.73	199535.87
Potencia (Kw)	17.58	18.09	18.62	19.17	19.73	20.30	20.89	21.50	22.13	22.78
P. Max. (Kw)	29.30	30.16	31.04	31.94	32.88	33.84	34.82	35.84	36.89	37.96
P. Aparente(kva)	29.90	30.51	31.13	31.77	32.41	33.08	33.75	34.44	35.14	35.86
PI. Transformado	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 26 se observa un escenario para la subestación HI0032-II después de la simulación con software con un transformador de 100 kVA, obteniéndose

valores en diez años de una demanda de 109.15 kVA, superando dicha potencia instalada en la subestación en el año 2023 donde se tendrá que evaluar la sobrecarga hacia el 2027 del 10%.

Tabla 26 Crecimiento de la energía en 10 años HI0032-II.

Trafo HI0032-II	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Energía al año	468730.08	482417.00	496503.57	511001.48	525922.72	541279.67	557085.03	573351.91	590093.79	607324.53
Potencia (Kw)	53.51	55.07	56.68	58.33	60.04	61.79	63.59	65.45	67.36	69.33
P. Max. (Kw)	89.18	91.78	94.46	97.22	100.06	102.98	105.99	109.09	112.27	115.55
P. Aparente(kva)	91.00	92.86	94.75	96.69	98.66	100.67	102.73	104.82	106.96	109.15
PI. Transformado	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Fuente: Elaboración propia.

3.7. Viabilidad económica de las propuestas de la simulación.

3.7.1. Valorización de la inversión.

La valorización de las inversiones para los trabajos planteados en la simulación como alternativa de solución en las redes primaria, secundarias y subestaciones, incluyen materiales, su montaje, costos de transporte, gastos generales directos e indirectos, así como el margen económico de la propuesta, para garantizar su margen económico, cuyo monto asciende a S/ 103,011 en total.

Tabla 27 Resumen general de inversión de la propuesta.

Resumen general de la inversión				
Descripción	Red primaria	Subestaciones	Red secundaria	Total general
1.0 Suministro de Materiales	12,927	38,763	4,159	55,850
2.0 Montaje Electromecanico Redes	12,865	10,968	7,949	31,782
6.0 Transporte	433	1,299	139	1,871

7.0 Gastos Generales				
Directos	2,122	4,128	991	7,241
Gastos Generales Indirectos	263	512	123	897
Utilidades	1,573	3,062	735	5,370
Total general S/.	30,183	58,732	14,096	103,011

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, en la tabla 28 se aprecia la potencia para el cálculo de la inversión 150 kW mientras que la demanda actual es 88.2 kW.

Tabla 28 Demanda general actual.

Potencia nominal kVA	Potencia kW	Demanda kW
100	98	58.8
50	49	29.4
Demanda total		88.2

Fuente: Elaboración propia.

Se ha calculado en la tabla 29 la potencia total instalada en baja tensión de 150 Kw, en energía 13,500 kWh y un margen de 4,725 así como los valores de venta y de compra de energía, se considera un factor de carga de 0.6.

Tabla 29 Potencia total instalada.

Escenario:	BT	MT	
Potencia	150		kW
FC	0.6		
Energía	13,500		kWh

Margen	4,725	1,350	Soles
PM_Venta BT	0.65		S//kWh
PM_Venta MT	0.4		S//kWh
PM_Compra	0.3		S//kWh

Fuente: Elaboración propia.

Para la evaluación económica de la propuesta se ha considerado un escenario de 8 años, en los cuales se tiene la inversión inicial de S/ 103,011 con valores para redes en baja tensión dentro del área de concesión de Hidrandina S.A. con una tasa de promedio de 12% con la que se evalúan los proyectos del sector eléctrico.

3.7.2. Valor actual neto (VAN).

El proyecto con los parámetros expuestos anteriormente se obtiene un valor actual neto de S/ 127.482 luego de haber recuperado la inversión inicial para un plazo de 8 años, cubriendo los costos de operación y mantenimiento anuales.

3.7.3. Tasa interna de retorno (TIR).

La tasa interna de retorno que devuelve el proyecto es de 42.4 % superior a la tasa de evaluación de 12% con lo cual se confirma su rentabilidad.

3.7.4. Periodo de recuperación (Pay back).

Con los datos ingresados se obtiene una Pay back de 4.16 años, tiempo menor al del proyecto de 8 años.

La inversión está diseñada para una duración de aproximadamente 20 años, la misma que soportará un crecimiento de la demanda en la zona de influencia del proyecto brindando un mejor servicio a los usuarios.

Tabla 30 Evaluación económica.

EVALUACIÓN ECONÓMICA					
Tarifa	:	BT			
Sector Típico	:	2			
Area de concesión	:	Si			
Consideraciones:	:				
		Mayor cobertura eléctrica y ventas			
		Cientes por atender	:	1	
		Demanda	:	150 kW	
DETALLE DE CALCULO					
Inversión		S/. 103,011		31,892	US\$
Total				dólar	Anual
Ingresos			soles-mes	3.23	
Ventas en MT/ BT					
Venta-Compra en MT - Lq					
Margen S/			4,725		
		10.00%	tasa descuento =	12%	
Inversion (VNR) - S/.	COyM	Margen	Neto	Acum	Año
0	103,011		-103,011		
1	10,301	56,700	46,399	-56,612	2,019
2	10,301	56,700	46,399	-10,214	2,020
3	10,301	56,700	46,399	36,185	2,021
4	10,301	56,700	46,399	82,584	2,022
5	10,301	56,700	46,399	128,983	2,023
6	10,301	56,700	46,399	175,382	2,024
7	10,301	56,700	46,399	221,781	2,025
8	10,301	56,700	46,399	268,180	2,026
9	10,301	56,700	46,399	314,578	2,027
		VAN	127,482		
		TIR	42.4%		
		PAY BACK	4.16		
		B/C	1.24		

Fuente: Elaboración propia.

3.7.5. Beneficio costo (B/C).

Con la actualización de los beneficios y los costos se obtiene un parámetro de 1.24 de relación beneficio costo, para el escenario de 8 años.

3.7.6. Justificación del financiamiento del proyecto.

De acuerdo a lo mostrado en la tabla 30, con los resultados expuestos en la evaluación económica se concluye que la inversión se justifica asegurando a la concesionaria su recuperación, base de sustento para la búsqueda de financiamiento del proyecto a través de fondos a los que la empresa puede acceder con las entidades del sector financiero, mejorar la calidad del servicio y la reducción de pérdidas técnicas.

IV. DISCUSIÓN

De lo expuesto en el presente trabajo de tesis se obtiene que:

La infraestructura inicial, compuesta por los elementos eléctricos del subsistema de distribución de la subestación HI0032, fue corroborada como la potencia del transformador de 500 kVA, con una tensión de salida en el secundario de 230 V. En algunos casos se actualizo datos de totalizadores, kilómetros de redes de baja tensión, postes, conductores calibres. Así mismo se coincide con Aguilar (1996) “para valorar las pérdidas, dependen principalmente de la precisión de los contadores o medidores de energía y los transformadores de corriente y voltaje para medición indirecta” verificando en campo los datos de la relación de los transformadores de corriente de 800/5 de los medidores totalizadores de energía y comparando con el sistema Balance NGC.

El diagrama unifilar fue actualizado en cuanto a la cantidad, la denominación y el recorrido de circuitos. Se presentaron dificultades con el proceso de identificación de clientes o cargas, puesto que no coincidían la cantidad existente de 660 clientes con lo reportado en el sistema Optimus NGC el cual indicaba 673 clientes, por lo que el balance se apreciaba con valores negativos -4.64%.

Como indica Cañar Santiago (2007) se tiene coincidencias en donde describe la importancia de mantener actualizada la base de datos de la red, su topología e información de cargas en diferentes puntos de la misma y así evitar errores al momento de realizar el proceso de balance de pérdidas de energía y mejora de la caída de tensión.

En nuestra investigación, se tuvo que los 13 clientes identificados no pertenecen a la subestación en estudio, pero si a subestaciones aledañas haciendo estos suministros en suma un total de 18427 kWh concordando con Aguilar (1996) sobre la importancia de realizar los balances de pérdidas de energía de manera mensual, para así minimizar los errores por transferencias de carga no registradas entre circuitos de la misma subestación o circuitos de otras subestaciones de distribución.

La reformulación y distribución de las cargas permitieron obtener un índice de pérdidas de energía y caídas de tensión reales en base a los cuales se hizo la propuesta para la mejora con la aplicación de software.

Se tienen 3 suministros de clientes o cargas las cuales han sido monitoreadas con equipos analizadores de redes en circuitos diferentes (B, C, E), las cuales se encuentran con valores de sobretensión y subtensión, de acuerdo a su ubicación en el circuito, debido a esto los montos de compensación anual ascienden a 96 dólares al año, pero la tendencia es a incrementarse de acuerdo a lo visto en la figura N° 26.

Se realizaron tomas de carga en horas punta la barra de salida del tablero de distribución con equipos de lectura instantáneos tales como la pinza amperimétrica, obteniéndose valores de tensión de 233 V y de corriente 766 A, con un estimado de máxima demanda de 275 kVA. A diferencia del registro del analizador de potencia se tienen valores con más detalle como valores mínimos de voltaje 230 V y máximos de 248 V, en corriente valores mínimos en fase R de 271 A y máximos en la fase S de 882 A, dando como máxima demanda 343.5 kVA. Esto se debe a que con el analizador de potencias se verifico los parámetros por un periodo de 7 días a intervalos de 15 minutos las variaciones de los parámetros eléctricos.

Los parámetros eléctricos obtenidos con los equipos tales como factores de carga, potencias, pérdidas de energía, así como niveles de tensión en barra, fueron ingresados al software DAP 10 para obtener resultados de porcentajes de caídas de tensión (mala calidad), donde se analizaron los siete circuitos (A, B, C, D, E, F, G), hallando que en tres de estos, B, C, E, las lecturas de potencia fueron de 66.13 kW, 110.79 kW, 65.6 kW, con caídas de tensión de 5.1%, 16.6% y 17.1%, respectivamente, son valores fuera de lo estipulado en la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos.

En lo que respecta a las pérdidas técnicas de energía una vez realizado el flujo de potencia se observaron valores totales con pérdidas de potencia de 57.9 kW y pérdidas de energía en 9.88%. A su vez, se obtuvo un reporte por circuito en líneas, acometidas y medidores, básicamente, donde se aprecia las pérdidas técnicas de energía 4.41%, 10% y 23.3% en los circuitos con mayor caída de tensión (B, C, E) respectivamente, por lo cual es necesario propuestas para nuevas inversiones y así reducir los valores de las pérdidas de energía y mejorar el nivel de tensión a los usuarios.

Una vez realizado el análisis en los circuitos críticos, se plantea soluciones como la transferencia de carga o potencia hacia dos subestaciones implementadas como nuevos centros de carga HI0032-I y HI0032-II determinándose con ayuda de cálculos y simulaciones con el software, en los circuitos desde los tramos donde deben realizar la transferencia, teniendo en cuenta la potencia el calibre de los conductores y el tipo de carga. Del circuito B se transfiere una potencia de 29.3 kW y queda con una potencia de 36.83 kW denominándose circuito B α disminuyendo las pérdidas de energía a 2.94% con una caída de tensión de 0.6%. El circuito al cual se transfirió las cargas, denominado con la letra Z se conectó a la subestación propuesta HI0032-I, con pérdidas en porcentaje de 2.94% y con una caída de tensión en su tramo más crítico de 0.9%.

De la simulación del circuito C se transfiere una potencia de 53.7 kW y queda con una potencia de 54.8 kW denominándose circuito C α disminuyendo las pérdidas de energía a 3.8% con una caída de tensión de 3.95% el circuito al cual se transfirió la carga, denominado con la letra U se conectó a la subestación propuesta HI0032-II, con pérdidas en porcentaje de 5.45% y con una caída de tensión en su tramo más crítico de 3.91%.

En el circuito E se propuso transferir de acuerdo a los valores obtenidos en el flujo de carga una potencia de 35.4 kW y queda el circuito con 16.2 kW denominándose circuito E α disminuyendo las pérdidas de energía a 3.08% con una caída de tensión de 0.79% el circuito al cual se transfirió las cargas denominado con la letra Y se conectó a la subestación propuesta HI0032-II, con pérdidas en porcentaje de 2.98% y con una caída de tensión en su tramo más crítico de -2.6%, este proceso de obtención de valores utilizando flujos de carga concuerda con lo mencionado con Jiménez (2005) donde indica la importancia de la estimación del cálculo de perdidas logrando modelamientos de la red eléctrica con ayuda de programas como el CYMDIST (Canadá) u otro software existente en el mercado.

