

INDICE

1. Introducción	5
1.1 Antecedentes	5
1.2 Estado del arte	6
1.3 Justificación	7
1.4 Objetivo	8
1.5 Metodología	9
2. Fundamento Teórico.	12
2.1 PROGRAMA DE DESARROLLO URBANO.	12
2.1.1 Plan de Desarrollo Chiapas 2001-2006	13
2.1.2 Plan de Desarrollo Urbano del Centro de Población de Tuxtla Gutiérrez Chiapas 1992	14
2.2 COMPOSICIÓN DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN ZONA TUXTLA.....	15
2.3 PÉRDIDAS TÉCNICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN.....	20
2.3.1 Factores que influyen en las pérdidas de energía.....	20
2.3.2 Origen de las pérdidas.....	21
2.3.3 Pérdidas técnicas de energía.....	21
2.3.4 Pérdidas en la red de media tensión.....	22
2.3.5 Pérdidas en el transformador de distribución.	22
2.3.6 Pérdidas no técnicas de energía.....	23
2.3.7 Pérdidas financieras.	23
2.4 INFLUENCIAS DEL ESTUDIO DE MEDIA TENSIÓN EN EL PLAN RECTOR.	24
2.4.1 Objetivo e Indicadores de Media Tensión.....	24
2.4.2 Operatividad de la Media Tensión.	25
2.4.3 Criterios y Lineamientos Generales.	26
2.4.4 Ordenamiento de la Red de Media Tensión.	27
3.- DESARROLLO	32
3.1.- Localización y ubicación del área de estudio.	32
3.2.-Instalación de equipos de medición.	36
3.3.- Levantamiento de la red	38
3.4 Análisis y estudio de datos propios de la red actual.	40
3.5 - Desarrollo de cálculos de pérdidas técnicas.	43

3.5.1.- Cálculos de pérdidas técnicas de distribución en media tensión en el circuito TGU-4050.	43
3.5.2.- Cálculos de pérdidas técnicas de distribución en media tensión en el circuito JUY-JUY 4030.....	128
4 Propuestas de reducción de pérdidas Técnicas y Resultados.....	155
4.1 Propuestas de reducción de pérdidas Técnicas y Resultados al circuito TGU-4050.....	155
4.2 Propuestas de reducción de pérdidas Técnicas y Resultados al circuito JUY JUY-4030.	165
Conclusión	172
Referencias.....	173
Anexos.....	174

1. Introducción

1.1 Antecedentes

En el ámbito laboral se producen varios avances en la tecnología, crecen los servicios, en materia de transporte y comunicación se registran enormes avances, y surgen cambios en las empresas para un mejor servicio.

La distribución de energía eléctrica se determina como factor principal del desarrollo para la competitividad local y nacional siendo necesaria estrategias para la orientación, desarrollo y seguimiento de planes del sistema eléctrico de distribución.

Anteriormente se conocía el concepto de estudio de media tensión, como el ordenamiento y definición de trayectorias para el crecimiento de la media tensión para contar sólo con las instalaciones necesarias y una red sencilla de operar.

La única forma para lograr mejoras en la red de distribución eléctrica de media tensión en los circuitos en la zona de distribución Tuxtla, es implementar estudios de desarrollo urbano.

El estudio de media tensión de la zona Tuxtla se posiciona como una estrategia para la competitividad puede ser nacional, estatal o municipal mediante la planeación integral, la creación de sinergias interdisciplinarias y al exterior de la organización y el profundo conocimiento del entorno determinado por clientes y mercado.

1.2 Estado del arte

El estudio y análisis de las redes eléctricas siempre han sido importantes en el desarrollo de la urbanización de una población estos estudios aportan un sin número de características propias de las redes eléctricas a valorar además de establecer sus vías de desarrollo a futuro; las siguientes empresas que a continuación se presentan han optado por estos análisis los cuales enumeran desde estudios de pérdidas, extensión de redes y análisis de costos por mencionar algunos.

MR CONSULTORES. Empresa especializada en la distribución de energía eléctrica en Argentina, realiza los estudios de pérdidas antes y después de la puesta en servicio de las líneas de alimentación de media, de igual manera realiza estudios en sus transformadores para cuantificar las pérdidas de una manera más rápida y eficiente, utiliza el método de cargas puntuales distribuyendo las cargas en zonas estratégicas de la red para su pronto estudio.

Empresa Nacional De Energía Eléctrica (ENNE). La Empresa Nacional de Energía Eléctrica, es un organismo autónomo responsable de la producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en Honduras. Es fundada el 20 de febrero de 1957, bajo la administración de la Junta Militar de Honduras 1956-1957. Se encarga del diseño de circuitos de media tensión y verificación de subestaciones y el estudio de las mismas para ver si se requieren más subestaciones por circuito de igual manera realiza estudios de crecimiento poblacional.

Electrocentro S.A. Realiza el Análisis de Pérdidas Técnicas en Sistemas Eléctricos de Distribución utilizando Flujo de Potencia en entorno Sistemas Eléctricos Geo referenciados (GIS), realiza un estudio de media tensión basados en metodología de análisis de pérdidas técnicas en sistemas de distribución (redes Media Tensión, transformadores Media Tensión/Baja Tensión) simplificando la complejidad de las estimaciones mediante un software de Flujo de Potencia en ambiente utilizando de manera directa la gran base de datos del Sistema de Información de Distribución Geo referenciado "MAXIMUS", donde se tiene la información de cada componente del Sistema eléctrico de la compañía.

Procobre PERÚ. Empresa peruana encargada de la determinación de pérdidas técnicas y comerciales mediante el estudio de la red eléctrica; y de igual manera ofreciendo sus servicios a empresas relacionadas al mercado eléctrico su alcance es la determinación de las pérdidas de los transformadores de distribución cuya potencia se encuentren entre 3 KVA y 5 MVA pertenecientes a las siguientes empresas concesionarias de distribución: Electro Oriente, Electro Puno, Electro Sur Este, Electro Sur Medio, ElectroUcayali, Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte, Electrosur, Hidrandina, Luz del Sur, Seal y Edelnor servicio.

1.3 Justificación

Los estudios y análisis de la redes en un sistema eléctrico siempre han sido muy importantes para la empresa CFE (Comisión Federal de Electricidad) ya que implica el conocimiento de la red eléctrica de distribución es decir su estructura, composición, ubicación geográfica, de igual manera la eficiencia de su red hacia sus consumidores; pero no menos importantes sus puntos críticos y carencia y detalles que al corregirlos ayudan a brindar un servicio aún mejor hacia sus consumidores.

El estudio de media tensión de la zona Tuxtla se posiciona como una estrategia para la competitividad del factor servicio, la creación de sinergias interdisciplinarias y al exterior de la organización y el profundo conocimiento del entorno determinado por clientes y mercado. Es decir que es estudio que ayudaría además de conocer la composición del mismo sistema de distribución de media tensión proveerá del diagnóstico en las áreas críticas y prioritarias del SED y las necesidades de edificaciones y equipamiento en la perspectiva del desarrollo del mercado eléctrico y en correspondencia la integración de programas multianuales de inversión para la aplicación efectiva de los recursos financieros en la modernización de instalaciones y la creación de nueva infraestructura con enfoque competitivo y sustentable pero de igual manera establecerá propuestas de mejora para alcanzar estándares más adecuados de desempeño hacia la población consumidora en este caso la zona Tuxtla del estado de Chiapas.

