



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA**

MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO

**PARA OPTIMIZAR COSTOS DE COMPENSACION EN UNA
SUBESTACION DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA
CONCESIONARIA DE ELECTRICIDAD**

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

AUTOR:

Miguel Ángel Tejada Ramírez

ASESOR METODOLOGICO:

Dr. Jorge Eduardo Lujan López

ASESOR ESPECIALISTA:

Ing. Roger Lucio León Díaz

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

Generación, Transmisión y Distribución de Energía

TRUJILLO – PERÚ

2018

PÁGINA DEL JURADO

Mg. Alex Deyvi Tejeda Ponce

Presidente

Ing. Roger Lucio León Díaz

Secretario

Dr. Roger Eduardo Lujan López

vocal

DEDICATORIA

A Dios.

Por haberme dado la vida, salud, trabajo y una linda familia. También por permitirme llegar hasta el final de este proceso universitario. Además de su infinita bondad y amor.

Dedico este desarrollo de tesis a mi esposa Sheyla Guerrero Morillo, por darme dos hermosas hijas y brindarme su apoyo incondicional y ánimo para alcanzar nuevas metas, tanto profesionales como personales.

A mis adoradas hijas Alison Nicole y Alexandra Fabiana Tejada Guerrero, que son el motor de mi vida que cada día con sus ocurrencias y travesuras me llenan de alegría. Y siempre guiaré y cuidaré para verlas hechas personas capaces y que puedan valerse por sí mismas.

A mi Madre, Consuelo Ramírez Pérez quien fue la persona que cada día me motiva a seguir adelante a luchar hasta el final, hasta conseguir mis objetivos.

A mi Padre Ulises Tejada Ruiz por iluminarme y guiarme por el camino correcto de la vida desde el cielo.

A mis hermanos Eduardo y John Tejada Ramírez, por siempre estar a mi lado apoyándome moralmente y a pesar de las diferencias, siempre estaremos unidos en las buenas y en las malas.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por haberme puesto a personas idóneas como mis asesores que gracias a su orientación supieron colaborar con el desarrollo de esta tesis: Ing. Roger León Díaz y el Ing. Jorge Lujan López

Asimismo, agradezco a mi amigo Marco Casas Fernández, por su apoyo incondicional, que ha sido fundamental para lograr este objetivo trazado.

DECLARATORIA DE AUTENTICIDAD

Yo Miguel Ángel Tejada Ramírez con DNI N° 19334115, a efectos de cumplir con las disposiciones vigentes consideradas en el Reglamento de Grados y Títulos de la Universidad Cesar 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 en los documentos como de información aportada por lo cual me someto a lo dispuesto en las normas académicas de la Universidad Cesar Vallejo.

Trujillo, Junio 2018

Miguel Ángel Tejada Ramírez

PRESENTACIÓN

Señores miembros del Jurado:

En cumplimiento del Reglamento de Grados y Títulos de la Universidad César Vallejo presento ante ustedes la Tesis titulada “Mejoramiento de la calidad del servicio eléctrico para optimizar costos de compensación en una subestación de distribución de la empresa concesionaria de electricidad.”, donde se enfoca una problemática referida a los niveles de tensión inadecuados existentes en los circuitos de una subestación eléctrica la cual ocasiona compensaciones económicas por parte de la concesionaria hacia los clientes.

Se busca aplicar mejoras a través de métodos de investigación no experimental – transversal, toma de datos, mediciones, procesamiento de datos técnicos, conclusiones, discusión de resultados, análisis económicos, recomendaciones identificando indicadores para la mejora de parámetros eléctricos y plantear las soluciones mediante cálculos además del uso de software computacional donde mediante simulaciones se obtuvieron nuevos valores.

Los trabajos de simulaciones finales logran demostrar la disminución de valores críticos para la caída de tensión en el circuito más crítico de 8.56 % a 1.78 % los cuales se enmarcarán dentro de lo estipulado en la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos la cual es supervisada por el ente fiscalizador Osinergmin además de garantizar la atención de nuevos suministros logrando un factor de utilización de 0.73 para la operación del transformador.

Finalmente queda demostrado mediante un análisis económico la viabilidad del proyecto de mejora logrando cifras favorables y una recuperación de la inversión durante el segundo año de implementación de este.

Someto a vuestra consideración y espero que cumpla con los requisitos de aprobación para obtener el título Profesional de Ingeniero Mecánico Eléctrico.

El Autor

ÍNDICE

Página del jurado.....	ii
Dedicatoria.....	iii
Agradecimiento.....	iv
Declaratoria de autenticidad.....	v
Presentación.....	vi
Índice.....	vii
Índice de figuras.....	xi
Índice de tablas.....	xiii
Resumen.....	xv
Abstract.....	xvi
I. Introducción.....	17
1.1 Realidad problemática.....	18
1.2. Trabajos previos.....	20
1.3. Teorías relacionadas al tema.....	24
1.3.1. Información del sector eléctrico.....	24
1.3.1.1 Estructura del sector eléctrico.....	24
1.3.1.2 Ley de concesiones eléctricas.....	24
1.3.1.3 Organismo fiscalizador.....	25
1.3.1.4 Norma técnica.....	25
1.3.2 Información eléctrica.....	25
1.3.2.1. Sistema de distribución eléctrica.....	25
1.3.1.2 Características de los sistemas de distribución urbanos.....	26
1.3.1.3 Características generales.....	27
1.3.1.4 Tipos de sistemas de distribución según su construcción.....	28
1.3.1.5 Según su configuración de los circuitos de baja tensión.....	28
1.3.1.6 Elementos del sistema de baja tensión.....	30
1.3.1.7. Elementos de protección.....	33
1.3.1.8. Redes de distribución secundaria.....	35
1.3.1.9. Instalaciones de alumbrado público.....	38
1.3.1.10. Sistemas para registro de información.....	38
1.3.2. Diagramas eléctricos.....	40
1.3.2.1. Diagrama unifilar o de una línea.....	40

1.3.3. Medición de parámetros eléctricos	42
1.3.3.1. Registrador analizador de calidad de potencia fluke 1743.	42
1.3.3.2. Diagrama de carga	44
1.3.3.3. Máxima demanda	44
1.3.3.4. Factor de potencia	44
1.3.3.5. Factor de simultaneidad	44
1.3.3.6. Factor de demanda.....	45
1.3.3.7. Factor de carga	45
1.3.3.8. Factor de diversidad	45
1.3.4. Flujo de potencia eléctrico	45
1.3.4.1. Software computacional de análisis de sistemas eléctricos – DAP10.....	46
1.3.5. Indicadores críticos del sistema de distribución.	47
1.3.5.1. Pérdidas de energía.....	47
1.3.5.2. Caída de tensión	48
1.3.5.3. Factor de utilización	48
1.3.6. Evaluación económica.	48
1.3.6.1. Valor actual neto.....	49
1.3.2.3 Relación beneficio costo	49
1.4. Formulación del problema	50
1.5 Justificación del estudio.....	50
1.5.1. Relevancia tecnológica:.....	50
1.5.2. Relevancia social:.....	50
1.5.3. Relevancia económica:.....	50
1.6. Hipótesis.....	50
1.7. Objetivos.....	51
1.7.1. General.....	51
1.7.2. Específicos.....	51
II. Método	53
2.1 Diseño de investigación	53
2.2 Variables, operacionalización.	53
2.3 Población y muestra.....	55
2.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos, validez y confiabilidad.....	55
2.5 Métodos de análisis de datos.	56
2.6 Aspectos éticos.	57
III. Resultados	59

3.1. Información eléctrica	59
3.1.1. Instalaciones eléctricas de la subestación HI0052 AMT TSU010.	59
3.1.1.1. Transformador trifásico de distribución.....	59
3.1.1.2. Sistemas de protección en media y baja tensión.....	60
3.1.1.2.1. Seccionador de media tensión.....	60
3.1.1.2.2. Fusibles de protección en baja tensión.	60
3.1.1.3. Redes de distribución secundaria de baja tensión.....	61
3.1.1.4. Medidores trifásicos totalizadores.	63
3.1.1.5. Estructuras de concreto (C.A.C).	64
3.1.2. Sistemas de información de la empresa concesionaria.	64
3.1.2.1 Sistemas Optimus NGC Comercial.....	64
3.1.2. Sistemas Optimus NGC - NTCSE.....	64
3.2. Diagrama unifilar del sistema de distribución secundario de la subestación HI0052 alimentador TSU010. 75	
3.2.1 Actualización del diagrama unifilar del tablero de distribución.....	76
3.3. Base de datos de parámetros eléctricos.....	78
3.3.1 Registro de los niveles de tensión.	78
3.3.2 Registro de los niveles de corriente.....	80
3.3.3 Diagrama de carga de la subestación.....	82
3.3.4 Cálculo de la máxima demanda.	83
3.3.5 Cálculo del factor de carga.	83
3.3.6 Cálculo del factor de potencia.	84
3.3.7 Calculo del factor de pérdidas.	84
3.4. Modelado para el cálculo de flujo de potencia con software computacional.	84
3.4.1 Etiqueta de ingreso de datos.	84
3.4.2 Modelado en circuito "A".....	85
3.4.3 Modelado en circuito "B".....	86
3.4.4 Modelado en circuito "C".....	87
3.4.5. Modelado en circuito "D".....	88
3.4.6 Modelado en circuito "E".....	89
3.4.7 Modelado en circuito "F".....	90
3.4.8 Modelado en circuito "G".....	91
3.4.9 Modelado en circuito "H".....	92
3.4.10 Modelado en circuito "I".....	93
3.4.11 Modelado en circuito "J".....	94

3.5. Identificación de indicadores críticos.....	95
3.5.1 Caída de tensión (%).	95
3.5.2 Compensación por circuito.....	96
3.5.3 Cálculo del factor de utilización del transformador (FU).....	97
3.6 Correctivos utilizando software de modelamiento.	97
3.6.1 Simulaciones de flujo de potencia circuito “I”.....	97
3.6.1.1 Simulaciones para mejora de servicio eléctrico circuito “I”.....	99
3.6.2 Simulaciones de flujo de potencia circuito “E”.	100
3.6.2.1 Simulaciones para mejora de servicio eléctrico circuito “E”.	101
3.6.3 Simulaciones de flujo de potencia circuito “B”.	103
3.6.3.1 Simulaciones para mejora de servicio eléctrico circuito “B”.	104
3.6.4 Simulaciones de flujo de potencia circuito “H”.	106
3.6.4.1 Simulaciones para mejora de servicio eléctrico circuito “H”.	107
3.6.5 Porcentajes de caída de tensión en circuitos después de simulación mediante software computacional.....	108
3.6.6 Factor de utilización en subestaciones HI0052 y HI0052 – A después de simulación mediante software computacional.	109
3.7 Evaluación económica de lo propuesto en la simulación.	110
3.7.1 Modelo técnico del proyecto.	111
3.7.1.1 Monto de inversión.....	111
3.7.1.2 Ingresos.	111
3.7.1.3 Ingreso total.....	112
3.7.1.4 Costos variables.	113
3.7.1.5 Otros costos indirectos de la subestación de distribución.....	113
3.7.1.6 Depreciación.	113
3.7.1.7 Estado de pérdidas y ganancias.....	114
3.7.1.8 Flujo de caja.....	115
3.7.1.9 Perspectiva económica.	115
IV. Discusión	117
V. Conclusión.....	120
VI. Recomendaciones.....	122
VIII. Referencias.....	125
Anexos	128

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1: Etapas del sistema de distribución de energía.	26
Figura N° 2: Distribución abierto media tensión.	29
Figura N° 3: Distribución abierto en baja tensión.	29
Figura N° 4: Redes en malla	29
Figura N° 5: Transformador Subestación a nivel.	31
Figura N° 6: Transformadores de distribución.	32
Figura N° 7: Seccionador.	34
Figura N° 8: Fusible de baja tensión NH.	34
Figura N° 9: Diagrama unifilar - sistema eléctrico de potencia.	41
Figura N° 10: Esquema de conexión del analizador de calidad de potencia.	43
Figura N° 11: Analizador de calidad de potencia Fluke 1743	43
Figura N° 12: Ficha DAP10.0 Barra de Menús.	47
Figura N° 13: Analizador de calidad de potencia.	56
Figura N° 14: Pinza volt – amperimétrica marca Fluke.	56
Figura N° 15: Subestación de distribución caseta nivel.	59
Figura N° 16: Seccionador para Media Tensión	60
Figura N° 17: Fusibles de baja tensión tipo NH.	61
Figura N° 18: Calibres de salida de conductores en tablero	61
Figura N° 19: Medidor trifásico electromecánico de SP.	63
Figura N° 20: Tasa de crecimiento del consumo de energía de clientes.	65
Figura N° 21: Tasa de crecimiento de compensaciones por periodo 2017.	67
Figura N° 22: Grafico de valores de tensión período 7 días.	69
Figura N° 23: Grafico de valores de tensión suministro 46469231.	72

Figura N° 24: Ubicación geográfica de las redes de distribución HI0052.	74
Figura N° 25: Diagrama unifilar tablero de subestación.	77
Figura N° 26: Tensiones entre fase y neutro HI0052.	80
Figura N° 27: Corriente por fase y neutro.	82
Figura N° 28: Diagrama de carga HI0052.	82
Figura N° 29: Diagrama de máxima demanda HI0052 24 horas.	83
Figura N° 30: Mapa tematico de caída de tensión circuito "A".	86
Figura N° 31: Mapa tematico de caída de tensión circuito "B".	87
Figura N° 32: Mapa tematico de caída de tensión circuito "C".	88
Figura N° 33: Mapa temático de caída de tensión circuito "D".	889
Figura N° 34: Mapa temático de caída de tensión circuito "E".	90
Figura N° 35: Mapa temático de caída de tensión circuito "F".	911
Figura N° 36 : Mapa temático de caída de tensión circuito "G".	92
Figura N° 37: Mapa temático de caída de tensión circuito "H".	93
Figura N° 38: Mapa temático de caída de tensión circuito "I".	94
Figura N° 39: Mapa temático de caída de tensión circuito "J".	95
Figura N° 40: Mapa temático de caída de tensión circuito "I".	98
Figura N° 41: Caída de tensión circuito "I" después de simulación.	100
Figura N° 42: Mapa temático de caída de tensión circuito "E".	101
Figura N° 43: Caída de tensión circuito "E".después de simulación.	102
Figura N° 44: Mapa temático de caída de tensión circuito "B".	1033
Figura N° 45: Ubicación de centro de carga AMT – TSU0010.	105
Figura N° 46: Caida de tensión y traslado de carga a subestación HI0052 – A.	106
Figura N° 47: Mapa tematico de caída de tensión circuito "H".	107
Figura N° 48: Caida de tensión circuito "H" después de simulación.	108

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1: Tensiones normalizadas.	266
Tabla N° 2: Potencia nominal de transformadores.	31
Tabla N° 3: Conexión de los devanados de transformadores.....	33
Tabla N° 4: Corrientes de ruptura (KA).	35
Tabla N° 5: Capacidad de térmica del conductor subterráneo.	36
Tabla N° 6: Capacidad de corriente conductor subterráneo.	37
Tabla N° 7: Operacionalización de variables	534
Tabla N° 8: Técnicas e instrumentos de recolección de datos	555
Tabla N° 9: Datos de las redes de distribución en baja tensión.	62
Tabla N° 10: Tasa de crecimiento promedio de energía HI0052.....	64
Tabla N° 11: Monto de compensaciones por circuito HI0052.....	66
Tabla N° 12: Monto de compensaciones por período año 2017.	66
Tabla N° 13: Valores de suministro 46469124 medido por mala calidad.....	68
Tabla N° 14: Cantidad de intervalos medidos en el suministro 46469124.....	70
Tabla N° 15: Cantidad de intervalos medidos en el suministro 46469231.....	71
Tabla N° 16: Cantidad de intervalos medidos en el suministro 46469231.....	72
Tabla N° 17: Toma de Carga Instantánea en hora punta.....	75
Tabla N° 18: Toma de Carga Instantánea en hora fuera de punta.	75
Tabla N° 19: Tensión valores mínimos y máximos.....	78
Tabla N° 20: Registros de tensión tomados a intervalos de una hora.....	79
Tabla N° 21: Registros de corriente mínimos y máximos.....	80
Tabla N° 22: Registro de corriente a intervalos de una hora.	81
Tabla N° 23: Registro de corriente a intervalos de una hora.	85

Tabla N° 24: Caída de tensión por circuito.....	96
Tabla N° 25: Cantidad de suministros afectados o compensados al año.....	96
Tabla N° 26: Puntos afectados por la caída de tensión.....	99
Tabla N° 27: Puntos afectados por la caída de tensión.....	101
Tabla N° 28: Puntos afectados por la caída de tensión circuito "B".....	104
Tabla N° 29: Puntos afectados por la caída de tensión circuito "H".....	107
Tabla N° 30: Puntos afectados por la caída de tensión en circuitos HI0052.....	108
Tabla N° 31: Factor utilización antes y después de simulación HI0052.....	109
Tabla N° 32: Factor de utilización después de simulación HI0052 - A.....	110
Tabla N° 33: Cuadro de monto de inversión.....	111
Tabla N° 34: Producción de energía en una subestación.....	112
Tabla N° 35: Producción de energía en una subestación.....	112
Tabla N° 36: Producción de energía en una subestación.....	113
Tabla N° 37: Cuadro de costos de operación.....	113
Tabla N° 38: Cuadro de Depreciación.....	113
Tabla N° 39: Estado de pérdidas y ganancias.....	114
Tabla N° 40: Flujo de caja.....	115
Tabla N° 41: Valoración del proyecto a cinco años.....	115
Tabla N° 42: Valoración del proyecto a un año.....	115

RESUMEN

Este trabajo es realizado para mejorar la calidad de servicio eléctrico en la subestación de distribución HI0052 alimentador en media tensión TSU010 en la ciudad de Trujillo, las redes de baja tensión conformados por 11 circuitos denominados alfabéticamente desde la letra “A” hasta la “K” presentan valores de tensión inadecuados en 4 de éstos “I”, “E” “B” “H” de acuerdo a la información obtenida mediante modelado en software DAP10 de flujo de potencia y de la base de datos del sistema Optimus NTCSE, dichos valores están fuera del rango permitido por la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos como es el $\pm 5\%$ de caída de tensión ocasionando que la empresa concesionaria compense económicamente a los suministros afectados siendo este monto en el año 2017 de 373 dólares, se suma a esto el incremento de nuevos suministros (cargas) afectando la calidad de tensión y haciendo que el factor de utilización del transformador opere en 0.94.

En el presente trabajo utilizando el software de flujo de potencia en los circuitos se llegó a plantear las soluciones como el cambio de sus calibres para el “I”, “E”, “H”, para el circuito “B” se trasladó su carga hacia la subestación HI0052 – A (nueva) reduciendo el porcentaje de caída de tensión de 8.56 % a 1.78 % con un factor de utilización de 0.73.

De este modo la subestación HI0052 al final registra un factor de utilización de 0.8 de operación y sus circuitos después de la simulación en las tolerancias de caída de tensión permitidas dejando así de compensar económicamente a los suministros antes afectados. En la valoración económica de la mejora se obtiene un costo beneficio de 1.64 y un retorno de inversión a partir del segundo año.

Palabras claves: NTCSE, compensación, caída de tensión.

ABSTRACT

This work is carried out to improve the quality of electric service in the distribution substation HI0052 medium voltage power supply TSU010 in the city of Trujillo, the low voltage networks consisting of 11 circuits named alphabetically from the letter "A" to the "K" have inadequate voltage values in 4 of these "I", "E" "B" "H" according to the information obtained by modeling in power flow software DAP10 and the database of the Optimus NTCSE system, said values are outside the range allowed by the technical norm of quality of the electrical services as it is the $\pm 5\%$ of voltage drop causing the concessionaire company to compensate economically to the affected supplies being this amount in the year 2017 of 373 dollars, adds to This is the increase of new supplies (loads) affecting the voltage quality and causing the transformer utilization factor to operate at 0.94.

In the present work using the software of flow of power in the circuits one got to raise the solutions like the change of his calibers for the "I", "E", "H", for the circuit "B" his load was moved to substation HI0052 - A (new) reducing the percentage of voltage drop from 8.56% to 1.78% with a utilization factor of 0.73.

In this way the substation HI0052 finally registers a utilization factor of 0.8 of operation and its circuits after the simulation in the tolerances of voltage drop allowed thus leaving to economically compensate the supplies previously affected. In the economic evaluation of the improvement, a cost benefit of 1.64 is obtained and a return on investment from the second year.

Keywords: NTCSE, compensation, voltage drop.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

I. INTRODUCCIÓN

1.1 Realidad problemática

El crecimiento del sector eléctrico peruano se caracteriza por ser vegetativo; en otras palabras, las transiciones en el ciclo económico no trascienden en gran medida en la tasa de crecimiento del PBI del sector electricidad. Sin embargo, cuando el incremento del PBI se proyecta por encima de su tasa potencial de 4.0% (como es el caso para los años 2016 y 2017), esto repercute en el crecimiento del consumo eléctrico y en la producción eléctrica, a través de la inversión y en el desarrollo de proyectos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Es en la etapa de distribución de energía eléctrica en donde las instalaciones que abarca un sistema de transformación en media tensión hasta los puntos de entrega de los clientes de media (MT) o baja tensión (BT) e inclusive el alumbrado público presentan deficiencias en la calidad de la energía específicamente en la calidad de producto, los cuales comprende además los niveles de tensión adecuados conforme a lo establecido en la Norma de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

La Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A. (Hidrandina S.A.), es una empresa que su principal actividad es realizar la distribución y comercialización de energía eléctrica, en un área de concesión, de conformidad con lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 y su Reglamento Decreto Supremo N° 009-93 EM y modificatorias.

Hidrandina S.A. abarca un área de concesión de 7 916 km², en las regiones de Ancash, La Libertad y parte de Cajamarca, atendiendo más de 867 mil clientes y por ello ha dividido geográficamente el área de atención en cinco Unidades de Negocios: Trujillo, La Libertad Norte, Chimbote, Huaraz y Cajamarca.

Las urbanizaciones Fátima, Covirt y La Merced III Etapa están ubicadas en el distrito de Víctor Larco de la ciudad de Trujillo, concesión de la empresa distribuidora de electricidad Hidrandina S.A, tiene diversos parques, edificaciones producto del crecimiento vertical de dicha urbanización, residencias, negocios y diversos comercios. En este sentido las redes de media tensión y baja tensión

deben ser de preferencia subterráneas y debe tenerse el sumo cuidado de coordinar con los servicios de agua, alcantarillado (Sedalib), telefonía, internet, cable a fin de mantener la continuidad de los servicios públicos.

El sistema de distribución de energía se alimenta desde la subestación de transmisión Trujillo Sur a través de un alimentador en 10 kV., subestación de distribución tipo caseta convencional a nivel, de 500 kVA interconectada eléctricamente.

El equipamiento actual es de tecnología antigua, aún siguen operativos equipos como barras circulares de cobre, terminaciones tipo botella, cables NYY, interruptores en SF6 tipo botella, seccionadores de carga con apaga chispa en soplo de aire, etc.

Los suministros eléctricos han registrado un incremento de demanda de energía en especial en los últimos 10 años, según los indicadores registrados en la base de datos de Hidrandina SA, la mayoría ligada al sector comercial.

La evolución del incremento de los clientes en la urbanización pasó de 871 en el año 2014 a 921 en el año 2017.

En ese contexto como se ha mencionado las viviendas y/o negocios del sector de Trujillo cuentan con una red de distribución, la cual tiene una antigüedad mayor a treinta años y está formada por un modelo urbano residencial, comercial conformada por manzanas con construcciones, las cuales contaban en sus inicios con una calificación eléctrica por lote de $6w/m^2$.

La empresa Hidrandina SA. abastece de energía eléctrica a 25 manzanas, con un total de 921 clientes, desde una subestación de distribución tipo caseta a nivel, la cual; se encuentra ubicada en la cuadra uno de la Av. Fátima y está denominada con el código HI0052, perteneciente al alimentador de media tensión en 10 kV - TSU010 en cuyo interior se encuentra instalado un transformador trifásico con una potencia aparente de 500 KVA con conexionado estrella en el bobinado secundario para un nivel en baja tensión entre fases de 380/220 V o 4 hilos.

La empresa concesionaria de distribución Hidrandina S.A. realizó el procesamiento de datos por consumos de energía activa de los clientes en baja tensión pertenecientes a la subestación HI0052 tomando como referencia los años 2014 hasta 2017 llegándose a consumir en este último año 2501 MWH, determinándose una tasa de crecimiento promedio de 0.5 %.

El crecimiento de la demanda eléctrica debido al equipamiento con aparatos eléctricos y al uso de locales comerciales y establecimientos financieros (bancos, hoteles y otros) está provocando el deterioro y el desempeño ineficiente de las redes eléctricas de distribución.

Los circuitos existentes de baja tensión presentan niveles de caída de tensión, el más crítico de 8.56 % lo cual supera la tolerancia de $\pm 5\%$ permitido por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) lo que origina mala calidad de producto (nivel de tensión), como consecuencia la empresa eléctrica está compensando económicamente a los clientes afectados, en el año 2017 el monto total llegó a la suma de \$ 373.81.

A su vez se está limitando la atención de nuevos requerimientos de incremento de potencia de los clientes en baja tensión debido, ya que los circuitos subterráneos están saturados y la máxima demanda monitoreada del transformador está cercana al valor de la potencia instalada ciento su factor de utilización 0.94.

1.2 Trabajos previos.

Internacional

Holguín y Gómez (2010) “Análisis de calidad de energía eléctrica en el nuevo campus de la Universidad Politécnica Salesiana”. Para optar el título de ingeniero electricista de la Universidad Politécnica Salesiana Guayaquil – Ecuador.

Este trabajo muestra el mejoramiento que de acuerdo a los resultados obtenidos en las mediciones de parámetros eléctricos del tablero de distribución general de la Universidad Politécnica Salesiana en un primer momento se obtuvieron los valores del consumo de potencia eléctrica medido en el tablero

general el cual es alimentado por un transformador de 500 kVA fue de 160 KW en promedio llegando a consumos máximos de 210 KW. Es necesario obtener un control de los consumos semanales o mensuales de preferencia en los periodos de mayor demanda.

Los objetivos propuestos en esta tesis se han cumplido en su totalidad puesto que los niveles de tensión en las diversas acometidas ubicadas en el tablero general se encuentran dentro de lo contemplado en la Norma Técnica de Calidad 1340 de variación entre los rangos + 5% y 10% como se concluye son aceptables.

Los niveles de tensión entre fases son aceptables puesto que ya no existe desbalance entre estas.

Se presentaron eventos transitorios en las acometidas del tablero debido a máquinas herramientas utilizados en la construcción de los diferentes ambientes de la universidad.

Los resultados para la protección de los tableros, se encuentran bien dimensionados y los nuevos calibres de conductor resultaron los óptimos para la carga demandada.

En conclusión, los parámetros eléctricos de voltaje, corriente, potencia y frecuencia son aceptables para la operación en condiciones normales de las instalaciones eléctricas de la universidad.

Internacional

Vizcaíno (2017) “Análisis de la calidad de la calidad de la energía del sistema eléctrico de la zona cultural universitaria de la UNAM”, Para optar el título de ingeniero electricista y electrónico de la Universidad Nacional Autónoma de México Cd de Mx – México.

Se concluye que el transformador de la subestación general tres tiene una tensión de distribución de 23 Kv con una potencia aparente de 10 MVA. La cual suministra de energía eléctrica a 23 de las 32 subestaciones derivadas que forman a la ZCU. Se alimenta además por medio de una línea aérea desde la subestación Odón de Buen de la CFE, ubicada en avenida del IMAN.

De las subestaciones derivadas se observó que sólo una, además de contar con el equipo de seguridad completo, es la única que cumple con todos los apartados de la NOM 001 SEDE 2012 (INSTALACIONES ELÉCTRICAS (UTILIZACIÓN)); esta es el MUAC (FLORES *et al.*, 2012).

Se observa el porcentaje de utilización de los transformadores, el 100 % de las dependencias no cumplen con el valor para el cual fue calculado. Esto indica que están sobredimensionados y subutilizados con un valor del 18 %, derivando pues en pérdidas de energía en el cobre y el núcleo del transformador. Para mejorar este parámetro se ha propuesto el cambio de los transformadores, a unos de menor capacidad, adecuados para satisfacer la demanda requerida, esta se enlista en la tabla 2.2 (NOM - 002 - SEDE - 1999).

En el desbalance de la corriente el 50% de los locales no cumplen con lo establecido en las normas, las fuentes causantes son el incremento de luminarias incandescentes e incorporación de nuevas cargas al sistema lo cual provoca sobrecalentamiento en los conductores de los circuitos, reducción de la vida útil y envejecimiento de los equipos para lo que se recomendó realizar un balance de cargas en cada fase para que el desplazamiento entre estas sea de 120°. En lo que respecta al factor de potencia se logró obtener un valor de 0.94 de acuerdo a lo establecido en la Comisión Federal de Electricidad.

Los indicadores de variaciones de tensión de corto plazo (PST) y de largo plazo (PLT). se muestran los resultados obtenidos, los cuales se encuentran dentro de los parámetros establecidos por las normas: IEC - 868, IEC - 61000 - 3 - 3 y la especificación CFE L0000 - 45 (COMISION NACIONAL DE ENERGIA, 1997; FERREYRA *et al.*, 2013).

Nacional

Uceda (2017) “Análisis del sistema de distribución secundario de la subestación HI0090 – Urb. Las Quintanas – Trujillo mediante su modelado y simulación para optimizar la distribución de 315 KVA” para optar el título de

ingeniero mecánico electricista de la universidad Cesar Vallejo de la ciudad de Trujillo – Perú.

Se obtuvieron los datos del sistema de distribución de la HI0090 AMT – TSU004, de igual manera se recabó información de los consumos de clientes y medidores totalizadores con la cual se llegó a definir la tasa de crecimiento en energía del 3.71 % anual la cual se deberá tomar en cuenta en el planeamiento eléctrico.

En la actualización del diagrama unifilar de la subestación HI0090 se empleó el software AutoCAD donde se tuvo en consideración todos los parámetros de los equipos, componentes. Se obtuvo una base de datos de parámetros eléctricos de equipo analizador de potencia instalado en la salida del transformador con los cuales se determinó el valor de la máxima demanda en 256 KW y la demanda promedio de 172.6 KW. Así como la tensión de 223 V en promedio y picos de corriente máxima de 622 A, cuando la nominal del transformador es 456 A.

El flujo de potencia realizado con el software DAP 10 en los 7 circuitos (A, B, C, E, G, H, I) tomando los valores de ingreso registrados por el analizador muestra como resultado porcentajes de caída de tensión y pérdidas de energía fuera de las tolerancias, el más crítico el circuito el circuito “C” con 13.1 % de caída de tensión y un porcentaje de pérdidas de energía de 7.98 %.

La identificación de indicadores críticos en 3 circuitos (A, B, C) permitió realizar los trabajos de simulación obteniéndose resultados favorables en el circuito “A” la caída de tensión en porcentaje se redujo de 7.38 % a 3.73 % en el circuito “B” de 6.89 % a 2.06 % y en el circuito “C” de 13.1 % a 1.04 %, por consiguiente se dejaría de compensar económicamente a los clientes por mala calidad de producto, en tanto a pérdidas de energía también se muestra una reducción en dichos circuitos donde en el circuito “C” con mayor índice paso de tener 7.98% a 1.68 % como se muestra en la tabla 3.18., en lo que respecta a factor de utilización el valor paso de 0.94 a 0.47 lo que permite atender ampliaciones de potencia en la urbanización.

Se concluye que la alternativa de la instalación de dos subestaciones de distribución cada una de 100 kVA, planteadas en la simulación de la SED HI0090

– 1 y HI0090 - 2, es viable desde la perspectiva económica, con un VAN para un año es de S/. 230,544.28.

La rentabilidad total del proyecto, es de 152 % (TIR económica) superando a la tasa de interés fija 10%. El proyecto es rentable obteniendo B/C de 2.29 para el análisis de un año, con un periodo de retorno de 7.5 meses.

1.3. Teorías relacionadas al tema.

1.3.1 Información del Sector Eléctrico.

1.3.1.1 Estructura del sector eléctrico.

Los cambios en el sector eléctrico estuvieron determinados, en parte, por la Ley de Concesiones Eléctricas promulgada en 1992. En ésta, se divide el sector en actividades de generación, transmisión y distribución con un régimen de libertad de precios para que los suministros puedan realizarse en condiciones de competencia, y otro de precios regulados. De esta manera, existen métodos para obtener el precio máximo de generación, transmisión y distribución con un órgano encargado de fijar las tarifas. Del mismo modo, este sector se encuentra compuesto por cinco actores los cuales son: los usuarios o clientes, las empresas eléctricas, el Comité de Operación Económica de Sistema Integrado Nacional (COES), Ministerio de Energía y Minas (MEM) y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) junto con el Instituto de Defensa de la Libre Competencia y la Propiedad Intelectual (INDECOPI).

1.3.1.2 Ley de Concesiones Eléctricas.

La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), promulgada en el año 1992, y por su reglamento, promulgado en el año 1993 rige para todo el sector eléctrico en el Perú. De acuerdo a esta ley, el sector se divide en tres grandes actividades: generación, transmisión y distribución. A partir del año 2000, está conformado por solo un sistema interconectado nacional (SINAC), además de algunos sistemas aislados.

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.