En lo que respecta a los factores de utilización de las tres subestaciones HI0032, HI0032-I y HI0032-II están dentro de los márgenes de operatividad que recomienda los fabricantes excepto el de la HI0032 que actualmente cuenta con una potencia instalada de 500 kVA y por el presente estudio se plantea reducir dicha potencia a 315 kVA.

V. CONCLUSIONES

Realizando el desarrollo de los objetivos del trabajo de tesis se extraen las siguientes conclusiones:

Se corroboró datos del levantamiento y actualización de información del Sub sistema de distribución en la S.E. HI0032 como la potencia instalada del transformador de 500 kVA, 3/220 V, además de los sistemas de medición totalizadores del tipo electromecánico y transformadores de corriente de 800/5 y circuitos con conductor subterráneo tipo NKY, con calibres de 10 mm² hasta los 120 mm², así como el sistema de información donde se verifica la tasa del crecimiento anual en energía de 2.92%, adicionalmente se obtuvo la compensación anual por mala calidad de nivel de tensión de 96, 2 dólares.

La actualización del diagrama unifilar del tablero general y del recorrido de los circuitos se realizó con AutoCAD, donde se detallan los 7 circuitos existentes y la identificación de clientes por circuito, llegándose a ubicar, en campo, 660 clientes en baja tensión, este proceso es indispensable para realizar el balance de energía.

Se elaboró una base de parámetros eléctricos del subsistema de distribución con ayuda del analizador de redes donde se determinó una máxima demanda de 336.87 kW, una demanda promedio de 202.63 kW, un factor de potencia de 0.98 y un factor de carga típico de sectores urbano comerciales de 0.6, y a su vez un factor de pérdidas de 0.39, estos valores son necesarios para ser ingresados al software de flujo de potencia.

Se obtuvo del uso del software DAP aplicados a los circuitos totales e individuales de distribución, valores totales de pérdidas de potencia de 57.9 kW, que representa en energía el 13.72%. En acometidas se obtuvo 0.9913 kW con un porcentaje de pérdidas de energía de 0.16%. En medidores obtuvimos 0.7117 kW con un porcentaje de pérdidas de energía de 0.31%. A su vez se tuvo valores de caída de tensión críticos en tres circuitos entre los que destaca el circuito "E" con porcentajes de caída de tensión de 17%.

Con el uso del software en los circuitos "B", "C" y "E" se elaboró propuestas y procesos para la mejora de éstos; los cuales mediante una simulación de transferencias de carga se logró reducir el porcentaje de pérdidas técnicas de

energía en el circuito B de 3.94% a un valor final ($B\alpha$) de 2.4%, con porcentaje de caída de tensión de 5.9% a 0.6%. El circuito C de 9.7% a un valor final ($C\alpha$) de 3.3% con porcentaje de caída de tensión de 16.6% a 3.9%. Para el circuito E de 22.8% a un valor final ($E\alpha$) de 2.6% con porcentaje de caída de tensión de 17.1% a 0.79%, los cuales permiten la sustentabilidad de la venta de energía en el tiempo, ya que los valores obtenidos se encuentran dentro de lo permitido por la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos y lo requerido por el Osinergmín.

La valoración económica del proyecto plantea una mejora del subsistema de distribución, y la búsqueda de optimizar las inversiones cuyo estudio asegura el retorno de la inversión con su respectivo beneficio económico teniendo en cuenta que los valores obtenidos con la evaluación dan como resultado un VAN de 127,482, un TIR de 42.4 %, un Beneficio Costo de 1.24 y un período de recuperación de 4.16.

VI. RECOMENDACIONES

Considerando las conclusiones que se ha establecido, se propone las siguientes recomendaciones:

La empresa Hidrandina S.A. debe integrar un grupo de trabajo que le permita mantener la operación, actualización y planificación del crecimiento de sus redes e instalaciones eléctricas, la cual permita mantener la información tanto de campo y de los sistemas informáticos para trabajar los indicadores de pérdidas por S.E. y por elementos.

Adoptar un plan permanente de control y actualización de los diagramas unifilares ante los trabajos ejecutados por el área de mantenimiento que podrían influir en la gestión y reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas.

Aplicar un cambio tecnológico en la ingeniería con el uso de tecnología de análisis de potencia (equipos) los cuales brinden información de parámetros eléctricos en un tiempo determinado y con un detalle por circuito para la reducción de las pérdidas de energía.

Realizar simulaciones mediante herramientas computacionales (software de flujo de potencia) sobre el cambio de nivel de tensión a un sistema eléctrico 380/220 V con redes de baja tensión a 4 hilos en la cual se debe analizar el tipo de cargas trifásicas existentes a lo largo de la red permitiendo un mejor crecimiento y durabilidad de las redes.

En trabajos futuros se puede complementar con incluir reportes o registros de clientes sobre mala calidad de tensión en los diferentes circuitos de la subestación.

Evaluar mediante un trabajo de campo el cambio de topología a redes aéreas y su impacto en la población por cuanto la zona es residencial, este tipo de redes permiten una mejor supervisión para los programas de control de pérdidas de energía y mayor facilidad a trabajos de transferencias de carga por mantenimientos y reparaciones en el sistema eléctrico.

VII. Bibliografía

- Aguilar Palma, E. N. (1996). *Metodología para la estimación y control de pérdidas eléctricas y su aplicación en el sistema eléctrico de Guatemala*. Guatemala.
- Alexander, Sharpe, Bailey, G. (2003). *Fundamentos de Inversiones Teoría y Práctica*. Mexico: Prentice - Hall de Pearson Educación.
- Apaza Meza, M. (2010). *Consultor económico financiero, 1era ed.* Perú: Editorial Instituto Pacífico SAC. ISBN: 978 – 9972 -234– 70-5.
- Aracena, Aguirre, P. (2016). *Sistema para Diagnóstico Redes de Baja Tensión*. Chile.
- Brealy, & Myers, R. (2003). *Principios de Finanzas Corporativas*. España: Mc Graw - Hill.
- Cañar, S. (s.f.). *Calculo detallado de pérdidas en sistemas eléctricos*.
- Casa, y Sunchá. (2009). *Control y Reducción de pérdidas no técnicas de energía mediante el Balance de Energía por Transformador en 19 sectores de la provincia de Cotopaxi designados por Elepco S.A.* Cotopaxi - Ecuador.
- Castro Luera, Florian Castro, M. (2016). *Programa de Reducción y Control de Pérdidas no técnicas en el alimentador CHS32 - 7ma Sur De la Empresa Hidrandina - Chimbote*. Chimbote.
- DGE - MEM. (1997). Aprobada por Decreto Supremo N° 020 – 97- EMCalidad de Producto. *Norma Técnica de Calidad Servicios Eléctricos*. Lima , Perú: Título quinto, Calidad de Producto.
- Espinoza y Beltrán. (2016). *Mejoramiento del Sistema Eléctrico de la Ciudad de Puerto Maldonado en Media Tensión*. Cuzco.
- García, Trasanco, J. (2010). *Instalaciones Eléctricas en Baja y Media Tensión*.
- Grainger y Stevenson, W. (1996). *Análisis de sistemas de potencia*. Mexico: Mc.Graw-Hill.
- Hernández, Sampieri, R. (1998). *Metodología de la Investigación*. Mexico: Mc Graw - Hill.
- Jiménez. (2005). *Metodología para la estimación de pérdidas técnicas en una red de distribución de energía eléctrica*. Lima.
- Martin, J. R. (1992). *Diseño de Sub Estaciones Eléctricas*. Mexico: Mc Graw - Hill.
- MEM, D. . (2011). *Código Nacional de Electricidad - Suministro: R.M. n° 214-2011- MEM/DM*. Lima.
- Mujal Rosas, R. (2002). *Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Barcelona.
- Ochoa, Méndez, A. E. (2010). *Estudio para determinar las pérdidas de Energía del Alimentador 124 pertenientes al Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Azogues*. Cuenca - Ecuador.
- Olade. (1993). *Manual Latinoamericano y del Caribe Para Control de Pérdidas Eléctricas*. Quito.
- Osinergrmin. (2004). *Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos*. Lima: Resolución Consejo Directivo Osinergrmin N° 074-2004-OS/CD.
- Osinergrmin. (2017). *Evaluación Ex post del impacto de la Regulación de las Pérdidas de Energía en el Perú*. Lima: Gerencia de Política y Análisis Económico GPAE.

Ramirez, Castaño, S. (2004). *Redes de Distribución de Energía*. Colombia.

Sarzo Miranda, M. (2007). *Proyectos de Electrificación*. Peru: Megabyte SAC.

Toledano y Sanz, J. L. (2013). *Instalaciones de Distribución. 2da ed.* España: Editorial Paraninfo
ISBN 978-84-283-95-63-2.

www.df-sa.es. (s.f.). Obtenido de <http://www.df-sa.es/documentacion/>

www.distribucion.webnode.com.co. (s.f.). Obtenido de
<https://distribucion.webnode.com.co/topologias-de-las-redes-de-distribucion/>

www.distriluz.com.pe. (s.f.). Obtenido de http://www.distriluz.com.pe/hidrandina/01_empresa

www.ferreteriavidri.com. (s.f.). Obtenido de
<https://ferreteriavidri.com/images/items/large/29534.jpg>

www.fluke.com. (s.f.). Obtenido de <http://www.fluke.com/fluke/pees/products/Calidad-Energia>

www.imagenes.mailxmail.com. (s.f.). Obtenido de
http://imagenes.mailxmail.com/cursos/imagenes/5/1/transformador-hermetico-transformador-en-seco-resina-epoxi_24015_12_1.jpg

www.integras.mx. (s.f.). Obtenido de <http://integras.mx/wp-content/uploads/2015/07/S300715.pdf>

www.prezi.com. (s.f.). Obtenido de <https://prezi.com/ykecn-da6kbz/estructura-del-sector-electrico-mayo-2015/>

ANEXOS

Anexo N° 1: Tabla de flujo de carga en situación inicial circuito "B".