1.4 Objetivo

Diseñar e implementar estudios de desarrollo urbano para proponer las mejoras en la red de distribución eléctrica de media tensión en circuitos en la zona de distribución Tuxtla, para poder maximizar las condiciones de operación y visualizar de forma rápida y eficiente las áreas críticas o prioritarias para la aplicación de los recursos financieros; y de igual manera hacer más eficiente la distribución de la energía a toda la población en general.

1.5 Metodología

La metodología está constituida por las siguientes fases que a continuación se detallan.

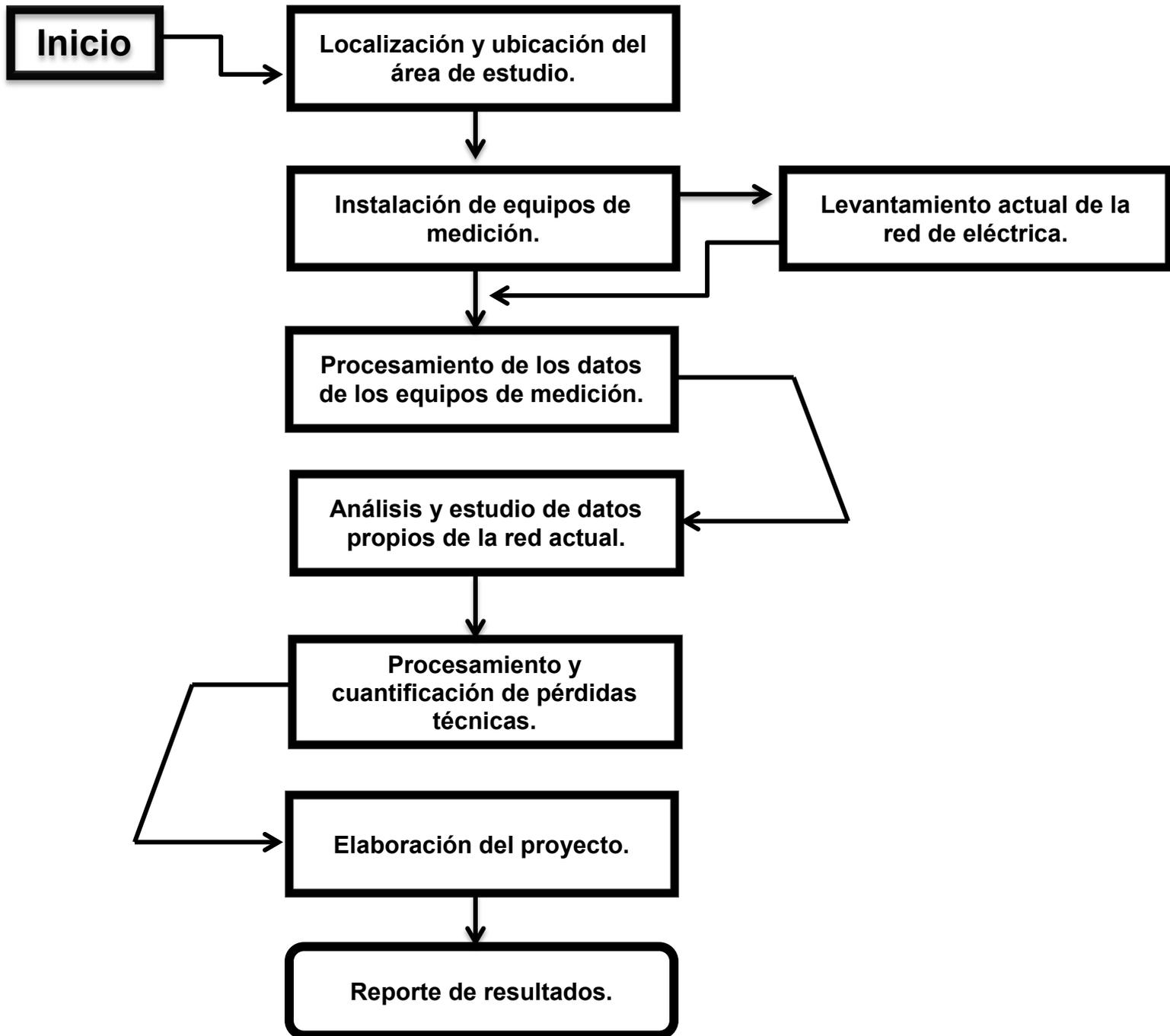


Fig.1.1 Diagrama a Bloques.

1. Localización y ubicación del área de estudio. Previo al análisis de los circuitos y de las zonas que alimenta cada uno de ellos, se determina los circuitos que van hacer causa de estudio, ya que cada circuito tienen estructuras diferentes y no poseen las mismas características. Este proyecto tendrá un estudio de un circuito de la red de media tensión de la zona Tuxtla urbana y otro de la zona Tuxtla foránea los cuales contemplan la zona Tuxtla.

2. Instalación de los equipos de medición. Se tendrá que conectar los equipos de medición en la parte donde se inicia la red de media Tensión (en el lugar que se encuentren los transformadores de distribución), para que registre y monitoree las condiciones en la que se comporta la red, registrando datos de voltaje, corriente, factor de potencia, potencia reactiva, y kilo watts hora que se suministren a la red.

3. Levantamiento actual de la red de eléctrica. En esta etapa se realizará el levantamiento en media tensión que comprenden las estructuras de postes y sus accesorios, características de los transformadores en que engloba (capacidad, fases, datos de placa), calibre del conductor de las líneas de media tensión, numero de fases e hilos. Se tendrá que dejar el equipo conectado, que registre los datos los días que se requieran para luego hacer la descarga de la información y realizar el recorrido del circuito el mismo día en que se descargue la información del equipo de medición.

4. Procesamiento de los datos de los equipos de medición. Ya habiendo hecho el levantamiento en campo, la información recabada se concentra en tablas, y se obtiene de la base de datos de CFE los consumos históricos en la red media tensión, con el objeto de determinar su factor de carga y la demanda máxima coincidente por tipo de servicio.

5. Análisis y estudio de datos propios de la red actual. En este bloque comprende todo el análisis estructural de la red es decir su comportamiento en un periodo de tiempo determinado mediante programas propios de CFE determinando demandas, Voltaje promedio, Corriente Promedio, Factor de Potencia, Kilowatts

totales, Volts-Amperes reactivos totales, etc. Datos que se compararan con los obtenidos en los equipos de medición y que servirán para calcular las pérdidas en la red es decir para la elaboración del proyecto.

6. Procesamiento y cuantificación de pérdidas técnicas. En esta etapa es donde se determinan las pérdidas técnicas en base a los datos obtenidos en los equipos de medición y en los programas de monitoreo de CFE (Comisión Federal de Electricidad) las cuales son de conducción y de transformación de la red de media tensión.

7. Elaboración del proyecto. Como su nombre lo indica en este bloque se procede la elaboración del proyecto lo cual comprende en análisis de la pérdidas técnicas de la red, propuestas de mejoras con respecto a las pérdidas técnicas, estudio Técnico Económico de la infraestructura de la red y las guías de crecimiento a corto y largo plazo de la red.