1.3.1.3 Organismo Fiscalizador.

Se crea mediante Decreto Ley 26734 el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), cuya función es supervisar las actividades de las empresas en los sectores de electricidad e hidrocarburos, así como el cumplimiento de las disposiciones legales y normas técnicas vigentes, incluyendo lo relativo a la protección y conservación del medio ambiente. (Dimas, 2013)

1.3.1.4 Norma técnica.

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. (Eléctricos, 1997)

1.3.2 Información eléctrica.

1.3.2.1 Sistema de distribución eléctrico.

Los sistemas eléctricos de distribución son un conjunto de instalaciones eléctricas las cuales se dividen dicho sistema en etapas como son generación, transmisión y distribución de energía eléctrica (figura 1).

Estas etapas comienzan desde las subestaciones de potencia en alta tensión (AT), que reducen el nivel de tensión a un voltaje establecido (10 kV o 22.9 Kv.) para la distribución local en mediana tensión (MT), que involucran una zona geográfica determinada hasta los clientes finales ya sea en media o baja tensión. (Alberto, 2016)

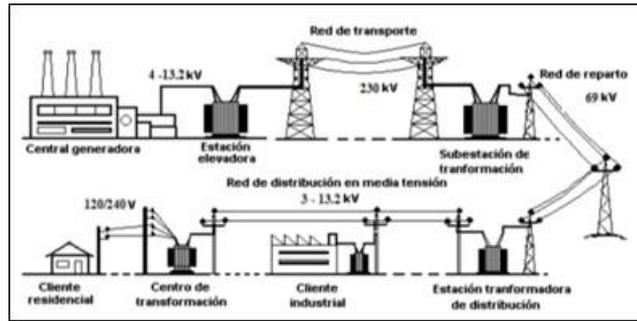


Figura N° 1: Etapas del sistema de distribución de energía.

Fuente: (Hernández, 2013)

Las tensiones normadas en el país son las que se detallan a continuación en la tabla 1.

Tabla N° 1: Tensiones normalizadas.

Baja Tensión	Media Tensión	Alta Tensión	Muy Alta Tensión
380/220 V	20 KV	60 KV	500 KV.
440/220 V	22.9 KV	138 KV	
	33 KV	220 KV	

Fuente: (CNE – Suministro) (Codigo Nacional Electricidad, 2011).

1.3.1.2 Características de los sistemas de distribución urbanos

En lo que abarca bloques urbanos se distingue lo siguiente:

a.) Sistema de distribución primario (MT):

Este sistema posee tensiones de funcionamiento típicas entre 10 kV y 33 kV, y son del en gran mayoría radial. Esta red abarca áreas de consumo (población, industria, etc.), conectando las subestaciones de distribución con los centros de transformación.

b.) Sistema de distribución secundario (BT):

En este sistema la principal característica es que operan en la etapa siguiente de la distribución de media tensión (MT) y su nivel de tensión es el que manejan los clientes finales (440 V, 380V y 220 V). (Alberto, 2016)

1.3.1.3 Características generales.

a.) Topologías generalmente radiales.

El flujo recorre en el alimentador principal que suministra de energía eléctrica a los consumos (cargas) por medio de ramas o derivaciones y la corriente eléctrica sigue un solo sentido hacia la carga final.

b.) Conexiones de diversos tipos

Existen varios tipos de conexiones como son trifásicas y monofásicas. En media tensión generalmente cuentan con conexiones trifásicas. En los sistemas de baja tensión existen las más variadas conexiones en gran parte cargas monofásicas debido a los clientes residenciales. Por este motivo para evitar desequilibrios se instalan equitativamente las cargas en las distintas fases.

c.) Cargas de naturaleza diversa.

La naturaleza de las cargas es un punto a notar, Se encuentra en su mayoría cargas de los tipos: residenciales, industriales, agroindustriales y comerciales. Cada uno tiene sus propias características de consumo.

d.) Líneas sin transposiciones

Se observa que en baja tensión no existen transposiciones debido a que las líneas no son de gran longitud (menos de 500 m). Esta condición involucra que la caída de tensión debido a acoplamientos sea desequilibrada.

1.3.1.4 Tipos de sistemas de distribución según su construcción

De acuerdo a su construcción se clasifican en:

- a.) Aérea:** El montaje de los conductores para media tensión en su mayoría se realiza al aire libre sobre postes de concreto o madera y en baja tensión es con cable aislado. El valor de la inversión es bajo comparado con el sistema subterráneo, además tiene ciertas ventajas para la inspección de fallas y tiende a disipar mejor el calor de los conductores. El transformador de distribución se encuentra soportado en los postes y a la vista. Entre las desventajas que presenta menor aspecto estético, menor confiabilidad, además de estar expuesta a fallas por descargas atmosféricas, choque de vehículos, vandalismo, etc.
- b.) Subterránea:** Este sistema es empleado para abastecer a sectores con una gran densidad energética. Tienen una mayor confiabilidad y mejor calidad de servicio, el costo de la inversión es mayor que el sistema aéreo. Los transformadores y circuitos de baja tensión se encuentran en cámaras bajo el nivel de suelo.

Se emplean en zonas donde por razones de urbanismo, seguridad, y estética no se aconseja el sistema aéreo. Actualmente este sistema es más competitivo en zonas urbanas y céntricas.

1.3.1.5 Según su configuración de los circuitos de baja tensión.

De acuerdo al esquema de montaje los más comunes son:

a.) Líneas de distribución abiertas

Son aquellas donde la trayectoria del flujo de energía parte desde la fuente hacia la carga (Fig. 2 y 3). Se llama también radial cuando está conformada por líneas de derivación con cargas en los extremos o distribuidas a lo largo de la línea. (Coello, 2010)

Las ventajas de este tipo de redes son: fácil diseño, su instalación es económica y permite la rápida localización de averías.

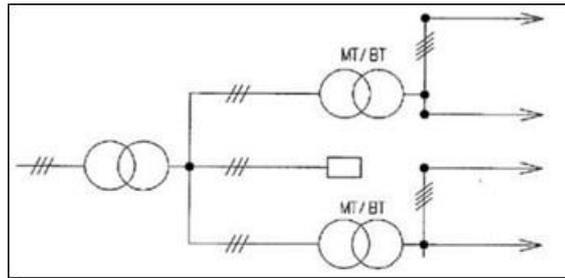


Figura N° 2: Distribución abierta media tensión.

Fuente: (Trasancos, 2010).

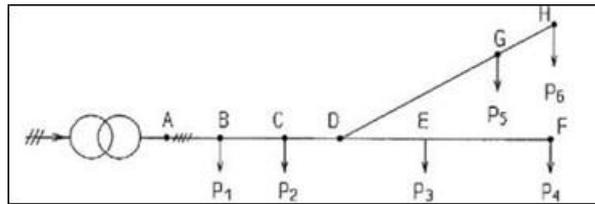


Figura N° 3: Distribución abierta en baja tensión.

Fuente: (Trasancos, 2010).

b.) Líneas de distribución cerradas

Son las que reciben la corriente por dos o más puntos. Pueden ser en malla las cuales están constituidas cerradas unidas eléctricamente, pueden estar construidas de esa manera o puede ser producto de la unir eléctricamente varias radiales (Fig.4) (José, 2010).

La principal ventaja de la red en malla es una mínima caída de tensión sin considerables variaciones por cambio de consumo y poder enfrentar el aumento de demanda de potencia sin grandes modificaciones en la red. Se utiliza para el suministro de energía a zonas de alta densidad de carga obteniéndose buena estabilidad de tensión y seguridad en el suministro.

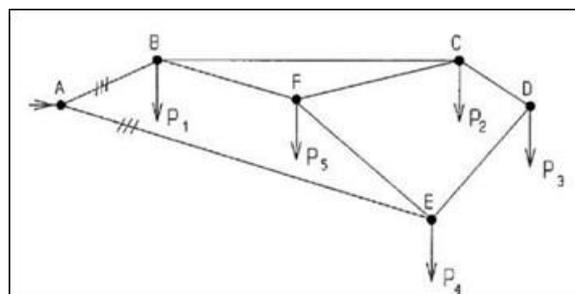


Figura N° 4: Redes en malla

Fuente: (Trasancos, 2010).

1.3.1.6 Elementos del sistema de baja tensión (BT).

A continuación, se explican los principales elementos en el sistema de baja tensión para modelarlos y realizar flujo de potencia adecuado. En donde se identifican los siguientes:

a.) Subestaciones de distribución

Se denomina subestación de distribución a la infraestructura eléctrica utilizada en los centros de transformación para transformar la media tensión en baja tensión (Miguel, 2007).

Comprende generalmente el transformador y los equipos de maniobra, protección y control, tanto en el lado primario como en el secundario y eventualmente edificaciones para albergarlos. De acuerdo a su instalación pueden ser tipo convencional (de superficie o caseta en edificios), tipo aérea (monoposte o biposte) y tipo compacta (bóveda o pedestal).

b.) Subestación caseta a nivel.

Son aquellas que pueden ser instaladas a nivel del suelo, los transformadores a utilizarse son con ventilación forzada y refrigerado en aceite como se muestra en la figura 5, a su vez son instalados en celdas adecuadas que contienen los equipos de maniobra tanto en su lado primario y secundario (Codigo Nacional Electricidad, 2011).



Figura N° 5: Transformador Subestación a nivel.

Fuente: (<http://www.transformadoreshpindustrial.com/>)

- **Niveles de potencia**

Los niveles de potencia de los transformadores se aprecian en la tabla 2, generalmente son utilizados para la elaboración de proyectos y se adoptan preferentemente las potencias subrayadas (Alberto, 2016).

Tabla N° 2: Potencia nominal 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>
<u>100</u>	<u>315</u>
	<u>400</u>
	500
	<u>630</u>
	800
	1000
	1600

Fuente: (CNE – Tomo IV, pág. 88).

c.) Transformador de distribución.

Es el elemento que une o interconecta la red de media tensión y la red de baja tensión, el cual suministra la potencia a los clientes o cargas en baja tensión (Alberto, 2016)



Figura N° 6: Transformadores de distribución.

Fuente: (Toledano y Sanz, 2013).

También, es definida como una máquina estática, de inducción electromagnética (Figura. 6), destinada a transformar un sistema de corrientes variables en otro de intensidades y tensiones generalmente distintas. (José L. T., 2013)

- **Regulación de tensión**

Los transformadores de distribución llevan gradines en el bobinado primario, para regular el nivel de tensión secundaria. Estos son ajustables mediante interruptores o conmutadores. (Codigo Nacional Electricidad, 2011)

Los interruptores se utilizan para el ajuste gradual bajo carga, mientras que los conmutadores son operados para la regulación de la tensión con el transformador sin carga. Los gradines existentes en el bobinado primario permiten una variación de la tensión nominal de $\pm 2.5\%$ y $\pm 5\%$.

- **Grupos de conexión**

El grupo de conexión señala la conexión de los bobinados de tensión mayor y menor y la posición de las fases. La denominación de conexión de los transformadores que conforman una unidad trifásica se muestra en la tabla 3 (Codigo Nacional Electricidad, 2011)

Tabla N° 3: Conexión de los devanados de transformadores.

Denominación de la Conexión	Símbolo	Signo para los devanados	
		Tensión Mayor	Tensión Menor
Triángulo		D	d
Conexión en V		V	v
Estrella		Y	y
Zigzag		Z	z

Fuente: (CNE – Tomo IV, pág. 89).

Los grupos de conexión de los bobinados más utilizados se muestran en el anexo 6 y son Yzn y Dyn siendo:

D: Conexión triángulo

Y, y: Conexión estrella.

z: Conexión zigzag.

n: Neutro.

1.3.1.7. Elementos de protección

Conjunto de elementos con el objetivo de brindar protección al circuito de media o baja tensión ante el acontecimiento de fallas. Estos van desde interruptores termo magnéticos de los circuitos de la subestación y consumidores, hasta el seccionador y fusible de media tensión del transformador.

Elementos de protección comunes en una subestación de distribución.

a.) Seccionador

Equipo electromecánico de conexión manual que puede ser conectado o desconectado sin carga (Figura. 7). (Alexis, 2007)

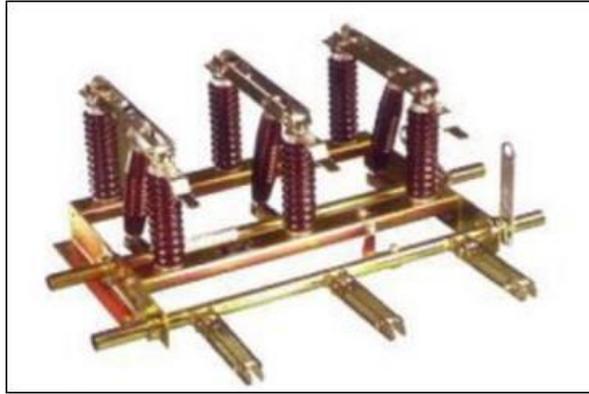


Figura N° 7: Seccionador.

Fuente: (Toledano y Sanz, 2013).

b.) Fusibles tipo NH

Son equipos destinados a proteger las redes secundarias (conductores eléctricos) de los cortocircuitos por medio de un elemento fusible (figura N° 8) para diferentes valores de corriente nominal y corriente de ruptura a través de un medio de extinción de arco como indica la tabla 4. (<http://www.df-sa.es/documentacion/>, s.f.)



Figura N° 8: Fusible de baja tensión NH.

Fuente: (<http://www.df-sa.es/documentacion/>).

Tabla N° 4: Corrientes de ruptura (KA). (<http://www.df-sa.es/documentacion/>, s.f.)

500V	I_n (A)	REFERENCIA	U (V)	PODER DE CORTE (kW)	EMBALAJE (UNIDADES)
NHC1	50	381230	500	120	3/30
	63	381235	500	120	3/30
	80	381240	500	120	3/30
	100	381245	500	120	3/30
	125	381250	500	120	3/30
	160	381255	500	120	3/30
NH1	200	381260	500	120	3/30
	224	381265	500	120	3/30
	250	381270	500	120	3/30
	315*	381280	500	120	3/30
	355*	381285	500	120	3/30
	NHC2	63	381325	500	120
80		381330	500	120	3/24
100		381335	500	120	3/24
125		381340	500	120	3/24
160		381345	500	120	3/24
200		381350	500	120	3/24
224		381355	500	120	3/24
250		381360	500	120	3/24

Fuente: (<http://www.df-sa.es/documentacion/>).

1.3.1.8. Redes de distribución secundaria. (José L. T., 2013)

a.) Circuitos BT

Abarca a todos los conductores o cables que se conectan desde el tablero de distribución del transformador (BT) y que forman parte de la red de distribución secundaria. (Marcelo, 1989)

b.) Cables subterráneos.

Los cables subterráneos son aquellos que van enterrados bien en forma directa o en el interior de ductos o galerías ubicadas estas debajo de la superficie del terreno, generalmente son fabricados de cobre.

Algunas de sus características sobre su montaje son las siguientes: Directamente enterrados, o en ductos de concreto en canalizaciones entubadas, en canales revisables, en bandejas y soportes adosados a la pared. (Samuel, 2004)

c.) Capacidad térmica de los cables

La temperatura máxima admisible de los conductores del cable, en régimen de operación permanente, para cables con aislamiento termoplástico, será de

80°C. En caso de cortocircuito la temperatura podrá alcanzar hasta los 160°C por un corto período de tiempo. (Código Nacional Electricidad, 2001)

En la tabla N° 5 se tiene los valores de parámetros como resistencia y corriente para cables de tipo NYY unipolar utilizado para redes subterráneas, respecto a la temperatura de operación 20 a 100°C a diferentes calibres utilizados en mm².

Tabla N° 5: Capacidad de térmica del conductor subterráneo.

Sección Nominal (mm ²)	Resistencia Conductor (Ohm/Km)		Reactancia Inductiva Ohm/Km a 60 Hz	Capacidad de Corriente (Amp)	
	c.c. a 20°C	c.a. a 80°C		Aire Libre 30°C	Enterrado Temp=20°C 100°C-cm/W
2,5	7,41	9,16	0,182	31	43
4	4,61	5,73	0,173	41	56
6	3,08	3,83	0,164	52	70
10	1,83	2,27	0,152	71	94
16	1,15	1,43	0,143	94	121
25	0,727	0,903	0,138	126	156
35	0,524	0,651	0,132	156	187
50	0,387	0,481	0,128	192	222
70	0,268	0,334	0,124	241	272
95	0,193	0,241	0,122	300	325
120	0,153	0,192	0,119	349	370
150	0,124	0,156	0,119	402	415
185	0,0991	0,126	0,118	464	467
240	0,0754	0,097	0,117	553	540
300	0,0601	0,079	0,116	636	606
400	0,0470	0,064	0,114	742	686
500	0,0366	0,053	0,113	851	768

Fuente: (<http://www.ceper.com.pe/pdf/66/nyy-unipolar.pdf>).

d.) Capacidad de corriente

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.

La capacidad de corriente se muestra en la siguiente tabla N° 6 para cable multipolar o un sistema de cables unipolares. (Codigo Nacional Electricidad, 2011)

Tabla N° 6: Capacidad de corriente conductor subterráneo.

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: (CNE – Tomo IV, pág. 117).

e.) Acometidas

Involucran todos los conductores (NYY o concéntrico) que van desde la red de distribución secundaria (BT) hasta el punto de entrega. (Daniel, 2013)

f.) Punto de entrega

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, banco de medidores. (Alberto, 2016)

g.) Medidores

Son utilizados de acuerdo al requerimiento de uso y tarifa elegida por el cliente, registrando en la mayoría de los casos la energía en kW/h de los clientes. Existen monofásicos (2 y 3 hilos) y trifásicos (3 y 4 hilos). (Dimas, 2013)

h.) Clientes

Consumidores o cargas finales que pueden ser monofásicos y trifásicos a su vez residenciales, comerciales, industriales, alumbrado público, entre otros. (Daniel, 2013)

1.3.1.9. Instalaciones de alumbrado público

a.) Postes: Son estructuras para soporte de los equipos a utilizarse en alumbrado público pueden ser de fierro, concreto, madera o de otro material de características similares. Son 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.

b.) Luminarias: Son equipos eléctricos de iluminación que van montados sobre los pastorales en su interior cuentan con la lámpara y un equipo auxiliar para su funcionamiento, algunos son herméticos y dirigen su flujo luminoso hacia la calzada.

c.) Pastorales: Los pastorales 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. (Codigo Nacional Electricidad, 2011)

1.3.1.10. Sistemas para registro de información. (David, 2017)

a.-) Sistema optimus NGC

Es un sistema que soporta todos los procesos de transmisión, mantenimiento y comercialización de energía del grupo Distriluz (Ensa, Enosa, Electrocentro, Hidrandina).

➤ **NGC – Comercial.**

Módulo de sistema informático en el cual, se registra los datos técnicos y comerciales de los suministros (clientes) de baja, media y alta tensión, así como el registro de lecturas y consumos de energía facturados al mes.

➤ **NGC – Balance.**

Modulo en el cual se registra de acuerdo a las lecturas mensuales los consumos de energía a nivel de alimentadores de media tensión (puntos de control) y por subestaciones de distribución provenientes de medidores totalizadores de servicio particular y alumbrado público instalados para tal fin.

Dicha información sirve para elaborar los balances de energía en los niveles de tensión (MT y BT) según se requiera y calcular energía distribuida, facturada y las pérdidas (técnicas y comerciales) existentes en dichas instalaciones.

➤ **NGC – NTCSE.**

Este módulo contiene información técnica y comercial utilizada para generar los diferentes tipos de reportes solicitados basados en la NTCSE (Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos) y además los que forman parte propia de la gestión de cada empresa.

Se almacena la información de los registros históricos de todos los indicadores solicitados por el ente fiscalizador Osinergmin por ejemplo en calidad de suministro sobre las interrupciones ocurridas en la concesión de cada empresa y los montos de compensación que se ha pagado en diferentes periodos; cuenta como ingreso de información las llamadas telefónicas, por parte de usuarios, ente fiscalizador y personal de la misma empresa, el registros de los eventos por parte del centro de control (CCO) ocurridos en las instalaciones de baja, media y alta tensión; cada evento contiene la razón u origen de la interrupción y los elementos interrumpidos, la potencia medida, la cantidad de clientes afectados, la causa de la interrupción.

A su vez en lo que respecta a la calidad de producto también contiene el registro de medida y monitoreo realizada en diversos puntos de los circuitos de media y baja tensión los cuales son realizados por norma (NTCSE) lo que da lugar al registro de mala calidad de producto, si así lo hubiera, para proceder luego a efectuar la compensación a los clientes afectados conforme lo estipula la norma. (Eléctricos, 1997)

➤ **Sistema smallworld**

Es el nuevo sistema de información geográfico para redes de transmisión distribución de media y baja tensión con el cual cuenta el grupo Distriluz dirigido a facilitar la gestión y administración de las instalaciones eléctricas a través de la visualización de las mismas por medio de la interfaz GIS.

Trabaja con una base de datos preparada para obtener la data necesaria para efectuar el análisis de las instalaciones existentes en campo.

A su vez, brinda herramientas informáticas que permiten la generación de reportes solicitados por los entes fiscalizadores y reguladores del estado. .
(http://www.distriluz.com.pe/hidrandina/01_empresa , s.f.)

➤ **Registro de mantenimiento.**

Archivo excel donde se lleva a cabo el control y registro de parámetros eléctricos que provienen de las inspecciones de campo o de los trabajos de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo ejecutados en la empresa concesionaria de electricidad por su Unidad de Mantenimiento de Distribución.

1.3.2 Diagramas eléctricos.

1.3.2.1. Diagrama unifilar o de una línea

Se han desarrollado modelos de circuito que se aplican para transformadores, maquinas sincrónicas y líneas de transmisión.

Es la manera de representar la unión de estos componentes antes mencionados para modelar un sistema eléctrico completo. Ya que un sistema

eléctrico trifásico balanceado necesariamente se resuelve como un circuito equivalente monofásico, o por fase, formado por una de las tres líneas y un neutro de retorno.

En la mayoría de veces el diagrama se facilita al omitir el neutro del circuito e indicar las partes que lo conforman por medio de símbolos estándar en lugar de sus circuitos equivalentes. No se muestran los parámetros del circuito y las líneas de transmisión se simbolizan como única línea entre dos terminales. A este diagrama simplificado de un sistema eléctrico se le denomina diagrama unifilar o de una línea. (William, 1996)

La finalidad del diagrama unifilar es el de brindar en forma concreta información significativa acerca del sistema (Figura N° 9). Como son:

- 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.

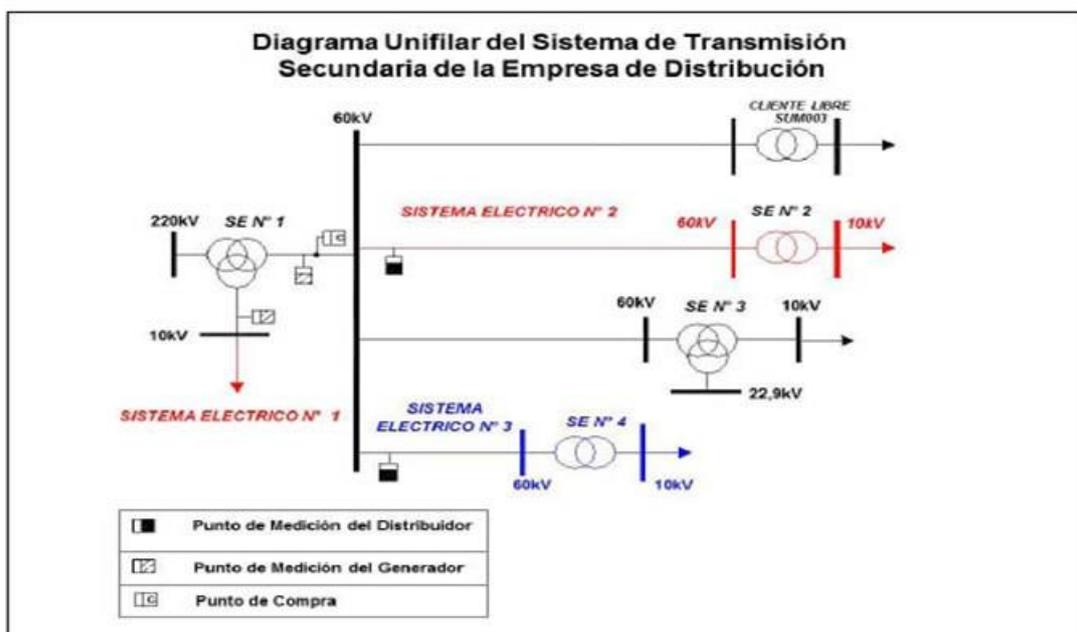


Figura N° 9: Diagrama unifilar - sistema eléctrico de potencia.

Fuente: (<http://www2.osinerg.gob.pe/diagrama+unifilar+osinergmin&oq>).

1.3.3 Medición de parámetros eléctricos

1.3.3.1 Registrador analizador de calidad de potencia Fluke 1743.

Los registradores de calidad de potencia 1743 de Fluke son equipos de registro de la energía eléctrica completos y sofisticados, robustos y fáciles de utilizar diseñados para el electricista o los especialistas en calidad de la potencia.

El equipo registrador permite realizar un estudio de la carga a lo largo de un período especificado, programado o monitorizar la calidad de la potencia para realizar hallazgos e informar de perturbaciones o anomalías en las redes de tensión baja y media, permite realizar una diversidad de mediciones entre estos los siguientes parámetros. (<http://www.fluke.com/fluke/pees/products/Calidad-Energia>, s.f.)

Tensión eficaz de cada fase (media, mínima, máxima)

Corriente eficaz de cada fase y neutra (media, mínima, máxima)

Eventos de tensión (caídas, subidas, interrupciones)

Potencia (kW, kVA, kVAR, factor de potencia PF, tangente de potencia)

Energía, energía total

Flícker (Pst, Plt)

THD de la tensión

THD de la corriente

FC de la corriente

Armónicos de tensión hasta el 50 orden (no incluidos en la función P)

Interarmónicos de tensión (no incluidos en la función P)

Tensión de señalización de la red eléctrica

Desequilibrio

Frecuencia

Conexiones en sistemas trifásicos de 4 hilos (en estrella) Y.

En la figura N° 10 muestra un tipo de conexión para sistemas de registro trifásicos de 4 hilos (en estrella).

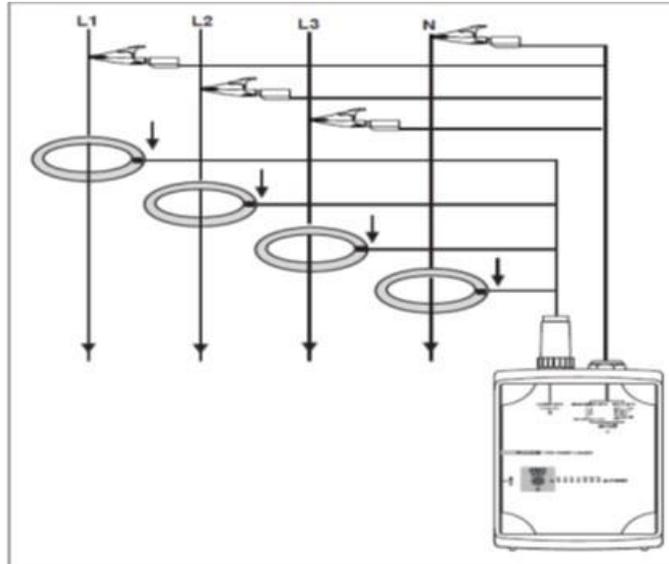


Figura N° 10: Esquema de conexión del analizador de calidad de potencia

Fuente: (<http://www.fluke.com/fluke/pees/products/Calidad-Energia>).



Figura N° 11: Analizador de calidad de potencia Fluke 1743

Fuente: (<http://www.fluke.com/fluke/pees/products/Calidad-Energia>).

1.3.3.2 Diagrama de carga

Sirve para indicar la distribución de carga (en MW o KW) de la red (o de la central o del grupo) en el curso del día o de la semana o del año. (Miguel, 2007)

$$F. c. (\text{día, mes, año}) = \frac{E (\text{día,mes,año})}{D_{MAX} \times h (\text{día,mes,año})} = \frac{P_m}{D.M.P} \quad (1)$$

1.3.3.3 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. (Miguel, 2007)

1.3.3.4 Factor de potencia

Relación entre la potencia activa (W, kW o MW) y potencia aparente (VA, kVA, MVA), determinada en el sistema o en sus componentes. (Samuel, 2004)

$$\text{Cos } \varphi = \frac{\text{Potencia activa}}{\text{Potencia Aparente}} < 1 \quad (2)$$

Para sistemas de distribución se considera un valor mínimo de 0.9. En el caso de tener valores inferiores se debe corregir este factor por parte de los usuarios, por parte de la empresa concesionaria o por ambos. En redes que abastecen clientes industriales se considera 0.85 como mínimo.

El factor de potencia se corrige mediante la instalación de bancos de condensadores en las acometidas de los clientes cuyas cargas así lo requieran, o en redes primarias. Es muy importante calcular bien los kVAR a compensar y la ubicación de los bancos de condensadores dentro del sistema.

1.3.3.5 Factor de simultaneidad (f.s.)

Es la relación de la máxima demanda de un conjunto de instalaciones o aparatos, y la suma de las demandas máximas individuales durante cierto periodo. Para el diseño de redes secundarias este periodo es un día. (Miguel, 2007)

$$f_s = \frac{MD_t}{MD_1+MD_2+MD_3+\dots+MD_n} = \frac{MD_t}{\sum MD_i} < 1 \quad (3)$$

1.3.3.6 Factor de demanda (FD)

El factor de demanda es la relación, entre la máxima demanda y la carga instalada en un punto del sistema eléctrico. (Miguel, 2007)

$$FD = \frac{\text{ENERGIA CONSUMIDA AL DIA}}{24 \text{ HORAS X MAXIMA DEMANDA}} \quad (4)$$

1.3.3.7 Factor de carga

Es igual a la relación que existe entre la carga promedio y la máxima demanda. En términos de energía viene a ser el cociente entre la energía eléctrica suministrada en un periodo determinado y la energía que correspondería a una carga constante durante ese periodo igual a la demanda máxima respectiva. (Miguel, 2007)

$$F_c = \frac{P_{\text{media}}}{MD} \quad (5)$$

1.3.3.8 Factor de diversidad (Miguel, 2007)

Es el recíproco al factor de simultaneidad.

$$fd = \frac{1}{f.s.} = > 1 \quad (6)$$

1.3.4 Flujo de potencia eléctrico

Los estudios de flujo de potencia son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información principalmente que se obtiene de un flujo de potencia eléctrica es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje de cada barra y las potencias real y reactiva que fluyen en cada línea. Sin embargo, se puede obtener gran cantidad de información adicional que es valiosa, a través de la salida impresa de los programas de computadora que usan las compañías eléctricas. Es importante resaltar el gran valor que tienen los programas computacionales de flujos de potencia en el diseño de los sistemas de potencia y en su operación.

El flujo de potencia se calcula utilizando el **Método de Newton-Raphson** que resuelve la forma polar de las ecuaciones de flujos de potencia hasta que los errores dP y dQ en todas las barras caen dentro de los límites especificados. Mientras que el **Método de Gauss-Seidel** resuelve las ecuaciones del flujo de potencia en coordenadas rectangulares (variable compleja) hasta que las diferencias en los voltajes de barra de una iteración a otra son lo suficientemente pequeñas. Ambos métodos se basan en las ecuaciones de admitancias de barra. La ecuación general para el voltaje calculado en cualquier barra (i) de un sistema de (N) barras, donde se programan la potencia activa (P) y potencia reactiva (Q). (William, 1996)

1.3.4.1 Software computacional de análisis de sistemas eléctricos – DAP10.

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 (figura N° 12). 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. (Manual DAP10) (Paucar, 2012)

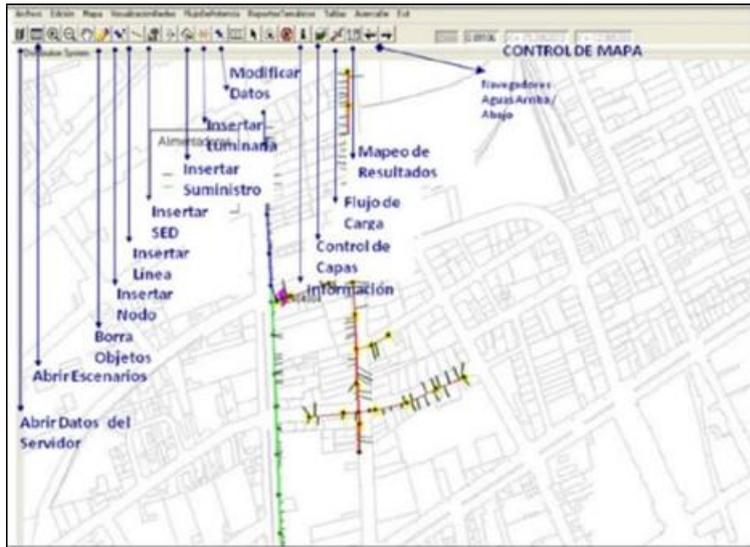


Figura N° 12: Ficha DAP10.0 Barra de Menús

Fuente: (Manual DAP10)

1.3.5 Indicadores críticos del sistema de distribución.

1.3.5.1 Pérdidas de energía.

➤ **Pérdidas de energía por efecto Joule.** (David, 2017)

Las pérdidas de energía por efecto Joule se calculan de la siguiente manera:

$$P_j = \frac{P^2(r_1)L}{1000 VL^2 (\cos^2 \varphi)} = KW \quad (7)$$

➤ **Factor de pérdidas** (David, 2017)

$$fp = coe_{bullery} X fc + (1 - coe_{bullery}) X fc^2 \quad (8)$$

Dónde:

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

1.3.5.2 Caída de tensión (David, 2017)

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.

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.