Reporte de flujo de carga en el circuito "B" de la subestación HI0032 del AMT TSU010 (situación inicial)																				
Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	i_1	i_2	i_3	kw1	kw2	kw3	kvar1	kvar2	kvar3	kw	kvar	Caída_v
300075154	40.2	300066542	300066541	0.0060823	0.0046712	0.3075	CU	3X150	162.08	207.11	203.63	19.79	25.25	24.79	8.37	10.75	10.67	69.83	29.79	-3.23
300075156	35.4	300066541	300066548	0.005356	0.0041135	0.2708	CU	3X150	155.23	200.59	201.27	18.80	24.21	24.25	7.89	10.22	10.35	67.26	28.46	-2.28
300075158	12.4	300066548	300066549	0.0018761	0.0014409	0.0949	CU	3X150	145.81	189.72	187.60	17.50	22.69	22.40	7.43	9.51	9.50	62.58	26.44	-1.97
300075178	7.1	B	300066542	0.0010742	0.0000825	0.0543	CU	3X150	162.08	207.11	203.63	19.82	25.30	24.83	8.39	10.79	10.70	69.95	29.88	-4.35
300075461	21.49	300066559	300066560	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.91
300075465	5.46	300066553	300052231	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.33
300075619	29.1	300052183	300052184	0.0644652	0.0052555	0.2226	CU	3X10	8.64	19.53	9.08	1.02	2.22	1.05	0.43	0.93	0.44	4.29	1.81	1.78
300075623	29.5	300052184	300052185	0.0653514	0.0053277	0.2257	CU	3X10	4.08	6.32	3.37	0.48	0.71	0.39	0.20	0.30	0.16	1.58	0.67	2.01
300075636	15.03	300052181	300066557	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.91
300075640	27.56	300066557	300066559	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.91
300075656	30.8	300052199	300052178	0.0682312	0.0055625	0.2356	CU	3X10	22.24	15.01	22.98	2.66	1.78	2.73	1.10	0.75	1.14	7.17	2.99	-0.56
300075660	30.8	300052178	300052179	0.0682312	0.0055625	0.2356	CU	3X10	16.87	6.00	7.31	1.99	0.71	0.86	0.83	0.30	0.36	3.56	1.49	-0.04
300075663	35.79	300052179	300052180	0.0792856	0.0064637	0.2738	CU	3X10	14.49	1.73	7.31	1.70	0.20	0.85	0.71	0.09	0.36	2.75	1.16	0.43
300075666	6.65	300066550	300052181	0.0147317	0.001201	0.0509	CU	3X10	15.03	35.98	22.37	1.79	4.27	2.65	0.75	1.74	1.10	8.71	3.60	-0.91
300075671	28.06	300052181	300052182	0.0621613	0.0050676	0.2147	CU	3X10	15.03	35.98	22.37	1.79	4.25	2.64	0.75	1.74	1.10	8.68	3.59	0.23
300075680	28.9	300052182	300052183	0.0640222	0.0052193	0.2211	CU	3X10	8.64	32.74	17.75	1.02	3.79	2.07	0.43	1.58	0.87	6.88	2.87	1.18
300075684	26.8	300052195	300052196	0.0169162	0.0039771	0.205	CU	3X35	19.53	39.80	13.75	2.24	4.41	1.53	0.94	1.86	0.65	8.18	3.45	4.42
300075695	24	300052197	300066556	0.0531672	0.0043344	0.1836	CU	3X10	4.84	9.50	4.40	0.55	1.04	0.49	0.23	0.44	0.21	2.08	0.88	5.19
300075698	11.18	300066555	300052194	0.0070568	0.0016591	0.0855	CU	3X35	3.54	3.45	0.00	0.41	0.39	0.00	0.17	0.16	0.00	0.81	0.33	-4.55
300075704	9.02	300066554	300052191	0.0029008	0.0011735	0.069	CU	3X70	0.00	0.00	1.63	0.00	0.00	0.19	0.00	0.00	0.19	0.08	1.99	0.98
300075713	106	300066548	300066625	0.2348218	0.0191436	0.8109	CU	3X10	4.90	10.78	12.03	0.59	1.29	1.44	0.25	0.54	0.60	3.32	1.38	-0.66
300075717	11.32	300066549	300052199	0.0250772	0.0020444	0.0866	CU	3X10	22.24	15.01	22.98	2.67	1.79	2.74	1.10	0.75	1.14	7.20	3.00	-1.59
300075743	17	300052198	300066555	0.0107304	0.0025228	0.1301	CU	3X35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
300075746	10.4	300066555	300052195	0.0065645	0.0015434	0.0796	CU	3X35	19.53	39.80	13.75	2.24	4.42	1.53	0.94	1.86	0.65	8.19	3.45	4.09
300075823	35.1	300066549	300066550	0.0053106	0.0040786	0.2685	CU	3X150	123.57	174.71	164.62	14.78	20.83	19.59	6.29	8.71	8.31	55.21	23.31	-1.18
300076002	45	300066562	300066565	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.91
300076008	42.1	300066565	300066566	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.91
300076028	40.77	300066547	300052192	0.0131116	0.0053042	0.3119	CU	3X70	37.69	69.94	69.34	4.37	7.99	7.88	1.85	3.24	3.28	20.24	8.37	2.97
300076046	25	300066559	300066561	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.91
300076048	29	300066561	300066562	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.91
300076049	47.2	300066562	300066563	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.91
300076053	49.3	300066563	300066564	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.91
300076236	10.5	300066554	300066546	0.0033768	0.0013661	0.0803	CU	3X70	41.73	79.99	77.03	4.85	9.16	8.79	2.05	3.74	3.66	22.80	9.45	2.18
300076237	8.52	300066546	300066547	0.00274	0.0011085	0.0652	CU	3X70	37.69	69.94	69.34	4.37	8.00	7.90	1.85	3.25	3.28	20.27	8.38	2.31
300076255	59.74	300052192	300052193	0.0192124	0.0077722	0.457	CU	3X70	27.74	59.08	42.50	3.20	6.70	4.79	1.35	2.70	2.00	14.69	6.05	3.67
300076258	23.8	300052193	300052198	0.0076541	0.0030964	0.1821	CU	3X70	24.23	41.37	13.75	2.79	4.62	1.53	1.18	1.94	0.65	8.94	3.77	3.84
300076265	14	300066552	300052188	0.0088368	0.0020776	0.1071	CU	3X35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.21
300076270	12	300066551	300066553	0.0038592	0.0015612	0.0918	CU	3X70	61.36	90.43	101.15	7.23	10.58	11.80	3.06	4.34	4.93	29.61	12.33	0.33
300076280	5.66	300066553	300066544	0.0018203	0.0007364	0.0433	CU	3X70	61.36	90.43	101.15	7.22	10.55	11.77	3.05	4.33	4.92	29.53	12.29	0.46
300076283	42	300066544	300052190	0.0135072	0.0054642	0.3213	CU	3X70	61.36	90.43	101.15	7.21	10.53	11.75	3.05	4.32	4.91	29.49	12.28	1.43
300076286	26.2	300052190	300066545	0.0084259	0.0034086	0.2004	CU	3X70	50.60	80.84	79.77	5.90	9.32	9.16	2.50	3.81	3.82	24.39	10.12	1.92
300076298	3.4	300066545	300066554	0.0010934	0.0004423	0.026	CU	3X70	41.73	79.99	78.67	4.85	9.17	8.98	2.05	3.75	3.74	23.00	9.54	1.99
300076313	65.57	300066550	300066551	0.0099207	0.0076192	0.5016	CU	3X150	108.54	138.73	142.25	12.91	16.40	16.80	5.48	6.84	7.10	46.11	19.42	0.06
300076315	5.85	300066551	300066543	0.0036925	0.0008681	0.0448	CU	3X35	45.39	48.30	41.10	5.35	5.63	4.79	2.25	2.36	2.01	15.78	6.62	0.19
300076318	10.2	300066543	300052186	0.0064382	0.0015137	0.078	CU	3X35	45.39	48.30	41.10	5.35	5.62	4.79	2.24	2.36	2.01	15.76	6.61	0.42
300076320	68.4	300052186	300052187	0.0431741	0.0101506	0.5233	CU	3X35	44.91	48.30	41.10	5.28	5.61	4.78	2.22	2.35	2.01	15.66	6.58	1.96
300076322	21.3	300052187	300066552	0.0134446	0.0031609	0.1629	CU	3X35	18.37	25.39	27.23	2.12	2.90	3.12	0.90	1.22	1.32	8.14	3.44	2.21
300076325	52.3	300066552	300052189	0.0330118	0.0077613	0.4801	CU	3X35	18.37	25.39	27.23	2.12	2.89	3.11	0.90	1.22	1.31	8.11	3.43	2.84
300076333	51.5	300052189	300066558	0.0325068	0.0076426	0.394	CU	3X35	8.23	10.17	14.48	0.94	1.15	1.64	0.40	0.49	0.70	3.73	1.58	3.12
300083244	10	300066555	300052198	0.006312	0.001484	0.0765	CU	3X35	19.53	39.80	13.75	2.24	4.43	1.53	0.95	1.86	0.65	8.21	3.45	3.97
300098168	33.56	300052196	300115709	0.0211831	0.0049803	0.2567	CU	3X35	19.53	28.16	13.75	2.23	3.10	1.53	0.94	1.31	0.65	6.86	2.90	4.77
300098169	21.04	300115709	300052197	0.0132804	0.0031223	0.161	CU	3X35	17.56	19.82	9.95	2.00	2.17	1.10	0.85	0.92	0.47	5.27	2.23	4.94
300098170	46	300115709	300115707	0	0	0	AL		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.77
300098171	36	300115707	300115705	0	0	0	AL		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.77
300098172	33	300115705	300115704	0	0	0	AL		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.77
B	0.1	0	B	0.0000151	0.0000116	0.0008	CU	3X150	162.08	207.11	203.63	19.82	25.30	24.83	8.39	10.79	10.70	69.95	29.88	-4.55

Anexo N° 2: Tabla de flujo de carga en situación final circuito "B α".

Reporte de flujo de carga en el circuito "B α" de la subestación HI0032 del AMT TSU010 (situación final)																				
Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	i 1	i 2	i 3	kw1	kw2	kw3	kw1r1	kw2r2	kw3r3	kw	kw r	Caida v
300075154	40.2	300066542	300066541	0.0060823	0.0046712	0.3075	CU	3X 130	99.4	134.39	100.3	12.1893	13.9808	12.2546	5.0303	5.8984	5.1831	38.4247	16.1068	3.83
300075156	35.4	300066541	300066548	0.005336	0.0041135	0.2708	CU	3X 130	92.58	107.91	97.95	11.3009	13.1155	11.9088	4.6324	5.4984	5.0146	36.3252	15.1454	3.32
300075158	12.4	300066548	300066549	0.0018761	0.0014409	0.0949	CU	3X 130	83.22	97.16	84.45	10.0767	11.7531	10.222	4.2324	4.9091	4.2931	32.0518	13.4346	3.16
300075178	7.1	B	300066542	0.0010742	0.000825	0.0543	CU	3X 130	99.4	134.39	100.3	12.2	13.9945	12.265	5.039	5.904	5.1912	38.4595	16.1342	4.44
300075461	21.49	300066559	300066560	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.55
300075619	29.1	300052183	300052184	0.0644652	0.0052555	0.2226	CU	3X10	8.53	19.17	8.9	1.0147	2.2231	1.0498	0.4293	0.9333	0.4435	4.2876	1.8061	0.09
300075623	29.3	300052184	300052185	0.0653514	0.0053277	0.2257	CU	3X10	4.03	6.2	3.3	0.477	0.7114	0.3877	0.202	0.3012	0.164	1.5761	0.6672	0.32
300075636	15.03	300052181	300066557	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.55
300075640	27.56	300066557	300066559	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.55
300075656	30.8	300052199	300052178	0.0682312	0.0055625	0.2356	CU	3X10	22.04	14.83	22.65	2.6594	1.7837	2.7265	1.1035	0.7496	1.1428	7.1886	2.9959	1.77
300075660	30.8	300052178	300052179	0.0682312	0.0055625	0.2356	CU	3X10	16.72	5.92	7.2	1.9924	0.7066	0.8566	0.8327	0.2983	0.3608	3.5556	1.4918	1.26
300075663	35.79	300052179	300052180	0.0792856	0.0064637	0.2738	CU	3X10	14.36	1.71	7.2	1.6953	0.2031	0.8531	0.7133	0.0861	0.3605	2.7515	1.1599	0.79
300075666	6.65	300066550	300052181	0.0147317	0.001201	0.0509	CU	3X10	14.85	35.33	21.93	1.7903	4.2618	2.646	0.7512	1.7421	1.1022	8.6981	3.5955	2.55
300075671	28.06	300052181	300052182	0.0621613	0.0050676	0.2147	CU	3X10	14.85	35.33	21.93	1.787	4.2436	2.6389	0.7508	1.7407	1.1016	8.6495	3.5931	1.42
300075680	28.9	300052182	300052183	0.0640222	0.0052193	0.2211	CU	3X10	8.53	32.14	17.4	1.0194	3.7912	2.07	0.4297	1.5754	0.8701	6.8806	2.8752	0.5
300075713	306	300066548	300066525	0.2348218	0.0191436	0.8109	CU	3X10	4.86	10.66	11.88	0.5885	1.2896	1.4401	0.2465	0.5371	0.5988	3.3282	1.3824	1.71
300075717	11.32	300066549	300052199	0.0250772	0.0020444	0.0866	CU	3X10	22.04	14.83	22.65	2.6717	1.7893	2.7394	1.1045	0.7501	1.1439	7.2004	2.9985	2.78
300075823	35.1	300066549	300066550	0.0053106	0.0040786	0.2685	CU	3X 130	61.18	82.34	61.8	7.3925	9.9454	7.4688	3.1178	4.1454	3.1385	24.8067	10.4017	2.81
300076002	45	300066562	300066565	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.55
300076008	42.1	300066565	300066566	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.55
300076046	25	300066559	300066561	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.55
300076048	29	300066561	300066562	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.55
300076049	47.2	300066562	300066563	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.55
300076053	49.3	300066563	300066564	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.55
300076265	14	300066552	300052188	0.0088368	0.0020776	0.1071	CU	3X35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.28
300076313	65.57	300066550	300066551	0.0099207	0.0076192	0.5016	CU	3X 130	46.33	47.01	39.87	5.5823	5.6476	4.8027	2.3511	2.3757	2.0206	16.0326	6.7474	2.39
300076315	5.85	300066551	300066543	0.0036925	0.0008681	0.0448	CU	3X35	44.57	47.01	39.87	5.3502	5.6255	4.7868	2.2457	2.3388	2.0087	15.7625	6.6132	2.26
300076318	10.2	300066543	300052186	0.0064382	0.0015137	0.078	CU	3X35	44.57	47.01	39.87	5.3427	5.6173	4.7808	2.2437	2.3572	2.0073	15.7408	6.6082	2.03
300076320	68.4	300052186	300052187	0.0431741	0.0101506	0.5233	CU	3X35	44.1	47.01	39.87	5.2737	5.6031	4.7704	2.2167	2.3538	2.0048	15.6472	6.5753	0.52
300076322	21.3	300052187	300066552	0.0134446	0.0031609	0.1629	CU	3X35	18.03	24.7	26.41	2.1219	2.8947	3.1146	0.8988	1.2234	1.3157	8.1332	3.4379	0.28
300076325	52.3	300066552	300052189	0.0330118	0.0077613	0.4001	CU	3X35	18.03	24.7	26.41	2.1177	2.8866	3.1051	0.8978	1.2213	1.3137	8.1094	3.4328	0.32
300076333	51.5	300052189	300066558	0.0325068	0.0076426	0.394	CU	3X35	8.08	9.89	14.04	0.9441	1.148	1.6393	0.4005	0.4878	0.6955	3.7314	1.5838	0.6
B	0.1	0	B	0.0000151	0.0000116	0.0008	CU	3X 130	99.4	134.39	100.3	12.2	13.9945	12.265	5.039	5.904	5.1912	38.4595	16.1342	4.55

Anexo N° 3: Tabla de flujo de carga en situación final circuito "Z".(Transferencia de carga del circuito "B").