8.- Reporte de resultados. Se hace la comparación del antes y después de la situación de la red, si se tiene pérdidas considerables de energía se tomara en cuenta una posible re calibración del circuito, la instalación de bancos capacitivos sean o en otro caso la valoración de los equipos que se tiene instalados para saber las condiciones operativas y así tomar medidas de acuerdo a las condiciones de los equipos.

2. Fundamento Teórico.

2.1 Programa De Desarrollo Urbano.

La actualización del Programa de Desarrollo Urbano 2001-2020, terminada y aprobada en Diciembre de 2001, es el resultado de múltiples esfuerzos. En primer lugar, se debe considerar la voluntad política decisiva del H. Ayuntamiento Constitucional, encabezado por el Dr. Francisco Rojas Toledo, por dotar a Tuxtla Gutiérrez de un instrumento actualizado que oriente el crecimiento y desarrollo urbano en las dos décadas siguientes.

La participación activa de la Comisión Consultiva Municipal de Desarrollo Urbano, los Colegios de Arquitectos y de Ingenieros, los representantes de diversas dependencias del Gobierno Federal, Estatal y Municipal, así como de las organizaciones de transportistas, promotores de vivienda y otros grupos sociales, constituye un elemento fundamental sin el cual no se hubiera llevado a feliz término la conclusión de este documento. Las aportaciones de estos diversos grupos y sectores sociales fueron completadas y apoyadas por los estudios técnicos realizados por un equipo multidisciplinario conformado por profesionales de las áreas de la arquitectura, ingeniería civil, geografía, economía, sociología, así como por especialistas en el manejo de sistemas de información geográfica.

El presente Programa está integrado por un capítulo de antecedentes en el que se señala el marco legal, los condicionantes de planeación y se hace una breve descripción del desarrollo histórico de la ciudad, así como el diagnóstico pronóstico de todos los componentes del desarrollo urbano de la ciudad. El segundo capítulo se refiere a la normatividad que da sustento a las estrategias planteadas en el capítulo tres. El capítulo cuatro se refiere a los programas derivados de las estrategias, y el

quinto capítulo se refiere a los instrumentos legales necesarios para establecer dichos programas.

Recibe suministro de energía eléctrica de las hidroeléctricas Belisario Domínguez (Angostura), Manuel Moreno Torres (Chicoasén) y Netzahualcóyotl (Malpaso), a través de 2 subestaciones ubicadas en Tuxtla, además una importante línea de transmisión que alimenta al centro del país, parte de la Angostura, atravesando territorio municipal.

2.1.1 Plan de Desarrollo Chiapas 2001-2006

Dentro de los objetivos del Plan Estatal de Desarrollo se señala que se instrumentarán políticas de desarrollo urbano que den satisfacción a la población en sus necesidades básicas de vivienda, equipamiento e infraestructura y servicios con respeto a las características ecológicas y particularidades étnico culturales de cada región, a fin de generar espacios atractivos de crecimiento. Asimismo, se busca lograr el ordenamiento del territorio y de los centros de población a través de una estrategia de desarrollo regional equilibrado, que respete la vocación, el medio ambiente y fomente las potencialidades de cada localidad y de cada zona.

Para el logro de estos objetivos, el Plan Estatal prevé la elaboración e instrumentación de planes y programas de desarrollo urbano de las ciudades, centros de población y localidades, como elementos ágiles y reguladores, que se transformen en acciones y proyectos específicos que aseguren la mejor atención de las necesidades de la población. De la misma manera, se elaborará un programa de equipamiento, infraestructura y servicios que optimice los recursos y transparente su ejercicio para asegurar la mejor atención de las necesidades sociales.

2.1.2 Plan de Desarrollo Urbano del Centro de Población de Tuxtla Gutiérrez Chiapas 1992

El Plan de Desarrollo Urbano del Centro de Población de Tuxtla Gutiérrez, Chiapas, aprobado el 9 de noviembre de 1992 y publicado el 20 de enero de 1993, fue realizado por el Gobierno del Estado, a través de la Secretaría de Desarrollo Urbano y Comunicaciones, en coordinación con el H. Ayuntamiento Constitucional de Tuxtla Gutiérrez y SysPlan Consultores, S.A. de C.V., como los planes de su tipo, es el instrumento técnico-jurídico que ordena y regula el desarrollo urbano estableciendo las bases para su mejoramiento, conservación y crecimiento, al definir usos, destinos y reservas.

El decreto aprobatorio del plan establece que corresponde al Gobierno Municipal cumplir con el proceso de planeación, tanto del Plan, como de las Declaratorias de Usos, Destinos y Reservas. En 1994 se publicó la Carta Urbana, la que, con gran difusión se ha aplicado en el control del desarrollo urbano, principalmente por la administración municipal.

De acuerdo a la Regionalización del Sistema Urbano Nacional (SUN), Tuxtla Gutiérrez forma parte del Sistema Urbano Regional Pacífico Sur, el cual señala a las zonas metropolitanas de Acapulco y Oaxaca como centros de servicios regionales. Define a Tuxtla Gutiérrez como ciudad media con política de impulso y como prestadora de servicios estatales.

Se sirve regionalmente de la Zona Metropolitana de Oaxaca y presta servicios a Tapachula, -centro de servicios subregionales- y a los Centros de Servicios de Integración–Urbano–Rurales de Ocosingo, Arriaga, San Cristóbal de las Casas y Comitán.

2.2 Composición De La Red De Media Tensión Zona Tuxtla.

La sección de estructuras de media tensión está prevista con los lineamientos siguientes:

1. Se consideran estructuras de líneas de media tensión todas aquellas que soporten conductores cuya operación sea de 13 hasta 33 KV.
2. La identificación de las estructuras está codificada con base al tipo, de la posición de los diferentes niveles y número de conductores en la estructura. Esto facilita su sistematización al momento de presupuestar o requerir materiales.
3. En líneas de media tensión se consideran tramos cortos los menores de 65 m y tramos largos los mayores de 65 m. Los primeros se construyen principalmente en zonas urbanas puesto que están determinados por los tramos en instalaciones de baja tensión, en tanto que los segundos se construyen por lo general en zonas rurales. Un tramo flojo, es un tramo de línea menor de 40 m donde la tensión mecánica de los conductores es menor al 40% de la indicada en las tablas de flechas y tensiones a la temperatura del lugar, al momento de rematar.
4. Se consideran conductores ligeros hasta:

Tabla 2.1 Tipo de conductores y calibres

Cobre	2	AWG
ACSR	1/0	AWG
AAC	3/0	AWG
Conductores de calibre mayor se consideran pesados.		

5. En las líneas de media tensión aéreas se utilizan conductores desnudos y semiaislados. La selección de crucetas de madera a utilizar con conductores ligeros

será del tipo ligera y para conductores pesados será la correspondiente del tipo pesada.

6. El neutro corrido se puede instalar en la posición del cable de guarda. El uso del neutro en la posición del guarda está limitado a líneas rurales 3F-4H, ubicadas en regiones con alta incidencia de descargas atmosféricas o en casos especiales que lo requieran.

7. Antes de iniciar la construcción se debe formular un proyecto con base a las características del terreno, así como comprobar que no se excedan las limitantes de diseño de las estructuras.

8. Los postes deben quedar verticales después de que el conductor haya sido tensado.

9. El cable de guarda y el neutro corrido se instalan del lado del tránsito vehicular.

10. La bajante a tierra debe quedar en la cara del poste del lado del tránsito vehicular.

11. En líneas con cable de guarda o neutro corrido se debe instalar una bajante de tierra cada dos estructuras, de acuerdo a la norma.