1.3.5.3 Factor de utilización (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. (David, 2017)

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:

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

1.3.6 Evaluación económica. (Meza, 2010)

Para valorar la propuesta realizada para el mejoramiento del servicio eléctrico efectuada en la simulación se tendrá en cuenta lo siguiente:

1.3.6.1 Valor Actual Neto (VAN):

Es un método de evaluación para medir el valor presente neto del proyecto a través de la actualización de sus beneficios y costos, es un método eficaz de evaluación que nos indica con exactitud las ventajas y desventajas del proyecto.

El cálculo resulta de la diferencia de la sumatoria de los beneficios netos actualizados y los costos actualizados en el horizonte del proyecto a una tasa de interés fija (10%).

La decisión correcta es $VANe > 0$

El VANe valora el proyecto considerando las premisas de trabajo señalados en el análisis anterior y en este análisis valoramos las ventajas competitivas y comparativas del proyecto.

$$VAN = \sum FC_n / (1+i)^n \quad (11)$$

1.3.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR):

La TIR del proyecto es la tasa de descuento que iguala al valor actual de los beneficios y el valor actual de los costos previstos.

La regla es $TIR > i$, equivale decir que el interés equivalente sobre el capital que el proyecto genera, es superior al interés mínimo aceptable del capital de oportunidad.

$$0 = \sum FC_n / (1+i)^n \quad (12)$$

1.3.2.3 Relación Beneficio Costo (B/C):

Es el criterio más completo para verificar la rentabilidad del proyecto, esta relación debe ser mayor que 1.

El cálculo se afecta de los ingresos y egresos totales actualizados a la tasa del 10% de interés. Los valores son tomados del cuadro de flujo efectivo proyectado.

1.4 Formulación del problema

¿Cómo mejorar la calidad del servicio eléctrico para optimizar costos de compensación en una subestación de distribución de la concesionaria de electricidad?

1.5 Justificación del estudio.

El presente estudio de investigación se justifica técnicamente porque pretende mediante una mejora de la calidad del servicio eléctrico optimizar los costos de compensación en una subestación de distribución de la concesionaria de electricidad utilizando los conocimientos teóricos de los sistemas eléctricos.

1.5.1 Relevancia tecnológica:

Se aplica software computacional de planeamiento eléctrico en baja tensión donde se ejecuta el proyecto buscando mejorar continuamente.

1.5.2 Relevancia social:

En lo social asegura energía eléctrica de mejor calidad.

1.5.3 Relevancia económica:

Económicamente se justifica por que se busca que el costo de instalación y operación será el óptimo para la empresa.

1.6 Hipótesis

Que un mejoramiento de la calidad del servicio eléctrico permitirá optimizar los costos por compensación en una subestación de distribución de la empresa concesionaria de electricidad.

1.7 Objetivos.

1.7.1 General

Elaborar una propuesta técnica económica de mejoramiento de la calidad del servicio eléctrico para optimizar costos de compensación en una subestación de distribución de la empresa concesionaria de electricidad donde los valores de variación de tensión (%), estén dentro del ± 5 % establecido en la NTCSE, y el factor de utilización menor a 1.

1.7.2 Específicos

- Ejecutar el levantamiento de información de campo de las instalaciones eléctricas que pertenezcan a la subestación HI0052 además de datos comerciales de los sistemas de información.
- Actualizar el diagrama unifilar y que esté acorde a la distribución de la subestación HI0052.
- Elaborar una base de datos de parámetros eléctricos de la SED HI0052.
- Calcular utilizando software computacional DAP10 los flujos de potencia eléctrico actuales en los circuitos de distribución en baja tensión.
- Elaborar los indicadores críticos de calidad del servicio eléctrico.
- Determinar correctivos utilizando simulaciones con el software de modelamiento.
- Realizar una evaluación económica del proyecto para la mejora del servicio eléctrico.

CAPITULO II

METODO

II. MÉTODO

2.1 Diseño de investigación

No experimental – transversal. Toma de datos, mediciones, procesamiento de datos técnicos, conclusiones, propuestas de solución, discusión de resultados, análisis económicos, recomendaciones.

2.2 Variables, operacionalización.

2.2.1 Variable Independiente:

Factor de potencia.

Factor de carga.

Factor de utilización de transformador.

2.2.2 Variable dependiente:

Porcentaje de variación de tensión.

Compensación

2.2.3 Operacionalización de variables.

Tabla N° 7: Operacionalización de variables

Variable Independiente	Definición Conceptual	Definición Operacional	Indicadores	Escala
Factor de Potencia	Es la relación existente entre la potencia activa o real (P) y la potencia aparente o total (S).	- Valor que indica con qué nivel de optimización o aprovechamiento se hace uso la energía eléctrica.	Cos ϕ : P/S	<1
Factor de carga	- Factor de carga: Relación entre la carga promedio y la carga máxima de una operación.	- 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	- Valor que muestra 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: Subestaciones de distribución con mayor compensación por mala calidad de servicio de la ciudad de Trujillo pertenecientes al Alimentador TSU010.

2.3.2 Muestra: Subestación de distribución HI0052 perteneciente al alimentador TSU010.

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

Para evaluar el mejoramiento del tema en estudio se procedió a obtener la información siguiente:

Se obtuvo información de las mediciones a clientes por compensaciones económicas realizadas por mala calidad de producto específicamente por nivel de tensión inadecuado en baja tensión en el primer y segundo semestre del 2017, los cuales registran en una base de datos de la oficina de mediciones de calidad de la Unidad de mantenimiento en el sistema NGC-NTCSE de la empresa concesionaria.

Se aplicaron técnicas de toma de datos como se describe en la tabla N° 8 con equipo analizador de potencia y pinza volt – amperimétricas para el registro de parámetros eléctricos como tensión, corriente, potencias etc. que sirvieron para la mejora.

Se realizó recolección de datos a través de visita directa en campo para el llenado de información en fichas y tomas fotográficas de infraestructura eléctrica de la empresa concesionaria.

Tabla N° 8: Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Técnicas	Instrumentos
Revisión de Base de Datos	Formato para llenado de datos y recolección de información.
Mediciones de campo	Analizador de potencias trifásico. Pinza Volt – amperimétrica.

Fuente: Elaboración autor

2.4.1 Equipamiento e instrumentación utilizados en mediciones.

Equipo analizador de redes trifásico marca Fluke, modelo 1743.



Figura N° 13: Analizador de calidad de potencia.

Fuente: Elaboración autor.

Pinza volt – amperimétrica marca Fluke, modelo 376 FC.



Figura N° 14: Pinza volt – amperimétrica marca Fluke.

Fuente: Elaboración autor.

2.5 Métodos de análisis de datos.

Los datos obtenidos de los circuitos de distribución de la subestación HI0052 fueron ingresados y procesados mediante el modelado y simulación en el software computacional DAP 10 con la finalidad de validarlos e identificar indicadores críticos.

2.6 Aspectos éticos.

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

En la presente investigación, la información que se presenta en el estudio es nueva, no hay 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.

CAPITULO III

RESULTADOS

III. RESULTADOS

3.1 Información eléctrica

3.1.1 Instalaciones eléctricas de la subestación HI0052 AMT TSU010.

La subestación de distribución HI0052 se encuentra ubicada en la cuadra 1 de la avenida Fátima y abastece de energía eléctrica a parte de las urbanizaciones Fátima, Covirt y La Merced III Etapa, es del tipo caseta a nivel con una tensión de alimentación en media tensión de 10 KV. Con una frecuencia nominal de 60 Hz y un tablero de distribución en baja tensión de 11 circuitos.

Cuenta con tres celdas para la ubicación de equipos eléctricos como seccionamientos, transformador, terminaciones en media tensión, etc.

3.1.1.1 Transformador Trifásico de distribución.

El transformador trifásico de distribución de la subestación HI0052 es del tipo interior está instalado en la celda de la subestación cuenta con una potencia aparente de 500 kVA con un grupo de conexión en el lado primario en delta (Δ) y secundario es estrella (Y) lo que hace un sistema trifásico cuatro hilos 0.380/0.22 KV. con neutro (Figura N° 15).



Figura N° 15: Subestación de distribución caseta nivel.

Fuente: Elaboración autor.

3.1.1.2 Sistemas de protección en Media y Baja Tensión.

En la subestación de distribución existen los sistemas de protección con las siguientes características.

3.1.1.2.1 Seccionador de media tensión.

Cuenta con un seccionador figura N° 16 para media tensión instalado en la pared en la celda del transformador para una tensión de trabajo de 10 kV. Para accionamiento (conexión y desconexión) sin carga de accionamiento mecánico y con protección de fusibles tipo botella de 63 A.



Figura N° 16: Seccionador para Media Tensión

Fuente: Elaboración autor.

3.1.1.2.2 Fusibles de protección en baja tensión.

En el lado de baja tensión se tiene un tablero de distribución con fusibles tipo NH de diversos valores de acuerdo a la sección del conductor de la red con valores de operación de 40, 160, 250, amperios como se aprecia en la figura. 17 para una tensión de operación máxima de 500 V.



Figura N° 17: Fusibles de baja tensión tipo NH

Fuente: Elaboración autor.

3.1.1.3 Redes de distribución secundaria de baja tensión (BT).

Las redes o circuitos de distribución secundarias son del tipo subterráneo de configuración radial constan de 11 circuitos (A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K) con conductores de cobre del tipo subterráneo NYY con calibres y longitudes distintas (Tabla N° 9) para niveles de tensión 0.380 KV. en sistema trifásico 4 hilos y monofásico de 2 hilos.



Figura N° 18: Calibres de salida de conductores en tablero

Fuente: Elaboración autor.

Tabla N° 9: Datos de las redes de distribución en baja tensión.

CALIBRES DE CONDUCTOR DE LA SUBESTACION HI0052						
ITEM	SUBESTACION	CIRCUITO	TIPO	MATERIAL	CALIBRE (mm ²)	LONGITUD (KM)
1	HI0052	A	S	CU	3X16	0.089
2	HI0052	A	S	CU	3X25	0.1747
3	HI0052	A	S	CU	3X35	0.3206
4	HI0052	A1	S	CU	3X25	0.1337
5	HI0052	B	A	CU		0.3459
6	HI0052	B	S	CU	1X10	0.018
7	HI0052	B	S	CU	3X10	0.4242
8	HI0052	B	S	CU	3X120	0.0921
9	HI0052	B	S	CU	3X16	0.4384
10	HI0052	B	S	CU	3X25	0.1779
11	HI0052	B	S	CU	3X35	0.1226
12	HI0052	B	S	CU	3X50	0.1088
13	HI0052	C	A	CU		0.3653
14	HI0052	C	S	CU	3X10	0.6688
15	HI0052	C	S	CU	3X120	0.0587
16	HI0052	C	S	CU	3X16	0.1851
17	HI0052	C	S	CU	3X50	0.3867
18	HI0052	C	S	CU	3X70	0.1977
19	HI0052	D1	S	CU	3X25	0.0745
20	HI0052	D2	S	CU	3X25	0.2118
21	HI0052	E1	S	CU	3X10	0.2904
22	HI0052	E2	S	CU	3X6	0.0035
23	HI0052	E2	S	CU	3X70	0.2985
24	HI0052	E3	A	AL	3X25	0.03
25	HI0052	E3	A	AL	3X50	0.1353
26	HI0052	E3	S	CU		0.0124
27	HI0052	E3	S	CU	3X10	0.2824
28	HI0052	E3	S	CU	3X25	0.0598
29	HI0052	F1	S	CU	3X10	0.1713
30	HI0052	F1	S	CU	3X25	0.005
31	HI0052	F2	A	AL	3X10	0.1546
32	HI0052	F2	A	CU		0.0652
33	HI0052	F2	A	CU	1X6	0.0213
34	HI0052	F2	S	CU	2X25	0.6223
35	HI0052	F2	S	CU	3X25	0.1282
36	HI0052	G	S	CU	3X25	0.0347
37	HI0052	G	S	CU	3X35	0.1534
38	HI0052	H1	S	CU	3X10	0.3577

39	HI0052	H2	S	CU		0.1686
40	HI0052	H2	S	CU	3X25	0.4529
41	HI0052	I	A	CU		0.0361
42	HI0052	I	S	CU	3X10	0.481
43	HI0052	I	S	CU	3X25	0.0462
44	HI0052	I	S	CU	3X35	0.1008
45	HI0052	J	A	CU		0.1012
46	HI0052	J	S	CU	3X10	0.2151
47	HI0052	J	S	CU	3X10+3X16	0.0664
48	HI0052	J	S	CU	3X35	0.1681
49	HI0052	J	S	CU	3X35+3X16	0.0095

Fuente: Elaboración autor

3.1.1.4 Medidores Trifásicos totalizadores.

Son utilizados para obtener el consumo de energía eléctrica en la subestación dividida en servicio particular y servicio de alumbrado público mostrado en la figura N° 19, se tienen los siguientes componentes y características:

-3 Transformadores de corriente de relación 800/5.

-1 Medidor totalizador electromecánico de servicio particular, sistema indirecto de 4 hilos, 380 V, 5 A.

-1 Medidor totalizador electromecánico para alumbrado público, sistema indirecto 4 hilos, 380 V, 120 A.



Figura N° 19: Medidor trifásico electromecánico de SP.

Fuente: Elaboración autor.

3.1.1.5 Estructuras de concreto (C.A.C).

En la zona que abarca dichas urbanizaciones y alrededores los postes o estructuras son de concreto armado centrifugado (C.A.C.) con una altura de 7 m en calles y 9 metros en avenidas y su estado actual es en 70 % de conservación.

3.1.2 Sistemas de información de la empresa concesionaria.

Entre los principales sistemas informáticos para obtener datos necesarios de la empresa concesionaria Hidrandina S.A. tenemos:

3.1.2.1 Sistema Optimus NGC Comercial:

Se obtuvo desde el sistema la identificación de clientes en baja tensión obteniendo un total de 921 los cuales se conectan desde las redes de distribución secundarias 3X380 / 220 V. de la subestación de distribución HI0052.

Para el análisis y posterior desarrollo de este trabajo se utilizaron los consumos históricos de cada cliente de los últimos dos semestres del año 2017.

En la tabla N° 10 se muestra el crecimiento del consumo energético con una tasa de crecimiento promedio de 0.5 % realizada por los clientes tomando como referencia los años 2007 al 2017 obteniéndose una energía estimada de 2501 MWH.

Tabla N° 10: Tasa de crecimiento promedio de energía HI0052.

Codigo	Alimentador	N° Clientes	Consumo de energía (MWH)										Tasa de crecimiento promedio
			2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
HI0052	TSU010	921	2163	2136	2144	2144	2146	2146	2169	2149	2192	2235	0.5

Fuente: Elaboración autor.

Como se aprecia en la figura N° 20 la tendencia del consumo de energía va en aumento desde el año 2007 (crecimiento vegetativo) con un consumo de 2163 MWH en el año 2007 hasta el año 2017 con 2235 MWH.

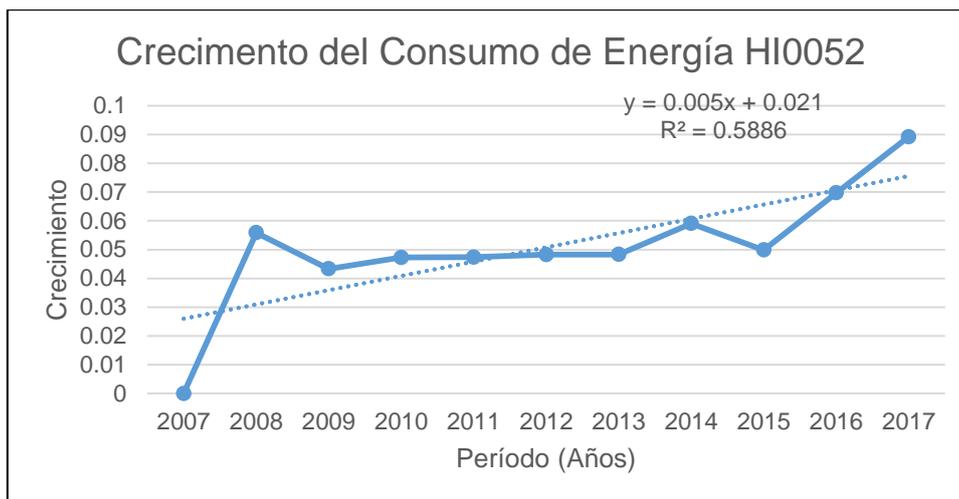


Figura N° 20: Tasa de crecimiento del consumo de energía de clientes.

Fuente: Elaboración autor.

3.1.2.2 Sistema Optimus NGC – NTCSE:

Se obtuvo el reporte de las compensaciones por mala calidad de producto específicamente por nivel de tensión inadecuado en el año 2017 de acuerdo a la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos urbanos estas deben estar en el rango de $\pm 5\%$ entre los valores de 209 y 231 V. en lo que corresponde a los circuitos de la subestación HI0052 se identificó un total de 129 suministros a los cuales se compenso económicamente.

La compensación económica es determinada por mediciones realizadas o monitoreo de parámetros eléctricos en suministros de clientes ubicados en los circuitos de baja tensión identificados como A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K resultando en cuatro de estos, niveles de tensión inadecuado.

A continuación, en la tabla N° 11, se muestra el resumen de la compensación de los circuitos afectados:

Tabla N° 11: Monto de compensaciones por circuito HI0052.

ITEM	SUMINISTRO MEDIDO	CIRCUITO	MONTO EN DOLARES (\$)
1	46469124	I	144.75
2	46469231		
3	47171640	E	165.93
4	47386198	B	41.79
5	46469204	H	21.34
	TOTAL		373.81

Fuente: Elaboración autor.

Se puede apreciar en la tabla N° 12 el desglose de los montos en dólares por compensación a clientes por nivel de tensión inadecuado mes a mes durante el periodo 2017.

Tabla N° 12: Monto de compensaciones por período año 2017.

Etiquetas de fila	Suma de Monto Compensación
2017-01	28.9609
2017-02	27.4399
2017-03	27.8506
2017-04	26.5872
2017-05	28.6043
2017-06	28.2197
2017-07	32.5726
2017-08	34.929
2017-09	34.2351
2017-10	34.958
2017-11	34.4447
2017-12	35.004
Total general	373.806

Fuente: Elaboración autor.

Las compensaciones en los suministros de clientes pertenecientes a los circuitos de baja tensión de la subestación HI0052 como se muestran en la gráfica de la figura N° 21 tienen una línea de tendencia ascendente de acuerdo a lo que se observa producto del incremento de consumo de energía de los suministros aguas abajo del suministro punto donde se realizan las mediciones y al ingreso de nuevos suministros los cuales se ven obligados a conectarse en esas condiciones de calidad de producto.

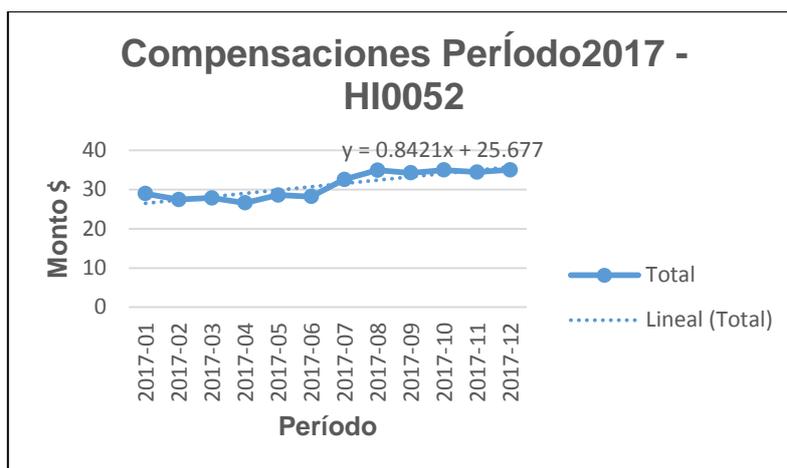


Figura N° 21: Tasa de crecimiento de compensaciones por periodo 2017.

Fuente: Elaboración autor.

3.1.2.2.1 Monitoreo realizado en suministros del circuito "I".

En la tabla N° 13 se puede observar la medición realizada en los suministros 46469124 y 46469231 conectados en el circuito "I" de la subestación HI0052 durante 24 horas en la fecha 20/07/2017 en intervalos de 15 minutos, los equipos en estos casos analizadores de potencia o de redes se instalan en el suministro seleccionado para la muestra por un periodo de 7 días (20/07/2017 al 27/07/2017) de acuerdo a lo estipulado en la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos urbana (NTCSE).

El valor respecto al suministro 46469124 en sub tensión registrado como crítico es 195 V el cual se encuentra fuera de los valores o rango que estipula la NTCSE, dicho rango debe ser entre 209 y 231 voltios lo cual representa $\pm 5\%$ del voltaje nominal por lo que como se ha mencionado la concesionaria tendría que compensar económicamente a partir de dicho suministro (donde se tomó el

registro) hacia aguas abajo del circuito por sub tensión y aguas arriba por sobre tensión según sea el caso.

Tabla N° 13: Valores de suministro 46469124 medido por mala calidad.

Detalle del análisis de calidad del producto suministro 46469124								
Item	V. máx	V. min	Valor crítico	Armónicos	Hora	5.00%	5.00%	V. nom
1	220	204	215	0.00	15:15:00	209	231	220
2	224	212	219	5.05	15:30:00	209	231	220
3	225	220	222	5.23	15:45:00	209	231	220
4	225	219	223	5.04	16:00:00	209	231	220
5	222	210	215	5.19	16:15:00	209	231	220
6	219	208	214	5.37	16:30:00	209	231	220
7	218	196	210	5.72	16:45:00	209	231	220
8	209	193	204	6.00	17:00:00	209	231	220
9	209	200	205	6.05	17:15:00	209	231	220
10	206	194	201	6.18	17:30:00	209	231	220
11	209	196	202	6.22	17:45:00	209	231	220
12	207	194	202	6.36	18:00:00	209	231	220
13	214	198	206	6.27	18:15:00	209	231	220
14	211	193	200	6.88	18:30:00	209	231	220
15	205	195	200	7.50	18:45:00	209	231	220
16	206	195	200	7.94	19:00:00	209	231	220
17	205	189	198	8.17	19:15:00	209	231	220
18	205	190	198	8.23	19:30:00	209	231	220
19	207	196	202	8.24	19:45:00	209	231	220
20	210	199	204	8.25	20:00:00	209	231	220
21	209	199	206	8.36	20:15:00	209	231	220
22	211	198	206	8.33	20:30:00	209	231	220
23	211	204	208	8.29	20:45:00	209	231	220
24	211	197	205	8.14	21:00:00	209	231	220

25	213	201	208	8.00	21:15:00	209	231	220
26	212	199	205	7.84	21:30:00	209	231	220
27	214	201	207	7.65	21:45:00	209	231	220
28	214	206	209	7.35	22:00:00	209	231	220
29	212	201	208	7.30	22:15:00	209	231	220
30	217	199	207	7.26	22:30:00	209	231	220
31	222	212	218	7.18	22:45:00	209	231	220
32	221	212	217	7.17	23:00:00	209	231	220
33	222	217	220	6.76	23:15:00	209	231	220
34	225	218	222	6.51	23:30:00	209	231	220
35	226	211	224	6.15	23:45:00	209	231	220

Fuente: Elaboración autor

En el suministro donde se realizó la medida el valor de la tensión registrado se aprecia en la figura N° 22 donde el gráfico muestra la variación de los valores los cuales son considerados de sub tensión y para los valores de sobre tensión se encuentra en el límite en el periodo de 7 días.

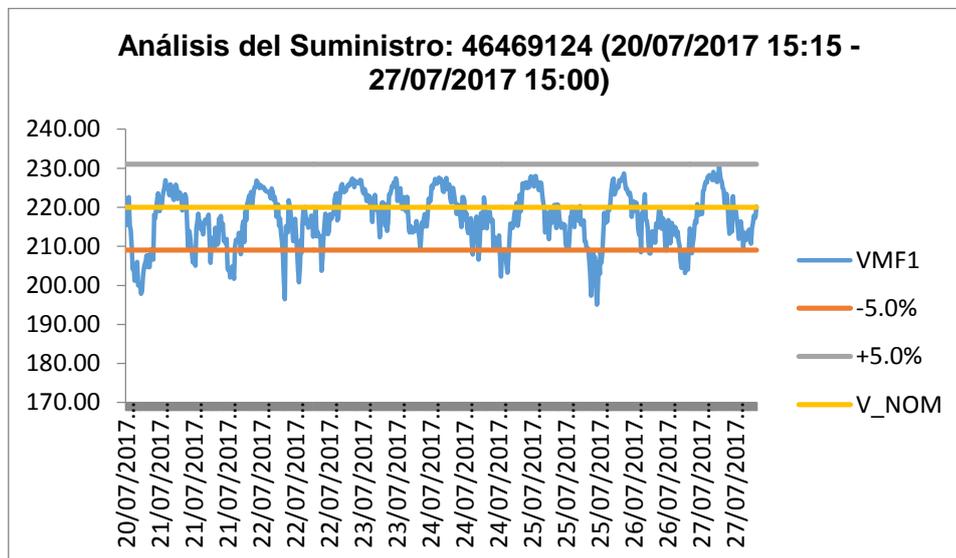


Figura N° 22: Grafico de valores de tensión período 7 días.

Fuente: Elaboración autor.

En la tabla N° 14 se puede apreciar la cantidad de intervalos que se obtuvo de la medición realizada en ese suministro de un total de 1142 intervalos fueron evaluados 672 de los cuales 84 son intervalos con mala calidad (MQ).

Tabla N° 14: Cantidad de intervalos medidos en el suministro 46469124.

Tensión BT – Periodo 2017- 07			
I. Datos del suministro.			
Suministro:	46469124		
Circuito:	D302174 Circuito BT - I de la SED HI0052		
Sub-Estación:	E301110 - AV. FATIMA_CDR.1- SED HI0052		
II. Datos de la medición.			
2.1. Datos Generales.			
Identificador:	HID161124000X1	Data Fuente:	46469124.R32
Fecha Instalación:	20/07/2017 03:08:00 p.m.	Nivel de Tensión:	220
Fecha Retiro:	01/08/2017 12:32:00 p.m.	Factor Corrección PT:	1
Equipo Medición:	ECAMEC-RES4R32A-BP-4411-S1510 (Id: 2653)	Factor Corrección CT:	1
Tipo Alimentación:	Monofásico (MO)	Factor de Tolerancia:	5.0
2.2. Resultados.			
Resultado:	MALA CALIDAD		
Total Intervalos:	1142	Intervalos BQ:	588
Int. Evaluados:	672	Intervalos MQ:	84
Tensión Máxima:	230.61	Fecha Ten. Máxima:	27/07/2017 05:00:00 a.m.
Tensión Mínima:	195.07	Fecha Ten. Mínima:	25/07/2017 08:30:00 p.m.
Presencia de PST:	NO	Presencia de THD:	SI
2.3. Intervalos con Rangos Transgredidos.			
Desc. Intervalos	Cantidad	Factor Proporción.	
[-5 <= +V(%) <= 5]	588	0.00	
[-7.5 <= +V(%) < -5]	58	58.00	
[-10 <= +V(%) < -7.5]	22	62.83	
[-12.5 <= +V(%) < -10]	4	20.40	

Fuente: Elaboración autor

Otro de los suministros donde se realizó el registro de las mediciones en el circuito "I" es el 46469231 donde se aprecia el valor crítico de tensión en 180 V y el valor máximo en 245 V como se aprecia en la tabla N° 15 durante 30 intervalos en fechas distintas 13/07/2017 y 16/07/2017.

Tabla N° 15: Cantidad de intervalos medidos en el suministro 46469231.

Detalle del análisis de calidad del producto suministro 46469231								
Item	Fecha	V. máx	V. mín	Valor crítico	Hora	-5.00%	5.00%	V.nom
1	13/07/17	216	202	209	10:45:00	209	231	220
2	13/07/17	184	178	180	11:00:00	209	231	220
3	13/07/17	216	195	206	11:15:00	209	231	220
4	13/07/17	221	192	206	11:30:00	209	231	220
5	13/07/17	221	206	214	11:45:00	209	231	220
6	13/07/17	219	204	212	12:00:00	209	231	220
7	13/07/17	222	202	213	12:15:00	209	231	220
8	13/07/17	216	187	201	12:30:00	209	231	220
9	13/07/17	205	185	195	12:45:00	209	231	220
10	13/07/17	224	201	213	13:00:00	209	231	220
11	13/07/17	224	214	219	13:15:00	209	231	220
12	13/07/17	230	218	224	13:30:00	209	231	220
13	13/07/17	233	217	224	13:45:00	209	231	220
14	13/07/17	234	218	225	14:00:00	209	231	220
15	13/07/17	233	218	225	14:15:00	209	231	220
16	16/07/17	225	208	218	11:15:00	209	231	220
17	16/07/17	232	207	220	11:30:00	209	231	220
18	16/07/17	244	225	232	11:45:00	209	231	220
19	16/07/17	252	241	245	12:00:00	209	231	220
20	16/07/17	247	230	239	12:15:00	209	231	220
21	16/07/17	233	213	224	12:30:00	209	231	220
22	16/07/17	239	220	230	12:45:00	209	231	220
23	16/07/17	231	216	224	13:00:00	209	231	220
24	16/07/17	235	217	226	13:15:00	209	231	220
25	16/07/17	235	219	227	13:30:00	209	231	220
26	16/07/17	232	220	226	13:45:00	209	231	220
27	16/07/17	235	216	227	14:00:00	209	231	220
28	16/07/17	241	226	233	14:15:00	209	231	220
29	16/07/17	233	222	227	14:30:00	209	231	220
30	16/07/17	237	223	229	14:45:00	209	231	220

Fuente: Elaboración autor

El grafico de la figura N° 23 se observan valores fuera de las tolerancias con picos de sub tensión y sobre tensión para el punto del suministro medido.

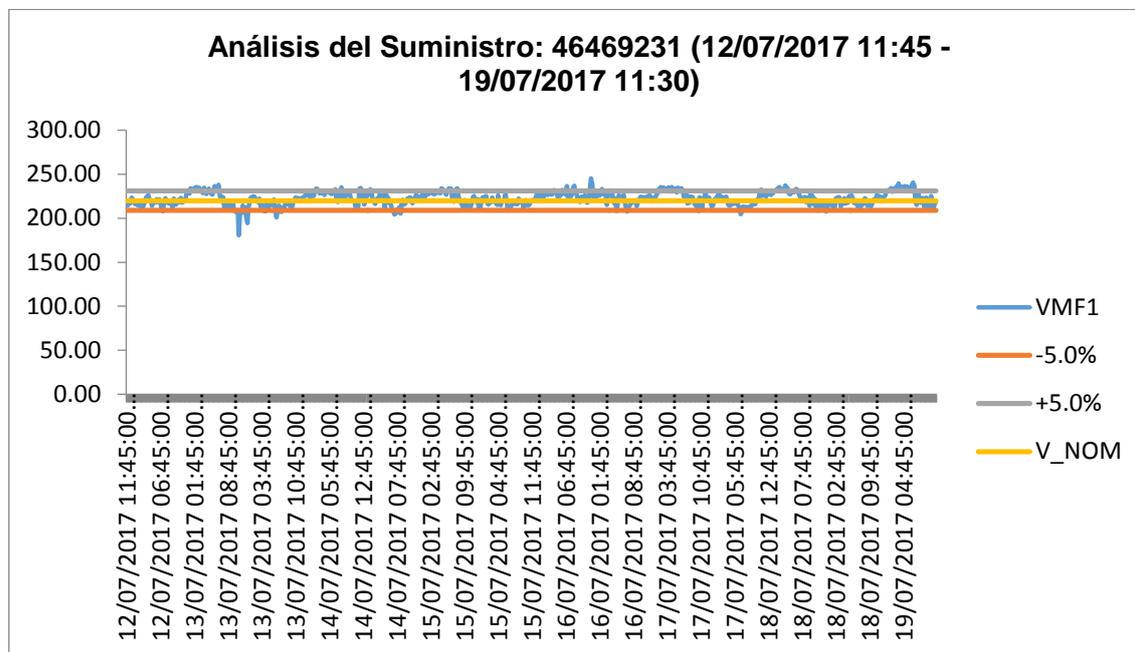


Figura N° 23: Grafico de valores de tensión suministro 46469231.

Fuente: Elaboración autor.

En la tabla N° 16 se observa la cantidad de intervalos que se obtuvo de la medición realizada en ese suministro de un total de 762 intervalos fueron evaluados 672 de los cuales 132 son intervalos con mala calidad (MQ).

Tabla N° 16: Cantidad de intervalos medidos en el suministro 46469231.

Tensión BT - Período 2017-07			
I. Datos del suministro			
Suministro:	46469231		
Circuito:	D302174 Circuito BT - I de la SED HI0052		
Sub-Estación:	E301110 Urbs.Truj- AV. FATIMA_CDR.1- SED HI0052		
II. Datos de la medición			
2.1. Datos Generales.			
Identificador:	HID170524000F2	Data Fuente:	46469231.STD
Fecha Instalación:	12/07/2017 11:43:00 a.m.	Nivel de Tensión:	220
Fecha Retiro:	20/07/2017 12:15:00 p.m.	Factor Corrección PT:	1
Equipo Medición:	CIRCUTOR-CAVA 251-300405042 (Id: 2064)	Factor Corrección CT:	1

Tipo Alimentación:	Monofásico (MO)	Factor de Tolerancia:	5.0
2.2. Resultados.			
Resultado:	MALA CALIDAD		
Total Intervalos:	762	Intervalos BQ:	540
Int. Evaluados:	672	Intervalos MQ:	132
Tensión Máxima:	245.2	Fecha Ten. Máxima:	16/07/2017 12:00:00 p.m.
Tensión Mínima:	180.7	Fecha Ten. Mínima:	13/07/2017 11:00:00 a.m.
Presencia de PST:	SI	Presencia de THD:	SI
2.3. Intervalos con Rangos Transgredidos.			
Desc. Intervalos	Cantidad	Factor proporción.	
[-5 <= +V(%) <= 5]	540	0.00	
[5 < +V(%) <= 7.5]	92	92.00	
[7.5 < +V(%) <= 10]	12	30.64	
[10 < +V(%) <= 12.5]	1	5.95	
[-7.5 <= +V(%) < -5]	23	23.00	
[-10 <= +V(%) < -7.5]	2	6.05	
[-12.5 <= +V(%) < -10]	1	6.05	
[+V(%) < -17.5]	1	12.36	

Fuente: Elaboración autor.