Reporte de flujo de carga en el circuito "Z" de la subestación HI0032 - 1 del AMT TSU010 (situación final)																				
Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	i_1	i_2	i_3	kw1	kw2	kw3	kvar1	kvar2	kvar3	kw	kvar	Caida_v
300075465	5.46	300076280	300052231	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.9
300075684	26.8	300052195	300052196	0.0169162	0.0039771	0.205	CU	3X35	18.77	37.05	12.87	2.24	4.40	1.53	0.94	1.86	0.65	8.17	3.45	-1.37
300075695	24	300052197	300066556	0.0531672	0.0043344	0.1836	CU	3X10	4.66	8.84	4.11	0.55	1.04	0.49	0.23	0.44	0.21	2.08	0.88	-0.66
300075698	11.18	Z	300075698	0.0070568	0.0016591	0.0855	CU	3X35	63.72	89.45	98.56	7.63	10.75	11.82	3.22	4.41	4.91	30.20	12.54	-1.8
300075704	9.02	300076236	300052191	0.0029008	0.0011735	0.069	CU	3X70	0.00	0.00	1.62	0.00	0.00	0.19	0.00	0.00	0.08	0.19	0.08	0.59
300075743	17	300075698	300075743	0.0107304	0.0025228	0.1301	CU	3X35	41.32	48.86	85.70	4.93	5.86	10.22	2.08	2.36	4.25	21.01	8.69	-1.3
300075746	10.4	300075698	300052195	0.0065645	0.0015434	0.0796	CU	3X35	18.77	37.05	12.87	2.24	4.41	1.53	0.94	1.86	0.65	8.18	3.45	-1.68
300076028	40.77	300076255	300076028	0.0131116	0.0053042	0.3119	CU	3X70	33.34	30.54	57.97	3.93	3.58	6.73	1.66	1.52	2.82	14.23	6.00	0.46
300076236	10.5	300076237	300076236	0.0033768	0.0013661	0.0803	CU	3X70	23.55	20.07	31.73	2.76	2.34	3.65	1.17	1.00	1.55	8.75	3.71	0.59
300076237	8.52	300076028	300076237	0.00274	0.0011085	0.0652	CU	3X70	23.55	20.07	31.73	2.76	2.34	3.65	1.17	1.00	1.55	8.76	3.72	0.51
300076255	59.74	300076258	300076255	0.0192124	0.0077722	0.457	CU	3X70	36.76	47.39	85.70	4.36	5.64	10.09	1.84	2.27	4.21	20.09	8.32	0.01
300076258	23.8	300075743	300076258	0.0076541	0.0030964	0.1821	CU	3X70	41.32	48.86	85.70	4.91	5.83	10.14	2.08	2.35	4.23	20.89	8.66	-0.92
300076280	5.66	300076283	300076280	0.0018203	0.0007364	0.0433	CU	3X70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.9
300076283	42	300076286	300076283	0.0135072	0.0054642	0.3213	CU	3X70	10.74	9.45	21.41	1.26	1.10	2.46	0.53	0.47	1.04	4.81	2.04	0.9
300076286	26.2	300076298	300076286	0.0084259	0.0034086	0.2004	CU	3X70	19.55	10.28	22.51	2.29	1.20	2.59	0.97	0.51	1.10	6.08	2.57	0.74
300076298	3.4	300076236	300076298	0.0010934	0.0004423	0.026	CU	3X70	19.55	10.28	22.51	2.29	1.20	2.59	0.97	0.51	1.10	6.08	2.58	0.61
300083244	10	300075698	300052198	0.006312	0.001484	0.0765	CU	3X35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1.8
300098168	33.56	300052196	300115709	0.0211831	0.0049803	0.2567	CU	3X35	18.77	26.20	12.87	2.23	3.10	1.53	0.94	1.31	0.65	6.86	2.90	-1.04
300098169	21.04	300115709	300052197	0.0132804	0.0031223	0.161	CU	3X35	16.87	18.44	9.31	2.00	2.17	1.10	0.85	0.92	0.47	5.27	2.23	-0.89
300098170	46	300115709	300115707	0	0	0	AL		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1.04
300098171	36	300115707	300115705	0	0	0	AL		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1.04
300098172	33	300115705	300115704	0	0	0	AL		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1.04
Z	0.1	0	Z	0.0000631	0.0000148	0.0008	CU	3X35	63.72	89.45	98.56	7.63	10.75	11.82	3.22	4.41	4.91	30.20	12.54	-2.27

Anexo N° 4: Tabla de flujo de carga en situación inicial circuito "C".

Reporte de flujo de carga en el circuito "C" de la subestacion HI0032 del AMT TSU010 (situación inicial)																				
Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	i 1	i 2	i 3	kw1	kw2	kw3	kvar1	kvar2	kvar3	kw	kvar	Caída v
300046280	26.9	300052209	300052210	0.008651	0.0034997	0.2058	CU	3X70	78.60	90.84	110.58	9.08	10.25	12.43	3.80	4.28	5.16	31.76	13.24	3.79
300074489	7.52	300052217	300066580	0.0047466	0.001116	0.0575	CU	3X35	31.59	22.79	50.71	3.44	2.41	5.21	1.45	1.02	2.19	11.06	4.66	9.8
300074491	7.54	300066580	300052218	0.0047592	0.001189	0.0577	CU	3X35	31.59	22.79	50.71	3.43	2.40	5.20	1.45	1.02	2.19	11.04	4.66	9.93
300074555	28.6	300052215	300052216	0.0180523	0.0042442	0.2188	CU	3X35	36.96	28.07	51.65	4.07	2.99	5.41	1.71	1.26	2.26	12.47	5.23	9.1
300075079	8.81	300052222	300066570	0.0055609	0.0013074	0.0674	CU	3X35	29.76	28.64	24.95	3.50	3.31	2.89	1.43	1.35	1.18	9.69	3.97	1.24
300075083	10.29	300066570	300052223	0.006495	0.001527	0.0787	CU	3X35	29.76	28.64	24.95	3.49	3.30	2.88	1.43	1.35	1.18	9.68	3.96	1.38
300075085	29.9	300052223	300052224	0.0188729	0.0044372	0.2287	CU	3X35	29.76	28.64	24.95	3.49	3.30	2.88	1.43	1.35	1.18	9.67	3.96	1.8
300075087	3.54	300052224	300066567	0.0078422	0.0006393	0.0271	CU	3X10	21.87	23.05	19.47	2.56	2.64	2.24	1.04	1.07	0.91	7.44	3.02	1.92
300075090	12	300066567	300066568	0.0265836	0.0021672	0.0918	CU	3X10	21.87	23.05	19.47	2.55	2.64	2.24	1.04	1.07	0.91	7.43	3.02	2.35
300075092	6.37	300066568	300066569	0.0141115	0.0011504	0.0487	CU	3X10	21.87	23.05	19.47	2.54	2.63	2.23	1.04	1.07	0.91	7.39	3.02	2.57
300075095	104	300066569	300066582	0.2303912	0.0187824	0.7956	CU	3X10	21.87	23.05	19.47	2.53	2.62	2.22	1.04	1.07	0.91	7.37	3.02	6.29
300075098	13.01	300052205	300066575	0.0019684	0.0015118	0.0995	CU	3X150	231.10	318.68	336.65	26.99	36.50	38.46	11.45	15.51	16.33	101.95	43.29	2.03
300075111	11.9	300066584	300052208	0	0	0	CU		4.01	0.00	10.87	0.45	0.00	1.17	0.19	0.00	0.50	1.62	0.69	6.08
300075113	38.8	300052208	300052207	0.0244906	0.0057579	0.2968	CU	3X35	4.01	0.00	10.87	0.45	0.00	1.17	0.19	0.00	0.50	1.62	0.69	6.17
300075117	62.6	300066574	300066583	0.1386778	0.0113056	0.4789	CU	3X10	10.82	9.90	10.77	1.26	1.12	1.22	0.53	0.47	0.51	3.60	1.51	3.46
300075122	7.7	300066577	300052220	0.0048602	0.0011427	0.0589	CU	3X35	35.77	52.38	40.61	4.26	6.15	4.76	1.75	2.53	1.97	15.16	6.24	-0.16
300075124	32.8	300052221	300052222	0.0207034	0.0048675	0.2509	CU	3X35	29.76	40.58	29.55	3.52	4.71	3.43	1.44	1.94	1.41	11.66	4.79	1.11
300075160	50.7	300052218	300052219	0.0320018	0.0075239	0.3879	CU	3X35	31.59	22.79	50.71	3.43	2.40	5.19	1.45	1.02	2.19	11.02	4.65	10.82
300075173	26	300052216	300052225	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.1
300075217	28.6	300052210	300052211	0.0091978	0.0037209	0.2188	CU	3X70	72.98	86.03	102.18	8.38	9.64	11.39	3.50	4.03	4.72	29.42	12.25	4.47
300075220	28.9	300052211	300052212	0.0092942	0.0037599	0.2211	CU	3X70	68.46	67.34	96.59	7.82	7.49	10.68	3.26	3.12	4.42	26.00	10.84	5.08
300075224	28.3	300052212	300066584	0.017863	0.0041997	0.2165	CU	3X35	60.79	61.87	86.52	6.91	6.85	9.50	2.88	2.85	3.92	23.25	9.60	6.08
300075229	18.82	300066584	300052213	0.0118792	0.0027929	0.144	CU	3X35	53.96	61.87	75.66	6.07	6.78	8.19	2.53	2.83	3.39	21.04	8.75	6.68
300075237	29.6	300052213	300052214	0.0186835	0.0043926	0.2264	CU	3X35	53.96	61.87	75.66	6.04	6.73	8.12	2.53	2.82	3.37	20.90	8.72	7.63
300075239	30.7	300052214	300052215	0.0193778	0.0045559	0.2349	CU	3X35	48.72	59.41	67.88	5.40	6.40	7.19	2.27	2.69	3.00	19.00	7.96	8.54
300075380	12.2	300066574	300066573	0.0018459	0.0014176	0.0933	CU	3X150	220.28	302.67	325.88	25.56	34.36	36.89	10.79	14.51	15.54	96.81	40.85	2.86
300075384	9.07	300066573	300066572	0.0029169	0.00118	0.0694	CU	3X70	141.68	211.83	215.30	16.38	23.92	24.22	6.92	10.08	10.22	64.52	27.23	3.33
300075390	5.06	300066572	300052204	0.0016273	0.0006583	0.0387	CU	3X70	141.68	211.83	215.30	16.32	23.79	24.09	6.90	10.03	10.16	64.19	27.09	3.6
300075399	27.2	300052204	300052205	0.0087475	0.0035387	0.2081	CU	3X70	141.68	211.83	215.30	16.28	23.72	24.01	6.89	10.00	10.14	64.01	27.02	5.01
300075406	25.7	300052205	300052206	0.0082651	0.0033436	0.1966	CU	3X70	139.32	211.83	200.53	15.84	23.32	21.99	6.70	9.84	9.28	61.15	25.83	6.3
300075408	8.06	300052206	300066571	0.0025921	0.0010486	0.0617	CU	3X70	139.32	207.28	200.53	15.68	22.46	21.65	6.64	9.48	9.15	59.79	25.27	6.7
300075415	20.3	300052201	300066579	0.0030714	0.0023589	0.1553	CU	3X150	271.34	378.02	401.60	32.52	44.90	47.75	14.00	19.51	20.52	125.18	54.02	-1.16
300075418	4.72	300066579	300066578	0.0007141	0.0005485	0.0361	CU	3X150	271.34	378.02	383.31	32.30	44.46	45.01	13.82	19.17	19.43	121.77	52.43	-0.92
300075427	12	300066578	300066577	0.0018156	0.0013944	0.0918	CU	3X150	271.34	378.02	383.31	32.24	44.36	44.91	13.78	19.09	19.35	121.51	52.23	-0.32
300075430	4.95	300066577	300066576	0.0007489	0.0005752	0.0379	CU	3X150	235.57	325.65	342.70	27.85	37.96	39.88	11.94	16.36	17.18	105.69	45.48	-0.1
300075433	8.25	300066576	300052202	0.0012482	0.0009587	0.0631	CU	3X150	235.57	325.65	342.70	27.81	37.87	39.79	11.90	16.30	17.11	105.48	45.32	0.26
300075438	27.8	300052202	300052203	0.0042061	0.0032304	0.2127	CU	3X150	235.57	325.65	342.70	27.74	37.74	39.65	11.85	16.20	17.00	105.13	45.05	1.48
300075444	7.73	300066575	300066574	0.0011695	0.0008982	0.0591	CU	3X150	231.10	312.57	336.65	26.88	35.60	38.24	11.37	15.07	16.16	100.72	42.60	3.36
300075477	16.1	C	300052200	0.0024359	0.0018708	0.1232	CU	3X150	277.13	387.73	402.07	33.74	47.09	48.92	14.69	20.80	21.39	129.75	56.88	-3.71
300075478	29.3	300052200	300052201	0.0044331	0.0034047	0.2241	CU	3X150	271.80	387.73	402.07	32.91	46.73	48.52	14.27	20.51	21.09	128.16	55.88	-2.19
300076285	30.8	300052216	300052217	0.019441	0.0045707	0.2356	CU	3X35	31.59	26.91	50.71	3.46	2.85	5.26	1.45	1.20	2.21	11.57	4.86	9.67
300078220	33.2	300052220	300052221	0.0209558	0.0049269	0.254	CU	3X35	35.77	52.38	40.61	4.25	6.13	4.75	1.75	2.53	1.96	15.13	6.24	0.56
300078486	9.3	300066573	300052209	0.0029909	0.0012099	0.0711	CU	3X70	78.60	90.84	110.58	9.10	10.27	12.47	3.80	4.29	5.18	31.84	13.27	3.1
300110782	9.41	300052219	300129897	0.0059396	0.0013964	0.072	CU	3X35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.82
300110783	14.68	300129897	300129268	0.009266	0.0021785	0.1123	CU	3X35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.82
350058597	154.06	300066571	350072169	0.0495457	0.0200432	1.1786	CU	3X70	139.32	207.28	200.53	15.63	22.35	21.55	6.62	9.44	9.11	59.53	25.16	14.37
350058599	109.58	350072169	350072171	0.0352409	0.0142564	0.8383	CU	3X70	55.29	72.87	91.29	5.82	7.11	8.91	2.47	3.01	3.78	21.83	9.26	16.57
C	0.1	0	C	0.0000151	0.0000116	0.0008	CU	3X150	277.13	387.73	402.07	33.74	47.10	48.92	14.69	20.80	21.39	129.75	56.89	-4.54