12. Se recomienda que el proyecto y la construcción de más de un circuito en la misma estructura sólo se haga cuando los derechos de vía impidan la construcción normal. Si las tensiones de operación de los circuitos son diferentes, el de mayor tensión eléctrica debe ubicarse en la parte superior.

13. Debe evitarse el cruce de dos circuitos diferentes. Si el cruce es del mismo circuito, debe reconfigurarse de manera tal que se elimine dicho cruce quedando un solo punto de alimentación.

14. Para identificar las fases debe respetarse la convención establecida de nombrarlas como A, B y C, de izquierda a derecha parado de frente a la fuente. Normalmente en las líneas de distribución no se requiere transposiciones. Cuando sea necesaria la interconexión entre circuitos donde cambie la posición de las fases, debe respetarse la forma de identificarlas.

15. Los postes de concreto que queden empotrados en terreno salino o de alta contaminación se deben impermeabilizar con recubrimiento asfáltico.

16. Cuando en una estructura se presente una ligera deflexión y que no requiera la instalación de retenida(s), el poste se debe inclinar ligeramente en sentido contrario a la bisectriz del ángulo de la deflexión. No aplica en estructuras tipo D.

17. El cable de la retenida para la línea de media tensión es independiente del cable de retenida de la red de baja tensión, aunque ambos rematen en la misma ancla.

18. En lugares con fuertes vientos, se debe instalar a las estructuras, retenidas tipo tempestad.

19. En una estructura en donde se construyan dos niveles del mismo circuito por cambios de dirección o deflexiones de la línea, el lado fuente debe estar en la parte superior de la misma.

20. No se debe instalar ningún equipo en la cruceta de la línea sin antes verificar la separación entre fases. En el caso de que no se cumplan las separaciones mínimas, instale el equipo en el siguiente nivel inferior.

21. Se debe verificar manualmente que en el caso de movimiento de los puentes por efectos de viento no se reduzcan las distancias mínimas establecidas.

22. En la construcción de líneas se debe procurar seguir trayectorias rectas.

23. El amarre para el conductor neutro en posición de guarda o como neutro corrido, es idéntico al utilizado en líneas de baja tensión.

24. En áreas urbanas para estructuras tipo T, el conductor de la fase central siempre debe ir en el lado de la calle. Sólo una fase debe quedar al lado de la banqueteta.

25. En todas las estructuras para líneas de media tensión con conductor neutro, que se instalen en donde existan líneas de baja tensión, no se debe considerar la bajante de tierra ni los herrajes para fijación del conductor neutro, que están anotados en la lista de materiales que integran cada estructura.

26. En todos los sistemas de neutro corrido al entrar en una red debe tomar la posición e interconectarse al neutro de la propia red de baja tensión.

27. En las estructuras tipo TS, PS, VS, C y HS, la posición de las crucetas se debe alternar en cada lado del poste en líneas rurales. Aplica también para el soporte aislador AP-1.

28. En lugares donde exista vandalismo se recomienda la instalación del aislador tipo poste PD sintético en estructuras de paso.

29. La conexión de los transformadores monofásicos a la línea, se debe hacer proporcionalmente en las tres fases para que el circuito quede balanceado.

30. En electrificación de colonias o fraccionamientos urbanos, las caídas de voltaje de la línea de media tensión desde el punto de conexión al punto extremo o crítico de esa electrificación, no debe exceder el 1%.

31. El conductor mínimo a utilizar en líneas de media tensión, es el cable de cobre 1/0, ACSR 1/0 y AAC 1/0.

32. Los conductores de cobre no requieren guarda líneas en los apoyos.
33. La selección de conductores para líneas de media tensión de distribución, se debe basar en un estudio técnico - económico con las variables que el caso presente.
34. Los circuitos de distribución deben diseñarse para operar con enlaces.
35. En condiciones de operación normal, el conductor de líneas de media tensión en disposición radial, no debe exceder el 50% de su capacidad de conducción.
36. Para condiciones de emergencia, el conductor se puede operar hasta el 75% de su capacidad. En el caso de que se tenga un punto de enlace entre circuitos, se debe considerar equipo de operación de apertura con carga.

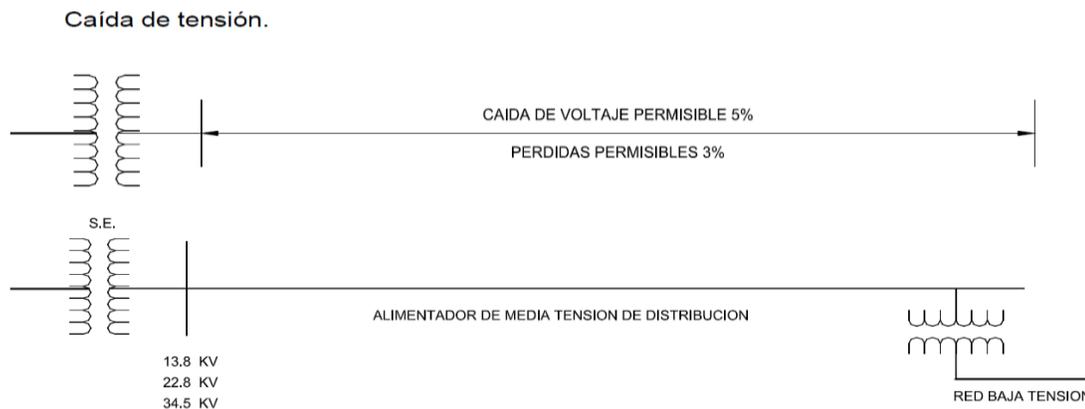


Figura 2.1 La regulación de voltaje permitida en líneas de media tensión partiendo desde la Subestación, debe ser del 5% máxima.

2.3 Pérdidas Técnicas En Redes De Distribución De Media Tensión.

2.3.1 Factores que influyen en las pérdidas de energía.

El manejo y la operación de la energía eléctrica conlleva factores que reducen el óptimo transporte y distribución; existe un porcentaje de pérdidas que se hallan intrínsecamente vinculadas al proceso que empieza desde la generación hasta la entrega al consumidor final.