3.1.2.3 El sistema geo referenciado Smallwold.

Es el sistema de donde se obtuvo la ubicación geográfica de la subestación HI0052 y sus redes de distribución secundaria para la obtención de los planos eléctricos (Figura N° 24) recorrido de conductores de los circuitos con respecto a la localización de las manzanas y sus cargas o suministros pertenecientes a las urbanizaciones Fátima, Covirt y La Merced III Etapa en la ciudad de Trujillo.



Figura N° 24: Ubicación geográfica de las redes de distribución HI0052.

Fuente: Elaboración autor.

Obtenido los planos se verifico en campo la ubicación y existencia actualizada de la infraestructura eléctrica de la subestación como:

Estructuras de C.A.C. pastorales y luminarias de AP.

Recorrido de cables subterráneos del tipo NYY de diversos calibres.

Ubicación de acometidas y suministros de clientes en baja tensión.

3.1.2.4 Registro excel de mantenimiento (REGMAN).

Se obtuvieron valores de corriente y tensión instantáneos tomados en diferentes horarios (Tabla N° 17) generalmente en hora punta (18:00 a 23:00 horas) con ayuda de una pinza volt - amperimétricas.

En la toma de valores instantáneos se observa que el factor de utilización del transformador es de 1.26 mostrando una sobrecarga en este equipo, el valor máximo de corriente es el registrado en la fase R y el valor mínimo de la tensión esta entre las fases R- T con un valor de 432 V.

Tabla N° 17: Toma de Carga Instantánea en hora punta.

Toma de carga salida transformador HI0052- Registro de mantenimiento																			
AMT	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	500	632.0	1.26	18/12/2017	20:00	Trifasico 380/220 V.	778	688	699	361	2526	842	434	434	432	433	0.9	568.77	631.97
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.

En la toma de carga por valores instantáneos en hora fuera de punta los valores tomados se muestran en la tabla N° 18 donde el factor de utilización es de 1.08, el máximo valor total de corriente se encuentra en la fase R con un valor de 741 A. y el valor de la tensión mínimo es las fases R S se encuentra dentro de lo permitido con un valor de 390 V.

Tabla N° 18: Toma de Carga Instantánea en hora fuera de punta.

Toma de carga salida transformador HI0052- Registro de mantenimiento																			
AMT	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	500	540.6	1.08	18/12/2017	20:00	Trifasico 380/220 V.	741	684	668	310	2403	801	388	391	390	390	0.9	486.55	540.61
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 Diagrama unifilar del sistema de distribución secundario de la subestación HI0052 alimentador TSU010.

Se realizó la elaboración del diagrama unifilar de acuerdo a información de componentes eléctricos existentes en dichas instalaciones eléctricas considerándose el tablero de distribución de baja tensión y las redes de distribución secundaria en baja tensión.

3.2.1 Actualización del diagrama unifilar del tablero de distribución.

De acuerdo a los datos de campo se actualizo el diagrama unifilar del tablero de la subestación HI0052 como se muestra en la figura N° 25 desde las instalaciones eléctricas de la celda de llegada 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, H, I, J, K.

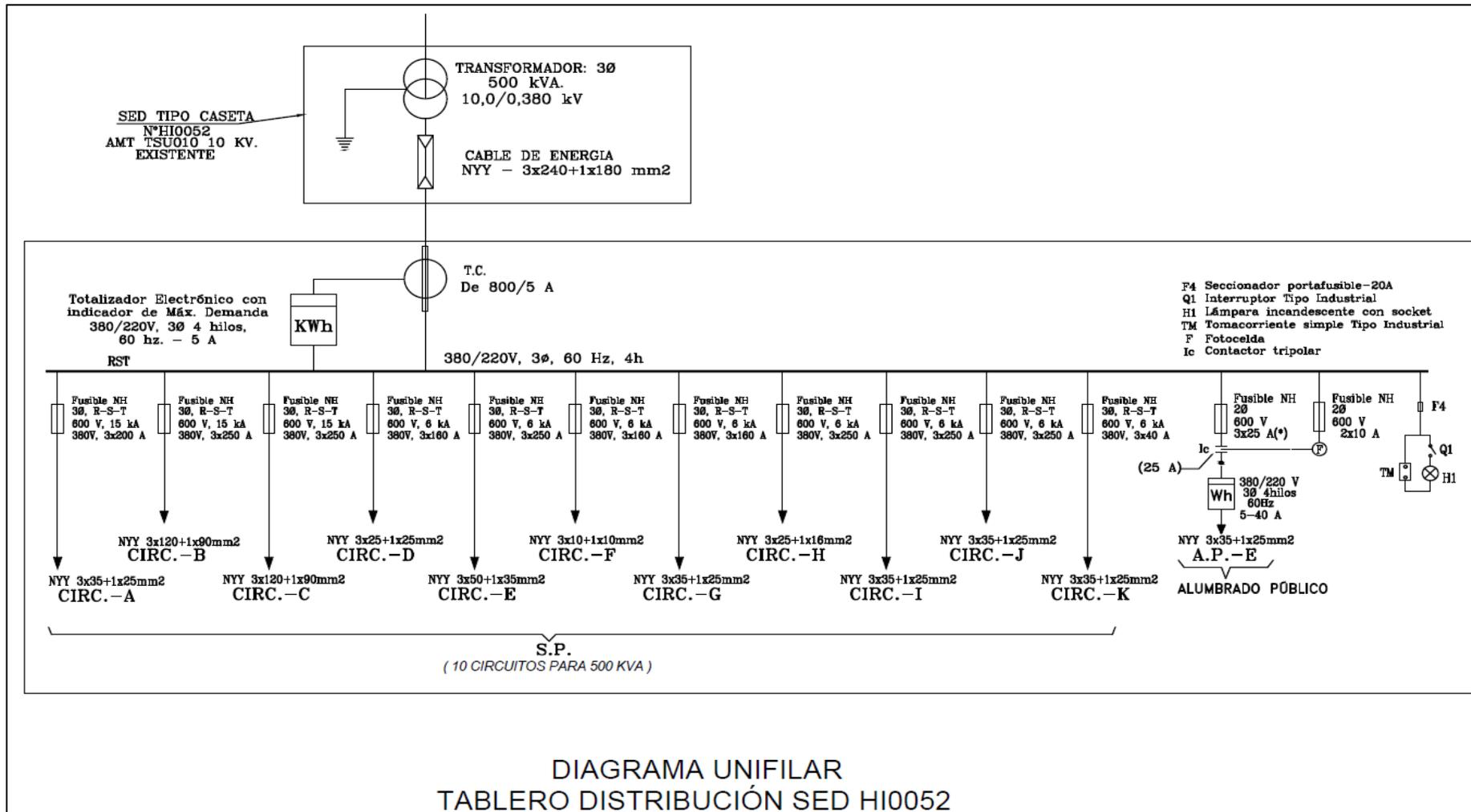


DIAGRAMA UNIFILAR
TABLERO DISTRIBUCIÓN SED HI0052

Figura N° 25: Diagrama unifilar de subestacion Fuente: Elaboración propia

3.3 Base de datos de parámetros eléctricos.

La medición o registro de parámetros eléctricos para la elaboración de una base de datos se realizó desde la barra general en el circuito principal de la salida del transformador de distribución donde se utilizó un equipo analizador de potencia trifásico marca Fluke modelo 1743 instalado durante siete días y tomado registro cada 15 minutos además de tomas de valores instantáneos de tensión y corriente con una pinza volt amperimétrica marca Fluke.

3.3.1 Registro de los niveles de tensión.

Se obtuvo los registros de tensión desde el equipo analizador de redes en el circuito de salida baja tensión del transformador, donde los valores de voltaje mínimos y máximos se detallan en la tabla N° 19 con relación a los valores de operación del sistema de distribución 380/220 V.

Tabla N° 19: Tensión valores mínimos y máximos.

Ítem	Fases	Valor máximo	Valor mínimo
1	R - S	398	382
2	S - T	399	385
3	R - T	398	382
4	R - N	229	220
5	S - N	230	222
6	T - N	231	222

Fuente: Elaboración autor

Los valores de tensión promedio indicado en los intervalos de medición es 225 V. entre fase - neutro y 387 V entre fases obteniéndose el registro de valores correspondientes al periodo de un día en intervalos de 1/4 hora como se muestra en la tabla N° 20.

Tabla N° 20: Registros de tensión tomados a intervalos de una hora.

Fecha	Hora	V L1	V L2	V L3	V L1L2	V L2L3	V L3L1	Asimetría 1
		V	V	V	V	V	V	%
14/06/2018	6:00:00 p. m.	224	226	226	389	392	389	0.37
14/06/2018	6:15:00 p. m.	223	225	225	387	390	387	0.32
14/06/2018	6:30:00 p. m.	221	223	223	385	388	385	0.3
14/06/2018	6:45:00 p. m.	220	223	223	383	386	384	0.39
14/06/2018	7:00:00 p. m.	220	222	222	382	385	382	0.43
14/06/2018	7:15:00 p. m.	220	222	222	382	385	383	0.32
14/06/2018	7:30:00 p. m.	220	222	222	383	385	383	0.28
14/06/2018	7:45:00 p. m.	220	222	222	383	385	383	0.36
14/06/2018	8:00:00 p. m.	221	223	223	384	386	384	0.29
14/06/2018	8:15:00 p. m.	221	223	223	384	387	384	0.43
14/06/2018	8:30:00 p. m.	222	224	224	385	388	385	0.38
14/06/2018	8:45:00 p. m.	222	224	224	386	389	387	0.37
14/06/2018	9:00:00 p. m.	223	225	225	387	390	387	0.44
14/06/2018	9:15:00 p. m.	223	225	225	387	391	388	0.44
14/06/2018	9:30:00 p. m.	223	224	224	386	389	387	0.34
14/06/2018	9:45:00 p. m.	223	225	225	387	390	388	0.29
14/06/2018	10:00:00 p. m.	224	225	225	388	391	388	0.25
14/06/2018	10:15:00 p. m.	225	226	226	390	392	390	0.22
14/06/2018	10:30:00 p. m.	226	227	227	391	393	391	0.19
14/06/2018	10:45:00 p. m.	227	228	228	393	395	393	0.25
14/06/2018	11:00:00 p. m.	228	229	230	395	398	396	0.22
14/06/2018	11:15:00 p. m.	229	230	230	397	399	398	0.17
14/06/2018	11:30:00 p. m.	229	230	231	397	399	398	0.1
14/06/2018	11:45:00 p. m.	229	230	231	398	399	398	0.16

Fuente: Elaboración autor

Se observa en el gráfico de la figura N° 26 los rangos de valores de tensión de las fases R-S, S-T y RT tomados durante los intervalos de 15 minutos y como resultado de un periodo de 1 día donde los valores de sobre tensión figuran de color verde y sub tensión de azul dichos valores fueron detallados en la tabla N° 20.

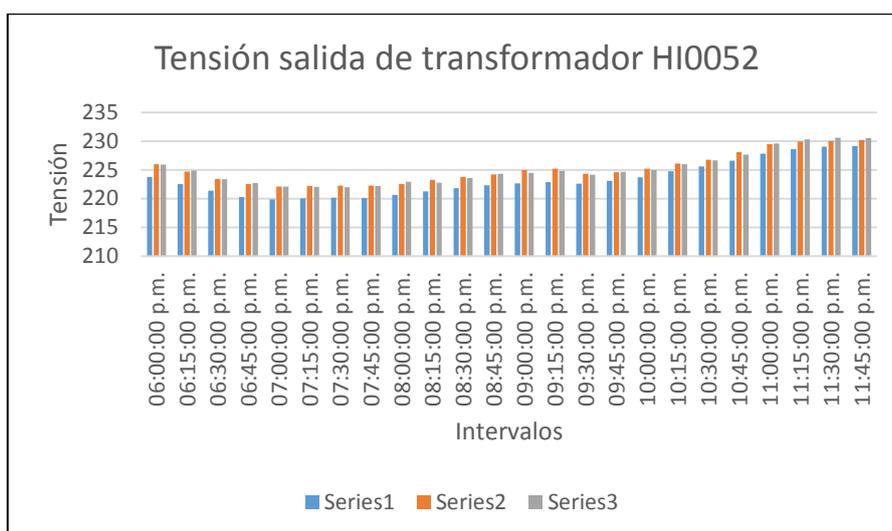


Figura N° 26: Tensiones entre fase y neutro HI0052.

Fuente: Elaboración propia.

3.3.2 Registro de los niveles de corriente.

Se obtuvo los registros de intensidad de corriente desde el equipo analizador de redes en el circuito de salida baja tensión del transformador, donde los valores de corriente mínimos y máximos por fases se detallan en la tabla N° 21 con relación a los valores de nominales de operación del transformador de distribución.

Tabla N° 21: Registros de corriente mínimos y máximos.

Ítem	Fases	Valor máximo	Valor mínimo
1	R	784	292
2	S	688	218
3	T	708	229
4	N	340	110

Fuente: Elaboración autor

Los valores de intensidad de corriente indicado en los intervalos de medición es 223 V. obteniéndose el registro de valores correspondientes al periodo de un día en intervalos de 1 hora como se muestra en la tabla N° 22.

Tabla N° 22: Registro de corriente a intervalos de una hora.

Fecha	Hora	I L1	I L2	I L3	I Neutro
		A	A	A	A
14/06/2018	6:00:00 p. m.	688.8	569.9	587.4	285.3
14/06/2018	6:15:00 p. m.	727.8	614.1	620.7	307.4
14/06/2018	6:30:00 p. m.	748.9	657.3	670.9	317.3
14/06/2018	6:45:00 p. m.	783.8	652.8	658.9	331.1
14/06/2018	7:00:00 p. m.	776.8	649.2	675.7	331
14/06/2018	7:15:00 p. m.	768.7	666.1	666.4	340.8
14/06/2018	7:30:00 p. m.	771.6	668.8	672	336.8
14/06/2018	7:45:00 p. m.	767.4	683.4	685.3	339.3
14/06/2018	8:00:00 p. m.	742.6	688.6	657	341.7
14/06/2018	8:15:00 p. m.	746.8	645.3	708.4	329.1
14/06/2018	8:30:00 p. m.	708.9	634.7	664.3	333.2
14/06/2018	8:45:00 p. m.	704.4	624.8	627.1	331.2
14/06/2018	9:00:00 p. m.	732.9	614.9	661.4	326.9
14/06/2018	9:15:00 p. m.	694.9	550.2	603.6	323
14/06/2018	9:30:00 p. m.	658.1	561	606	303.8
14/06/2018	9:45:00 p. m.	671	555.4	609.3	298.1
14/06/2018	10:00:00 p. m.	647	554.9	604.8	291.5
14/06/2018	10:15:00 p. m.	621.2	529.9	578.7	283.1
14/06/2018	10:30:00 p. m.	592.1	511.5	556.7	278.4
14/06/2018	10:45:00 p. m.	571.9	488.5	526.4	270.8
14/06/2018	11:00:00 p. m.	574	478.6	464.2	275
14/06/2018	11:15:00 p. m.	536.8	468	438.4	261.6
14/06/2018	11:30:00 p. m.	515.5	475.7	435.4	249.7
14/06/2018	11:45:00 p. m.	503	444.4	432.2	229.9

Fuente: Elaboración autor

En la figura N° 27 se muestra las intensidades de las tres fases del transformador y el neutro a intervalos de 15 minutos en un periodo de 1 día, donde se observa los valores con variaciones o desequilibrios entre fases.

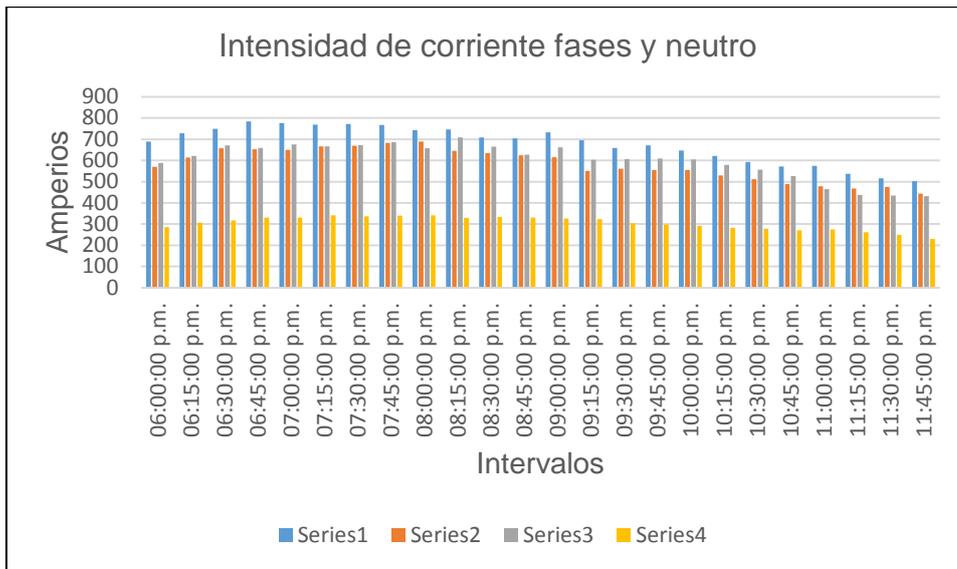


Figura N° 27: Corriente por fase y neutro.

Fuente: Elaboración propia.

3.3.3 Diagrama de carga de la subestación.

Se muestra en la figura N° 26 la gráfica del diagrama de carga, donde se muestra el comportamiento de las cargas en un periodo de 7 días (12 al 18 marzo 2018) donde la máxima demanda en potencia activa se aprecia en un valor de 455 KW.

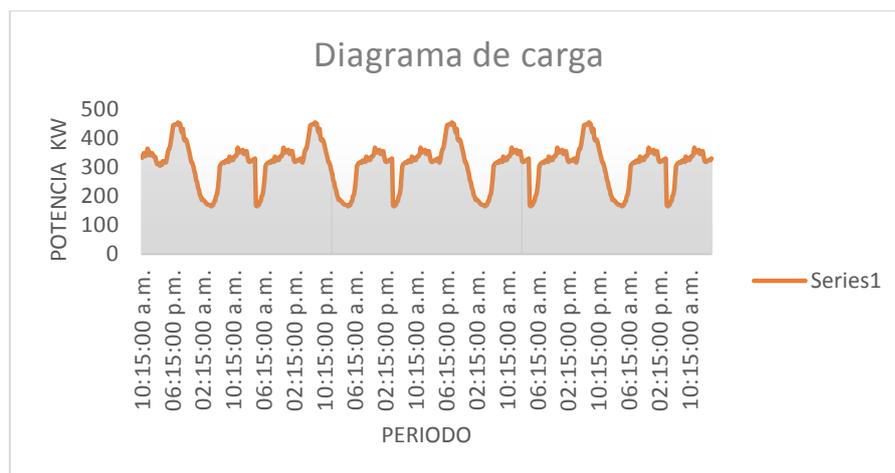


Figura N° 28: Diagrama de carga HI0052.

Fuente: Elaboración propia.

En el diagrama de carga de un solo día (monitoreo de 24 horas) en este caso para la potencia activa se observa de acuerdo a la gráfica N° 29 el incremento de la potencia hacia la hora punta y su disminución en horas fuera de punta.

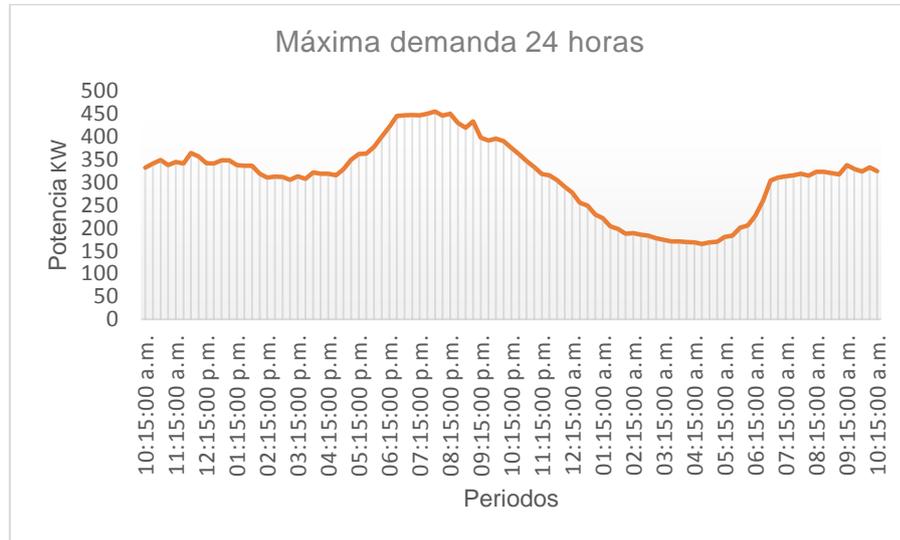


Figura N° 29: Diagrama de máxima demanda HI0052 24 horas.

Fuente: Elaboración propia.

3.3.4 Cálculo de la máxima demanda.

En este parámetro se consideró el valor máximo de la potencia activa realizado por los sistemas de medición registradores, esto se encuentra documentado en el anexo 7.

$$MD = 455 \text{ kW}$$

3.3.5 Cálculo del factor de carga.

Para el cálculo del factor de carga se utilizó la ecuación 1.5 contando con los valores de registros de medición del analizador de redes como máxima demanda y demanda promedio de la subestación de distribución en un periodo de 7 días.

Los datos a considerar fueron los siguientes:

Máxima demanda total (MD): 455 KW

Demanda promedio (DP): 318 KW.

$$F_c = \frac{P_{\text{media}}}{MD} = \frac{318}{455} = 0.68$$

3.3.6 Cálculo del factor de potencia.

Se tomó en cuenta la ecuación 1.2 donde se observa la relación entre la potencia activa (P) y la potencia aparente (S) esto se obtuvo de la medición efectuada a la salida de baja tensión del transformador.

$$\cos \varphi = \frac{455.26}{471.88} = 0.96$$

3.3.7 Cálculo del factor de pérdidas.

Este cálculo se realiza empleando la ecuación 8 utilizando el factor de carga y el coeficiente de pérdidas este dato es necesario para el ingreso en la plantilla de datos del software computacional para simulación de flujo de potencia.

$$fp = \text{coe}_{\text{batteries}} \times fc + (1 - \text{coe}_{\text{batteries}}) \times fc^2$$

Reemplazando:

$$fp = 0.15 \times 0.68 + (1 - 0.15) \times 0.68^2 = 0.49$$

3.4 Modelado para el cálculo de flujo de potencia con software computacional.

Con los parámetros eléctricos obtenidos del Centro de Control de Operaciones de Hidrandina SA. (CCO) y de los equipos registradores de potencia se realizó el cálculo de flujo de potencia en cada uno de los circuitos de la subestación HI0052 para determinar cuáles de ellos cuentan con sus indicadores en estado crítico (% de caída de tensión, factor de utilización).

3.4.1 Etiqueta de ingreso de datos.

Se ingresaron los datos requeridos por el software DAP10 para realizar el flujo de potencia por cada circuito de baja tensión:

Tabla N° 23: Registro de corriente a intervalos de una hora.

Ítem	Parámetro eléctrico.	Valor
1	Factor de carga	0.68
2	Cos ϕ	0.96
3	Factor de pérdidas	0.49
4	Potencia base (KW)	100 (CCO)
5	Temperatura °C	70°C
6	Horas/mes:	720
7	Tensión base (KV):	387 V
8	Factor de simultaneidad	1 (CCO)
9	Tipo de red	Baja Tensión
10	Grupo de conexión	Δ , Y
11	Fases	3

Fuente: Elaboración propia.

Para el cálculo de la simulación de flujo de potencia se tuvo en cuenta algunas características adicionales en la red de baja tensión:

- La configuración Δ - Y.
- Longitud de los tramos de redes de baja tensión.
- Se consideró cargas importantes de clientes mayores.
- Identificación y cantidad de clientes menores.

Para la simulación se consideró ingresar al software el valor de tensión promedio de la tensión nominal tomado en la salida de barra del transformador de distribución.

3.4.2 Modelado en circuito "A".

Se efectuó el modelado para el flujo de potencia del circuito "A" de la HI0052 de acuerdo a los diagramas obtenidos a su vez se ingresó los parámetros indicados en la tabla N° 23 además se tuvo en cuenta lo siguiente:

Longitud del tramo del circuito: 0.5843 Km.

Los resultados después del flujo de potencia muestran que dicho circuito se encuentra con un rango de porcentaje de caída de tensión en el punto más crítico y distante de 2.1 % a 2.43 % estando dentro de las tolerancias que indica la NTCSE como se muestra en la figura N° 30.

Cuenta con una potencia total de 22.48 KW., desde la salida del tablero de distribución de la subestación.

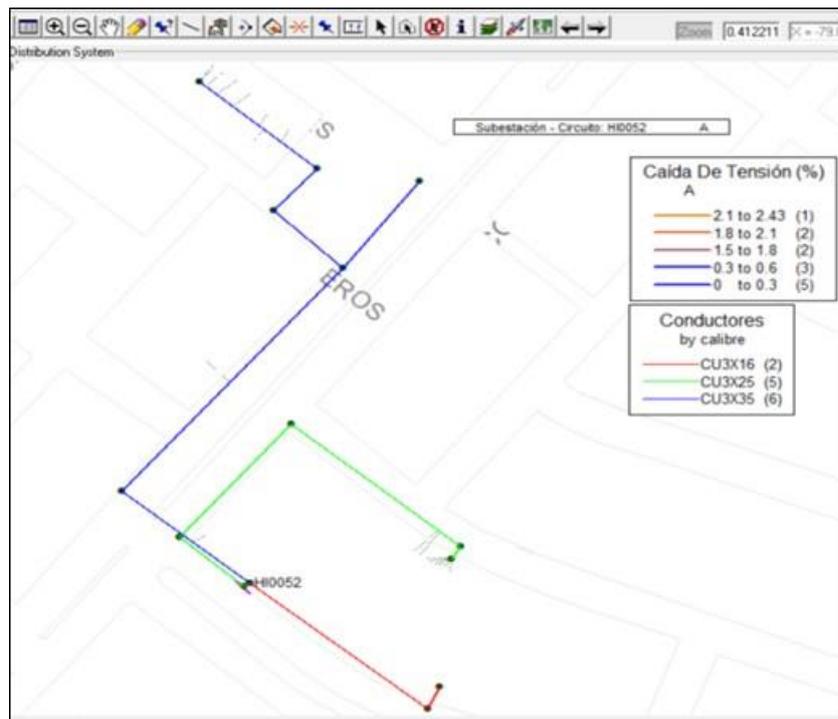


Figura N° 30: Mapa temático de caída de tensión circuito "A".

Fuente: Elaboración propia.

3.4.3 Modelado en circuito "B".

En el modelado del flujo de potencia del circuito "B" de la HI0052 se consideró también la longitud de los tramos de circuito subterráneo la cual fue de 1.72 Km.

Se observa que los resultados muestran una caída de tensión en el punto más crítico en el rango de 7.74 % a 8.56 % resaltado de color rojo totalmente fuera de las tolerancias que indica la NTCSE.

De la simulación se observa en la figura N° 31 que en el tramo en los puntos A – B hay una potencia de 39.5 KW., en el cual existe la red de baja tensión con un calibre de conductor de cobre $3 \times 25 + 1 \times 16 \text{ mm}^2$, además se analizó los puntos C – D en donde el calibre del conductor de la red es de $3 \times 10 + 1 \times 6 \text{ mm}^2$ y por la carga en ese punto de 10 kW ha quedado sub dimensionado y tendrá que ser reforzado o considerar la transferencia de carga hacia una subestación nueva.

La potencia total del circuito es de 71.74 KW. a la salida de la barra de la subestación.

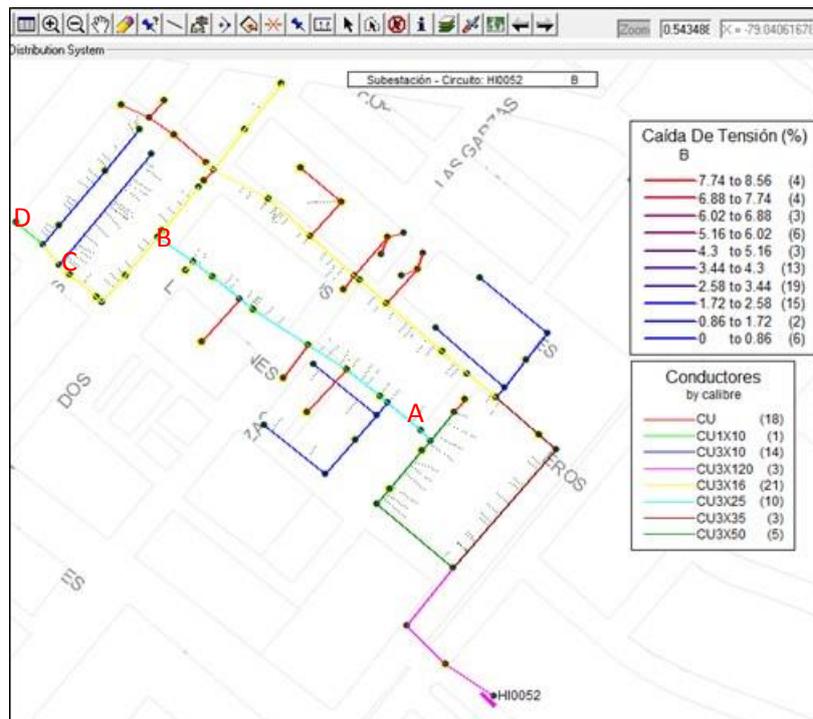


Figura N° 31: Mapa temático de caída de tensión circuito "B".

Fuente: Elaboración propia.

3.4.4 Modelado en circuito "C".

Se realizó el modelamiento para el flujo de potencia en el circuito "C" de la subestación HI0052 de acuerdo al nivel de tensión 385 V desde la etiqueta de ingreso del software, se tomó en cuenta la longitud del circuito de 1.86 Km.

Del análisis de acuerdo a la figura N° 32 el resultado es que los valores de caída de tensión están en el rango de 3.61 % al 4.08 % el fin de línea del circuito respectivamente dichos valores se encuentran dentro de la norma.

La potencia asumida por el circuito es de 89.9 kW por lo que deberá tomarse en cuenta para los correctivos de traslado de carga por sobrecarga del transformador de la subestación HI0052.

Se muestra acometidas con gran consumo (resaltadas de rojo) por el orden de los 920 y 1150 kWh.

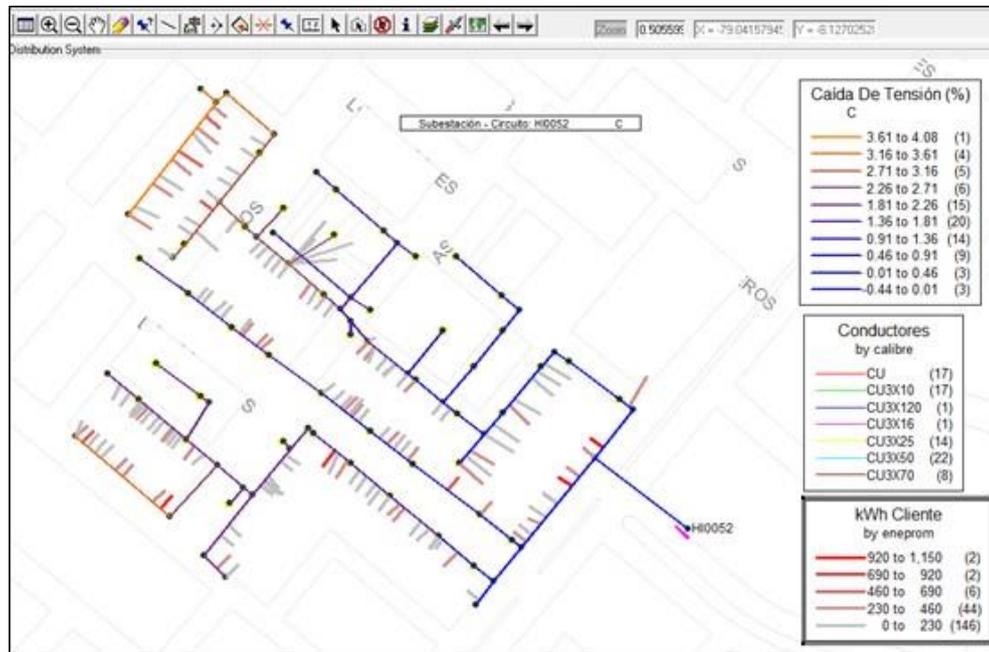


Figura N° 32: Mapa temático de caída de tensión circuito "C".

Fuente: Elaboración propia.

3.4.5 Modelado en circuito "D".

Se realizó el modelado para el circuito "D" considerando la longitud del circuito de 0.28 Km.

La figura N° 33 muestra la pantalla del software, los resultados en porcentaje del nivel de caída de tensión se muestran en el grafico el cual esta resaltado de amarillo con valores en el rango de 0.85 a 1.2, puesto que el nivel de tensión de barra es superior a 380 V y la distancia es 0.28 m. cuenta con un calibre de conductor de cobre 3x25+1x16 mm² lo que permite que los valores de tensión se mantengan de acuerdo a lo permitido por la norma.