Anexo N° 5: Tabla de flujo de carga en situación final circuito "C α".

Reporte de flujo de carga en el circuito "C" de la subestación HI0032 del AMT TSU010 (situación final)																				
Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	i_1	i_2	i_3	kw1	kw2	kw3	kwvar1	kwvar2	kwvar3	kw	kwvar	Caida_v
300046280	26.9	300078486	300046280	0.008651	0.0034997	0.2058	CU	3X70	74.94	85.01	87.98	9.01	10.16	10.50	3.78	4.27	4.41	29.67	12.45	-1.59
300074489	7.52	300076285	300074489	0.0047466	0.0011116	0.0575	CU	3X35	30.02	21.23	32.45	3.43	2.41	3.66	1.45	1.02	1.55	9.50	4.01	3.13
300074491	7.54	300074489	300074491	0.0047592	0.0011189	0.0577	CU	3X35	30.02	21.23	32.45	3.43	2.40	3.66	1.45	1.02	1.55	9.49	4.01	3.24
300074555	28.6	300075239	300074555	0.0180523	0.0042442	0.2188	CU	3X35	35.14	26.16	33.31	4.06	2.99	3.80	1.71	1.26	1.60	10.85	4.56	2.57
300075079	8.81	300052222	300066570	0.0055609	0.0013074	0.0674	CU	3X35	28.95	27.56	24.00	3.49	3.30	2.88	1.43	1.35	1.18	9.66	3.97	-2
300075083	10.29	300066570	300052223	0.006495	0.001527	0.0787	CU	3X35	28.95	27.56	24.00	3.48	3.29	2.87	1.43	1.35	1.18	9.65	3.96	-1.87
300075085	29.9	300052223	300052224	0.0188729	0.0044372	0.2287	CU	3X35	28.95	27.56	24.00	3.48	3.29	2.87	1.43	1.35	1.18	9.64	3.96	-1.46
300075087	3.54	300052224	300066567	0.0078422	0.0006393	0.0271	CU	3X10	21.26	22.16	18.72	2.55	2.63	2.23	1.04	1.07	0.91	7.41	3.02	-1.33
300075090	12	300066567	300066568	0.0265836	0.0021672	0.0918	CU	3X10	21.26	22.16	18.72	2.54	2.63	2.23	1.04	1.07	0.91	7.40	3.02	-0.92
300075092	6.37	300066568	300066569	0.0141115	0.0011504	0.0487	CU	3X10	21.26	22.16	18.72	2.53	2.62	2.22	1.04	1.07	0.91	7.37	3.02	-0.7
300075095	104	300066569	300066582	0.2303912	0.0187824	0.7956	CU	3X10	21.26	22.16	18.72	2.53	2.61	2.22	1.04	1.07	0.91	7.35	3.02	2.89
300075098	13.01	300075438	300075098	0.0019684	0.0015118	0.0995	CU	3X150	87.58	104.31	111.75	10.58	12.54	13.42	4.45	5.29	5.66	36.55	15.40	-2.67
300075111	11.9	300075224	300052208	0	0	0	CU		3.83	0.00	10.08	0.45	0.00	1.17	0.19	0.00	0.50	1.62	0.69	0.01
300075113	38.8	300052208	300052207	0.0244906	0.0057579	0.2968	CU	3X35	3.83	0.00	10.08	0.45	0.00	1.17	0.19	0.00	0.50	1.62	0.69	0.1
300075117	62.6	300075444	300066583	0.1386778	0.0113056	0.4789	CU	3X10	10.41	9.37	10.18	1.26	1.12	1.22	0.53	0.47	0.51	3.60	1.51	-1.53
300075122	7.7	300075427	300052220	0.0048602	0.0011427	0.0589	CU	3X35	34.81	50.48	39.11	4.24	6.13	4.74	1.74	2.53	1.96	15.11	6.24	-3.34
300075124	32.8	300052221	300052222	0.0207034	0.0048675	0.2509	CU	3X35	28.95	39.09	28.43	3.51	4.70	3.42	1.44	1.94	1.41	11.63	4.79	-2.12
300075160	50.7	300074491	300075160	0.0320018	0.0075239	0.3879	CU	3X35	30.02	21.23	32.45	3.42	2.40	3.65	1.45	1.02	1.54	9.48	4.01	3.95
300075173	26	300074555	300052225	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.57
300075217	28.6	300046280	300075217	0.0091978	0.0037209	0.2188	CU	3X70	69.54	80.47	80.09	8.32	9.56	9.50	3.49	4.01	3.99	27.37	11.49	-0.99
300075220	28.9	300075217	300075220	0.0092942	0.0037599	0.2211	CU	3X70	65.20	62.86	74.86	7.76	7.42	8.82	3.25	3.11	3.70	24.00	10.06	-0.46
300075224	28.3	300075220	300075224	0.0091013	0.0036818	0.2165	CU	3X70	57.85	57.71	65.45	6.85	6.78	7.67	2.87	2.84	3.21	21.30	8.92	0.01
300075229	18.82	300075224	300075229	0.0118792	0.0027929	0.144	CU	3X35	51.33	57.71	55.37	6.05	6.75	6.46	2.53	2.82	2.70	19.26	8.05	0.53
300075237	29.6	300075229	300075237	0.0186835	0.0043926	0.2264	CU	3X35	51.33	57.71	55.37	6.02	6.71	6.42	2.52	2.82	2.69	19.16	8.03	1.34
300075239	30.7	300075237	300075239	0.0193778	0.0045559	0.2349	CU	3X35	46.34	55.42	48.20	5.39	6.39	5.54	2.26	2.69	2.33	17.32	7.28	2.12
300075380	12.2	300075444	300075380	0.0018459	0.0014176	0.0933	CU	3X150	77.17	89.13	101.57	9.30	10.69	12.17	3.91	4.49	5.12	32.16	13.52	-2.41
300075384	9.07	300075380	300075384	0.0029169	0.00118	0.0694	CU	3X70	2.23	4.12	13.59	0.27	0.49	1.62	0.11	0.21	0.69	2.38	1.01	-2.39
300075390	5.06	300075384	300075390	0.0016273	0.0006583	0.0387	CU	3X70	2.23	4.12	13.59	0.27	0.49	1.62	0.11	0.21	0.69	2.38	1.01	-2.38
300075399	27.2	300075390	300075399	0.0087475	0.0035387	0.2081	CU	3X70	2.23	4.12	13.59	0.27	0.49	1.62	0.11	0.21	0.69	2.38	1.01	-2.33
300075406	25.7	300075399	300075406	0.0082651	0.0033436	0.1966	CU	3X70	0.00	4.12	0.00	0.00	0.49	0.00	0.00	0.21	0.00	0.49	0.21	-2.32
300075415	20.3	300075478	300075415	0.0030714	0.0023589	0.1553	CU	3X150	126.71	161.44	174.39	15.49	19.69	21.35	6.53	8.33	8.81	56.53	23.67	-3.87
300075418	4.72	300075415	300075418	0.0007141	0.0005485	0.0361	CU	3X150	126.71	161.44	156.62	15.44	19.61	19.01	6.49	8.27	8.03	54.06	22.79	-3.77
300075427	12	300075418	300075427	0.0018156	0.0013944	0.0918	CU	3X150	126.71	161.44	156.62	15.43	19.59	18.99	6.48	8.25	8.02	54.01	22.76	-3.51
300075430	4.95	300075427	300075430	0.0007489	0.0005752	0.0379	CU	3X150	91.91	110.95	117.51	11.16	13.42	14.20	4.72	5.68	6.02	38.78	16.42	-3.43
300075433	8.25	300075430	300075433	0.0012482	0.0009587	0.0631	CU	3X150	91.91	110.95	117.51	11.15	13.41	14.19	4.71	5.68	6.01	38.75	16.40	-3.3
300075438	27.8	300075433	300075438	0.0042061	0.0032304	0.2127	CU	3X150	91.91	110.95	117.51	11.14	13.39	14.17	4.70	5.67	6.00	38.71	16.37	-2.87
300075444	7.73	300075098	300075444	0.0011695	0.0008982	0.0591	CU	3X150	87.58	98.50	111.75	10.57	11.82	13.40	4.44	4.98	5.64	35.79	15.06	-2.57
300075478	29.3	C	300075478	0.0044331	0.0034047	0.2241	CU	3X150	127.17	170.94	174.85	15.62	20.98	21.54	6.61	8.92	8.94	58.14	24.47	-4.32
300076285	30.8	300074555	300076285	0.019441	0.0045707	0.2356	CU	3X35	30.02	25.07	32.46	3.45	2.85	3.68	1.45	1.20	1.55	9.98	4.21	3.03
300078220	33.2	300052220	300052221	0.0209558	0.0049269	0.254	CU	3X35	34.81	50.48	39.11	4.24	6.12	4.74	1.74	2.53	1.96	15.09	6.23	-2.65
300078486	9.3	300075380	300078486	0.0029909	0.0012099	0.0711	CU	3X70	74.94	85.01	87.98	9.02	10.18	10.52	3.79	4.27	4.42	29.73	12.48	-2.2
300110782	9.41	300075160	300110782	0.0059396	0.0013964	0.072	CU	3X35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.95
300110783	14.68	300110782	300110783	0.009266	0.0021785	0.1123	CU	3X35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.95
C	0.1	0	C	0.0000151	0.0000116	0.0008	CU	3X150	127.17	170.94	174.85	15.62	20.98	21.54	6.61	8.92	8.94	58.14	24.47	-5

Anexo N° 6: Tabla de flujo de carga en situación final circuito "U".(Transferencia de carga del circuito "C").