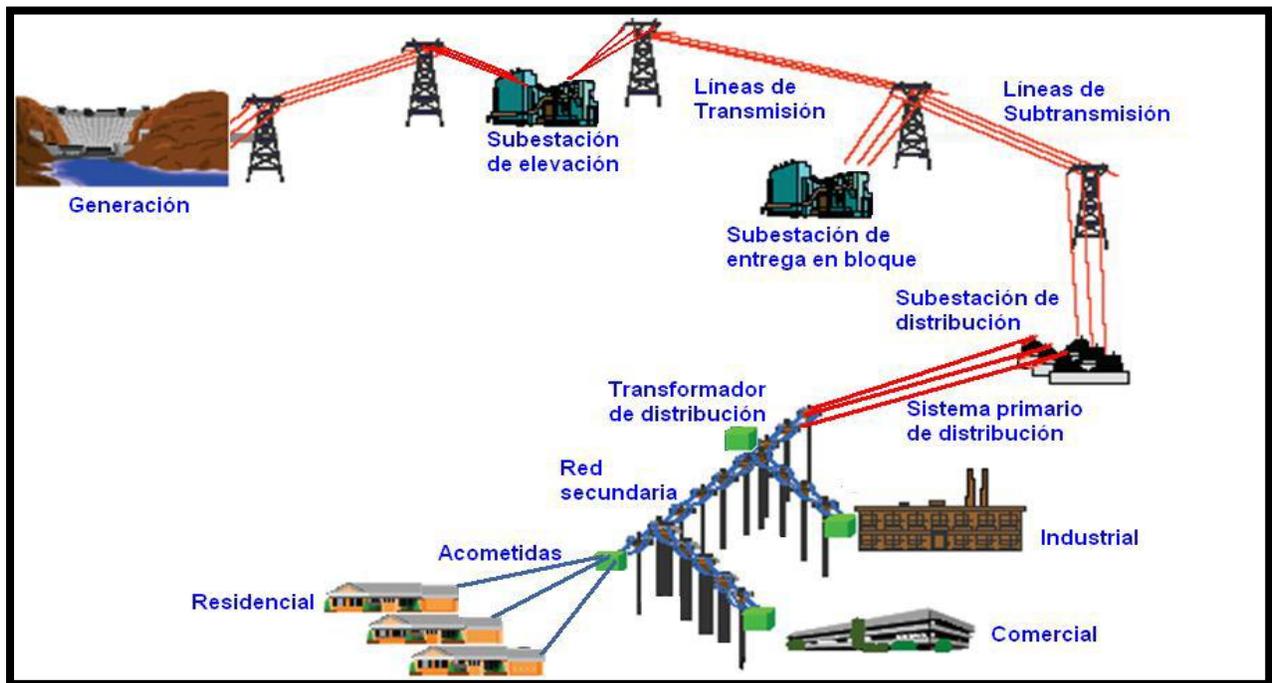


Figura 2.2.- Diagrama que señalan las pérdidas en toda la línea eléctrica, desde la generación hasta la distribución residencial.

Cada proceso involucra pérdidas que se atribuyen al sistema y a otras causas. Las pérdidas se las clasifica en: técnicas y no técnicas.

➤ **Pérdidas técnicas**

Debido a fenómenos físicos que están relacionadas con las condiciones propias de manejo y conducción de la energía eléctrica, su origen se debe a dos efectos: variación de la demanda y presencia de corriente alterna.

➤ **Pérdidas no técnicas**

Es la energía consumida pero no facturada (pérdidas por fraude, robo y errores) o facturada erróneamente (pérdidas administrativas). Estas pérdidas se las puede evitar y están directamente relacionadas con la administración.

2.3.2 Origen de las pérdidas.

Es la diferencia entre la producción y el consumo. En el sistema de distribución equivale a la diferencia entre la energía que ingresa al sistema y la registrada, este valor comprende a las pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas de energía representan un costo económico, y su porcentaje refleja el grado de eficiencia en la administración de la empresa; por lo tanto, es importante conocer su valor y las causas que lo producen.

2.3.3 Pérdidas técnicas de energía.

Es la energía que se pierde (disipa) durante la distribución de energía eléctrica desde la subestación hasta el consumidor final. Las pérdidas técnicas son normales y no pueden ser eliminadas totalmente, sólo pueden reducirse a través del mejoramiento de la red.

En el análisis de nuestro sistema de distribución, las pérdidas técnicas se hallan vinculadas a los equipos y subsistemas: alimentador o red de media tensión,

transformadores de distribución, red de baja tensión o red secundaria, acometidas, medidor de energía y alumbrado público.

En el sistema de distribución las pérdidas técnicas se relacionan con: pérdidas resistivas y pérdidas en el núcleo del transformador.

Para la estimación de las pérdidas técnicas se consideran las siguientes aproximaciones: como los conductores utilizados son de diámetro pequeño, la resistencia por unidad de longitud es grande, de allí su nombre pérdidas resistivas. Las distancias entre conductores no son muy grandes; por tanto, el valor de la reactancia por unidad es pequeño. Los valores de susceptancia a tierra son muy pequeños, razón por la cual se desprecian. Debido a que las tensiones utilizadas en sistemas de distribución son relativamente bajas, las pérdidas por efecto corona se desprecian.

2.3.4 Pérdidas en la red de media tensión.

Son pérdidas resistivas que dependen de la demanda, la longitud y la sección del conductor.

Por lo general, los cables utilizados en redes subterráneas son de cobre, tienen los diámetros más grandes de la red y la longitud no es muy extensa, por lo que, la resistividad es pequeña; sin embargo, por el alimentador circulan grandes cantidades de corriente, las cuales incrementan el valor de las pérdidas.

2.3.5 Pérdidas en el transformador de distribución.

El transformador es un dispositivo estático que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro magnéticamente; es decir, por inducción, en lugar de conducción, esta característica hace que en la estructura interna del transformador se produzcan fenómenos magnéticos que producen pérdidas de energía. El origen de las pérdidas radica en dos causas, pérdidas en el núcleo (en vacío) y en las bobinas del transformador (resistivas).

2.3.6 Pérdidas no técnicas de energía.

Es el resto de pérdidas de energía; es decir, la diferencia entre la energía entregada a los clientes y la energía que logra facturar la empresa, auto consumos de la empresa, alumbrado público y otros registros, se tienen muchas causas que las producen, a continuación se clasifican en dos categorías. Mientras que las pérdidas por registro, es la energía consumida pero no registrada y se halla relacionada con la instalación del contador de energía, las causas se lo atribuyen a la empresa y al cliente. Su valor se deduce en unidades de energía (KW/H).

2.3.7 Pérdidas financieras.

Después del registro de energía, se puede introducir otra pérdida que es de tipo financiera y se refiere al proceso de facturación y recaudo, y se producen en la administración de la empresa. Su valor se deduce en unidades de monetarias (\$). La pérdida en la facturación se refiere a la manera incorrecta de cobrar. La pérdida en el recaudo es cuando solo una parte de la energía facturada es recaudada, esto produce que la empresa tenga una cartera morosa elevada.

2.4 Influencias Del Estudio De Media Tensión En El Plan Rector.

2.4.1 Objetivo e Indicadores de Media Tensión.

Mediante el diagnóstico y evaluación de la operatividad de los circuitos de media tensión y aplicando el ordenamiento de la red existente se determinarán las necesidades de construcción, relocalización y retiro de red de media tensión conforme a los criterios y lineamientos establecidos por esta guía para contar solo con las instalaciones necesarias y una topología de red sencilla de operar a la vez que se proyectan las nuevas instalaciones para el crecimiento futuro, asegurando cubrir la demanda de energía eléctrica en el corto y largo plazo cumpliendo criterios de confiabilidad.

Los indicadores que reflejan la problemática en la media tensión son:

- TIU: Representa el tiempo promedio de interrupción por usuario al año expresado en minutos. El tiempo de interrupción por usuario es dependiente de tres variables: el número de interrupciones, duración de las interrupciones y clientes afectados.
- Pérdidas: Se consideran las pérdidas de energía eléctrica en la red de media tensión, transformadores particulares y acometidas en Media Tensión y medidores de Media Tensión.

2.4.2 Operatividad de la Media Tensión.

Para el análisis de la operación se deberá contar con el comportamiento histórico de los últimos 5 años del TIU por subestación eléctrica como sigue: TIU total de media tensión, TIU por causa y TIU por proceso.