La potencia del circuito es de 21.58 kW.

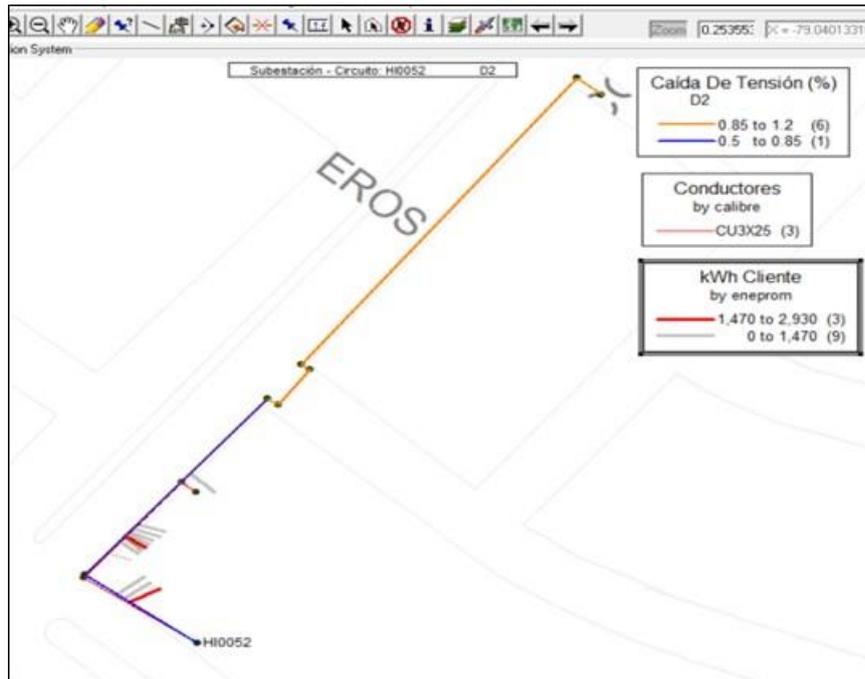


Figura N° 33: Mapa temático de caída de tensión circuito "D".

Fuente: Elaboración propia.

3.4.6 Modelado en circuito "E".

En el modelado del circuito "E" se consideró también la longitud del circuito 0.50 Km.

La figura N° 34 muestra, los resultados de la caída de tensión de color rojo en el recuadro de valores registrados en el rango de 5.31 al 5.86 %, el conductor de salida del circuito según se muestra es de $3 \times 10 + 1 \times 10 \text{ mm}^2$ lo que contribuye a la mala calidad por caída de tensión.

La potencia total del circuito es de 19.15 KW.

Los resultados muestran un porcentaje de caída de tensión fuera del $\pm 5 \%$ estipulado en la NTCSE.

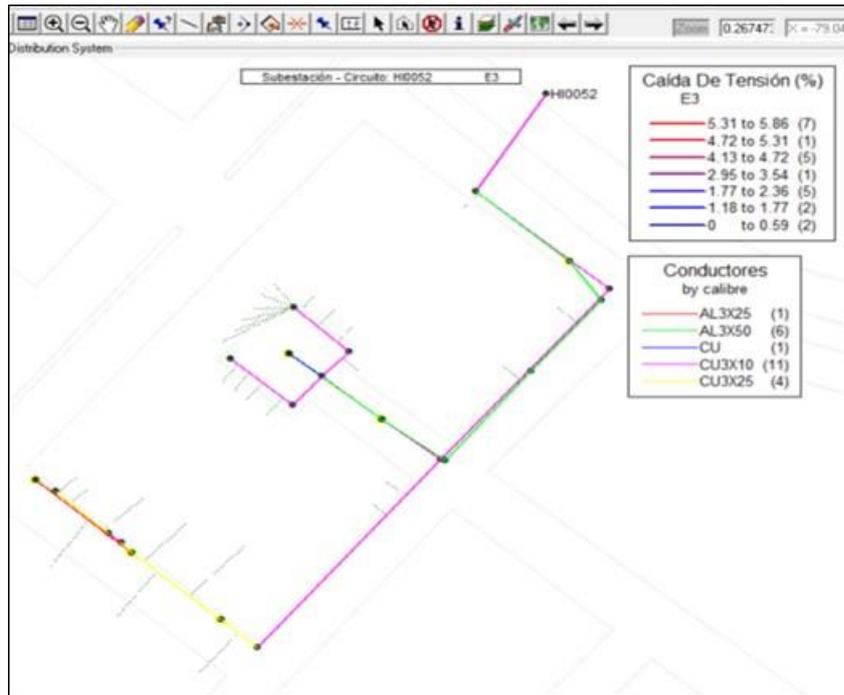


Figura N° 34: Mapa temático de caída de tensión circuito "E".

Fuente: Elaboración propia.

3.4.7 Modelado en circuito "F".

Se realizó el modelado para el flujo de potencia en el circuito "F" considerándose en su totalidad la siguiente longitud del circuito 0.99 Km.

La figura N° 35 muestra la pantalla del software, los resultados de la caída de tensión, los valores registrados están como se mencionó dentro del rango entre 3.88 % al 4.36 % que estipulada la norma, en dichos tramos color rojo se observa un conductor de red de distribución de cobre calibre 2x25+1x16 mm² bifásico (2 fases más 1 neutro) para la atención de cargas monofásicas (suministros monofásicos de 2 hilos), la potencia asumida en este tramo es de 35 kW.

La potencia total asumida en la salida del circuito es de 55.34 KW.

Las acometidas con mayor consumo de energía están resaltadas de color rojo y están en el rango de 1770 a 2350 kWh.

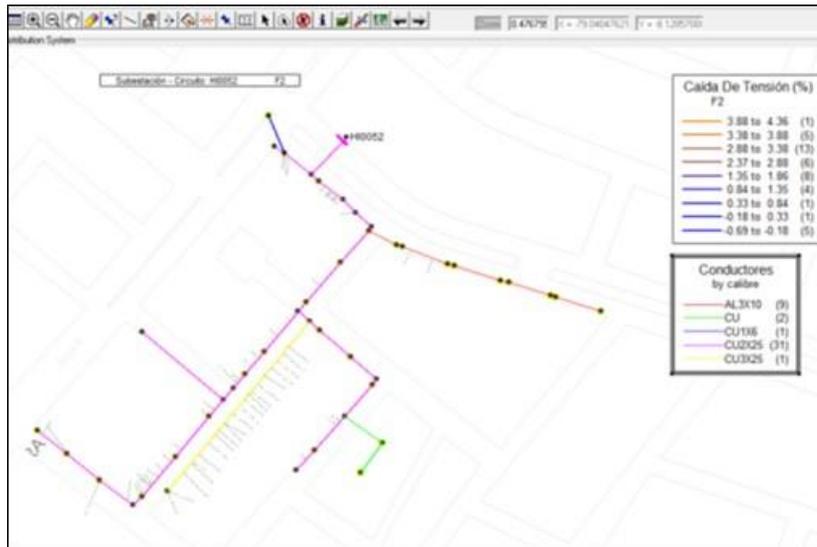


Figura N° 35: Mapa temático de caída de tensión circuito "F".

Fuente: Elaboración propia.

3.4.8 Modelado en circuito "G".

Se realizó el modelado para el flujo de potencia en el circuito subterráneo "G" considerándose lo siguiente una longitud total del circuito 0.18 Km.

La figura N° 36 muestra obtenida en la captura de pantalla del software, los resultados del porcentaje de la caída de tensión en el circuito de distribución se muestran resaltados de amarillo en el recuadro de valores registrados por el rango de 0.326 al 0.41 en porcentaje, puesto que el nivel de tensión de barra es 380 V y la distancia es 180 m.

La potencia total tomada en el circuito es de 6.99 KW.

De acuerdo a los valores de porcentaje de caída de tensión mostrados éstos se encuentran dentro de las tolerancias permitidas en la NTCSE.

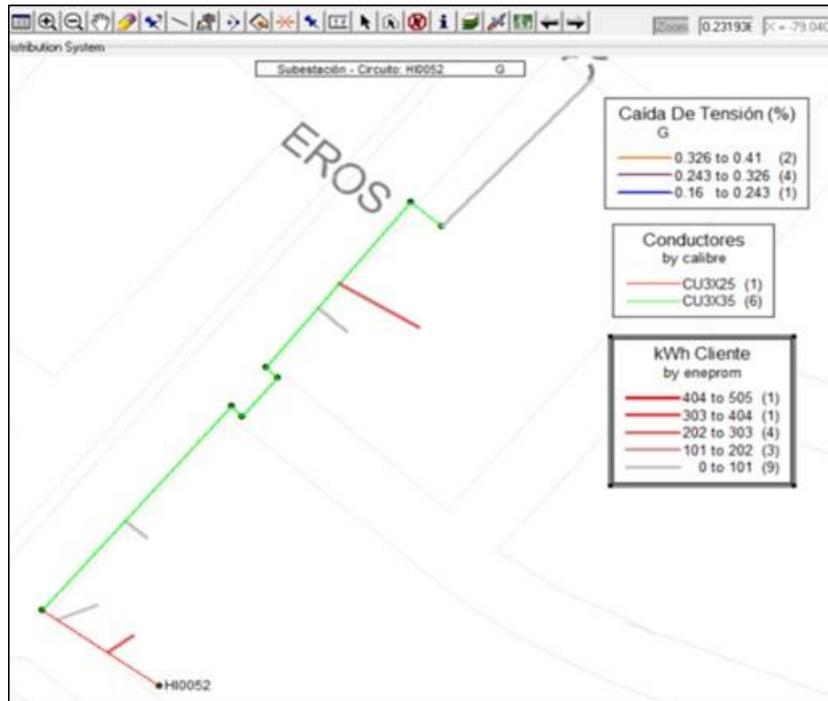


Figura N° 36 : Mapa temático de caída de tensión circuito "G".

Fuente: Elaboración propia.

3.4.9 Modelado en circuito "H".

Se realizó el modelado para el flujo de potencia en el circuito "H" considerándose en su totalidad la siguiente longitud del circuito 0.35 Km.

La figura N°37 muestra la pantalla del software, los resultados de la caída de tensión entre los tramos A – B resaltados de color rojo, los valores registrados están fuera del rango indicado en la norma ($\pm 5\%$) entre 6 al 6.5 de porcentaje, tramo donde se observa un conductor de red de distribución de cobre calibre $3 \times 10 + 1 \times 6 \text{ mm}^2$ trifásico (3 fases más 1 neutro) para la atención de cargas monofásicas y trifásicas (suministros monofásicos de 2 hilos y trifásicos 4 hilos).

La potencia total asumida en la salida del circuito es de 17 KW.

Cuenta con acometidas con un mayor consumo de energía resaltadas de color rojo y están en el rango de 796 a 994 kWh de consumo que se encuentran al final del circuito.

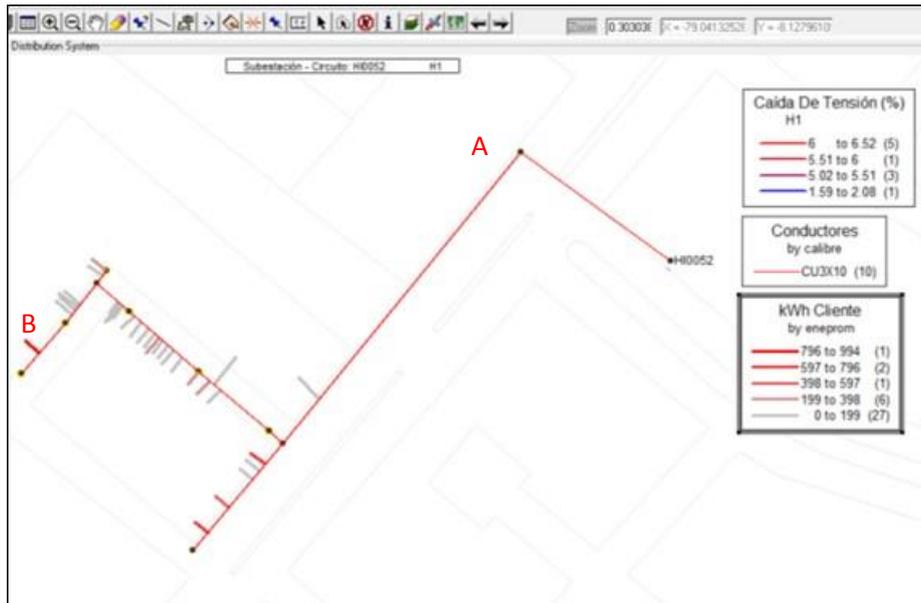


Figura N° 37: Mapa temático de caída de tensión circuito "H".

Fuente: Elaboración propia.

3.4.10 Modelado en circuito "I".

Se realizó el modelado para el flujo de potencia en el circuito "I" considerándose en su totalidad la siguiente longitud del circuito 0.66 Km.

La figura N° 38 muestra la pantalla del software, los resultados de la caída de tensión entre los tramos A – B resaltados de color rojo en el recuadro de resultados, los valores registrados están fuera del rango indicado en la norma ($\pm 5\%$) entre 5.43 al 5.97 de porcentaje, el tramo donde se observa un conductor de red de distribución de cobre calibre $3 \times 10 + 1 \times 6 \text{ mm}^2$ trifásico de 481 m (3 fases más 1 neutro) para la atención de cargas monofásicas y trifásicas (suministros monofásicos de 2 hilos y trifásicos 4 hilos).

La potencia total asumida en la salida del circuito es de 49.9 KW.

Cuenta con acometidas de un mayor consumo de energía resaltadas de color rojo y están en el rango de 564 a 704 kWh que se encuentran en su mayor parte distribuidas en los tramos cuyos calibres de red son menores ($3 \times 10 + 1 \times 6 \text{ mm}^2$).

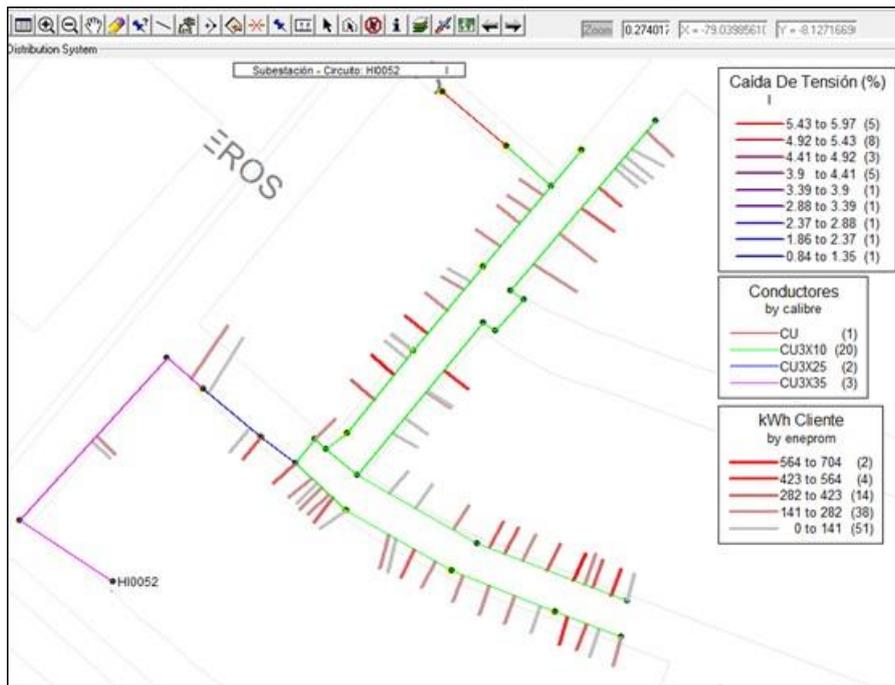


Figura N° 38: Mapa temático de caída de tensión circuito "I".

Fuente: Elaboración propia.

3.4.11 Modelado en circuito "J".

Se realizó el modelado para el flujo de potencia en el circuito subterráneo "J" considerándose una longitud total del circuito de 0.560 Km.

La figura N° 39 muestra la captura de pantalla del software, los resultados del porcentaje de la caída de tensión en el circuito de distribución se muestran resaltados de amarillo en el recuadro de valores registrados por el rango de 2.48 % al 2.92 %, puesto que el nivel de tensión de barra es 380 V y existe una sola acometida que consume en promedio 2240 a 3370 Kwh pero su calibre de red es un tramo de 60 m de conductor 3x16 mm² lo que no afecta el circuito en caída de tensión.

La potencia total tomada en el inicio del circuito es de 48.63 KW.

De acuerdo a los valores de porcentaje de caída de tensión mostrados éstos se encuentran dentro de las tolerancias permitidas en la NTCSE.

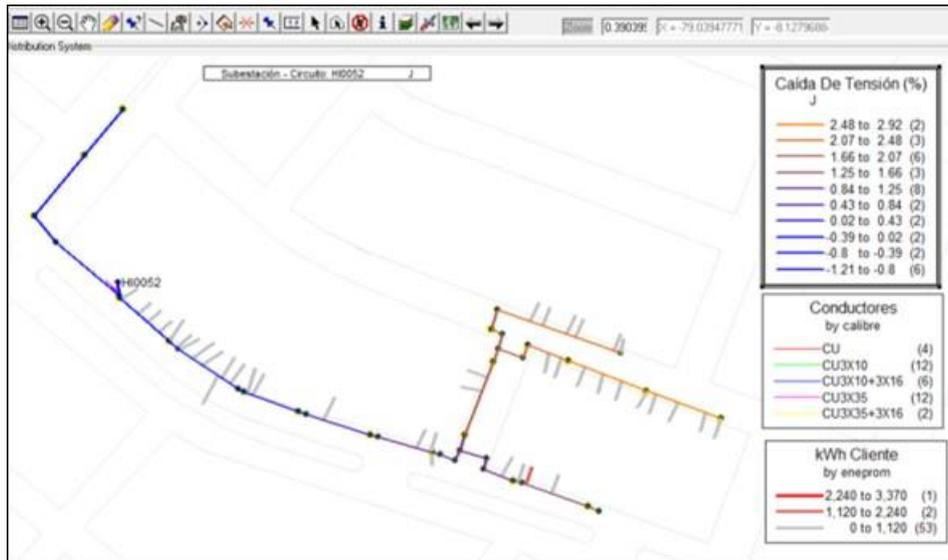


Figura N° 39: Mapa temático de caída de tensión circuito "J".

Fuente: Elaboración propia.

3.5 Identificación de indicadores críticos.

Se obtuvieron datos de los diferentes sistemas de información para identificar los indicadores críticos y determinar los circuitos a trabajar.

Del modelado en el software computacional DAP 10 se obtuvieron datos de flujos de potencia para analizar cada circuito de la subestación HI0052 y poder determinar cuáles son los que tienen mala calidad de servicio por nivel inadecuado de tensión.

Del sistema Optimus NGC se obtuvo la cantidad de clientes afectados por mala calidad de servicio y cuanto es lo que se compensa por circuito al año.

De los datos del analizador de potencia se obtuvo información necesaria para determinar el factor de utilización del transformador de la subestación HI0052 y poder plantear mediante las simulaciones con el software una transferencia de carga hacia otra subestación.

3.5.1 Caída de tensión (%).

Se realizó el modelamiento y simulación de flujo de potencia donde se identificó a 6 circuitos cuyos valores en sus tramos más críticos de caída de tensión se encuentran fuera de los rangos $\pm 5\%$ permitidos por la norma (NTCSE).

Aquellos tramos de baja tensión considerados como críticos están resaltados con el color rojo y son mayores al valor del 5%.

Por orden de secuencia se ha elaborado la siguiente tabla N° 24 donde se observa los rangos de caída de tensión fuera de lo permitido por la NTCSE y donde en el circuito “B” presenta el mayor porcentaje.

Tabla N° 24: Caída de tensión por circuito.

Ítem	Circuito	Rango en % de caída de tensión
1	I	5.43 – 5.97
2	E	5.31 – 5.86
3	B	7.74 – 8.56
4	H	6 – 6.52

Fuente: Elaboración propia.

3.5.2 Compensación por circuito.

Los números de suministros que se detallan en la tabla N° 25 son puntos donde se han realizado monitoreo a la calidad de producto y han dado como resultado niveles de tensión inadecuados con respecto a la norma técnica.

De los cinco puntos de monitoreo han involucrado cuatro circuitos (I, E, B, H) a los cuales a su vez se realizó el modelado para el flujo de potencia donde se corrobora la mala calidad de producto, además de estos circuitos existen otros dos con valores similares (C y F).

Tabla N° 25: Cantidad de suministros afectados o compensados al año.

Ítem	Suministro medido	Circuito	Monto en dólares (\$)	Suministros afectados
1	46469124	I	144.75	22
2	46469231			22
3	47171640	E	165.93	17
4	47386198	B	41.79	8
5	46469204	H	21.34	1
	TOTAL		373.81	70

Fuente: Elaboración propia.

Los suministros afectados dan como resultado una cantidad de 70 suministros a los cuales se compenso económicamente a lo largo del año 2017 llegando al monto de 373.81 dólares.

3.5.3 Cálculo del factor de utilización del transformador (FU).

Se obtuvo el factor de utilización tomando el valor del cálculo de la máxima demanda (KW) proveniente del equipo analizador de potencia instalado a la salida del transformador con relación a la potencia instalada la cual se encuentra indicada en la placa característica del transformador.

Máxima demanda MD: 473 KVA.

Potencia instalada PI: 500 KVA. (placa del transformador).

Para el cálculo se utilizó la ecuación 1.10 ejecutando las operaciones con las unidades correspondientes en kVA ya que así lo indica la placa del transformador.

$$FU = \frac{\text{CARGA MAXIMA}}{\text{CAPACIDAD INSTALADA}} = \frac{DM}{PI} = \frac{473 \text{ KVA}}{500 \text{ KVA}} = 0.946$$

3.6 Correctivos utilizando software de modelamiento.

Se tendrá en cuenta para realizar el análisis y simulación de la mejora de las redes de distribución mediante el software de modelamiento las potencias en los diferentes tramos del circuito a mejorar además del calibre de red existente.

3.6.1 Simulaciones de flujo de potencia circuito "I".

En la figura N° 40 se muestra el circuito "I" en su estado inicial donde se puede apreciar lo siguiente:

Plano del recorrido de la red de baja tensión del circuito georreferenciado desde la salida de subestación hacia los fines de línea.

Se aprecian las acometidas conectadas a la red donde se ingresaron los datos de consumos (kWH) de cada cliente.

Los nodos de carga los cuales se identifican en el gráfico como puntos.

Los tramos codificados de la red de baja tensión ubicados entre nodos.

Ubicación de la subestación de distribución HI0052 con respecto al recorrido de los circuitos y a la ubicación de las manzanas.

Reporte de 3 calibres de conductor.

Reporte de porcentaje de caída de tensión.

Del flujo de potencia se muestra como resultado que la distancia más crítica es entre los puntos A – B conformado por los tramos cuyos códigos son 300036375, 300067491, 300067435, 300067436, 300067437, 300067438, 300077733 resaltados de color rojo donde la caída de tensión en el punto más distante es de 5.4 %.

Además, se observa que entre los puntos C - D que abarca los tramos 300013208, 300067493, 300067494, 300067495, 300067496, 300067497 los valores de caída de tensión en rango son de 4.71 % a 5.97 % con una potencia de 7 KW.

Entre los puntos C - E que abarca los tramos 300067492, 300036600, los valores de caída de tensión en fin de circuito de 5.3 % con una potencia de 7 KW.

Según el reporte obtenido en la tabla de resumen del anexo 9 se obtuvieron los siguientes valores a tomar en cuenta para el análisis y planteo de la mejora de la calidad del servicio eléctrico.

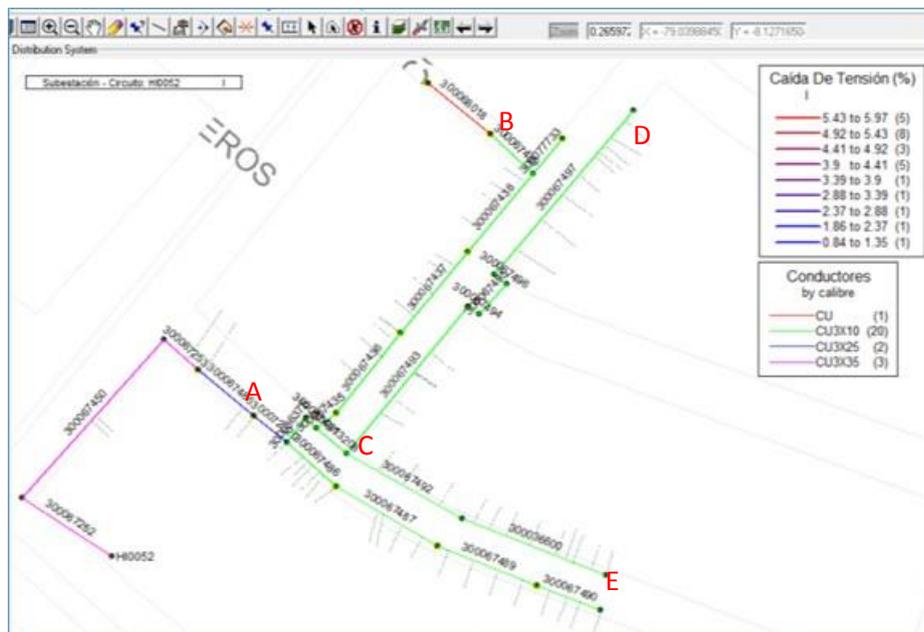


Figura N° 40: Mapa temático de caída de tensión circuito "I".

Fuente: Elaboración propia.

Del gráfico de la figura N° 40 se deduce la tabla N° 26 donde se indica la longitud, potencia y el calibre de conductor de red el cual será modificado en la simulación para obtener valores los cuales se encuentren contemplados en las normas técnicas.

Tabla N° 26: Puntos afectados por la caída de tensión.

Ubicación de los nodos	Longitud (M)	Potencia (KW)	Calibre conductor mm ²
A - B	125.84	9	3x10+1X6 mm ²
C - D	149.98	7	3x10+1X6 mm ²
C - E	86.6	7	3x10+1X6 mm ²

Fuente: Elaboración propia.

3.6.1.1 Simulaciones para mejora de servicio eléctrico circuito “I”.

Se realizó la simulación utilizando el software para la mejora del servicio eléctrico en lo que respecta a calidad de producto por nivel de tensión inadecuado tomando como referencia la tabla N° 26 donde se observa la longitud de la red afectada y el calibre de ésta entre los tramos de red de los puntos A - B - C y D – E donde se propone un calibre de conductor 3x25+1x16 mm².

Los nuevos valores obtenidos producto de la simulación se muestran en la figura N° 41 se observa que ahora de acuerdo a la ficha de calibres de red 3x10+1x6 mm² fue sustituido por 3x25+1x16 mm² indicado de color azul desde el punto A hacia el punto D teniendo en consideración el ultimo calibre que llega desde la subestación hasta el punto A donde ahora el porcentaje de caída de tensión es 3.37 % a 3.76 % (anexo 10) permitido en la tolerancia del ± 5% de acuerdo a NTCSE, se observa además los nuevos porcentajes de caída de tensión distribuidos a lo largo del trayecto de la red del circuito.

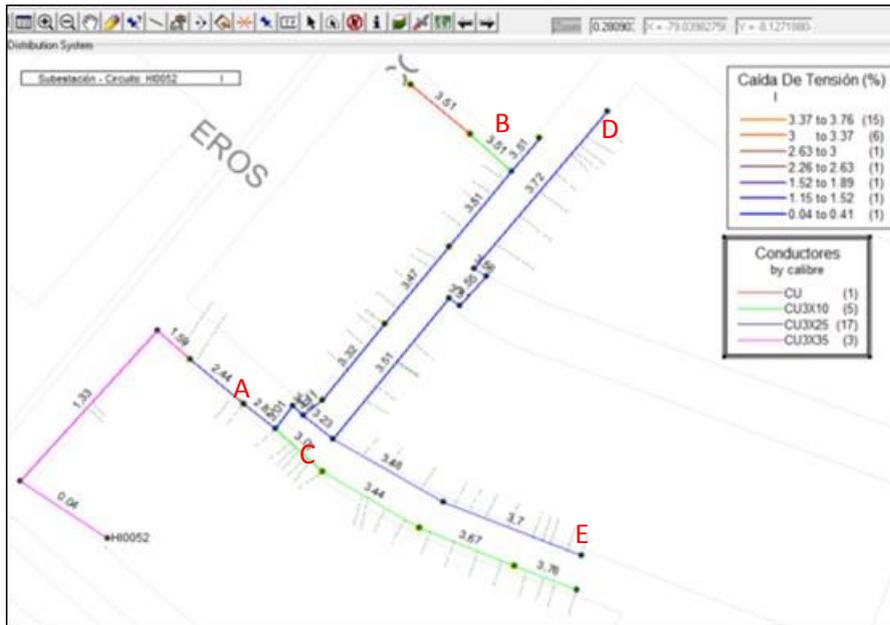


Figura N° 41: Caída de tensión circuito "I" después de simulación.

Fuente: Elaboración propia.

3.6.2 Simulaciones de flujo de potencia circuito "E".

En la figura N° 42 se muestra el circuito "E" en su estado inicial donde se aprecia lo siguiente:

Plano del recorrido de la red de baja tensión del circuito georreferenciado desde la salida de subestación hacia los fines de línea.

Se aprecian las acometidas que corresponden a la red donde se ingresaron los datos de consumos (kWH) de cada cliente.

Los nodos de carga los cuales se identifican en el gráfico como puntos.

Los tramos con código de la red de baja tensión ubicada entre nodos.

Ubicación de la subestación de distribución HI0052 con respecto al recorrido de los circuitos y a la ubicación de las manzanas de la urbanización.

Reporte de 5 calibres de conductor de distribución.

Reporte de porcentaje de caída de tensión visualizado en la etiqueta.

Del flujo de potencia se muestra como resultado que la distancia más crítica es entre los puntos A – B conformado por los tramos cuyos códigos son 300158085, 300158087, 300021742, 300021962, 300056804, 300056808,

300056810, 300007151, 300029441 resaltados de color rojo donde la caída de tensión en el punto más distante es de 5.86 %.

Además, se observa que entre estos puntos el calibre de conductor es de cobre 3X10+1X6 mm² con una potencia de 17.9 KW.

En el anexo 11 se obtuvieron los siguientes valores y datos para el análisis y planteo de propuesta para la mejora de la calidad del servicio eléctrico.

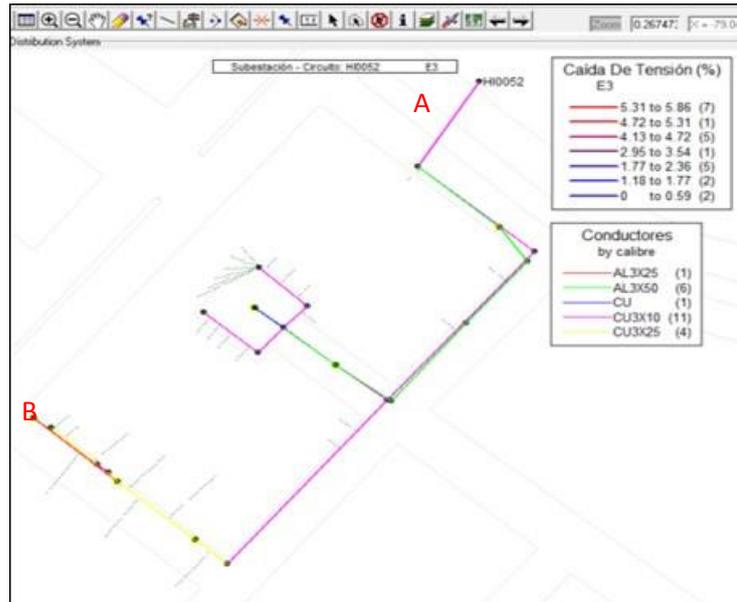


Figura N° 42: Mapa temático de caída de tensión circuito "E".

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla N° 27 se visualiza el tramo a modificar con ayuda del software para lograr valores óptimos.

Tabla N° 27: Puntos afectados por la caída de tensión.

Ubicación de los nodos	Longitud (M)	Potencia (KW)	Calibre conductor mm ²
A - B	248.46	17	3x10+1X6 mm ²

Fuente: Elaboración propia.

3.6.2.1 Simulaciones para mejora de servicio eléctrico circuito "E".

Se realizó la simulación utilizando el software para la mejora del servicio eléctrico por nivel de tensión inadecuado tomando como referencia la tabla N° 27 donde se observa la longitud de la red afectada y el calibre de ésta 3X10+1X6 mm² entre los tramos de red de los puntos A - B donde se propone un calibre de conductor 3x35+1x16 mm² para el primer tramo 300023003 (30.18 m de longitud).

Se realizó el ingreso de datos con el nuevo valor de calibre de red para el primer tramo que es salida de circuito de transformador donde los nuevos valores obtenidos producto de la simulación se muestran en la figura N° 43.

Se observa que ahora de acuerdo a la ficha de calibres de red dicho primer tramo fue sustituido por 3x35+1x25 mm² indicado de color celeste en el punto A, considerando el ultimo calibre que llega desde la subestación hasta el punto B de fin de línea ahora el porcentaje de caída de tensión es 3.42 % a 3.83 % (anexo 12) permitido en la tolerancia del $\pm 5\%$ de acuerdo a NTCSE, se observa además los nuevos porcentajes de caída de tensión distribuidos a lo largo del trayecto de la red del circuito.