Reporte de flujo de carga en el circuito "U" de la subestacion HI0032 - 2 del AMT TSU010 (situación final)																				
Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	i 1	i 2	i 3	kw1	kw2	kw3	kvar1	kvar2	kvar3	kw	kvar	Caída v
300075408	8.06	U	300066571	0.0025921	0.0010486	0.0617	CU	3X70	126.03	177.88	171.27	15.48	21.85	21.04	6.56	9.24	8.90	58.36	24.69	-4.65
350058597	154.06	300066571	350072169	0.0495457	0.0200432	1.1786	CU	3X70	126.03	177.88	171.27	15.44	21.77	20.96	6.54	9.21	8.86	58.17	24.61	2.01
350058599	109.58	350072169	350072171	0.0352409	0.0142564	0.8383	CU	3X70	49.91	62.25	77.59	5.80	7.07	8.84	2.46	3.00	3.75	21.71	9.21	3.91
0	0.1	0	0	0.0000322	0.000013	0.0008	CU	3X70	126.03	177.88	171.27	15.48	21.85	21.04	6.56	9.24	8.90	58.36	24.69	-5

Anexo N° 7: Tabla de flujo de carga en situación inicial circuito "E".

Reporte de flujo de carga en el circuito "E" de la subestacion HI0032 del AMT TSU010 (situación inicial)																				
Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	i_1	i_2	i_3	kw1	kw2	kw3	kvar1	kvar2	kvar3	kw	kvar	Caida_v
300074661	45.7	300052176	300052177	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-2.95
300074666	39.4	300052172	300052173	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-2.95
300074669	80.5	300052173	300052175	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-2.95
300074672	46.6	300052173	300052174	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-2.95
300074693	7.99	300066620	300052270	0.0050433	0.0011857	0.0611	CU	3X35	215.31	76.82	50.78	16.05	8.27	5.67	-17.49	3.37	2.35	29.99	-11.77	9.18
300074699	30.2	300052265	300052266	0.0190622	0.0044817	0.231	CU	3X35	207.46	68.49	45.56	14.01	7.25	5.03	-17.43	2.96	2.09	26.29	-12.37	11.34
300074703	27.7	300052266	300052267	0.0174842	0.0041107	0.2119	CU	3X35	207.32	51.74	41.74	13.17	5.42	4.57	-17.61	2.20	1.90	23.16	-13.51	12.15
300074709	28.7	300052268	300052269	0.0635791	0.0051832	0.2196	CU	3X10	201.85	46.75	28.01	11.17	4.81	3.03	-17.62	1.96	1.26	19.01	-14.39	15.5
300074711	6.44	300052269	300066622	0.0142665	0.0011631	0.0493	CU	3X10	201.85	46.75	28.01	8.58	4.68	2.98	-17.83	1.95	1.26	16.24	-14.62	16.03
300074713	12.9	300066622	300066624	0.0285774	0.0023297	0.0987	CU	3X10	201.85	46.75	28.01	7.99	4.64	2.97	-17.88	1.95	1.26	15.61	-14.67	17.03
300074715	30	300066616	300052172	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-2.95
300074726	51.5	300052172	300052176	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-2.95
300074731	33.91	300052263	300052264	0.021404	0.0050322	0.2594	CU	3X35	323.52	174.94	123.09	33.37	19.95	14.29	-19.21	7.99	5.83	67.62	-5.39	6.65
300074735	8.5	300052264	300066618	0.0053652	0.0012614	0.065	CU	3X35	319.47	165.27	119.57	30.60	18.24	13.57	-19.70	7.38	5.59	62.41	-6.73	7.38
300074740	35.1	300066618	300092872	0.077757	0.0063391	0.2685	CU	3X10	3.69	0.00	1.85	0.41	0.00	0.21	-0.04	0.00	0.09	0.62	0.05	7.49
300074744	10.8	300066618	300066619	0.006817	0.0016027	0.0826	CU	3X35	307.32	164.93	117.72	28.50	18.05	13.29	-19.69	7.33	5.48	59.84	-6.88	8.26
300074746	60.9	300066619	300066621	0.0384401	0.0090376	0.4659	CU	3X35	94.63	88.11	66.94	10.28	9.54	7.50	-2.30	3.91	3.10	27.32	4.71	10.73
300074753	112.6	300066621	300066623	0.0710731	0.0167098	0.8614	CU	3X35	94.63	82.49	62.78	9.93	8.65	6.87	-2.38	3.59	2.87	25.46	4.08	15.08
300074757	15.17	300066619	300066620	0.0095753	0.0022512	0.1161	CU	3X35	215.31	76.82	50.78	16.50	8.33	5.69	-17.38	3.38	2.35	30.51	-11.64	8.87
300074774	32.2	E	300066616	0.0103555	0.0041892	0.2463	CU	3X70	335.54	174.94	129.87	41.18	21.60	15.99	-17.01	8.54	6.47	78.77	-2.00	-2.95
300074777	19	300066616	300066617	0.0061104	0.0024719	0.1454	CU	3X70	335.54	174.94	129.87	40.01	21.29	15.81	-17.48	8.41	6.40	77.11	-2.67	-2.01
300074785	13.95	300066617	300052261	0.0044863	0.0018149	0.1067	CU	3X70	335.54	174.94	129.87	39.32	21.10	15.71	-17.76	8.33	6.35	76.13	-3.07	-1.34
300074789	32.9	300052261	300052262	0.0105806	0.0042803	0.2517	CU	3X70	335.54	174.94	129.87	38.82	20.96	15.63	-17.97	8.28	6.32	75.41	-3.36	0.25
300074792	35.46	300052262	300052263	0.0223824	0.0052623	0.2713	CU	3X35	335.54	174.94	129.87	37.62	20.64	15.45	-18.45	8.15	6.25	73.71	-4.05	3.62
300078251	30.4	300052270	300052265	0.0191885	0.0045114	0.2326	CU	3X35	212.83	76.82	47.21	15.50	8.24	5.26	-17.46	3.36	2.18	28.99	-11.92	10.32
300080003	29.5	300052267	300052268	0.0186204	0.0043778	0.2257	CU	3X35	201.85	46.75	36.99	11.92	4.86	4.03	-17.44	1.97	1.68	20.81	-13.79	12.91
300176199	20	300052175	300207111	0.011496	0.005296	0.0066	CU	3X35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-2.95
300176201	34	300207111	300207109	0.0195431	0.0089012	0.0112	CU	3X35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-2.95
300176202	34	300207111	300207110	0.0195431	0.0089012	0.0112	CU	3X35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-2.95
300176203	34	300207110	300207108	0.0195431	0.0089012	0.0112	CU	3X35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-2.95
E	0.1	0	E	0.0000322	0.000013	0.0008	CU	3X70	335.54	174.94	129.87	41.18	21.60	15.99	-17.01	8.54	6.47	78.77	-2.00	-4.54

Anexo N° 8: Tabla de flujo de carga en situación final circuito "Eα".(Inicialmente circuito E).

Reporte de flujo de carga en el circuito "E" de la subestacion HI0032 del AMT TSU010 (situación final)																				
Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	i_1	i_2	i_3	kw1	kw2	kw3	kvar1	kvar2	kvar3	kw	kvar	Caida_v
300074661	45.7	300052176	300052177	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-4.14
300074666	39.4	300052172	300052173	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-4.14
300074669	80.5	300052173	300052175	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-4.14
300074672	46.6	300052173	300052174	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-4.14
300074715	30	300074774	300052172	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-4.14
300074726	51.5	300052172	300052176	0	0	0	CU		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-4.14
300074731	33.91	300074792	300074731	0.021404	0.0050322	0.2594	CU	3X35	50.97	44.44	25.04	6.07	5.34	3.02	2.55	2.23	1.27	14.44	6.05	-1.79
300074735	8.5	300074731	300074735	0.0053652	0.0012614	0.065	CU	3X35	47.25	35.54	21.73	5.58	4.24	2.61	2.35	1.77	1.10	12.43	5.22	-1.65
300074740	35.1	300074735	300092872	0.077757	0.0063391	0.2685	CU	3X10	2.92	0.00	1.74	0.34	0.00	0.21	0.15	0.00	0.09	0.55	0.23	-1.56
300074744	10.8	300074735	300074744	0.006817	0.0016027	0.0826	CU	3X35	36.29	35.23	20.00	4.28	4.20	2.40	1.80	1.76	1.01	10.88	4.57	-1.48
300074746	60.9	300074744	300074746	0.0384401	0.0090376	0.4659	CU	3X35	28.59	35.23	20.00	3.36	4.19	2.40	1.41	1.76	1.01	9.95	4.18	-0.63
300074753	112.6	300074746	300074753	0.0710731	0.0167098	0.8614	CU	3X35	28.59	30.23	16.18	3.33	3.55	1.93	1.40	1.50	0.82	8.81	3.71	0.79
300074774	32.2	E	300074774	0.0103555	0.0041892	0.2463	CU	3X70	63.28	44.44	31.53	7.75	5.45	3.86	3.24	2.27	1.62	17.06	7.13	-4.14
300074777	19	300074774	300074777	0.0061104	0.0024719	0.1454	CU	3X70	63.28	44.44	31.53	7.71	5.43	3.85	3.22	2.26	1.62	16.99	7.10	-3.9
300074785	13.95	300074777	300074785	0.0044863	0.0018149	0.1067	CU	3X70	63.28	44.44	31.53	7.69	5.42	3.84	3.21	2.26	1.62	16.95	7.08	-3.72
300074789	32.9	300074785	300074789	0.0105806	0.0042803	0.2517	CU	3X70	63.28	44.44	31.53	7.67	5.41	3.84	3.20	2.25	1.61	16.92	7.07	-3.3
300074792	35.46	300074789	300074792	0.0223824	0.0052623	0.2713	CU	3X35	63.28	44.44	31.53	7.63	5.39	3.83	3.19	2.24	1.61	16.84	7.04	-2.48
300176199	20	300052175	300207111	0.011496	0.005236	0.0066	CU	3X35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-4.14
300176201	34	300207111	300207109	0.0195431	0.0089012	0.0112	CU	3X35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-4.14
300176202	34	300207111	300207110	0.0195431	0.0089012	0.0112	CU	3X35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-4.14
300176203	34	300207110	300207108	0.0195431	0.0089012	0.0112	CU	3X35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-4.14
E	0.1	0	E	0.0000322	0.000013	0.0008	CU	3X70	63.28	44.44	31.53	7.75	5.45	3.86	3.24	2.27	1.62	17.06	7.13	-4.55

Anexo N° 9: Tabla de flujo de carga en situación final circuito "Y". (Transferencia de carga del circuito "E").