Para el indicador de pérdida de media tensión se presentará de acuerdo al tomado del Programa De Estudio de Seguridad Eléctrica Directa (PESED).

Se revisará la siguiente información tabulada y cartográfica:

- El 20% de los circuitos de zona con mayor aportación al TIU.
- El 20% de los circuitos de zona con mayor aportación a las pérdidas de energía.
- Cantidad de equipo de protección y seccionamiento y tele controlado.
- Instalaciones que se encuentran rebasadas por el entorno: áreas arboladas que no existían en el diseño original, cambio de tipo de uso de suelo, etc.
- Instalaciones cuyas condiciones actuales rebasan el diseño original (áreas rurales que se volvieron urbanas).
- Instalación fuera de norma: aislamiento tipo A, conductor de fase tipo AG y Cu 6, instalaciones monofásicas sin neutro corrido.
- Instalación con vida útil terminada: postes, herraje y conductor en mal estado.
- Perfil de voltaje de cada circuito.

La información de las características de cada circuito se dispondrá de manera tabulada en el formato resaltando aquellos circuitos que incumplan los criterios antes señalados.

Debe tomarse en consideración la definición de áreas subterráneas a futuro determinadas por la zona de distribución y plasmadas en un plano general de instalaciones existentes y en proyecto.

2.4.3 Criterios y Lineamientos Generales.

a) Las premisas que deben atenderse para el diseño son las siguientes:

- Debe llevarse la potencia eléctrica por la ruta más corta hacia la carga
- Con las pérdidas mínimas permisibles económicamente
- Con una caída de tensión que cumpla los requisitos
- Con respaldos ante incumplimientos que garanticen la continuidad esperada.

b) La regulación del voltaje en demanda máxima deberá tener una caída de tensión no mayor al 5% para circuitos urbanos y 7.5% para circuitos rurales, en condiciones normales de operación.

c) Las pérdidas de potencia en demanda máxima no serán mayores del 2%.

d) En circuitos en 13.2 KV considerar una demanda máxima permisible de 5 MVA, para 23 KV considerar 7.5 MVA y para 33 KV considerar 11 MVA.

e) Considerar hasta 5000 usuarios por circuito, siempre y cuando no se excedan los MVA definidos en el punto anterior.

f) Para compensación de energía reactiva se instalarán bancos de capacitores fijos y desconectables para compensar a factor de potencia 0.95 atrasado en demanda máxima con base en el estudio del perfil de demanda reactiva, el lugar de instalación es definido efectuando simulaciones con el software oficializado considerando además la demanda estacional derivada de los riegos agrícolas.

g) En las mejoras y ordenamiento de la red primaria se deben considerar proyectos de baja tensión integrales que contemplen el reemplazo de red secundaria,

acometida y modernización de la medición por servicio individual y banco de transformación.

h) Evaluar la conveniencia de construir instalaciones subterráneas respecto a instalaciones aéreas con conductor semiaislado en áreas arboladas o por contaminación.

i) Para las nuevas áreas urbanas en desarrollo el tipo de sistema de distribución a construir será subterráneo.

j) El tipo de sistema para áreas de tipo industrial y comercial será trifásico y para residencial será monofásico.

k) Determinar el conjunto de conductores económicos a utilizar en la red de media tensión aérea y subterránea, incluyendo áreas de contaminación salina (no debe ser mayor a tres tipos de conductores).

l) La construcción de los nuevos circuitos deberá apegarse a la topología planteada en el plan de ordenamiento de la red actual, considerando el tipo de red (aérea o subterránea), calibres y tipos de conductor definidos para troncales, subtroncales o ramales; dando continuidad al crecimiento ordenado de la red.

2.4.4 Ordenamiento de la Red de Media Tensión.

a) El ordenamiento de las redes de media tensión, se iniciará con las subestaciones que dan servicio a las ciudades capital de estado y cabecera de Zona de Distribución continuando con el resto de subestaciones urbanas y luego las rurales hasta terminar con toda la red de media tensión de zona.

b) Redefinido el polígono del área de influencia de la subestación empatando el perímetro con aquellas vialidades, accidentes geográficos o división política que

conformen una frontera física y/o administrativa evidente. La topología de Media Tensión quedará circunscrita a esta área de influencia.

c) Es necesario la identificación de los polos de desarrollo, así como contar con las cargas spot a partir de 500 KVA debidamente identificadas espacialmente en la red de distribución así como el resto de los servicios en media tensión.

d) Características de los planos requeridos:

- a. Cartografía con nomenclatura.
- b. Topología de la red actual de media tensión y transformadores de distribución y particulares sin red secundaria.
- c. Ubicación de la energía en proceso secundario.
- d. Ubicación y demanda de las cargas spot.
- e. Delimitación del área de influencia natural de la subestación.
- f. Considerar un color para cada circuito dentro del área de estudio.
- g. Identificación de áreas que no deben ser servidas (barreras naturales)
- h. Identificar las áreas con instalaciones subterráneas y su equipamiento.
- i. Identificar los tipos de desarrollo (residencial, comercial, industrial) y áreas/servicios que requieran una mayor confiabilidad.

e) Se deberá contar con un plano por cada subestación y su área de influencia (polígono), en el que se realizaran los trazos de ordenamiento de redes de media tensión de acuerdo a los lineamientos establecidos; con trayectoria radiales hacia la carga, evitando cruzamientos de líneas, retornos del flujo de potencia a la fuente y sin dejar áreas no servidas.



Figura 2.3.- Trazo de trayectorias radiales respecto a la subestación.

f) Se deberán proyectar los circuitos de media tensión, siguiendo trayectorias paralelas considerando una topología multitruncal, proyectando instalar equipos de protección automática al inicio de cada subtruncal con lo que se logra mayor flexibilidad en contingencia y para transferencias por mantenimiento y operación, alcanzando el menor costo de inversión y operación al reducir los calibres utilizados comparado con la configuración unitroncal.

g) La distancia entre trayectorias paralelas o lazos dependerá de la longitud de los circuitos secundarios, previamente definidos, así como de las características de urbanización del área en estudio, siendo la caída de tensión permisible no mayor de 5%.

h) El número mínimo de subtruncales para un circuito será de 2 o los que resulten manteniendo la simetría en la separación de los mismos conectándose en punta con otro subtruncal, un solo enlace por subtruncal preferentemente de subestación contigua con equipo de seccionamiento normalmente abierto.

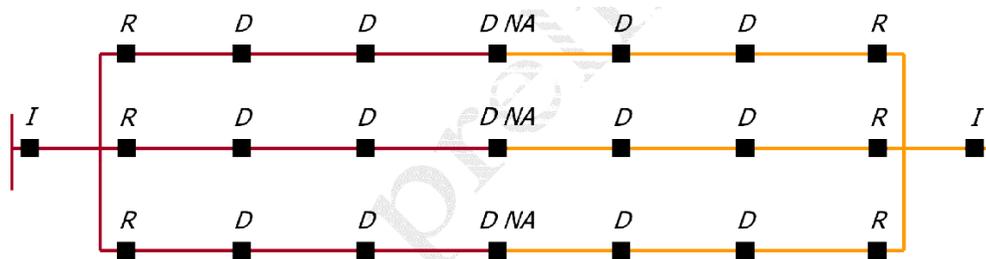


Figura 2.4.- Configuración multitruncal con un enlace por cada subtruncal en condición normalmente abierta.