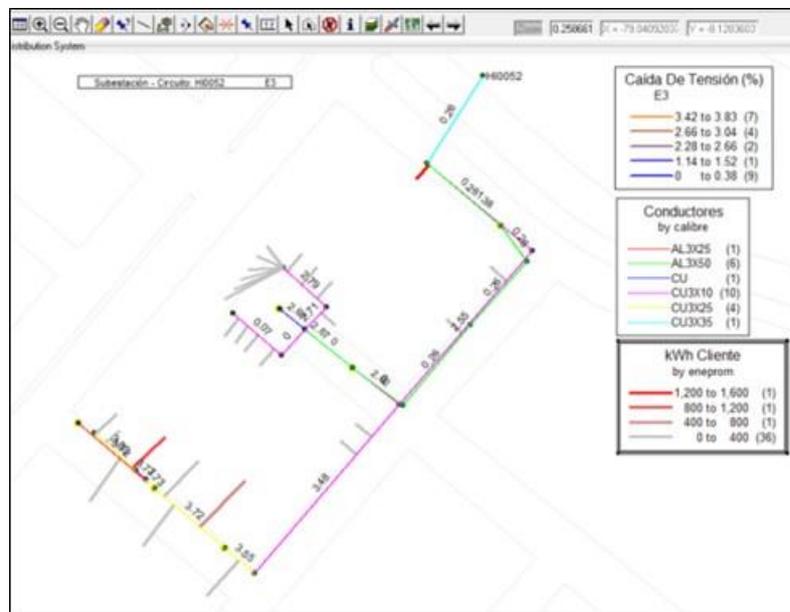


Figura N° 43: Caída de tensión circuito "E". después de simulación.

Fuente: Elaboración propia.

3.6.3 Simulaciones de flujo de potencia circuito “B”.

En la figura N° 44 se muestra el circuito “B” en su estado inicial donde se aprecia el plano del recorrido de la red de baja tensión del circuito desde la salida de subestación hacia los fines de línea con cuatro puntos críticos A – B y C - D.

Ubicación de la subestación de distribución HI0052 con respecto al recorrido de los circuitos y a la ubicación de las manzanas de la urbanización con su respectivo reporte de 8 calibres de conductor de distribución.

Del flujo de potencia se muestra como resultado que los tramos más críticos son entre los puntos C – D conformado por los tramos cuyos códigos son 300067585, 300067579, 300067580, 300067581 resaltados de color rojo donde la caída de tensión en el punto más distante es de 8.56 %.

Además, se observa que entre estos puntos el calibre de conductor es de cobre 3X10+1X6 mm² con una potencia de 16 KW.

Entre los puntos A – B el circuito cuenta con un calibre de 3X25+1X16 mm²

En el anexo 13 se obtuvieron los siguientes valores y datos para el análisis y planteo de propuesta para la mejora de la calidad del servicio eléctrico.

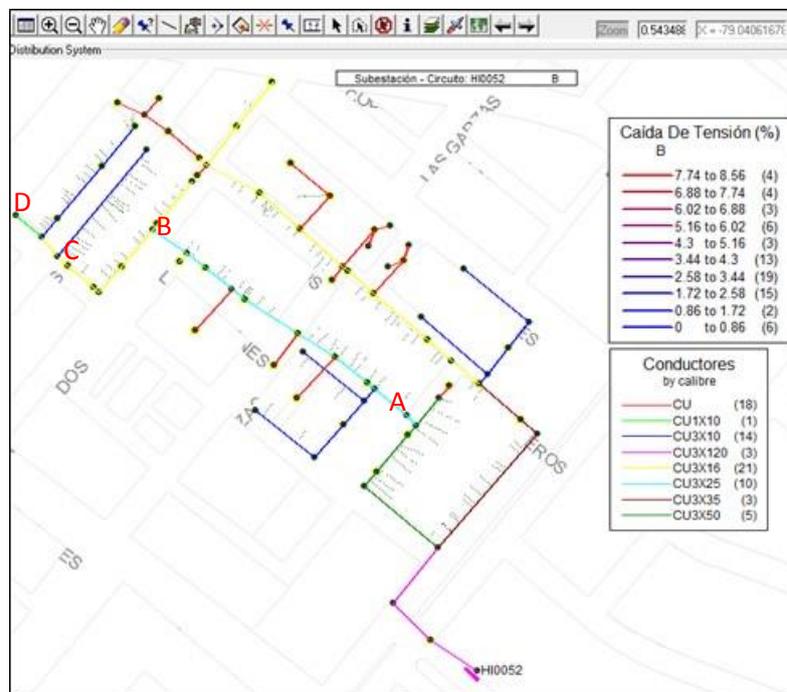


Figura N° 44: Mapa temático de caída de tensión circuito “B”.

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla N° 28 se observa el calibre de conductor existente y la longitud de los tramos afectados por caída de tensión.

Tabla N° 28: Puntos afectados por la caída de tensión circuito "B".

Ubicación de los nodos	Longitud (M)	Potencia (KW)	Calibre conductor mm ²
A - B	248.46	38	3x25+1X16 mm ²
B - C	96.6	22	3x16+1X10 mm ²
C - D	80.2	16	3x10+1X6 mm ²

Fuente: Elaboración propia.

3.6.3.1 Simulaciones para mejora de servicio eléctrico circuito "B".

Se realizó la simulación utilizando el software para la mejora del servicio eléctrico por nivel de tensión inadecuado tomando como referencia la tabla N° 28 donde se observa la longitud de la red afectada y el calibre de ésta 3X10+1X6 mm² entre los tramos de red de los puntos C y D donde se propone un calibre de conductor 3x25+1x16 mm² (300067579, 300067580, 300067581) y (300067581) respectivamente.

Para los tramos de red ubicados entre los puntos B – C que cuenta con un calibre de 3x16+1X10 mm² será reemplazado por conductor de calibre 3x25+1x16 mm² para mejorar el nivel de tensión y por último se reemplazará el conductor 3x25+1X16 mm² cuyos tramos se encuentran entre los puntos A – B por calibre 3x35+1x25 mm² para una potencia en esos tramos A – B – C – D de 38 kW.

De acuerdo al flujo de potencia realizado en la figura N° 44 la potencia total del circuito "B" es de 70 kW los cuales deben ser transferidos desde la HI0052 hacia una nueva subestación aérea biposte denominada HI0052 – A ubicada en un nuevo centro de carga en el circuito "B" para esto se realizó la ubicación técnica de la subestación de acuerdo al recorrido del alimentador en 10 kV. TSU0010 mostrada en la figura N° 45.

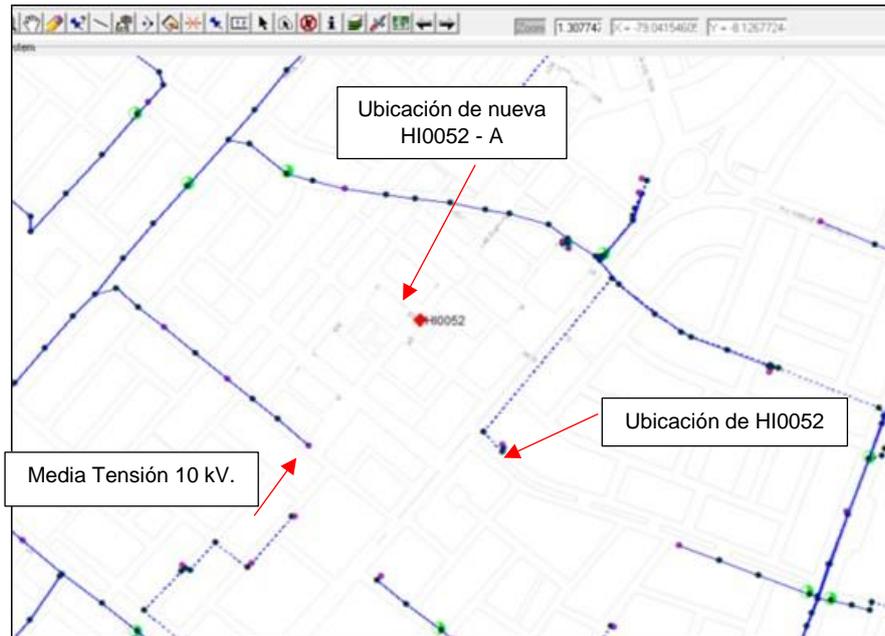


Figura N° 45: Ubicación de centro de carga AMT – TSU0010.

Fuente: Elaboración propia.

Se realizó el ingreso de datos con el nuevo valor de calibre de red para los tramos mencionados donde los nuevos valores obtenidos producto de la simulación se muestran en la figura N° 46, se observa que ahora de acuerdo a la ficha de calibres estos han sido sustituidos por los propuestos y además se muestra la ubicación de la nueva subestación donde ahora el porcentaje de caída de tensión del circuito en el punto más crítico es 1.48 % a 1.78 % (anexo 14) permitido en la tolerancia del $\pm 5\%$ de acuerdo a NTCSE, se observa además la dirección del nuevo flujo de potencia desde la fuente ya que se tuvo que cerrar en el punto F y apertura circuito en el punto E para darle al flujo los tramos más cortos.

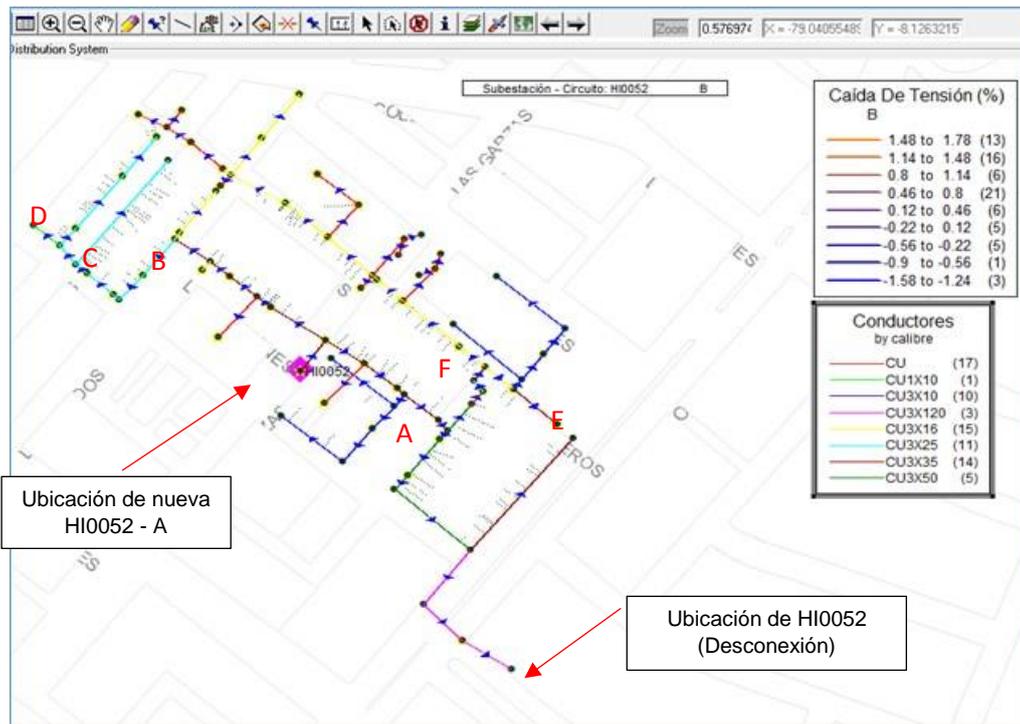


Figura N° 46: Caída de tensión y traslado de carga a subestación HI0052 – A.

Fuente: Elaboración propia.

3.6.4 Simulaciones de flujo de potencia circuito “H”.

La figura N° 47 muestra la pantalla del software, los resultados de la caída de tensión resaltados de color rojo cuyos valores están fuera del rango indicado en la norma ($\pm 5\%$) entre 6 al 6.5 de porcentaje, tramo donde se observa un conductor de red de distribución de cobre calibre 3x10+1x6 mm² trifásico el cual será reemplazado por 3X35+1X25 mm² para una potencia total en la salida del circuito de 17 KW.

Los tramos a modificarse son de los puntos A – B de salida de circuito cuyos códigos son 300068187, 300068188.

En el anexo 9 se obtuvieron los datos para el análisis y planteo de la mejora de la calidad del servicio eléctrico ya que el circuito en el punto más distante su caída de tensión es de 8.56 %.

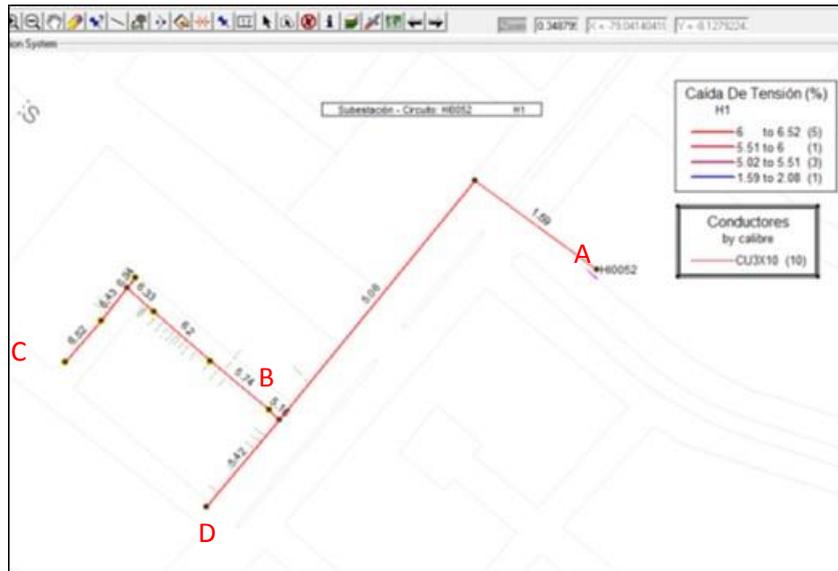


Figura N° 47: Mapa temático de caída de tensión circuito "H".

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla N° 29 se observa el calibre de conductor existente y la longitud de los tramos afectados por caída de tensión.

Tabla N° 29: Puntos afectados por la caída de tensión circuito "H".

Ubicación de los nodos	Longitud (M)	Potencia (KW)	Calibre conductor mm ²
A - B	186.85	17	3x10+1X6 mm ²
B - C	127.89		3x10+1X6 mm ²
B - D	43		3x10+1X6 mm ²

Fuente: Elaboración propia.

3.6.4.1 Simulaciones para mejora de servicio eléctrico circuito "H".

Utilizando las simulaciones con el software computacional se ingresaron los datos para reemplazar el calibre de los conductores de red ubicados entre los puntos A – B tramos 300068187, 300068188 por calibre 3X35+1X25 mm² donde se observa en la figura N° 48 las nuevas caídas de tensión distribuidas a lo largo del circuito donde el punto más crítico está en el rango de 2.46 % a 2.88 % cumpliendo así con lo establecido en la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos.

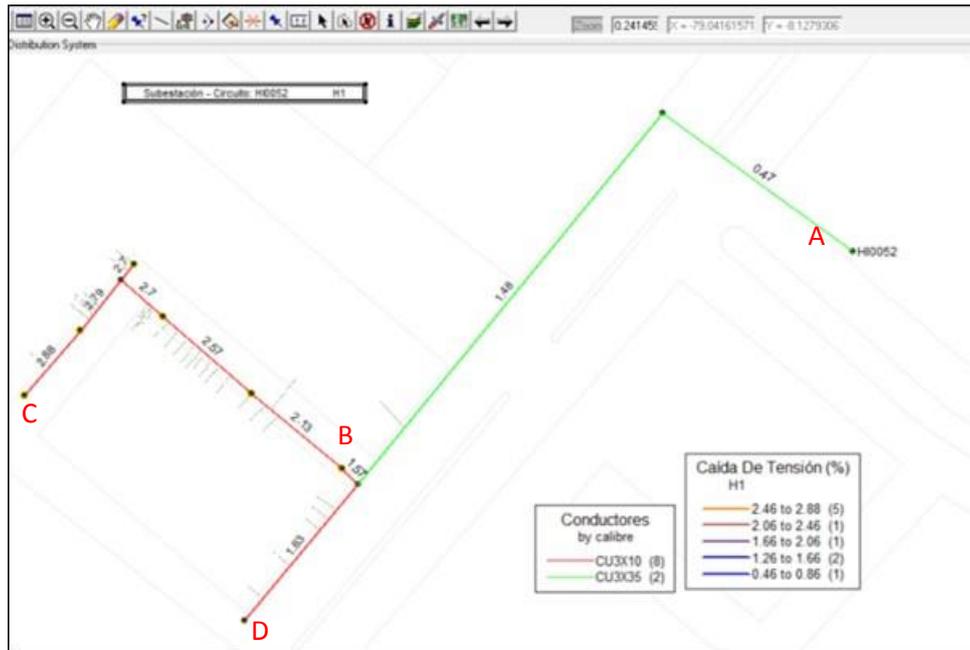


Figura N° 48: Caída de tensión circuito "H" después de simulación.

Fuente: Elaboración propia.

3.6.5 Porcentajes de caída de tensión en circuitos después de simulación mediante software computacional.

A continuación, se realiza un cuadro comparativo tabla N° 30 por circuito de la subestación HI0052 donde se observa las mejoras respecto al porcentaje de caída de tensión propuestas con la simulación.

Tabla N° 30: Puntos afectados por la caída de tensión en circuitos HI0052.

Ítem	Círculo	% Inicial de caída de tensión	% Final de caída de tensión
1	I	5.43 – 5.97	3.37 – 3.76
2	E	5.31 – 5.86	3.42 – 3.83
3	B	7.74 – 8.56	1.48 – 1.78
4	H	6 – 6.52	2.46 – 2.88

Fuente: Elaboración propia.

3.6.6 Factor de utilización en subestaciones HI0052 y HI0052 – A después de simulación mediante software computacional.

El valor del factor de utilización para la subestación HI0052 se observa en la tabla N° 31 donde la potencia total aparente 474 kVA tomada desde el instrumento analizador de potencia y a su vez la potencia instalada de placa del transformador 500 kVA se muestran dando como resultado un factor de utilización de 0.94, además vemos los valores actuales después de realizar la transferencia de carga del circuito “B” con una potencia de 70 kW hacia la nueva subestación HI0052 – A instalada desde el alimentador TSU0010 en el centro de carga del circuito “B”.

La potencia después de la simulación ha disminuido ya que la carga fue transferida hacia una nueva subestación HI0052 – A. el valor del factor de utilización inicial paso de ser antes de la simulación 0.94 y después es 0.80 dentro de los valores de operación del transformador.

Tabla N° 31: Factor utilización antes y después de simulación HI0052.

Factor de utilización de subestación HI0052 AMT - TSU0010		
Ítem	Antes de simulación	Después de simulación
Potencia (KW)	455	385
Total kW	455	385
Total kVA	474	401
PI kVA	500	500
FU	0.95	0.80

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla N° 32 se brinda información del factor de utilización de la nueva subestación HI0052 – A planteada para transferir la potencia del circuito “B” proveniente de la subestación HI0052 se consideró instalar una subestación biposte de con un transformador de 100 kVA de potencia obteniéndose un valor de 0.73 que se encuentra dentro de los niveles técnicos de funcionamiento.

Tabla N° 32: Factor de utilización después de simulación HI0052 - A

Factor de utilización de subestación HI0052 - A - TSU0010	
Item	Potencia antes de simulación
Circuito "B" (KW)	70
Total kW	70
Total kVA	73
PI kVA	100
FU	0.73

Fuente: Elaboración propia.

3.7 Evaluación económica de lo propuesto en la simulación.

El modelo de evaluación del proyecto para el mejoramiento de la caída de tensión y la calidad del producto eléctrico, a fin de eliminar el pago a los usuarios de la compensación que exige el ente fiscalizador – OSINERGMIN, se fundamenta en las siguientes premisas de trabajo:

La energía tiene un precio, el cual está determinado por la inflación y referenciado este precio al mercado nacional.

El tiempo de estudio es a cinco años que es recomendado por diferentes aspectos: financieros económicos y técnicos.

La inversión está calculada de base a una subestación de 100 kVA.

Los precios del mercado rigen para calcular los costos operativos y variables.

El precio de la energía es acorde a lo indicado por la concesionaria.

3.7.1 Modelo Técnico del proyecto.

3.7.1.1 Monto de inversión.

Se aprecia en la tabla N°33 que se tiene un 91.26% de equipos eléctricos, a su vez incluye el montaje electromecánico y el 8.74% de gastos en permisos ante entidades públicas y trámites correspondientes previos a los trabajos, así que la inversión total será de S/ 267 177.75. Como se puede apreciar en la tabla anterior.

Tabla N° 33: Cuadro de monto de inversión.

	Concepto	Inversión S/	Estructura
A)	Intangibles	23,343.68	8.74%
	Trámite de uso de Vía Pública Municipalidad Provincial de Trujillo	183.87	
	Plan de Monitoreo Arqueológico Ministerio Cultura	3,159.81	
	Impacto Ambiental	5,500.00	
	Estudio de Factibilidad y Punto de Diseño	2,000.00	
	Ingeniería de Detalle	7,000.00	
	Supervisión en Construcción	5,500.00	
B)	Activos fijos	243,834.07	91.26%
	Suministro de Materiales		
	Ver Metrado y Presupuesto	67,822.11	
	Montaje Obras Eléctricas	176,011.96	
	Total	267,177.75	

Fuente: Elaboración propia.

3.7.1.2 Ingresos.

En la tabla N° 34 se aprecia lo considerado para el trabajo como:

La energía que produce la subestación está proyectada en KWh/año, la potencia total del transformador de distribución para lograr la mejora de la calidad de producto eléctrico es de 100 KVA, se ha considerado un factor de potencia de 0.96 %, las horas de funcionamiento será de 24 horas (1 día) y durante el año 365 días, de acuerdo a lo descrito la producción anual proyectada en veinte años será de 1947 MWH/año.

Tabla N° 34: Producción de energía en una subestación.

Descripción	Cantidad	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Potencia Bruta (KVA)	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Perdidas	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%
Potencia Neta	99.00	99.00	99.00	99.00	99.00
Horas de Funcionamiento al Día	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00
Días de Funcionamiento al año	365.00	365.00	365.00	365.00	365.00
Disponibilidad Garantizada	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Horas de funcionamiento	8,760.00	8,760.00	8,760.00	8,760.00	8,760.00
Horas de Funcionamiento acumulada		8,760.00	17,520.00	26,280.00	35,040.00
Energía Generada al año (MWh/año)	780.52	780.52	780.52	780.52	780.52
Perdidas	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81
Energía vendida total (MWh/año)	772.71	772.71	772.71	772.71	772.71

Fuente: Elaboración propia.

3.7.1.3 Ingreso total.

Se calcularon de la siguiente manera: costo de la energía soles X kWh a 0.5924 y una inflación del 3 %.

Tabla N° 35: Producción de energía en una subestación.

	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022
Venta de energía (S/)	457,753.90	471,486.52	485,631.11	500,200.05	515,206.05
Total (S/)	457,753.90	471,486.52	485,631.11	500,200.05	515,206.05

Fuente: Elaboración propia.

3.7.1.4 Costos Variables.

Se ha considerado lo siguiente:

Se consideró para la instalación de la subestación de distribución en el costo de operación y mantenimiento un 3.5% de la venta total de energía, adicionalmente un peaje del sistema de 5% del valor inicial de los equipos, se ha considerado además el costo variable para los 5 primeros años.

Tabla N° 36: Producción de energía en una subestación.

Costos Variables	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022
Costos de operación y mantenimiento	16,021.39	16,502.03	16,997.09	17,507.00	18,032.21
Peaje	13,358.89	13,358.89	13,358.89	13,358.89	13,358.89
Total	29,380.27	29,860.92	30,355.98	30,865.89	31,391.10

Fuente: Elaboración propia.

3.7.1.5 Otros costos indirectos de la subestación de distribución.

Los costos indirectos, tiene en cuenta lo siguiente: Operación y mantenimiento de infraestructura eléctrica, personal técnico y costos de administración.

Tabla N° 37: Cuadro de costos de operación.

Costos de operación	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022
Operación y mantenimiento redes eléctricas	21,600.00	21,600.00	21,600.00	21,600.00	21,600.00
Técnicos de mantenimiento	25,200.00	25,200.00	25,200.00	25,200.00	25,200.00
Administración	30,000.00	30,000.00	30,000.00	30,000.00	30,000.00
Total	76,800.00	76,800.00	76,800.00	76,800.00	76,800.00

Fuente: Elaboración propia.

3.7.1.6 Depreciación.

Tabla N° 38: Cuadro de Depreciación.

Activos a depreciar	Montos	Valor residual	Depreciación anual	Depreciación acumulada (20 años)
Equipos Eléctricos	67,822.11	6,782.21	3,051.99	61,039.90

Obras Eléctricas	176,011.96	17,601.20	7,920.54	158,410.76
Total	243,834.07	24,383.41	10,972.53	219,450.66

Fuente: Elaboración propia.

3.7.1.7 Estado de pérdidas y ganancias.

En este caso se ha proyectado el estado de pérdidas y ganancias tabla N° 39, sobre la base de la instalación de la subestación de distribución considerando lo siguiente:

La tasa de impuesto se ha considerado en 30% de la Utilidad Bruta del proyecto.

La fórmula de la utilidad bruta:

Utilidad bruta = Ingresos – Costos de Prod. – Costos Operación - Depreciación

La utilidad neta se calcula restando el 30% a la utilidad bruta para cada año de operación.

Tabla N° 39: Estado de pérdidas y ganancias.

	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021	AÑO 2022
Ingresos	457,753.90	471,486.52	485,631.11	500,200.05	515,206.05
Venta de Energía	457,753.90	471,486.52	485,631.11	500,200.05	515,206.05
Costos variables	29,380.27	29,860.92	30,355.98	30,865.89	31,391.10
costos de operación y					
Mantenimiento	16,021.39	16,502.03	16,997.09	17,507.00	18,032.21
Peaje	13,358.89	13,358.89	13,358.89	13,358.89	13,358.89
Costos de operación	76,800.00	76,800.00	76,800.00	76,800.00	76,800.00
Operación y					
Mantenimiento					
Redes Eléctricas	21,600.00	21,600.00	21,600.00	21,600.00	21,600.00
Técnicos de					
Mantenimiento	25,200.00	25,200.00	25,200.00	25,200.00	25,200.00
Administración	30,000.00	30,000.00	30,000.00	30,000.00	30,000.00
Depreciación	10,972.53	5,148.10	5,148.10	5,148.10	5,148.10
Utilidad bruta	340,601.09	359,677.50	373,327.03	387,386.05	401,866.85
Impuesto a la Renta (30%)	102,180.33	107,903.25	111,998.11	116,215.82	120,560.05
Utilidad neta	238,420.77	251,774.25	261,328.92	271,170.24	281,306.79

Fuente: Elaboración propia.

3.7.1.8 Flujo de caja.

Para el flujo de caja se utilizó la siguiente ecuación:

$$\text{FFE} = \text{Utilidad neta} + \text{Depreciación}$$

La inversión inicial del proyecto tiene un valor de S/ 267 177.75, se proyectó el flujo de caja para 5 años además se demostrará que, a partir del segundo año, se procede a recuperar la inversión.

Los datos se reemplazaron en la fórmula, tomados del estado de pérdidas y ganancias, tabla de depreciación.

A continuación, se muestra en la tabla N° 40 los montos de flujo de caja.

Tabla N° 40: Flujo de caja.

Años	Flujo de caja
0	-267,177.75
1	249,393.30
2	256,922.35
3	266,477.03
4	276,318.34
5	286,454.90

Fuente: Elaboración propia.

3.7.1.9 Perspectiva económica.

Valoramos que el proyecto tiene ventajas competitivas y comparativas en tablas N° 41 y 42.

Tabla N° 41: Valoración del proyecto a cinco años.

VAN	S/ 738 679.19
TIR	93%
B/C	3.76

Fuente: Elaboración propia.

Tabla N° 42: Valoración del proyecto a un año.

VAN	S/ 171,875.95
TIR	55%
B/C	1.64

Fuente: Elaboración propia.

CAPITULO IV

DISCUSIÓN

IV. DISCUSIÓN

Se obtuvo de la empresa concesionaria de electricidad información la cual fue corroborada y en algunos casos corregida o actualizada en campo como datos del transformador trifásico el cual tiene una conexión en el secundario 380/220 V 4 hilos con neutro y protección contra corto circuitos en el tablero de distribución de con fusibles NH.

Se verifico que el transformador es de 500 kVA y cuenta con corrientes máximas de 784 A en fase y voltajes de 398 V entre fases de acuerdo a lo registrado por el equipo potencia instalado.

Se produjo una actualización del diagrama unifilar del tablero de la subestación de distribución ya que la información que se obtuvo de la empresa no coincidía con lo encontrado en campo uno de los casos fue la cantidad de 16 circuitos de baja tensión existentes en el sistema y en campo se verifico que eran solo 11 lo que generaba problemas en la identificación de clientes por circuitos para fines de compensación por mala calidad e inclusive cuando la empresa ejecutaba trabajos de mantenimiento.

Los datos eléctricos tomados en el suministro 46469124 el cual pertenece al circuito "I" muestran un nivel de tensión crítico de 195.07 V. en horas punta (8:30 pm.) y 230.61 V. en horas fuera de punta (5:00 am.) esto debido a que en hora punta existe un mayor consumo y los niveles de tensión disminuyen al contrario de lo que ocurre cuando es fuera de punta el nivel de tensión aumenta por lo que deberá tenerse en cuenta al momento de regular el tap (selector sin carga) del nivel de tensión del secundario del transformador.

Al igual que en los trabajos realizados por Holguín y Gómez (2010) donde se tuvo que monitorear la máxima demanda 210 KW para determinar el factor de utilización del transformador en este estudio se determinó que la máxima demanda llego a tener el valor de 455 KW. con lo cual se determinó el factor de utilización en 0.94 en un inicio, y el factor de carga 0.68 necesario para su ingreso en el software.

Los trabajos realizados de flujos de potencia en el software fueron tomados desde los registradores de potencia porque además se obtuvieron valores

instantáneos tomados por pinzas volt – amperimétricas los cuales presentaban discrepancia entre estos como valores de tensión entre fases de 432 V y corrientes de 699 A.

En el circuito “I” se obtuvo una potencia de 50.5 KW en el tramo inicial 300067252 y una caída de tensión de 5.97 % en el tramo 300067497.

El circuito “E” muestra una potencia total de 17.9 KW en el tramo 300158085 y una caída de tensión 5.85 % en el tramo 300029441, el circuito “B” fue el más crítico con una potencia de 70 KW. y una caída de tensión de 8.56 % en el tramo 300067581 y por último el circuito “H” donde la potencia fue menor que las anteriores 17.1 KW. en el tramo 300068168 y su caída de tensión 6.52%, los circuitos restantes se mantuvieron con valores dentro de la tolerancia.

Los valores resultantes del factor de utilización del transformador llegaron al valor de 0.8 para la subestación HI0052 y 0.73 para la HI0052 – A, a diferencia de los encontrados en el trabajo de Vizcaíno, (2017) donde su factor de utilización del transformador llego tan solo al 0.18 generando pérdidas de energía en el cobre y el núcleo del transformador.

Producto de las simulaciones realizadas se obtuvo valores dentro de la norma técnica en los circuitos I, E, B, H (dentro del ± 5 %) optándose en su mayoría por el cambio de calibres de conductor a la salida de circuito además en el circuito “B” se realizó la transferencia total de carga a una nueva subestación con resultados favorables tal como ocurre con trabajos similares (Uceda, 2017) donde por ser la subestación de un nivel de tensión 3X220 V se tuvo que transferir gran parte de tres circuitos (A, B, C) para lograr los valores deseados hacia dos nuevas subestaciones de distribución generando los circuitos A (*), B(*), C (*) con valores de 3.73%, 2.06%, 1.04% respectivamente.

CAPITULO V

CONCLUSIÓN

V. CONCLUSIÓN.

Se ejecutó el levantamiento de la información de campo y datos brindados por la empresa, se verificó data de equipos eléctricos de la subestación HI0052 AMT TSU0010 como potencia del transformador 500 kVA transformadores de corriente de 800/5 A equipos de protección fusibles NH por el orden de 60 a 250 A, redes de distribución secundaria como calibres de conductor de 10 hasta 120 mm² además de información de los consumos de energía de la subestación con el cual se determinó la tasa de crecimiento anual por el orden de 0.5 %.

Se recabó datos del sistema de 5 suministros donde se realizaron registros de niveles de tensión teniendo como resultados valores críticos de 195 V en sistema monofásico 2 hilos y una compensación anual por nivel de tensión inadecuado de 373.81 dólares.

Se actualizó el diagrama unifilar del tablero de la subestación HI0052 utilizando software AutoCAD donde se consideró la corrección de la cantidad de circuitos existentes de 16 a 11 con sus respectivas características de los componentes y equipos eléctricos.

Se elaboró una base de parámetros eléctricos obtenidos del equipo analizador de potencia Fluke 376 FC instalado en la barra de salida del transformador, necesario para determinar la máxima demanda real la cual tuvo como resultado 455 KW a su vez que la demanda promedio es de 318 KW. con lo que se determinó el factor de carga en 0.68 típico del sector residencial comercial, $\cos \varphi$ en 0.96 y valores de tensión en promedio de 225 V entre fase neutro y corrientes máximas de 784 A.

El cálculo se realizó mediante el software DAP 10 del flujo de potencia en 10 de 11 circuitos (A, B, C, D, E, F, G, H, I, J) ingresando los registros de la base de datos de parámetros eléctricos obteniéndose porcentajes de caída de tensión fuera de las tolerancias permitidas por la norma, el circuito más crítico el "B" con 8.56 % de caída de tensión.

La elaboración de indicadores críticos se realizó identificando 4 de los 10 circuitos (I, E, B, H) con niveles de tensión inadecuado de acuerdo al reporte de flujo de potencia el circuito "I" tuvo un porcentaje de 5.97 % en el circuito "E" de 5.86 % el circuito "B" de 8.56 % y el circuito "H" de 6.52, por consiguiente, fuera del rango de tolerancia y se debería compensar económicamente a los clientes por mala calidad a la vez el factor de utilización del transformador tiene un valor de 0.94.