Reporte de flujo de carga en el circuito "Y" de la subestacion HI0032 del AMT TSU010 (situación final)																				
Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	i_1	i_2	i_3	kw1	kw2	kw3	kvar1	kvar2	kvar3	kw	kvar	Caida_y
300074693	7.99	300078251	300074693	0.0050433	0.0011857	0.0611	CU	3X35	2.24	0.00	3.31	0.27	0.00	0.40	0.11	0.00	0.17	0.67	0.28	-2.6
300074699	30.2	300074703	300074699	0.0190622	0.0044817	0.231	CU	3X35	6.90	22.00	8.29	0.84	2.63	1.00	0.35	1.11	0.42	4.46	1.89	-2.7
300074703	27.7	300080003	300074703	0.0174842	0.0041107	0.2119	CU	3X35	11.15	26.31	12.58	1.35	3.16	1.52	0.57	1.34	0.64	6.03	2.55	-2.89
300074709	28.7	300074711	300074709	0.0635791	0.0051832	0.2196	CU	3X10	11.15	26.31	20.63	1.36	3.22	2.52	0.57	1.34	1.06	7.10	2.97	-3.41
300074711	6.44	544999390	300074711	0.0142665	0.0011631	0.0493	CU	3X10	11.15	26.31	20.63	1.36	3.23	2.53	0.58	1.34	1.06	7.12	2.98	-4.34
300074713	12.9	544999390	300074713	0.0285774	0.0023297	0.0987	CU	3X10	193.07	37.78	24.26	22.38	4.62	2.97	12.51	1.95	1.26	29.97	15.71	-2.79
300074757	15.17	300074693	300074757	0.0095753	0.0022512	0.1161	CU	3X35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-2.6
300078251	30.4	300074699	300078251	0.0191885	0.0045114	0.2326	CU	3X35	6.78	7.37	4.81	0.82	0.88	0.58	0.35	0.37	0.25	2.28	0.97	-2.6
300080003	29.5	300074709	300080003	0.0186204	0.0043778	0.2257	CU	3X35	11.15	26.31	20.63	1.36	3.17	2.49	0.57	1.34	1.05	7.02	2.97	-3.13
544999390	32.26	544999391	544999390	0	0	0	AL	3X50	204.15	64.09	44.89	23.74	7.85	5.49	13.08	3.29	2.31	37.09	18.69	-4.55
544999391	50.86	544999392	544999391	0	0	0	AL	3X50	204.15	64.09	44.89	23.74	7.85	5.49	13.08	3.29	2.31	37.09	18.69	-4.55
544999392	25.97	Y	544999392	0	0	0	AL	3X50	204.15	64.09	44.89	23.74	7.85	5.49	13.08	3.29	2.31	37.09	18.69	-4.55
Y	0.1	0	Y	0	0	0	AL	3X50	204.15	64.09	44.89	23.74	7.85	5.49	13.08	3.29	2.31	37.09	18.69	-4.55

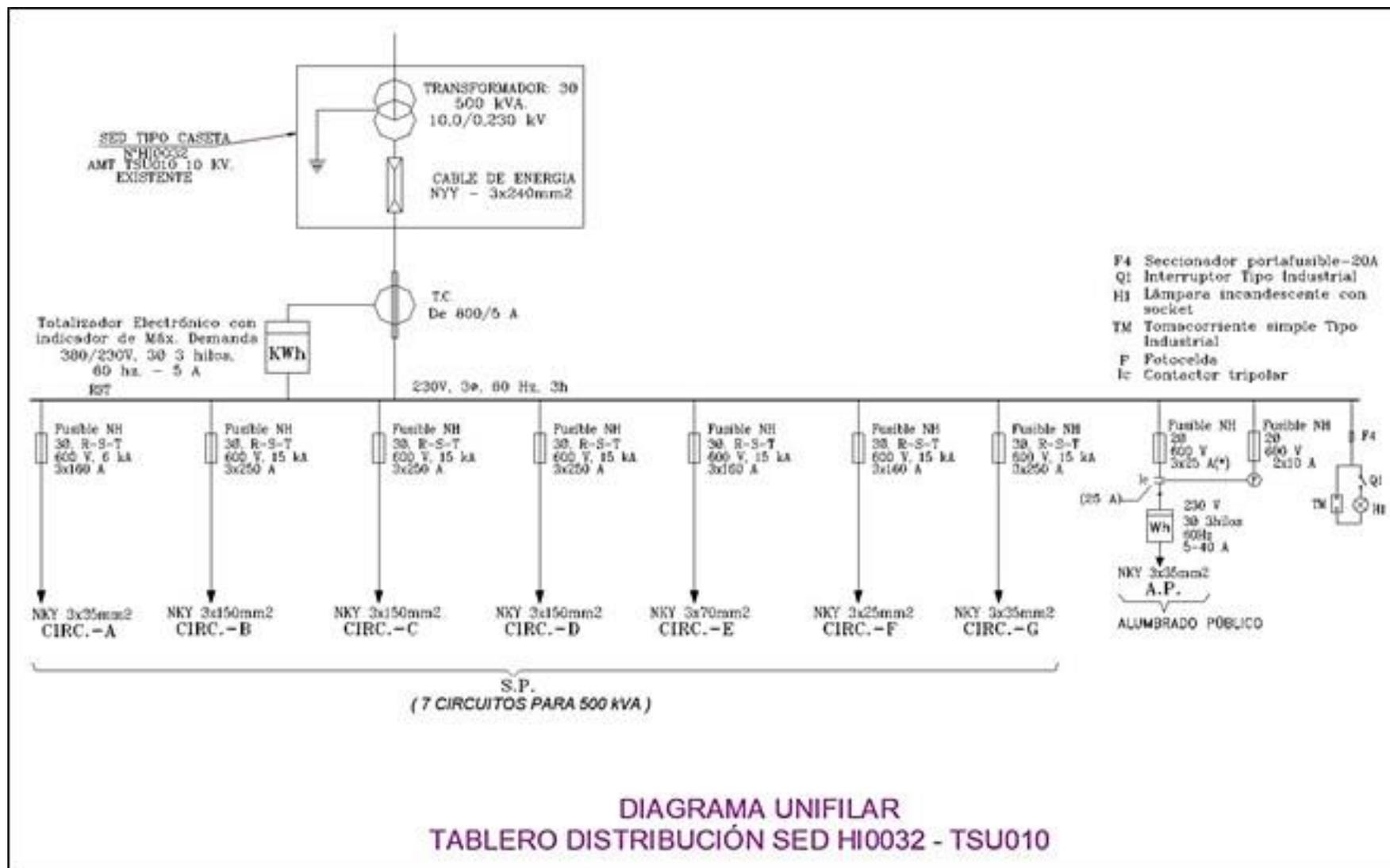
Anexo N° 10: Tabla de resumen de valorización de propuesta de simulación.

RESUMEN GENERAL					
PROYECTO : PROYECTO INSTALACIÓN NUEVAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION					
UBICACIÓN : URB. QUINTANAS - TRUJILLO					
SECCION OBRA	DESCRIPCION	PRESUPUESTO			TOTAL GENERAL
		Red Primaria	Sub Estaciones	Red Secundaria	
I	SUMINISTRO DE MATERIALES				
10.0000	POSTES Y ACCESORIOS	7,910.00	5,538.00	203.00	13,651.00
20.0000	AISLADORES	1,548.88	905.85		2,454.73
30.0000	CABLES		1,006.32	3,120.02	4,126.34
40.0000	CONDUCTORES	1,109.64	291.18		1,400.82
50.0000	FERRETERIA Y ACCESORIOS	717.30	147.54	635.00	1,499.84
60.0000	RETENIDAS	540.00		16.56	556.56
70.0000	PUESTA A TIERRA	831.26	749.24	184.70	1,765.20
80.0000	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION		17,180.00		17,180.00
90.0000	TABLEROS DE DISTRIBUCION		6,211.12		6,211.12
100.0000	EQUIPOS DE PROTECCION , SECCIONAMIENTO Y ACCESORIOS	226.95	2,565.90		2,792.85
110.0000	TERMINACIONES, EMPALMES, CONECTORES Y CAJAS DE DERIV	43.14	43.14		86.28
120.0000	EQUIPOS DE MEDICION Y ACCESORIOS		4,125.00		4,125.00
130.0000	LUMINARIA Y LAMPARAS				0.00
	Suministro de Materiales	12,927.17	38,763.29	4,159.28	55,849.74
II	MONTAJE Y DESMONTAJE ELECTROMECHANICO				
210.0000	POSTES Y ACCESORIOS	3,940.40	2,567.56	493.30	7,001.26
220.0000	AISLADORES	352.47	443.04		795.51
230.0000	CABLES			1,031.80	1,031.80
240.0000	CONDUCTORES	842.35			842.35
250.0000	FERRETERIA				0.00
260.0000	RETENIDAS	762.72			762.72
270.0000	PUESTA A TIERRA	3,544.90	3,255.40	2,441.55	9,241.85
280.0000	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION		835.24		835.24
290.0000	TABLEROS DE DISTRIBUCION		3,555.36		3,555.36
300.0000	EQUIPOS DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO	21.89	0.00		21.89
310.0000	TERMINACIONES, EMPALMES Y CAJAS DE DERIVACIÓN	134.04	63.06	356.49	553.59
320.0000	EQUIPOS DE MEDICIÓN		78.24		78.24
330.0000	PASTORALES Y LUMINARIAS				0.00
340.0000	EXCAVACIONES	421.75	170.31	3,413.24	4,005.30
350.0000	TRABAJOS PRELIMINARES	2,844.14			2,844.14
360.0000	OBRAS CIVILES			212.88	212.88
	Montaje Electromecanico Redes	12,864.66	10,968.21	7,949.26	31,782.13
Resumen General					
	1.0 Suministro de Materiales	12,927	38,763	4,159	55,850
	2.0 Montaje Electromecanico Redes	12,865	10,968	7,949	31,782
8.09%	6.0 Transporte	433	1,299	139	1,871
1.00%	7.0 Gastos Generales Directos	2,122	4,128	991	7,241
6.00%	Gastos Generales Indirectos	263	512	123	897
	Utilidades	1,573	3,062	735	5,370
	TOTAL GENERAL S/.	30,183	58,732	14,096	103,011
Plazo de Ejecución:			30 días calendarios		