- i) Cada lazo contará al menos con un punto de enlace con otro circuito, con equipo de seccionamiento normalmente abierto para transferencias de carga por mantenimiento o falla, cuyo calibre del conductor deberá ser validado con análisis de contingencia.

- j) Las instalaciones subterráneas existentes deberán aprovecharse al máximo en su configuración actual, en caso de ser necesario se harán las mínimas modificaciones que permitan adecuarse a la topología propuesta por ordenamiento de la red.

- k) Dado que es impráctico y puede resultar de muy alto costo modificar toda la topología de acuerdo al nuevo proyecto, deberán aprovecharse las trayectorias existentes apegándose en lo posible al proyecto propuesto

- l) Una vez que se cuente con el trazo de la red propuesta, sobreponer esta con la existente para determinar las instalaciones que pueden ser aprovechadas y cuáles deben ser retiradas (como cruces de líneas de diferentes circuitos, retornos a la fuente de alimentación, líneas redundantes o que no alimentan carga alguna). Así mismo realizar el trazo de los tramos de las trayectorias faltantes.

- m) En la etapa de gabinete el ordenamiento considera solo alimentadores existentes, posteriormente será factible incorporar los nuevos alimentadores pues se contará con el arreglo modular y escalable.

- n) A la vez que se identifiquen las nuevas trayectorias en media tensión para el ordenamiento deberán quedar identificadas las líneas de media tensión a construir, así como aquellas a retirar con la finalidad de cuantificar la volumetría de los trabajos a realizar así como la reutilización de materiales.

o) Debe aplicarse especial consideración a los enlaces en media tensión entre subestaciones contiguas empatando los diseños con ordenamiento y asegurando disponer al menos un enlace por cada circuito de Media Tensión.

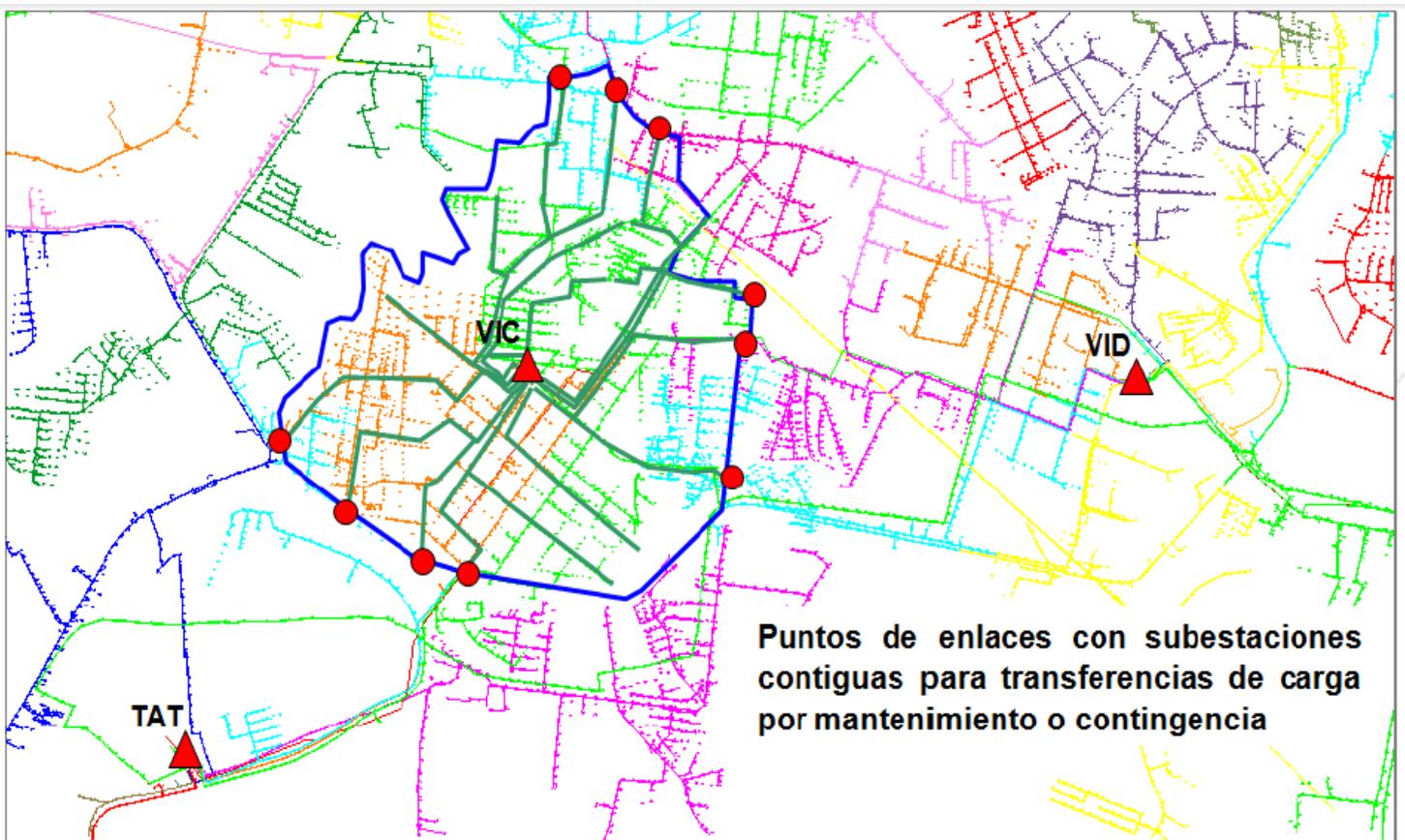


Figura 2.5.- Configuración multitroncal con un enlace por cada subtronzal en condición normalmente abierta.

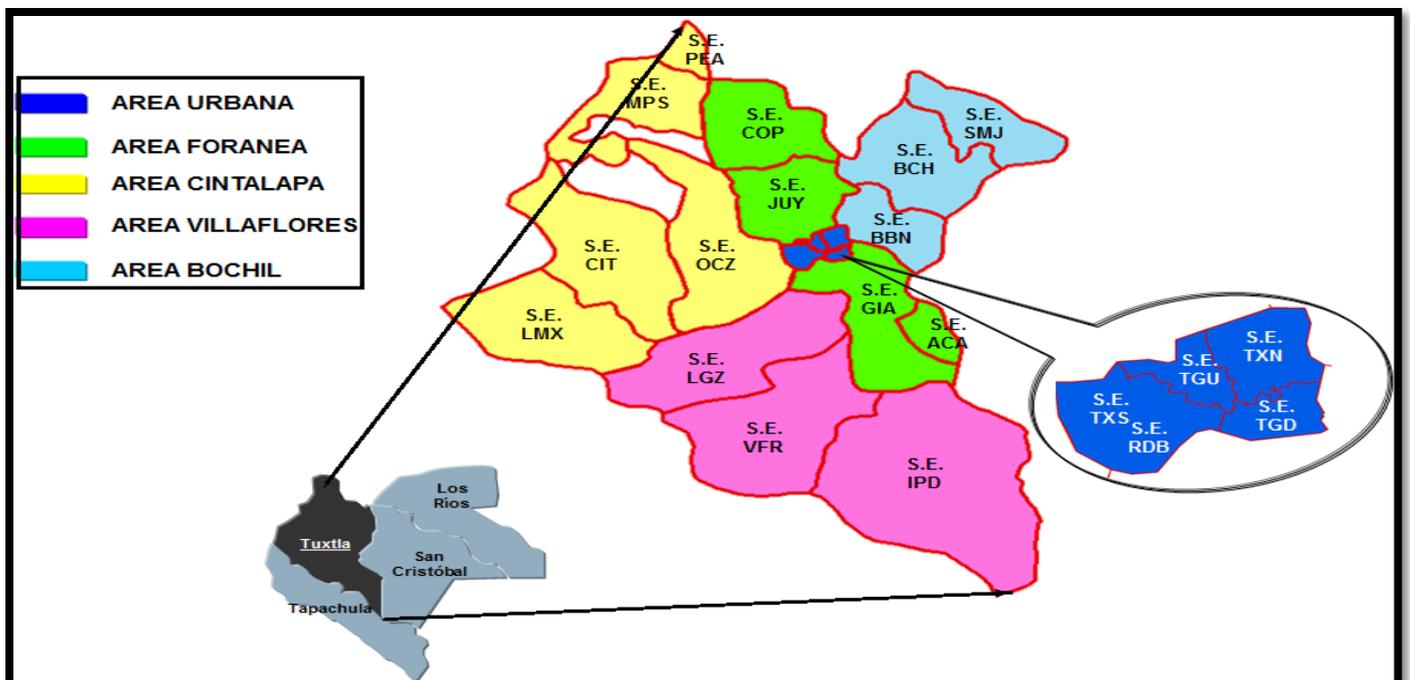
p) Deberá tomarse en cuenta que los enlaces de media tensión entre circuitos de diferente Zona de Distribución deben ser validados por ambas superintendencias a la vez que se formaliza el punto de intercambio de energía.