Con ayuda del software DAP10 se planteó las simulaciones para la solución dando como resultado que los circuitos I, E, H contaban con calibres de salida de sección menor por lo que se optó por reemplazar con mayor calibre de acuerdo al análisis de las potencias dando como resultado que después del modelado y simulación el circuito "I" en su punto más crítico obtiene 3.76%, el "E" obtiene 3.83%, el "H" obtiene 2.88 %.

En el circuito "B" se transfirió su carga de 70 KW hacia una nueva subestación HI0052 – A de 100 kVA quedando el valor de caída de tensión en 1.78% y el factor de utilización en 0.73 acorde con los niveles de operación. Como resultado de la transferencia de carga la subestación inicial HI0052 baja su factor de utilización de 0.94 a 0.80 para poder seguir atendiendo el incremento de cargas.

Se concluye que de realizarse las mejoras planteadas en la simulación se dejaría de compensar económicamente a los clientes en los mencionados circuitos y aplicando el procedimiento se podrían seguir atendiendo nuevas demandas de energía sin que inicien con mala calidad de servicio eléctrico.

Se concluye que la instalación de la subestación de distribución de 100 KVA, y los correctivos planteadas en la simulación, es viable, con un VAN para un año es de S/ 171,875.95.

La rentabilidad total del proyecto, es de 55 % (TIR) superando a la tasa de interés fija 10%. demostrándose que el proyecto presenta ventajas concretas, competitivas y comparativas, en proporción a su localización y factores ambientales.

Se concluye además que el proyecto es rentable obteniendo B/C de 1.64 para el análisis de un año, con un periodo de retorno a partir del segundo año.

CAPITULO VI

RECOMENDACIONES

VI. RECOMENDACIONES.

Para mejorar la información obtenida es necesario mantener actualizado los reportes de datos de infraestructura eléctrica e información del sistema de la empresa como la identificación de cargas o clientes por circuito y subestación.

Es recomendable actualizar planos y diagramas unifilares correspondientes a la subestación HI0052 y al alimentador TSU0010 cada vez que se realiza alguna modificación en los circuitos de baja y media tensión para efectos de identificar la ubicación de los clientes a monitorear con equipos para calidad de energía.

Se recomienda el uso de equipos analizadores de potencia con certificación vigente para obtener información más detallada de los circuitos ya que trabajan en periodos de tiempo similares a los registradores que se conectan a los suministros donde se realiza monitoreo de mala calidad y no con valores instantáneos como puede ser pinzas amperimétricas y voltímetros.

Es recomendable el uso del software de flujo de potencia que con el ingreso de parámetros correctos se puede ejecutar el planeamiento eléctrico, como en este caso para simular los cambios de calibre o niveles de voltaje de diferentes circuitos en subestaciones que se tenga problemas de compensación y mala calidad de energía.

Es importante realizar el monitoreo de valores de tensión 380/220 V ya que las tres urbanizaciones que abarcan los circuitos de la subestación presentan tipos de carga que no son netamente residencial si no comercial y conforme incrementan las nuevas cargas los valores de tensión van modificándose.

Se deberá estudiar los impactos ambientales y sociales que generarían la instalación de la subestación de distribución de 100 KVA en la urbanización, ya que podrían perjudicar el ornato y crear malestar a las familias y transeúntes del sector.

CAPITULO VIII

REFERENCIAS

VIII. REFERENCIAS

- Alberto, A. A. (2016). *Sistema para diagnósticos redes de baja tensión mediante análisis de flujos de potencia*. Chile Universidad de Chile: Universidad de Chile.
- Alexis, M. P. (2007). *Proyecto de optimización técnica y económica del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión de la comunidad de San Agustín*. Venezuela : Universidad de Carabobo.
- Código Nacional Electricidad*. (2001). Perú : Tomo IV.
- Codigo Nacional Electricidad*. (2011). Perú: Suministro.
- Coello, M. H. (2010). *Análisis de calidad de energía eléctrica en el nuevo campus de la Universidad Politécnica Salesiana*. Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- Daniel, D. S. (2013). *Diagnostico, análisis y propuesta de mejora al proceso de gestión de interrupciones imprevistas en el suministro eléctrico de baja tensión caso: empresa distribuidora de electricidad de Lima*. Perú: Pontificia Universidad Católica del Perú.
- David, U. S. (2017). *Análisis del sistema de distribución secundario de la subestación HI0090 – Urb. Las Quintanas – Trujillo mediante su modelado y simulación para optimizar la distribución de 315 KVA*. Trujillo - Perú: Universidad César Vallejo.
- Dimas, S. C. (2013). *Diagnostico, análisis y propuesta de mejora al proceso de gestión de interrupciones imprevistas en el suministro eléctrico de baja tensión*. Lima - Perú: Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Eléctricos, N. T. (1997). *Aprobada por Decreto Supremo N° 020 – 97- EMCalidad de Producto*. Lima - Perú: Título quinto, Calidad de Producto.
- <http://www.df-sa.es/documentacion/>. (s.f.).
- http://www.distriluz.com.pe/hidrandina/01_empresa . (s.f.).
- <http://www.fluke.com/fluke/pees/products/Calidad-Energia>. (s.f.).
- José, G. T. (2010). *Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión. 6ta ed.* . España: Editorial Paraninfo.
- José, L. T. (2013). *Instalaciones de Distribución. 2da ed.* España: Editorial Paraninfo ISBN 978-84-283-95-63-2.

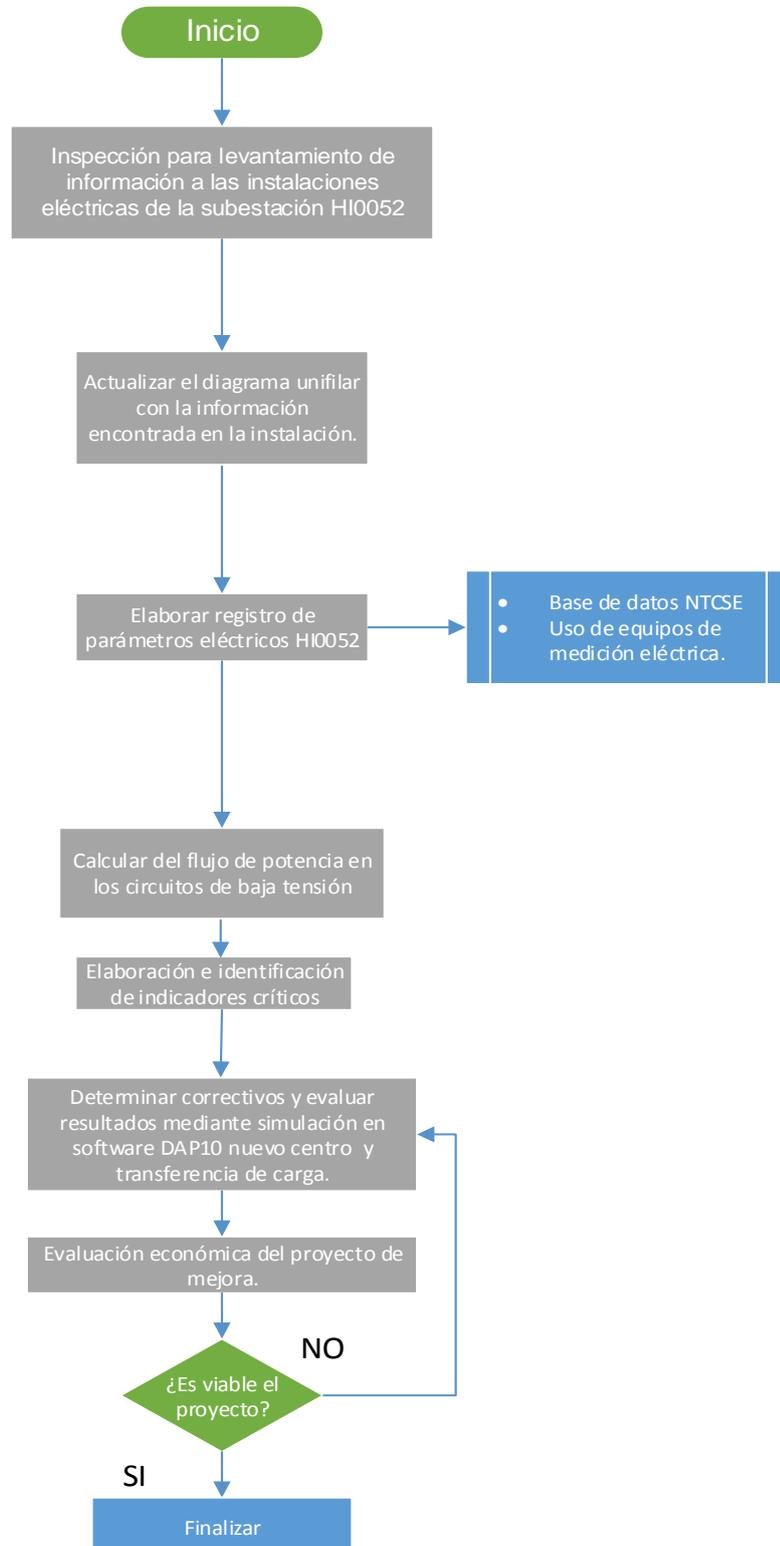
- Marcelo, M. M. (1989). *Flujo de Potencia Trifásico para Sistemas de Distribución*. Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Meza, M. A. (2010). *Consultor económico financiero, 1era ed.* Perú: Editorial Instituto Pacifico SAC. ISBN: 978 – 9972 -234– 70-5.
- Miguel, S. M. (2007). *Proyectos de Electrificación. 1ra. ed.* Perú.
- Paucar, E. (2012). *Manual de Usuario Software*. Perú: DAP10.
- Samuel, R. C. (2004). *Redes de distribución de energía, 3era ed.* Colombia: Publicaciones Universidad Nacional de Colombia ISBN: 958 – 9322 -86 – 7.
- William, S. (1996). *Análisis de Sistemas de Potencia*. México: McGraw-Hill, 1996. 97010-0908-8.

ANEXOS

ANEXOS

Anexo1: Diagrama de flujo del proyecto.

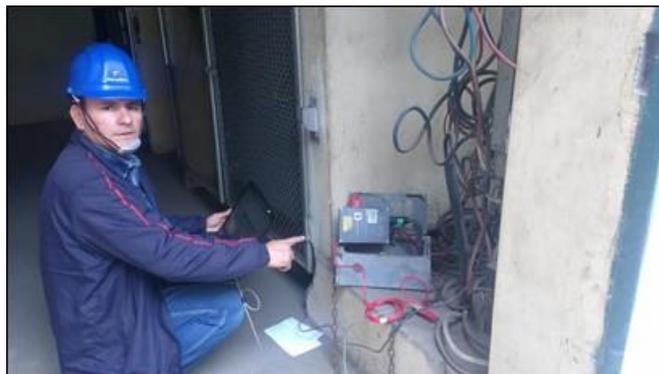
Diagrama de Flujo



Anexo 2: Toma fotográfica de la ubicación de subestación de distribución HI0052.



Anexo 3: Toma fotográfica de la instalación de instrumentos registradores de potencia.



Anexo 4: Toma fotográfica de la zona residencial y comercial que abarca subestación HI0052.



Anexo 5: Toma fotográfica del interior de subestación caseta a nivel HI0052.



Anexo 6: Grupos de conexión para bobinados de transformadores.

1	2	3	4	5	6	7	8
Identificación		Diagrama		Esquema		Relación de tensiones compuestas (*) $\frac{U_{AT}}{U_{BT}}$	Antigua denominación V.D.E.
Desfase Ang. de B.T. en el rasgo	Denominación C.B.T.	A.T.	B.T.	A.T.	B.T.		
0°	Dd0					$\frac{N_A}{N_B}$	A1
	Yy0					$\frac{N_A}{N_B}$	A2
	Dz0					$\frac{2N_A}{3N_B}$	A3
150°	Dy5					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$	C1
	Yd5					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	C2
	Yz5					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	C3
180°	Dd6					$\frac{N_A}{N_B}$	B1
	Yya					$\frac{N_A}{N_B}$	B2
	Dz6					$\frac{2N_A}{3N_A}$	B3
-30°	Dy11					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$	D1
	Yd11					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	D2
	Yz11					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	D3

Anexo 7: Reporte del registro de analizador de potencia Fluke 1743

PQ Log																					
1743 Power																					
Código de medición:																					
Periodo de medición: 15 minutos																					
Tensión nominal: 230 V																					
Tensión: 230 V																					
Corriente: 1500 A																					
Número de serie: 10061DA/B3																					
Fecha	Hora	V L1	V L2	VL3	V L1L2	V L2L3	V L3L1	Asimetría V	Asimetría I	Asimetría2 V	Asimetría2 I	Frecuencia	I L1	I L2	I L3	IN	P total	Q total	S total	PF total	Total de energía
		V	V	V	V	V	V	%	%	%	%	Hz	A	A	A	A	W	Var	VA		Wh
14/06/2018	5:00:00 p. m.	227.4	228.2	228.4	394.7	395.5	394.4	0.06	5.34	0.26	5.95	60	563	523	508	238	349998.6	75704	363308.5	0.963	87499.64
14/06/2018	5:15:00 p. m.	225.8	227.1	227.3	392	393.6	392.4	0.17	7.15	0.41	9.85	60	606	532	518	258	361897.2	75115.9	375089.5	0.965	90474.29
14/06/2018	5:30:00 p. m.	224.7	226.4	226.7	390.6	392.2	390.9	0.16	8.05	0.54	11.16	60	618	547	503	280	363190.9	72940.1	376442.1	0.965	90797.73
14/06/2018	5:45:00 p. m.	224.3	226	226.5	390	391.7	390.5	0.22	8.53	0.58	11.57	60	647	572	521	287	377618.2	80094.9	392104.3	0.963	94404.55
14/06/2018	6:00:00 p. m.	223.8	226	225.9	388.9	391.9	389.3	0.37	9.04	0.64	11.93	60	689	570	587	285	400062.8	85759.9	415470.2	0.963	100015.7
14/06/2018	6:15:00 p. m.	222.6	224.7	224.9	386.7	389.8	387.4	0.32	8.07	0.66	11.25	60	728	614	621	307	421586.1	96560.8	439188.9	0.96	105396.52
14/06/2018	6:30:00 p. m.	221.4	223.4	223.4	384.8	387.5	384.8	0.3	6.55	0.61	8.17	60	749	657	671	317	445461.7	94326.1	462300	0.964	111365.41
14/06/2018	6:45:00 p. m.	220.2	222.6	222.7	382.5	386.2	383.6	0.39	8.61	0.72	12.22	60	784	653	659	331	446814.2	97129.3	464475.9	0.962	111703.55
14/06/2018	7:00:00 p. m.	219.9	222.1	222.1	381.8	385.5	382.5	0.43	8.09	0.68	10.89	60	777	649	676	331	447598.3	94835.8	464828.7	0.963	111899.57
14/06/2018	7:15:00 p. m.	220	222.2	222.1	382.3	385.2	382.7	0.32	6.36	0.64	9.76	60	769	666	666	341	447167.1	96364.8	464946.3	0.962	111791.76
14/06/2018	7:30:00 p. m.	220.1	222.3	222	382.5	385.2	382.7	0.28	6.55	0.6	9.58	60	772	669	672	337	450185.8	94953.4	467396.6	0.963	112546.45
14/06/2018	7:45:00 p. m.	220.1	222.3	222.2	382.7	385.4	382.6	0.36	6.01	0.64	7.77	60	767	683	685	339	455262.8	96208	472924.4	0.963	113815.7
14/06/2018	8:00:00 p. m.	220.7	222.6	223	383.6	386.1	383.8	0.29	5.11	0.62	6.68	60	743	689	657	342	446108.5	93306.8	463378.1	0.963	111527.13
14/06/2018	8:15:00 p. m.	221.2	223.3	222.8	384.2	387.3	383.8	0.43	6.54	0.53	7.84	60	747	645	708	329	450185.8	92052.3	466788.9	0.964	112546.45
14/06/2018	8:30:00 p. m.	221.8	223.8	223.6	385.4	388.2	385.1	0.38	5.43	0.56	5.92	60	709	635	664	333	430367.9	90915.3	447676.7	0.961	107591.97
14/06/2018	8:45:00 p. m.	222.3	224.2	224.4	386	389.1	386.5	0.37	5.72	0.59	8.02	60	704	625	627	331	419821.9	90405.7	437209.1	0.96	104955.47
14/06/2018	9:00:00 p. m.	222.7	225	224.5	386.8	390.1	386.9	0.44	7.29	0.62	9.43	60	733	615	661	327	433308.2	88955.1	449676.1	0.964	108327.06
14/06/2018	9:15:00 p. m.	222.9	225.2	224.9	387	390.6	387.7	0.44	9.59	0.64	12.76	60	695	550	604	323	397984.9	83309.7	414215.6	0.961	99496.24
14/06/2018	9:30:00 p. m.	222.6	224.3	224.2	386.3	389.1	386.6	0.34	6.65	0.49	8.18	60	658	561	606	304	391829.8	84799.4	407864.5	0.961	97957.46
14/06/2018	9:45:00 p. m.	223.1	224.6	224.7	386.8	389.9	387.6	0.29	8.11	0.46	9.66	60	671	555	609	298	396142.3	81467.1	411118.5	0.964	99035.58
14/06/2018	10:00:00 p. m.	223.7	225.2	225	388.2	390.6	388.2	0.25	6.8	0.42	7.85	60	647	555	605	292	390183.2	83427.3	405551.4	0.962	97545.81
14/06/2018	10:15:00 p. m.	224.8	226.1	226	389.8	392.1	390.1	0.22	6.65	0.37	8.11	60	621	530	579	283	375814.8	76233.2	389830.4	0.964	93953.69
14/06/2018	10:30:00 p. m.	225.6	226.8	226.7	391.2	393.3	391.3	0.19	6.45	0.33	7.57	60	592	512	557	278	361465.9	74096.6	375501.1	0.963	90366.48
14/06/2018	10:45:00 p. m.	226.6	228.1	227.7	393.3	395.3	393.1	0.25	6.18	0.38	8.12	60	572	489	526	271	346744.6	73508.5	360701.4	0.961	86686.15
14/06/2018	11:00:00 p. m.	227.8	229.5	229.6	395.5	397.7	396.5	0.22	8.4	0.5	13.53	60	574	479	464	275	333532.7	68980.4	346842.6	0.962	83383.17
14/06/2018	11:15:00 p. m.	228.6	230	230.3	396.8	398.6	397.6	0.17	7.42	0.44	11.58	60	537	468	438	262	318203.7	66451.7	331121.6	0.961	79550.92
14/06/2018	11:30:00 p. m.	229	230.1	230.6	397.5	398.8	398.2	0.1	5.4	0.38	8.44	60	516	476	435	250	315694.6	64432.7	327808.8	0.963	78923.65
14/06/2018	11:45:00 p. m.	229.2	230.2	230.6	397.6	399.1	398.2	0.16	6.31	0.36	9.38	60	503	444	432	230	304736.9	66451.7	316988.4	0.961	76184.23

Anexo 9: Tabla de reporte del software de flujo de potencia en el circuito "I" (estado inicial)

Reporte de flujo de potencia en el circuito "I" de la subestacion HI0052 del alimentador TSU010 (estado inicial)																						
Item	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	Desequilibrio
1	300013208	15.5	300005954	300005955	0.0343372	0.0027993	0.1186	CU	3X10	8.69	49.95	23.71	1.6904	9.543	4.6348	0.7146	3.9447	1.9438	15.8682	6.6031	4.71	106.07
2	300086375	11	300005951	300005953	0.0243683	0.0019866	0.0842	CU	3X10	36.11	69.2	28.39	7.0711	13.3658	5.575	2.9569	5.4985	2.3331	26.0119	10.7885	4.15	67.43
3	300086600	43.3	300005957	300005956	0.0959225	0.00782	0.3312	CU	3X10	2.93	24	13.56	0.5667	4.4865	2.6206	0.241	1.8917	1.1075	7.6738	3.2402	5.89	108.4
4	300067252	34.7		300005949	0.0219026	0.0051495	0.2655	CU	3X35	74.36	106.88	67.8	15.072	21.7256	13.7335	6.2417	8.8199	5.7123	50.5311	20.7739	0.84	35.94
5	300067253	11.63	300005950	300086430	0.0073409	0.0017259	0.089	CU	3X35	67.02	97.78	62.6	13.3087	19.2962	12.4441	5.552	7.9117	5.2135	45.049	18.6772	2.42	35.14
6	300067435	6.5	300005954	300086442	0.0143995	0.0011739	0.0497	CU	3X10	27.42	16.9	4.68	5.3385	3.221	0.9141	2.2387	1.3507	0.3872	9.4736	3.9766	4.4	99.1
7	300067436	34.3	300086442	300086443	0.0759848	0.0061946	0.2624	CU	3X10	27.42	16.9	4.68	5.3279	3.2168	0.9138	2.2376	1.3502	0.3871	9.4585	3.9749	4.94	99.03
8	300067437	32.6	300086443	300086444	0.0722188	0.0058876	0.2494	CU	3X10	14.85	16.48	4.01	2.8561	3.1171	0.7811	1.2072	1.3154	0.332	6.7543	2.8546	5.31	80.4
9	300067438	26.12	300086444	300005963	0.0578636	0.0047173	0.1998	CU	3X10	3.13	7.12	0	0.5993	1.3383	0	0.254	0.5675	0	1.9376	0.8215	5.4	146.79
10	300067439	14.87	300005963	300086398	0.0329415	0.0026855	0.1138	CU	3X10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	300067450	54.44	300005949	300005950	0.0343625	0.0080789	0.4165	CU	3X35	74.36	106.88	67.8	14.9515	21.4755	13.6328	6.2129	8.7621	5.6879	50.0598	20.6629	2.16	35.59
12	300067485	31.9	300086430	300086431	0.0277339	0.0049828	0.244	CU	3X25	59.57	95.54	54.59	11.8023	18.7885	10.8306	4.9186	7.7094	4.5321	41.4214	17.1601	3.29	44.47
13	300067486	17.06	300005951	300086432	0.037793	0.003081	0.1305	CU	3X10	20.65	12.99	13.61	4.0393	2.4996	2.6677	1.7022	1.0558	1.1283	9.2066	3.8863	3.93	38.92
14	300067487	34.4	300086432	300086433	0.0762063	0.0062126	0.2632	CU	3X10	13.44	10.45	9.84	2.6204	2.0054	1.9237	1.105	0.8482	0.8146	6.5495	2.7678	4.31	24.67
15	300067489	31.4	300086433	300086434	0.0695604	0.0056708	0.2402	CU	3X10	9.19	9.21	4.87	1.7826	1.7604	0.9485	0.7537	0.7467	0.4031	4.4915	1.9035	4.54	44.9
16	300067490	20.8	300086434	300005952	0.0460782	0.0037565	0.1591	CU	3X10	9.19	5.2	0	1.7767	0.9908	0	0.7533	0.4212	0	2.7675	1.1745	4.64	136.49
17	300067491	3.69	300005953	300005954	0.0081745	0.0006664	0.0282	CU	3X10	36.11	66.85	28.39	7.0396	12.8001	5.5553	2.9543	5.2987	2.3314	25.395	10.5844	4.3	63.94
18	300067492	43.3	300005955	300005957	0.0959225	0.00782	0.3312	CU	3X10	4.87	24.26	15.8	0.9457	4.5909	3.0767	0.4011	1.916	1.2924	8.6133	3.6095	5.33	90.2
19	300067493	57.9	300005955	300005958	0.1282659	0.0104567	0.4429	CU	3X10	3.82	25.7	7.91	0.742	4.8671	1.539	0.3133	2.0217	0.6498	7.1481	2.9848	5.4	129.87
20	300067494	3.47	300005958	300005959	0.0076871	0.0006267	0.0265	CU	3X10	2.93	17.74	2.43	0.5682	3.3033	0.4712	0.24	1.3855	0.1991	4.3427	1.8246	5.43	157.08
21	300067495	12.2	300005959	300005960	0.0270267	0.0022033	0.0933	CU	3X10	2.93	17.74	2.43	0.5681	3.3008	0.4712	0.24	1.3855	0.1991	4.3401	1.8246	5.52	157.04
22	300067496	3.91	300005960	300005961	0.0086618	0.0007061	0.0299	CU	3X10	2.93	17.74	2.43	0.5679	3.2923	0.471	0.24	1.3847	0.199	4.3312	1.8237	5.55	156.89
23	300067497	57	300005961	300005962	0.1262721	0.0102942	0.4361	CU	3X10	2.93	17.74	2.43	0.5679	3.2895	0.4709	0.2399	1.3844	0.1991	4.3283	1.8234	5.97	156.84
24	300068018	36.1	300086398	300086399	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.4	0
25	300072320	14.3	300086431	300005951	0.0124324	0.0022337	0.1094	CU	3X25	59.57	89.01	54.59	11.7037	17.273	10.7477	4.9006	7.1279	4.5176	39.7244	16.5461	3.67	37.64
26	300077733	11.63	300005963	300086397	0.0257639	0.0021004	0.089	CU	3X10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.4	0
27		0.1	0		0.0000631	0.0000148	0.0008	CU	3X35	74.36	106.88	67.8	15.072	21.7256	13.7335	6.2417	8.8199	5.7123	50.5311	20.7739	0	35.94

Anexo 10: Tabla de reporte del software de flujo de potencia en el circuito "I" (estado final)

Reporte de flujo de potencia en el circuito "I" de la subestacion HI0052 del alimentador TSU010 (estado final)																						
Item	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	Desequilibrio
1	300013208	15.5	300005954	300005955	0.0134757	0.0024211	0.1186	CU	3X25	8.57	48.25	23.26	1.685	9.3338	4.5916	0.7146	3.9392	1.9417	15.6104	6.5955	3.23	104.93
2	300036375	11	300005951	300005953	0.0095634	0.0017182	0.0842	CU	3X25	35.43	67.07	27.88	6.9865	13.0306	5.5141	2.9556	5.4901	2.3307	25.5312	10.7764	3.01	66.19
3	300036600	43.3	300005957	300005956	0.037645	0.0067635	0.3312	CU	3X25	2.89	23.2	13.28	0.5664	4.4525	2.6095	0.2412	1.8904	1.1069	7.6284	3.2385	3.7	108.11
4	300067252	34.7		300005949	0.0219026	0.0051495	0.2655	CU	3X35	73.36	104.4	66.96	14.974	21.3404	13.6623	6.2367	8.8029	5.7062	49.9767	20.7458	0.04	34.87
5	300067253	11.63	300005950	300086430	0.0073409	0.0017259	0.089	CU	3X35	66.08	95.38	61.8	13.2173	18.9417	12.3788	5.5485	7.9011	5.2083	44.5378	18.6579	1.59	34.02
6	300067435	6.5	300005954	300086442	0.0056511	0.0010153	0.0497	CU	3X25	26.87	16.5	4.62	5.2858	3.1916	0.9123	2.2379	1.3493	0.3871	9.3897	3.9743	3.11	98.84
7	300067436	34.3	300086442	300086443	0.0298204	0.0053577	0.2624	CU	3X25	26.87	16.5	4.62	5.2817	3.19	0.9122	2.2369	1.3491	0.3872	9.3839	3.9732	3.32	98.81
8	300067437	32.6	300086443	300086444	0.0283424	0.0050921	0.2494	CU	3X25	14.53	16.1	3.96	2.8455	3.104	0.7806	1.2071	1.3146	0.3321	6.7301	2.8538	3.47	80.27
9	300067438	26.12	300086444	300005963	0.0227087	0.0040799	0.1998	CU	3X25	3.06	6.95	0	0.5991	1.3368	0	0.254	0.5671	0	1.9359	0.8211	3.51	146.75
10	300067439	14.87	300005963	300086398	0.0329415	0.0026855	0.1138	CU	3X10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.51	0
11	300067450	54.44	300005949	300005950	0.0343625	0.0080789	0.4165	CU	3X35	73.36	104.4	66.96	14.8557	21.1024	13.5638	6.2085	8.7472	5.6831	49.5219	20.6388	1.33	34.54
12	300067485	31.9	300086430	300086431	0.0277339	0.0049828	0.244	CU	3X25	58.69	93.16	53.86	11.7125	18.4366	10.7655	4.9157	7.7004	4.5284	40.9146	17.1445	2.44	43.37
13	300067486	17.06	300005951	300086432	0.037793	0.003081	0.1305	CU	3X10	20.47	12.87	13.49	4.0386	2.4998	2.6679	1.7018	1.0562	1.128	9.2063	3.886	3.07	38.9
14	300067487	34.4	300086432	300086433	0.0762063	0.0062126	0.2632	CU	3X10	13.33	10.35	9.75	2.62	2.0056	1.924	1.1046	0.8486	0.8144	6.5496	2.7676	3.44	24.65
15	300067489	31.4	300086433	300086434	0.0695604	0.0056708	0.2402	CU	3X10	9.11	9.12	4.83	1.7824	1.7606	0.9488	0.7534	0.7467	0.403	4.4918	1.9031	3.67	44.88
16	300067490	20.8	300086434	300005952	0.0460782	0.0037565	0.1591	CU	3X10	9.11	5.15	0	1.7767	0.991	0	0.753	0.4212	0	2.7677	1.1742	3.76	136.48
17	300067491	3.69	300005953	300005954	0.0032081	0.0005764	0.0282	CU	3X25	35.43	64.75	27.88	6.9748	12.5383	5.5064	2.9532	5.2912	2.3292	25.0195	10.5736	3.07	62.9
18	300067492	43.3	300005955	300005957	0.037645	0.0067635	0.3312	CU	3X25	4.8	23.45	15.48	0.9441	4.521	3.0507	0.4011	1.914	1.2915	8.5158	3.6066	3.48	89.57
19	300067493	57.9	300005955	300005958	0.0503383	0.009044	0.4429	CU	3X25	3.76	24.79	7.78	0.74	4.7816	1.5335	0.3132	2.0197	0.6492	7.0551	2.9821	3.51	128.78
20	300067494	3.47	300005958	300005959	0.0030168	0.000542	0.0265	CU	3X25	2.89	17.07	2.39	0.5673	3.2709	0.4703	0.2402	1.3846	0.1988	4.3085	1.8236	3.51	156.54
21	300067495	12.2	300005959	300005960	0.0106067	0.0019056	0.0933	CU	3X25	2.89	17.07	2.39	0.5673	3.2698	0.4703	0.2402	1.3845	0.1988	4.3074	1.8235	3.55	156.51
22	300067496	3.91	300005960	300005961	0.0033994	0.0006107	0.0299	CU	3X25	2.89	17.07	2.39	0.5673	3.2667	0.4703	0.2402	1.384	0.1989	4.3043	1.8231	3.56	156.45
23	300067497	57	300005961	300005962	0.0495558	0.0089034	0.4361	CU	3X25	2.89	17.07	2.39	0.5673	3.2656	0.4703	0.2402	1.3839	0.1989	4.3032	1.823	3.72	156.43
24	300068018	36.1	300086398	300086399	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.51	0
25	300072320	14.3	300086431	300005951	0.0124324	0.0022337	0.1094	CU	3X25	58.69	86.68	53.86	11.6171	16.9327	10.6855	4.8985	7.1201	4.5135	39.2353	16.5321	2.82	36.44
26	300077733	11.63	300005963	300086397	0.0101111	0.0018166	0.089	CU	3X25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.51	0
27		0.1	0		0.0000631	0.0000148	0.0008	CU	3X35	73.36	104.4	66.96	14.974	21.3404	13.6623	6.2367	8.8029	5.7062	49.9767	20.7458	-0.79	34.87

Anexo 11: Tabla de reporte del software de flujo de potencia en el circuito "E" (estado inicial)