Anexo N° 11: Tabla de resumen del analizador de potencia Fluke

PQ Log		Potencia														Q total		S medio		S total		PF total	Total de energía
1743 Power Quality Logger		Número de serie: 11080CA/YD																					
Código de medición:																							
Periodo de medición: 15 minutos																							
Tensión nominal: 230 V																							
Tensión: 400 V		Factor de Corrección: 1																					
Corriente: 1500 A		Factor de Corrección: 1																				1000	
Fecha		Hora: 15/11/: #####																					
Fecha Hora		V medio L1L2	V medio L2L3	V medio L3L1	I medio L1	I medio L2	I medio L3	P medio L1L2	P medio L3L2	P total medio KW	Q medio L1L2	Q medio L3L2	Q total medio KVAR	S medio L1L2	S medio L3L2	S total medio KVA	PF total	Total de energía					
15/11/2018 16:45		238.12	237.66	238.14	509.7	552.8	507.2	116.35396	93.9795	210.33346	27.39937	72.45385	45.05448	119.57941	118.6627	215.10479	0.978	52.58336					
15/11/2018 17:00		238.21	237.82	238.12	533.4	559.9	508.6	121.7863	93.9795	215.7658	29.33464	73.16685	43.8322	125.28337	119.10408	220.17298	0.98	53.94145					
15/11/2018 17:15		238.39	238.21	238.48	548.6	587	530.7	125.86055	98.7328	224.59336	28.89326	76.15463	47.26137	129.15391	124.70618	229.51212	0.979	56.14834					
15/11/2018 17:30		239.16	239.05	239.61	521	600.1	531.7	119.78312	103.62191	223.40503	27.19566	70.68834	43.49268	122.83881	125.45313	227.59926	0.982	55.85126					
15/11/2018 17:45		240.4	240.25	240.34	518.3	564.2	499.2	119.85103	95.37154	215.22257	27.29751	69.53397	42.23645	122.94067	118.08552	219.32777	0.981	53.80564					
15/11/2018 18:00		241.56	241.06	241.24	557	566.3	540.4	128.1014	99.81927	227.92066	35.7516	81.04374	45.29214	133.05841	128.57673	232.3773	0.981	56.98017					
15/11/2018 18:15		237.21	237.03	237.05	584.2	617.2	568.9	132.61703	106.33808	238.95511	35.37812	80.29679	44.91867	137.26847	133.22817	243.14035	0.983	59.73878					
15/11/2018 18:30		236.78	236.67	236.71	604.3	649.6	583.9	137.20057	110.44629	247.64685	34.9707	80.33075	45.36005	141.68225	136.58943	251.76675	0.984	61.91171					
15/11/2018 18:45		234.9	234.63	234.34	682.1	705.8	626.3	154.10873	115.4033	269.51203	37.99244	87.5965	49.60407	158.76017	144.9756	274.03886	0.983	67.37801					
15/11/2018 19:00		232.37	231.4	231.51	757.6	744.9	698	167.2482	125.92846	293.17666	51.57329	98.59699	47.0237	175.02324	159.9485	296.92387	0.987	73.29417					
15/11/2018 19:15		231.6	230.47	230.74	786.9	775.1	743.9	171.66198	134.78997	306.45195	58.0921	103.07867	44.98658	181.23648	169.69276	309.73632	0.989	76.61299					
15/11/2018 19:30		230.99	230.26	230.33	844.1	844.7	783.6	184.6317	143.88914	328.52083	59.24647	105.93065	46.68418	193.93458	178.69007	331.82126	0.99	82.13021					
15/11/2018 19:45		231.4	230.49	230.92	808.7	835.3	777.2	176.7548	145.24722	322.00202	57.95629	102.02616	44.06987	186.02373	177.50175	325.00378	0.991	80.50051					
15/11/2018 20:00		231.69	230.65	231.35	820	882.2	829.6	178.55426	158.31879	336.87306	61.79288	104.50466	42.71178	188.97757	189.72452	339.56995	0.992	84.21826					
15/11/2018 20:15		232.41	230.94	231.96	782	819.5	805.4	169.38719	150.74747	320.13466	62.53983	105.8288	43.28897	180.55744	184.19032	323.04819	0.991	80.03366					
15/11/2018 20:30		233.07	231.89	232.62	764.9	792.9	754.6	168.09701	140.45997	308.55698	55.71545	101.04155	45.3261	177.12827	173.02007	311.86834	0.989	77.13924					
15/11/2018 20:45		233.59	232.64	232.91	780.9	778.1	724.3	172.7824	133.7714	306.5538	55.30802	99.24208	43.93406	181.40624	166.56916	309.68603	0.99	76.63845					
15/11/2018 21:00		234.29	233.18	233.48	788.9	774.5	723.6	174.81953	133.46583	308.28536	56.97168	100.39646	43.42478	183.88475	167.01054	311.32873	0.99	77.07134					
15/11/2018 21:15		234.54	233.7	234.34	757.8	804.7	741.5	168.60629	141.54644	310.15273	52.89742	97.1031	44.20568	176.7548	171.66198	313.28718	0.99	77.53818					
15/11/2018 21:30		235.65	234.93	235.24	705.1	724.9	677.3	156.92676	128.20325	285.13001	51.26772	91.19543	39.92771	165.14317	157.33418	287.91204	0.99	71.2825					
15/11/2018 21:45		236.33	235.38	235.85	731.1	738.6	700.5	162.56281	132.1417	294.70451	55.47778	95.50735	40.02956	171.76384	163.03814	297.41068	0.991	73.67613					
15/11/2018 22:00		236.51	235.58	236.31	717.8	746.1	712.2	159.64293	135.50296	295.14589	54.52712	95.91477	41.38765	168.70815	166.05988	298.03361	0.99	73.78647					
15/11/2018 22:15		237.62	236.69	237.26	693.9	699.5	670.5	154.10873	127.93163	282.04036	55.61359	90.82195	35.20836	163.85299	156.92676	284.22948	0.992	70.51009					
15/11/2018 22:30		238.41	237.71	238.09	669.7	684.7	629.3	151.25675	120.39426	271.65101	47.66879	85.66123	37.99244	158.59041	147.75968	274.29491	0.99	67.91275					
15/11/2018 22:45		238.23	237.35	237.71	649.8	641.2	608.4	145.11141	115.13168	260.24309	50.75844	84.03153	33.27309	153.73526	142.53105	262.36152	0.992	65.06077					
15/11/2018 23:00		240.77	239.97	240.61	618.9	637.4	600.6	139.78093	116.89719	256.67812	48.24598	81.04374	32.79776	147.89549	142.29339	258.76505	0.992	64.16953					
15/11/2018 23:15		241.51	240.95	241.26	598.7	613.6	572	136.79314	109.97096	246.7641	43.18711	79.85542	36.6683	143.44776	135.94434	249.47361	0.989	61.69102					
15/11/2018 23:30		242.51	242.24	242.24	581.8	581.9	518.6	134.95973	98.69885	233.65857	36.80411	74.45703	37.65291	139.91674	123.65367	236.67292	0.987	58.41464					
15/11/2018 23:45		243.23	242.89	243.03	558.4	563.9	508.9	129.66319	97.47657	227.13977	36.43064	72.86128	36.43064	134.68811	121.68444	230.04274	0.987	56.78494					
16/11/2018 0:00		244.09	243.46	243.84	513.2	516.4	486	119.00222	91.33124	210.33346	34.35956	71.97852	37.61896	123.89133	116.32001	213.67113	0.984	52.58336					
16/11/2018 0:15		244.98	244.84	245.29	485.5	521.8	458.5	115.16563	87.80021	202.96585	23.86835	66.98756	43.11921	117.64414	110.44629	207.49554	0.978	50.74146					
16/11/2018 0:30		246.47	246.11	246.72	463.4	489.1	446.4	109.83515	84.88033	194.71548	26.04129	66.61408	40.5728	112.92479	107.89988	198.89764	0.979	48.67887					
16/11/2018 0:45		247.28	247.1	247.44	442.9	446	409.6	105.65904	75.20397	180.86301	23.35907	64.67881	41.31975	108.20545	99.20813	185.52291	0.975	45.21575					
16/11/2018 1:00		247.81	247.69	248.21	396.5	424.9	385.4	95.23573	71.74086	166.97659	17.92673	59.85761	41.93088	96.89939	93.47022	172.16091	0.97	41.74415					
16/11/2018 1:15		247.96	247.74	248.21	365.5	389.7	356.4	88.13974	64.23743	152.37717	14.2599	57.65072	43.39083	89.29411	86.30632	158.43474	0.962	38.09429					
16/11/2018 1:30		246.88	246.74	247.26	368.4	389.3	354.3	88.54716	63.38863	151.93579	13.85247	57.41306	43.56059	89.63363	85.52542	158.05698	0.961	37.98395					
16/11/2018 1:45		243.41	243.32	243.82	340.9	364.3	326.9	80.56841	58.66928	139.23769	12.66415	50.86029	38.19615	81.58697	77.64853	144.38172	0.964	34.80942					
16/11/2018 2:00		243.21	243.1	243.64	339.7	356.6	320.6	80.4326	56.05497	136.48757	11.37396	51.53934	40.16537	81.2135	76.12068	142.27478	0.959	34.12189					
16/11/2018 2:15		243.28	243.19	243.73	333.1	352.8	319.8	78.73499	56.56425	135.29925	12.22277	50.65658	38.43381	79.68565	75.95092	140.65221	0.962	33.82481					

Anexo N° 13 : Diagrama unifilar salida de circuitos baja tensión HI0032



Anexo N° 14: Matriz de consistencia del proyecto.

ANEXO: MATRIZ DE CONSISTENCIA				
AUTOR: POLLACK VELASQUEZ WALTER			FECHA: 10 /02 /2019	
TÍTULO: ANALISIS DEL SUB SISTEMA DE DISTRIBUCION SE HI0032 TRUJILLO PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO Y REDUCIR PERDIDAS DE ENERGIA.				
PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	METODOLOGIA
1. Problema General: ¿Cómo realizar un análisis del sub sistema de distribución SE HI0032 Trujillo, para mejorar la calidad del servicio eléctrico y reducir las pérdidas de energía?	1. Objetivo General: Elaborar un análisis del sub sistema de distribución SE HI0032 Trujillo, para plantear una mejora en sus instalaciones con respecto a la calidad del servicio eléctrico y reducción de las pérdidas de energía.	1. Hipótesis General: Que realizando un análisis del sub sistema de distribución SE HI0032 Trujillo, utilizando medidores de energía y equipos analizadores de potencia permite realizar un modelamiento y simulaciones de flujos de carga en software para mejorar la calidad del servicio eléctrico y reducir las pérdidas de energía.	V. Independiente Análisis del sub sistema de distribución SE HI0032, Trujillo. -Factor de potencia. -Factor de carga. -Factor de utilización de transformador. -Factor de pérdidas de energía.	1. Tipo de Investigación: Investigación aplicada a las técnicas de la ingeniería mecánica eléctrica para evaluar, analizar y plantear soluciones a un problema en un subsistema de distribución para optimizar la calidad del servicio eléctrico y reducir las pérdidas de energía. 2. Nivel de Investigación Debido a la importancia de la problemática el estudio de investigación es descriptivo. 3. Método: Método deductivo: Es el diseño de investigación que recolecta datos a través del tiempo en puntos o períodos especificados, para hacer inferencias respecto al cambio, sus determinantes y consecuencias. 4. Diseño de la Investigación: Pre Experimental basado en obtener datos, mediciones, procesamiento de parámetros técnicos, propuesta de solución, que demuestra la manipulación de variable y su consecuencia en la disminución de las pérdidas y mejora de la calidad de energía eléctrica.. 5. Marco Muestral: Subsistema de distribución en los alimentadores en media tensión 10 kV de la subestación Trujillo Sur provincia de Trujillo,. 6. Población: Se seleccionó el sub sistema de distribución secundario con mayor porcentaje de pérdidas y calidad de energía deficiente en el alimentador de media tensión 10 kV TSU010.. 7. Muestra: Se seleccionó el sub sistema de distribución eléctrico SE HI0032 del alimentador TSU010 la subestación de potencia Trujillo Sur. 8. Técnicas: Análisis y simulación computacional. Procedimientos y tolerancias para el cálculo de indicadores de calidad y pérdidas de energía. Entrevistas a personal técnico Análisis documental. Mediciones de campo. 9. Instrumentos: Software DAP10. Formatos de toma de datos Hoja de inspecciones. Analizadores de redes y pinzas amperimétricas.
2. Problemas Específicos:	2. Objetivos Específicos - Ejecutar el levantamiento y actualización de información del sub sistema de distribución SE. HI0032 y sistemas de información.(topología) - Identificar y actualizar en el diagrama unifilar el recorrido, tipo de circuitos, ubicación de las cargas acorde a la distribución en campo. - Elaborar una base de parámetros eléctricos del subsistema de distribución con ayuda de los equipos de medición de energía y del analizador de potencia trifásico.	2. Hipótesis Específicas (opcional):	V. Dependiente: Mejorar la calidad del servicio eléctrico y reducir las pérdidas de energía. -Porcentaje de pérdidas de energía. -Porcentaje de caída de tensión. -Montos en soles por compensaciones.	

	<p>- Calcular usando el software DAP10 el flujo de potencia eléctrico actual en los circuitos de distribución en baja tensión detectando los valores de pérdidas y de mala calidad (caída de tensión) de energía.</p> <p>-Elaborar propuestas en las instalaciones eléctricas para la mejora de los niveles de pérdidas de energía, así como mejorar la calidad de servicio eléctrico (caída de tensión) y realizar su simulación en software.</p> <p>-Realizar una valoración económica del proyecto para la mejora del subsistema de distribución propuesto.</p>			<p>Hojas de cálculo.</p> <p>10. Indicadores:</p> <p>Porcentaje de pérdidas de energía.</p> <p>Montos en soles por compensaciones.</p> <p>Factor de utilización.</p> <p>Factor de carga</p> <p>Porcentaje de caída de tensión</p> <p>-Factor de potencia</p> <p>-Factor de utilización de transformador.</p> <p>-Factor de pérdidas de energía</p>
--	--	--	--	--

FORMATO No 4



Yo, **INCISO VÁSQUEZ JORGE ANTONIO**, docente de la Facultad de Ingeniería y Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Béctrica de la Universidad César Vallejo Trujillo, revisor (a) de la tesis titulada

"ANÁLISIS DEL SUB SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SE H10032 - TRUJILLO PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO Y REDUCIR PÉRDIDAS DE ENERGÍA", del (de la) estudiante **WALTER MARIO POLLACK VELASQUEZ**, constato que la investigación tiene un índice de similitud de 25% verificable en el reporte de originalidad del programa Turnitin.

El/la suscrita (a) analizó dicho reporte y concluyó que cada una de las coincidencias detectadas no constituyen plagio. A mi leal saber y entender la tesis cumple con todas las normas para el uso de citas y referencias establecidas por la Universidad César Vallejo.

Trujillo de agosto del 2019

INCISO VÁSQUEZ JORGE ANTONIO

DNI: 26695389

Elaboró	Dirección de Investigación	Revisó	Representante de la Dirección / Vicerrectorado de Investigación y Calidad	Aprobó	Rectorado
---------	----------------------------	--------	---	--------	-----------