Reporte de flujo de potencia en el circuito "E" de la subestacion HI0052 del alimentador TSU010 (estado inicial)																							
Item	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	Desequilibrio	
1	300007151	3.48	300005893	300021436	0.0077092	0.0006285	0.0266	CU	3X10	1.24	9.92	22.85	0.2422	1.8948	4.2023	0.103	0.8041	1.781	6.3393	2.6881	5.78	133.12	
2	300007217	30	300005895	300021434	0.0388512	0.003324	0.0099	AL	3X25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.73	0
3	300021742	53.47	300005886	300005889	0.1184521	0.0096567	0.409	CU	3X10	11.61	24.8	32.94	2.2978	4.8721	6.3609	0.967	2.0299	2.6004	13.5308	5.5973	4.53	64.45	
4	300021962	61.5	300005889	300005890	0.136241	0.0111069	0.4705	CU	3X10	2.97	14.9	30.73	0.5845	2.8843	5.815	0.2479	1.2119	2.4137	9.2838	3.8735	5.49	119.8	
5	300029441	15.5	300021436	300021435	0.0134757	0.0024211	0.1186	CU	3X25	1.24	9.92	22.85	0.2422	1.894	4.1983	0.103	0.8042	1.7806	6.3345	2.6878	5.86	133.08	
6	300036609	18.9	300005899	300005901	0.0418692	0.0034133	0.1446	CU	3X10	8.04	3.98	1.27	1.5747	0.7687	0.2401	0.6681	0.3259	0.101	2.5835	1.095	4.78	110.37	
7	300037101	14.3	300005897	300005898	0.0316788	0.0025826	0.1094	CU	3X10	4.82	0	6.56	0.9425	0	1.2275	0.4055	0	0.547	2.17	0.9525	1.32	125.6	
8	300037103	20	300005898	300005900	0.044306	0.003612	0.153	CU	3X10	4.82	0	6.56	0.96	0	1.3078	0.407	0	0.5553	2.2678	0.9623	1.39	126.72	
9	300037106	9	300005897	300005899	0.0199377	0.0016254	0.0689	CU	3X10	8.63	5.31	2.21	1.6933	1.0262	0.4172	0.7174	0.4348	0.1761	3.1367	1.3283	4.7	86.33	
10	300037156	12.4	300005897	300086421	0	0	0	CU		8.63	5.31	2.21	1.6933	1.0262	0.4172	0.7174	0.4348	0.1761	3.1367	1.3283	4.65	86.33	
11	300056804	12.3	300005890	300005894	0.0106936	0.0019213	0.0941	CU	3X25	1.24	14.9	29.51	0.2422	2.8542	5.4614	0.103	1.2095	2.3082	8.5578	3.6207	5.56	129.37	
12	300056808	28.8	300005894	300005895	0.0250387	0.0044986	0.2203	CU	3X25	1.24	13.8	29.51	0.2422	2.6408	5.4521	0.103	1.1198	2.3063	8.3351	3.5291	5.73	132.73	
13	300056810	3.24	300005895	300005893	0.0028169	0.0005061	0.0248	CU	3X25	1.24	9.92	22.85	0.2422	1.8951	4.2039	0.103	0.8042	1.7813	6.3412	2.6885	5.74	133.13	
14	300056814	15.46	300005889	300005896	0.0342485	0.0027921	0.1183	CU	3X10	8.63	5.31	2.21	1.6972	1.0277	0.4174	0.7179	0.435	0.1762	3.1423	1.3291	4.61	86.43	
15	300056816	16.16	300005896	300005897	0.0357992	0.0029185	0.1236	CU	3X10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
16	300158085	30.18	E3	300115934	0.0668578	0.0054505	0.2309	CU	3X10	11.61	24.8	53	2.3187	4.9679	10.6481	0.9687	2.038	4.2746	17.9347	7.2813	2.19	100.67	
17	300158086	39.99	300115934	300005886	0.0885898	0.0072222	0.3059	CU	3X10	11.61	24.8	53	2.3097	4.9266	10.4605	0.9679	2.0346	4.2597	17.6968	7.2622	3.34	99.77	
18	300158087	26	300115934	300115936	0.0179859	0.0026832	0.0086	AL	3X50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.19	0
19	300158089	12	300115936	300086465	0.0083012	0.0012384	0.004	AL	3X50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.19	0
20	300158090	26	300086465	300086466	0.0179859	0.0026832	0.0086	AL	3X50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.19	0
21	300158091	27.45	300086466	300086467	0.018989	0.0028328	0.009	AL	3X50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.19	0
22	300158092	16.38	300086467	300005896	0.0113311	0.0016904	0.0054	AL	3X50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	300158093	27.44	300005896	300086421	0.0189821	0.0028318	0.009	AL	3X50	8.63	5.31	2.21	1.6947	1.0267	0.4173	0.7176	0.4349	0.1762	3.1387	1.3287	4.65	86.36	
24	E3	0.1	0	E3	0.0022215	0.0000181	0.0008	CU	3X10	11.61	24.8	53	2.3187	4.9679	10.6493	0.9687	2.038	4.2745	17.9359	7.2812	1.32	100.68	

Anexo 12: Tabla de reporte del software de flujo de potencia en el circuito "E" (estado final)

Reporte de flujo de potencia en el circuito "E" de la subestacion HI0052 del alimentador TSU010 (estado final)																						
Item	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	Desequilibrio
1	300007151	3.48	300005893	300021436	0.0077092	0.0006285	0.0266	CU	3X10	1.21	9.72	22.21	0.242	1.8945	4.202	0.103	0.804	1.7801	6.3385	2.6871	3.77	133.13
2	300007217	30	300005895	300021434	0.0388512	0.003324	0.0099	AL	3X25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.72	0
3	300021742	53.47	300005886	300005889	0.1184521	0.0096567	0.409	CU	3X10	11.42	24.3	32.03	2.2966	4.8672	6.3447	0.9671	2.0293	2.5963	13.5085	5.5927	2.55	64.34
4	300021962	61.5	300005889	300005890	0.136241	0.0111069	0.4705	CU	3X10	2.93	14.6	29.88	0.5841	2.8825	5.8063	0.2479	1.2116	2.4106	9.2729	3.8701	3.48	119.75
5	300029441	15.5	300021436	300021435	0.0134757	0.0024211	0.1186	CU	3X25	1.21	9.72	22.21	0.242	1.8937	4.198	0.103	0.804	1.7797	6.3337	2.6867	3.83	133.1
6	300036609	18.9	300005899	300005901	0.0418692	0.0034133	0.1446	CU	3X10	7.91	3.91	1.24	1.5747	0.7685	0.2399	0.6682	0.3261	0.101	2.5831	1.0953	2.79	110.41
7	300037101	14.3	300005897	300005898	0.0316788	0.0025826	0.1094	CU	3X10	4.75	0	6.48	0.9456	0	1.2467	0.4055	0	0.5482	2.1923	0.9537	0	125.89
8	300037103	20	300005898	300005900	0.044306	0.003612	0.153	CU	3X10	4.75	0	6.48	0.96	0	1.3078	0.407	0	0.5553	2.2678	0.9623	0.07	126.72
9	300037106	9	300005897	300005899	0.0199377	0.0016254	0.0689	CU	3X10	8.49	5.21	2.15	1.6932	1.026	0.4168	0.7175	0.4351	0.1761	3.136	1.3287	2.71	86.37
10	300037156	12.4	300005897	300086421	0	0	0	CU		8.49	5.21	2.15	1.6932	1.026	0.4168	0.7175	0.4351	0.1761	3.136	1.3287	2.67	86.37
11	300056804	12.3	300005890	300005894	0.0106936	0.0019213	0.0941	CU	3X25	1.21	14.6	28.7	0.242	2.8536	5.4594	0.103	1.2092	2.306	8.555	3.6182	3.55	129.37
12	300056808	28.8	300005894	300005895	0.0250387	0.0044986	0.2203	CU	3X25	1.21	13.5	28.7	0.242	2.6404	5.451	0.103	1.1199	2.3047	8.3334	3.5276	3.72	132.74
13	300056810	3.24	300005895	300005893	0.0028169	0.0005061	0.0248	CU	3X25	1.21	9.72	22.21	0.242	1.8948	4.2035	0.103	0.804	1.7804	6.3403	2.6874	3.73	133.15
14	300056814	15.46	300005889	300005896	0.0342485	0.0027921	0.1183	CU	3X10	8.49	5.21	2.15	1.6971	1.0274	0.4171	0.7179	0.4352	0.1761	3.1416	1.3292	2.62	86.46
15	300056816	16.16	300005896	300005897	0.0357992	0.0029185	0.1236	CU	3X10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	300158085	30.18	E3	300115934	0.0190496	0.0044787	0.2309	CU	3X35	11.42	24.3	51.59	2.3107	4.931	10.4828	0.9687	2.0361	4.2661	17.7245	7.2709	0.26	99.88
17	300158086	39.99	300115934	300005886	0.0885898	0.0072222	0.3059	CU	3X10	11.42	24.3	51.59	2.3082	4.9196	10.432	0.9682	2.0335	4.2537	17.6598	7.2554	1.38	99.64
18	300158087	26	300115934	300115936	0.0179859	0.0026832	0.0086	AL	3X50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.26	0
19	300158089	12	300115936	300086465	0.0083012	0.0012384	0.004	AL	3X50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.26	0
20	300158090	26	300086465	300086466	0.0179859	0.0026832	0.0086	AL	3X50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.26	0
21	300158091	27.45	300086466	300086467	0.018989	0.0028328	0.009	AL	3X50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.26	0
22	300158092	16.38	300086467	300005896	0.0113311	0.0016904	0.0054	AL	3X50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	300158093	27.44	300005896	300086421	0.0189821	0.0028318	0.009	AL	3X50	8.49	5.21	2.15	1.6945	1.0265	0.4169	0.7176	0.4351	0.1761	3.1379	1.3288	2.67	86.4
24	E3	0.1	0	E3	0.0000631	0.0000148	0.0008	CU	3X35	11.42	24.3	51.59	2.3107	4.931	10.4828	0.9687	2.0361	4.2661	17.7245	7.2709	0	99.88

Anexo 13: Tabla de reporte del software de flujo de potencia en el circuito "B" (estado inicial)

Reporte de flujo de potencia en el circuito "B" de la subestación HI0052 del alimentador T SU010 (estado inicial)																			
Item	Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	i_1	i_2	i_3	kw1	kw2	kw3	kw	kvar	caida_v	Desequilibrio
1	300067535	27.3	300005386	300005388	0	0	0	CU		0	0.37	0	0	0.0711	0	0.0711	0.03	3.43	244.95
2	300067536	26.7	300005388	300005389	0	0	0	CU		0	0.37	0	0	0.0711	0	0.0711	0.03	3.43	244.95
3	300067537	8.5	300005381	300005382	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	3.23	0
4	300067538	27.2	300005381	300005383	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	3.23	0
5	300067539	8.8	300005383	300005384	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	3.23	0
6	300067540	10.06	300005360	300005363	0.0063499	0.0014929	0.077	CU	3X35	22.81	31.61	11.21	4.5364	6.2282	2.2323	12.9969	5.4534	2	65.47
7	300067541	9.3	300005383	300005385	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	3.23	0
8	300067546	26.53	300005363	300005365	0.0167457	0.0039371	0.203	CU	3X35	22.81	31.61	11.21	4.5329	6.2219	2.2315	12.9863	5.451	2.17	65.44
9	300067547	17.04	300005365	300005374	0.0237452	0.0028627	0.1304	CU	3X16	20.18	31.61	11.21	4.003	6.2051	2.2295	12.4376	5.2226	2.39	67.94
10	300067548	6.1	300005365	300005984	0.0135133	0.0011017	0.0467	CU	3X10	0	0	0	0	0	0	0	0	2.17	0
11	300067549	17	300016899	300005367	0.0376601	0.0030702	0.1301	CU	3X10	0	0	0	0	0	0	0	0	2.17	0
12	300067550	9.2	300005377	300005378	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	2.99	0
13	300067551	9.5	300005377	300005379	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	2.99	0
14	300067559	44.5	300005367	300005408	0.0985809	0.0080367	0.3404	CU	3X10	0	0	0	0	0	0	0	0	2.17	0
15	300067560	44.6	300005984	300005989	0.0988024	0.0080548	0.3412	CU	3X10	0	0	0	0	0	0	0	0	2.17	0
16	300067565	17.2	300005419	300005418	0.0149537	0.0026866	0.1316	CU	3X25	29.73	56.68	39.3	5.771	10.74	7.6143	24.1253	10.0008	5.3	44.17
17	300067566	12.4	300005418	300005416	0.0107806	0.0019369	0.0949	CU	3X25	27.19	54.74	39.3	5.268	10.3276	7.5912	23.1868	9.6231	5.5	46.34
18	300067567	21.4	300005416	300005413	0.0186052	0.0033427	0.1637	CU	3X25	27.19	49.69	39.3	5.2602	9.3504	7.5743	22.1849	9.2115	5.82	39.22
19	300067568	27.1	300005413	300005412	0.0377639	0.0045528	0.2073	CU	3X16	24.51	46.1	31.38	4.7303	8.6348	6.0276	19.3927	8.0482	6.39	43.5
20	300067569	17.7	300005412	300005411	0.024665	0.0029736	0.1354	CU	3X16	22.74	41.26	28.64	4.3697	7.6592	5.4683	17.4972	7.2848	6.73	40.61
21	300067570	5	300005411	300005405	0.0069675	0.00084	0.0383	CU	3X16	22.74	39.6	28.64	4.3569	7.3115	5.4484	17.1168	7.1459	6.82	37.03
22	300067571	27.8	300005405	300005404	0.0387393	0.0046704	0.2127	CU	3X16	22.74	39.6	28.64	4.3533	7.3005	5.4426	17.0964	7.1437	7.34	36.98
23	300067572	7	300005404	300005403	0.0097545	0.001176	0.0536	CU	3X16	22.74	37.88	28.64	4.3332	6.926	5.411	16.6702	6.9972	7.47	33.15
24	300067573	18	300005400	300005402	0.0398754	0.0032508	0.1377	CU	1X10	0	0	0	0	0	0	0	0	7.59	0
25	300067579	11.5	300005400	300005399	0.025476	0.0020769	0.088	CU	3X10	7.79	27.86	14.26	1.4804	5.0723	2.6871	9.2398	3.8871	7.78	83.93
26	300067580	36.8	300005399	300005398	0.081523	0.0066461	0.2815	CU	3X10	5.22	21	14.26	0.991	3.8096	2.6819	7.4825	3.1501	8.26	80.44
27	300067581	32	300005398	300005397	0.0708896	0.0057792	0.2448	CU	3X10	2.3	18.11	9.39	0.4351	3.2545	1.7548	5.4444	2.3042	8.56	109.93
28	300067583	10.77	300005396	300005395	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	300067584	14.18	300005396	300005401	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	300067585	80.3	300005403	300005991	0.1778886	0.0145022	0.6143	CU	3X10	14.95	10.02	14.37	2.8465	1.8269	2.7127	7.3861	3.105	8.48	31.83

Anexo 14: Tabla de reporte del software de flujo de potencia del circuito "B" trasladado desde HI0052 hacia nueva subestación HI0052 – A (estado final).

Reporte de flujo de potencia en el circuito "B" de la subestación HI0052 y traslado de carga a nueva subestación "HI0052 - A" del alimentador TSU010 (estado final)																			
Item	Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	i_1	i_2	i_3	kw1	kw2	kw3	kw	kvar	caida_v	Desequilibrio
1	300026277	27.8	300005376	300005380	0.0387393	0.0046704	0.2127	CU	3X16	13.32	18.09	5.01	2.6668	3.5765	1.0081	7.2514	3.061	1.42	76.19
2	300026830	30.1	300005381	300005386	0.0419444	0.0050568	0.2303	CU	3X16	12.56	14.9	5.01	2.5062	2.9347	1.007	6.4479	2.7264	1.64	66.6
3	300026854	26.1	300005386	300005387	0.0363704	0.0043848	0.1997	CU	3X16	9.67	11.34	1.74	1.9246	2.2264	0.3492	4.5002	1.9053	1.76	95.03
4	300036408	38.2	300005988	300005987	0.0846245	0.0068989	0.2922	CU	3X10	5.97	9.01	3.42	1.2042	1.8046	0.6918	3.7006	1.5636	0.52	63.86
5	300036416	6.01	300067625	300036416	0.0026486	0.0008282	0.046	CU	3X50	13.08	24.04	19.63	2.6327	4.7988	3.9637	11.3952	4.8261	0.56	40.67
6	300044904	22.6	300005984	300016899	0.0500658	0.0040816	0.1729	CU	3X10	0	0	0	0	0	0	0	0	0.64	0
7	300066542	14.2	300066808	300066542	0.0062579	0.0019568	0.1086	CU	3X50	11.55	22.05	15.38	2.3237	4.3951	3.1016	9.8204	4.1606	0.7	45.2
8	300066749	46.04	300066542	300066749	0.0202898	0.0063443	0.3522	CU	3X50	9.7	22.05	15.38	1.9511	4.3921	3.1002	9.4434	4.0011	0.85	54.86
9	300066752	12	300005403	300005400	0.0104328	0.0018744	0.0918	CU	3X25	7.37	25.44	13.36	1.4789	5.0316	2.6714	9.1819	3.8873	1.3	83.54
10	300066753	17	300067625	300066753	0.0074919	0.0023426	0.1301	CU	3X50	22.42	34.84	14.75	4.5169	6.9601	2.978	14.455	6.0926	0.62	58.94
11	300066799	30.4	300066800	300066799	0.0055754	0.0036054	0.2326	CU	3X120	0	0	0	0	0	0	0	0	0.85	0
12	300066800	27.4	300066801	300066800	0.0050252	0.0032496	0.2096	CU	3X120	0	0	0	0	0	0	0	0	0.85	0
13	300066801	34.27	300066749	300066801	0.0062851	0.0040644	0.2622	CU	3X120	0	0	0	0	0	0	0	0	0.85	0
14	300066802	86	300066749	300005360	0.0542832	0.0127624	0.6579	CU	3X35	9.7	22.05	15.38	1.9492	4.3823	3.0955	9.427	3.996	1.25	54.78
15	300066808	25.5	300036416	300066808	0.0112379	0.0035139	0.1951	CU	3X50	11.55	24.04	19.63	2.3252	4.7973	3.9628	11.0853	4.6953	0.66	48.13
16	300067530	30.2	300005390	300005391	0.0420837	0.0050736	0.231	CU	3X16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	300067531	17.4	300005391	300005396	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	-1.58	0
18	300067532	8.7	300005990	300005394	0	0	0	CU		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	300067533	23.22	300005990	300005392	0.0323571	0.003901	0.1776	CU	3X16	0.14	0	0	0.027	0	0	0.027	0.0112	1.78	0
20	300067590	7.54	300067627	300005988	0.0167034	0.0013617	0.0577	CU	3X10	14.82	15.77	6.59	2.9943	3.1631	1.3342	7.4916	3.158	0.29	57.24
21	300067591	24.4	B	300067591	0.0154013	0.003621	0.1867	CU	3X35	91.76	139.01	86.44	18.8563	28.5952	17.7609	69.5124	27.2846	-0.83	38.8
22	300067592	20.4	300005988	300005426	0.0451921	0.0036842	0.1561	CU	3X10	8.85	6.76	3.17	1.7863	1.3543	0.6417	3.7823	1.5936	0.41	64.84
23	300067593	24	300005426	300005985	0.0531672	0.0043344	0.1836	CU	3X10	8.85	6.76	3.17	1.7828	1.3523	0.6412	3.7763	1.5932	0.56	64.77
24	300067594	38.7	300005985	300005986	0.0857321	0.0069892	0.2961	CU	3X10	8.85	6.76	3.17	1.7786	1.3498	0.6407	3.7691	1.5927	0.79	64.69
25	300067596	15.59	544941512	300005375	0.0217247	0.0026191	0.1193	CU	3X16	19.83	28.67	11.03	3.9919	5.7221	2.2253	11.9393	5.0253	0.82	62.13
26	300067597	34.24	300005375	300005376	0.0477134	0.0057523	0.2619	CU	3X16	16.76	28.53	11.03	3.3672	5.6771	2.2228	11.2671	4.7484	1.21	66.26
27	300067598	3.6	300005380	300005381	0.0050166	0.0006048	0.0275	CU	3X16	12.56	14.9	5.01	2.5071	2.9357	1.0071	6.4499	2.7266	1.44	66.61
28	300067599	28.98	300005387	300005990	0.0403836	0.0048686	0.2217	CU	3X16	2.29	0	0	0.4543	0	0	0.4543	0.1932	1.78	0
29	300067600	4.6	300005990	300005390	0.0064101	0.0007728	0.0352	CU	3X16	0	0	0	0	0	0	0	0	1.78	0
30	300067624	8.5	300066753	300067624	0	0	0	CU		22.42	30.96	11.03	4.513	6.1782	2.2253	12.9165	5.4413	0.62	65.19

Anexo 15: Tabla de reporte del software de flujo de potencia en el circuito "H" (estado inicial)

Reporte de flujo de potencia en el circuito "H" de la subestación HI0052 del alimentador TSU010 (estado inicial)																			
Item	Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	i 1	i 2	i 3	kw1	kw2	kw3	kw	kvar	caida_v	Desequilibrio
1	300036378	43	300005930	300005931	0.0952579	0.0077658	0.329	CU	3X10	1.04	16.86	8.2	0.2005	3.2154	1.5808	4.9967	2.1115	5.42	128.15
2	300068140	5.02	300005930	300086498	0.0111208	0.0009066	0.0384	CU	3X10	25.98	14.34	17.3	4.9966	2.7364	3.3388	11.0718	4.6432	5.16	44.85
3	300068141	31.5	300086498	300086497	0.069782	0.0056889	0.241	CU	3X10	25.98	14.34	17.3	4.9889	2.7342	3.3353	11.0584	4.6421	5.74	44.79
4	300068142	29.8	300086497	300086496	0.0660159	0.0053819	0.228	CU	3X10	19.05	12.6	16.36	3.624	2.3903	3.1359	9.1502	3.8598	6.2	28.81
5	300068143	15.2	300086496	300005934	0.0336726	0.0027451	0.1163	CU	3X10	8.67	5.39	12.92	1.6386	1.0192	2.4617	5.1195	2.1681	6.33	59.97
6	300068144	4.47	300005934	300086495	0.0099024	0.0008073	0.0342	CU	3X10	0	0	3.71	0	0	0.7054	0.7054	0.299	6.34	244.95
7	300068145	18.9	300005934	300086494	0.0418692	0.0034133	0.1446	CU	3X10	4.22	5.39	5.83	0.7969	1.0182	1.1091	2.9242	1.2399	6.43	23.3
8	300068146	23	300086494	300086493	0.0509519	0.0041538	0.176	CU	3X10	4.22	4.22	4.2	0.7961	0.796	0.7968	2.3889	1.0158	6.52	0.08
9	300068187	58.7	H1	300005929	0.1300381	0.0106012	0.4491	CU	3X10	27.52	31.2	25.5	5.6047	6.3549	5.1888	17.1484	6.875	1.59	14.62
10	300068188	128.15	300005929	300005930	0.2838907	0.0231439	0.9803	CU	3X10	27.52	31.2	25.5	5.5065	6.2284	5.1042	16.8391	6.85	5.06	14.35
11	H1	0.1	0	H1	0.0002215	0.0000181	0.0008	CU	3X10	27.52	31.2	25.5	5.6047	6.3549	5.1888	17.1484	6.875	0	14.62

Anexo 16: Tabla de reporte del software de flujo de potencia en el circuito "H" (estado final)

Reporte de flujo de potencia en el circuito "H" de la subestación HI0052 del alimentador TSU010 (estado final)																			
Item	Tramo	Longitud	Nodo inicio	Nodo final	Resistencia	Reactancia	Capacitancia	Material	Calibre	i_1	i_2	i_3	kw1	kw2	kw3	kw	kvar	caida_v	Desequilibrio
1	300036378	43	300005930	300005931	0.0952579	0.0077658	0.329	CU	3X10	1.01	16.23	7.95	0.2012	3.2264	1.5844	5.012	2.1182	1.83	128.2
2	300068140	5.02	300005930	300086498	0.0111208	0.0009066	0.0384	CU	3X10	25.12	13.8	16.76	5.0088	2.7454	3.3456	11.0998	4.6587	1.57	44.82
3	300068141	31.5	300086498	300086497	0.069782	0.0056889	0.241	CU	3X10	25.12	13.8	16.76	5.0019	2.7433	3.3426	11.0878	4.6576	2.13	44.77
4	300068142	29.8	300086497	300086496	0.0660159	0.0053819	0.228	CU	3X10	18.42	12.13	15.86	3.6355	2.3992	3.1442	9.1789	3.8733	2.57	28.77
5	300068143	15.2	300086496	300005934	0.0336726	0.0027451	0.1163	CU	3X10	8.38	5.19	12.52	1.6445	1.0232	2.469	5.1367	2.1757	2.7	59.9
6	300068144	4.47	300005934	300086495	0.0099024	0.0008073	0.0342	CU	3X10	0	0	3.6	0	0	0.7077	0.7077	0.2998	2.7	244.95
7	300068145	18.9	300005934	300086494	0.0418692	0.0034133	0.1446	CU	3X10	4.08	5.19	5.65	0.7998	1.0223	1.1122	2.9343	1.2447	2.79	23.25
8	300068146	23	300086494	300086493	0.0509519	0.0041538	0.176	CU	3X10	4.08	4.07	4.07	0.7992	0.7994	0.7991	2.3977	1.0194	2.88	0.03
9	300068187	58.7	H1	300005929	0.0370514	0.0087111	0.4491	CU	3X35	26.61	30.03	24.71	5.3883	6.0779	5.0022	16.4684	6.8787	0.47	14.04
10	300068188	128.15	300005929	300005930	0.0808883	0.0190175	0.9803	CU	3X35	26.61	30.03	24.71	5.3618	6.0447	4.9796	16.3861	6.8596	1.48	13.97
11	H1	0.1	0	H1	0.0000631	0.0000148	0.0008	CU	3X35	26.61	30.03	24.71	5.3883	6.0779	5.0022	16.4684	6.8787	0	14.04

Anexo 17: Matriz de consistencia

ANEXO: MATRIZ DE CONSISTENCIA				
AUTOR: TEJADA RAMIREZ, MIGUEL ANGEL			FECHA: 29 / 05 /2018	
TITULO: MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO PARA OPTIMIZAR COSTOS DE COMPENSACION EN UNA SUBSTACION DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA CONSESIONARIA DE ELECTRICIDAD.				
PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPOTESIS	VARIABLES	METODOLOGIA
1. Problema General: Como mejorar la calidad del servicio eléctrico para optimizar costos de compensación en una subestación de distribución de la concesionaria de electricidad.	1. Objetivo General: Elaborar una propuesta técnica económica de mejoramiento de la calidad del servicio eléctrico para optimizar costos de compensación en una subestación de distribución de la empresa concesionaria de electricidad donde los valores de variación de tensión (%), estén dentro del ± 5 % establecido en la NTCSE, y el factor de utilización menor a 1.	1. Hipótesis General: Que un mejoramiento de la calidad del servicio eléctrico permitirá optimizar los costos por compensación en una subestación de distribución de la empresa concesionaria de electricidad.	V. Independiente Mejoramiento de la calidad del servicio eléctrico. -Factor de potencia. -Factor de carga. -Factor de utilización de transformador.	1. Tipo de Investigación: Investigación aplicada a las técnicas de la ingeniería mecánica eléctrica para evaluar, analizar y plantear soluciones a un problema por mala calidad del servicio eléctrico. 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 periodos especificados, para hacer inferencias respecto al cambio, sus determinantes y consecuencias. 4. Diseño de la Investigación: No experimental – transversal. Toma de datos, mediciones, procesamiento de datos técnicos, conclusiones, propuestas de solución, discusión de resultados, análisis económicos, recomendaciones 5. Marco Maestral: Sistema de distribución del sistema eléctrico en baja tensión de la subestación HI0052 ubicada en la av. Fátima 117 Urb. La Merced - Trujillo., 6. Población: Subestaciones de distribución del Alimentador TSU010. 7. Muestra: Sistema eléctrico trifásico de la subestación HI0052 del AMT TSU010 8. Técnicas: Observación del proceso de transformación distribución y consumo de EE Entrevistas a personal técnico Revisión de bases de datos. Mediciones de campo. 9. Instrumentos: Formatos de toma de datos Hoja de encuestas Analizadores de redes y pinzas amperimétricas. 10. Indicadores: % de variación de tensión Montos soles por compensación. Factor de utilización. Factor de carga Factor de potencia
2. Problemas Específicos:	2. Objetivos Específicos - Ejecutar el levantamiento de información de las instalaciones eléctricas de la subestación HI0052 y sistemas de información. -Actualizar el diagrama unifilar general y este acorde a la distribución de la subestación HI0052. -Elaborar una base de datos de parámetros eléctricos de la subestación HI0052. -Calcular utilizando software computacional DAP10 el flujo de potencia eléctrico actuales en los circuitos de distribución en baja tensión. -Elaborar los indicadores críticos de calidad de la energía eléctrica. -Determinar correctivos utilizando el software de modelamiento. -Realizar una evaluación económica del proyecto para mejora del servicio eléctrico.	2. Hipótesis Específicas (opcional):	V. Dependiente: Optimizar costos de compensación en una subestación de distribución. -Porcentaje de variación de tensión. -Compensación	

Anexo 18: Formato para toma de datos instantáneos con pinza volt – amperimétricas Fluke de la subestación HI0052 (Hora fuera de punta)

FORMATO						Código:	F12-03-10
						Versión:	04/02-03-09
MEDICIONES DE PARAMETROS ELECTRICOS V,I						Página:	1 de 1
N° SED	TIPO SED	AMT	UBICACIÓN	DEMANDA FHP KVA	DEMANDA HP KVA		
HI-052	CASETA	TSU010	AV. FATIMA CDRA 1	540.61	622.25		
CARACTERISTICAS DEL TRANSFORMADOR							
POTENCIA:	<input type="text"/> VA.	N° TAPS:	<input type="text"/> 5	POSICION TAPS:	<input type="text"/>	TRANSFORMADOR	RELACION DE TRANSF. AÑO DE FABRICACION SERIE
				MONOFASICO	<input type="checkbox"/>	TRIFASICO	<input checked="" type="checkbox"/> C
				10KV/0.400V			
LECTURAS INSTANTANEAS A PLENA CARGA:							
TABLERO N°1							
TENSION DE FASE		TENSION DE LINEA		CORRIENTE		ALUMBRADO PUBLICO	
RN	<input type="text"/> <input type="text"/>	RS	<input type="text"/> <input type="text"/>	R	<input type="text"/> <input type="text"/>	R	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>
SN	<input type="text"/> <input type="text"/>	ST	<input type="text"/> <input type="text"/>	S	<input type="text"/> <input type="text"/>	S	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>
TN	<input type="text"/> <input type="text"/>	TR	<input type="text"/> <input type="text"/>	T	<input type="text"/> <input type="text"/>	T	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>
				N	<input type="text"/> <input type="text"/>	N	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>
LECTURAS POR CIRCUITOS:							
CIRCUITO "A"		CIRCUITO "B"		CIRCUITO "C"		CIRCUITO "D"	
CARGA:	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>	CARGA:	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>	CARGA:	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>	CARGA:	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>
R	109 NH 200	R	107 NH 250	R	102 NH 250	R	78.5 NH 160
S	90.1 NH 200	S	110 NH 250	S	110 NH 250	S	40.5 NH 160
T	64.3 NH 150	T	108 NH 250	T	140 NH 250	T	56.6 NH 160
N	39.7	N	8.2	N	35.8	N	35.8
CIRCUITO "E"		CIRCUITO "F"		CIRCUITO "G"		CIRCUITO "H"	
CARGA:	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>	CARGA:	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>	CARGA:	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>	CARGA:	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>
R	24.9 NH 250	R	99.5 NH 160	R	10.7 NH 160	R	25.3 NH 160
S	33.9 NH 250	S	7.1 NH 250	S	34.6 NH 200	S	37.4 NH 250
T	71.8 NH 250	T	63.8 NH 160	T	60.3 NH 125	T	44.5 NH 250
N	42.7	N	89.4	N	48.2	N	21.3
CIRCUITO "I"		CIRCUITO "J"		CIRCUITO "K"			
CARGA:	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>	CARGA:	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>	CARGA:	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>		
R	75.6 NH 250	R	34.8 NH 250	R	1.1 IT 40		
S	80.5 NH 250	S	134 NH 250	S	4.6 IT 40		
T	45.7 NH 125	T	99.3 NH 200	T	19.3 IT 40		
N	36.4	N	105	N	17.2		

Anexo 19: Formato para toma de datos instantáneos con pinza volt – amperimétricas Fluke de la subestación HI0052 (Hora punta)

MEDICIONES DE PARAMETROS ELECTRICOS V,I						Página:	1 de 1
N° SED	TIPO SED	AMT	UBICACIÓN	DEMANDA FHP KVA	DEMANDA HP KVA		
HI-052	CASETA	TSU010	AV. FATIMA CDRA 1	540.61	622.25		
CARACTERISTICAS DEL TRANSFORMADOR							
POTENCIA:	<input type="text"/> VA.	N° TAPS:	<input type="text"/> 5	POSICION TAPS:	<input type="text"/>	RELACION DE TRANSF.	10KV/0.400V
				MONOFASICO	<input type="checkbox"/>	TRIFASICO	<input checked="" type="checkbox"/> C
						AÑO DE FABRICACION	SERIE
LECTURAS INSTANTANEAS A PLENA CARGA:							
TABLERO N°1							
TOTALIZADOR							
TENSION DE FASE				TENSION DE LINEA		CORRIENTE	
						ALUMBRADO PUBLICO	
						CARGA	
RN	<input type="text"/>	<input type="text"/>	V	RS	<input type="text"/>	<input type="text"/>	A
SN	<input type="text"/>	<input type="text"/>	V	ST	<input type="text"/>	<input type="text"/>	A
TN	<input type="text"/>	<input type="text"/>	V	TR	<input type="text"/>	<input type="text"/>	A
				R	<input type="text"/>	<input type="text"/>	A
				S	<input type="text"/>	<input type="text"/>	A
				T	<input type="text"/>	<input type="text"/>	A
				N	<input type="text"/>	<input type="text"/>	A
				R	<input type="text"/>	<input type="text"/>	A
				S	<input type="text"/>	<input type="text"/>	A
				T	<input type="text"/>	<input type="text"/>	A
				N	<input type="text"/>	<input type="text"/>	A
LECTURAS POR CIRCUITOS:							
CIRCUITO "A"		CIRCUITO "B"		CIRCUITO "C"		CIRCUITO "D"	
CARGA:	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
R	<input type="text"/>	<input type="text"/>	NH	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
S	<input type="text"/>	<input type="text"/>	NH	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
T	<input type="text"/>	<input type="text"/>	NH	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
N	<input type="text"/>	<input type="text"/>		<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
CIRCUITO "E"		CIRCUITO "F"		CIRCUITO "G"		CIRCUITO "H"	
CARGA:	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
R	<input type="text"/>	<input type="text"/>	NH	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
S	<input type="text"/>	<input type="text"/>	NH	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
T	<input type="text"/>	<input type="text"/>	NH	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
N	<input type="text"/>	<input type="text"/>		<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
CIRCUITO "I"		CIRCUITO "J"		CIRCUITO "K"			
CARGA:	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
R	<input type="text"/>	<input type="text"/>	NH	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
S	<input type="text"/>	<input type="text"/>	NH	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
T	<input type="text"/>	<input type="text"/>	NH	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
N	<input type="text"/>	<input type="text"/>		<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>