q) Dado que la red de baja tensión se asocia al transformador de distribución y este a su vez con la línea de media tensión se deberá considerar la obra necesaria en la red secundaria para reconfigurar los sectores alcanzando todos los usuarios del área de influencia del nuevo sector o sector relocalizado.

3.- Desarrollo

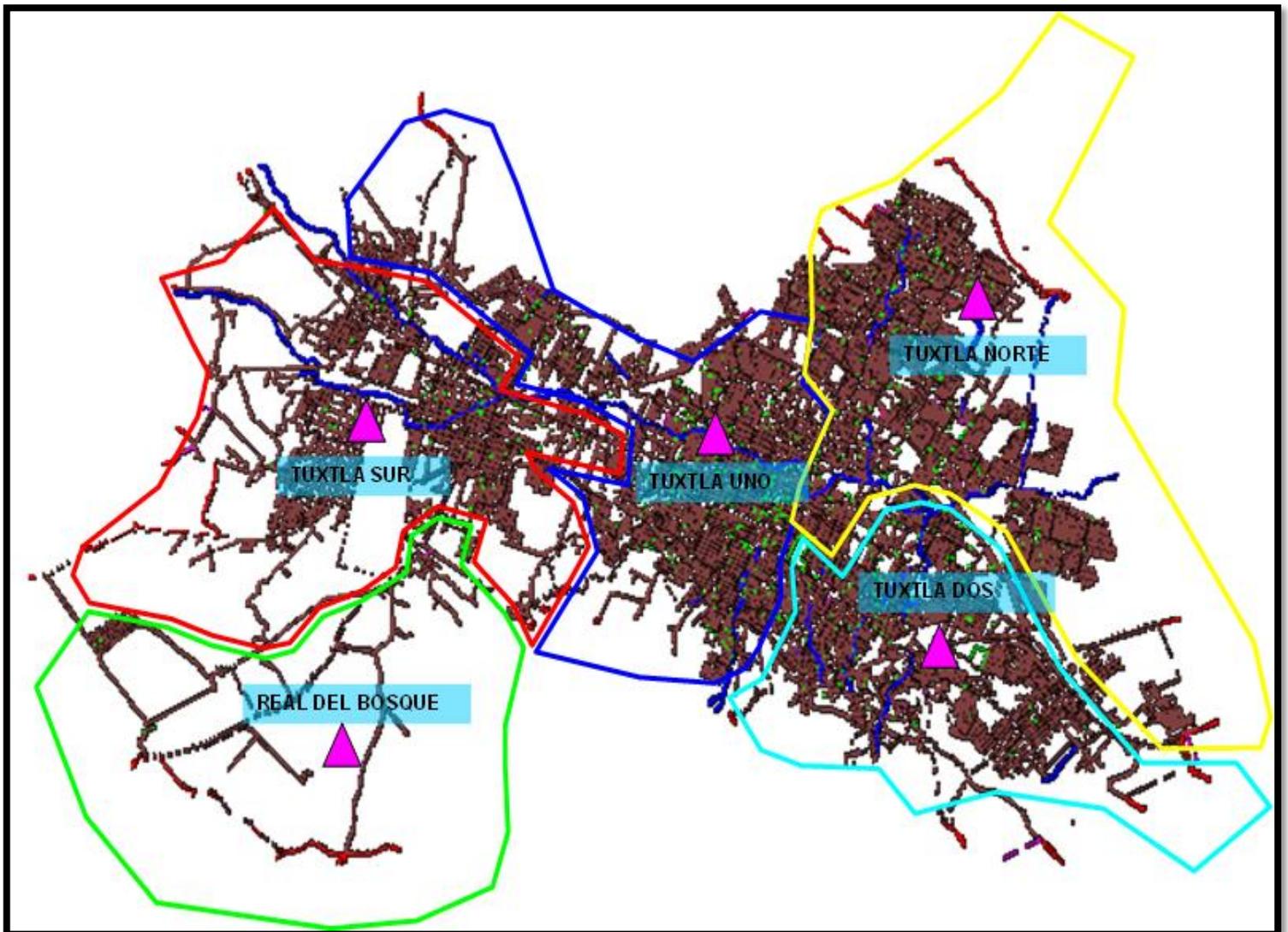
3.1.- Localización Y Ubicación Del Área De Estudio.

Comisión federal de Electricidad CFE es la empresa encargada del suministro de energía eléctrica en el país fraccionados en siete sectores de distribución en el cual nosotros como estado pertenecemos al sector sureste conformado por tres estados Oaxaca Tabasco y Chiapas ;nuestro estado a su vez tiene diferentes zonas de distribución sin embargo en la cual prestaremos atención es la zona de distribución Tuxtla que es la que la nos abastece; La Zona de distribución Tuxtla, con sede en la capital del Estado de Chiapas, Tuxtla Gutiérrez, tiene una extensión territorial de 20,529 kilómetros cuadrados y atiende 472,040 clientes, 45.69% de los cuales se encuentran en localidades urbanas y 54.31% en rurales, distribuidos en 46



municipios y 1,225 poblaciones, la mayoría de ellas con caminos de difícil acceso, lo que dificulta y retrasa la atención oportuna a los clientes, dentro de las diferentes áreas que componen la zona de distribución Tuxtla nuestro estudio se enfocara a dos de estas Área de distribución Tuxtla Urbana y Tuxtla foránea las cuales son las de mayor demanda en el sector.

El área de operación en el que se llevó a cabo los estudios se determinó por un análisis previo de los medidores de calidad de las subestaciones de la zona Tuxtla, que se encuentran en la salida de los circuitos. Dentro de todos los circuitos se



seleccionaron los circuitos que tuvieran características propias para el estudio.

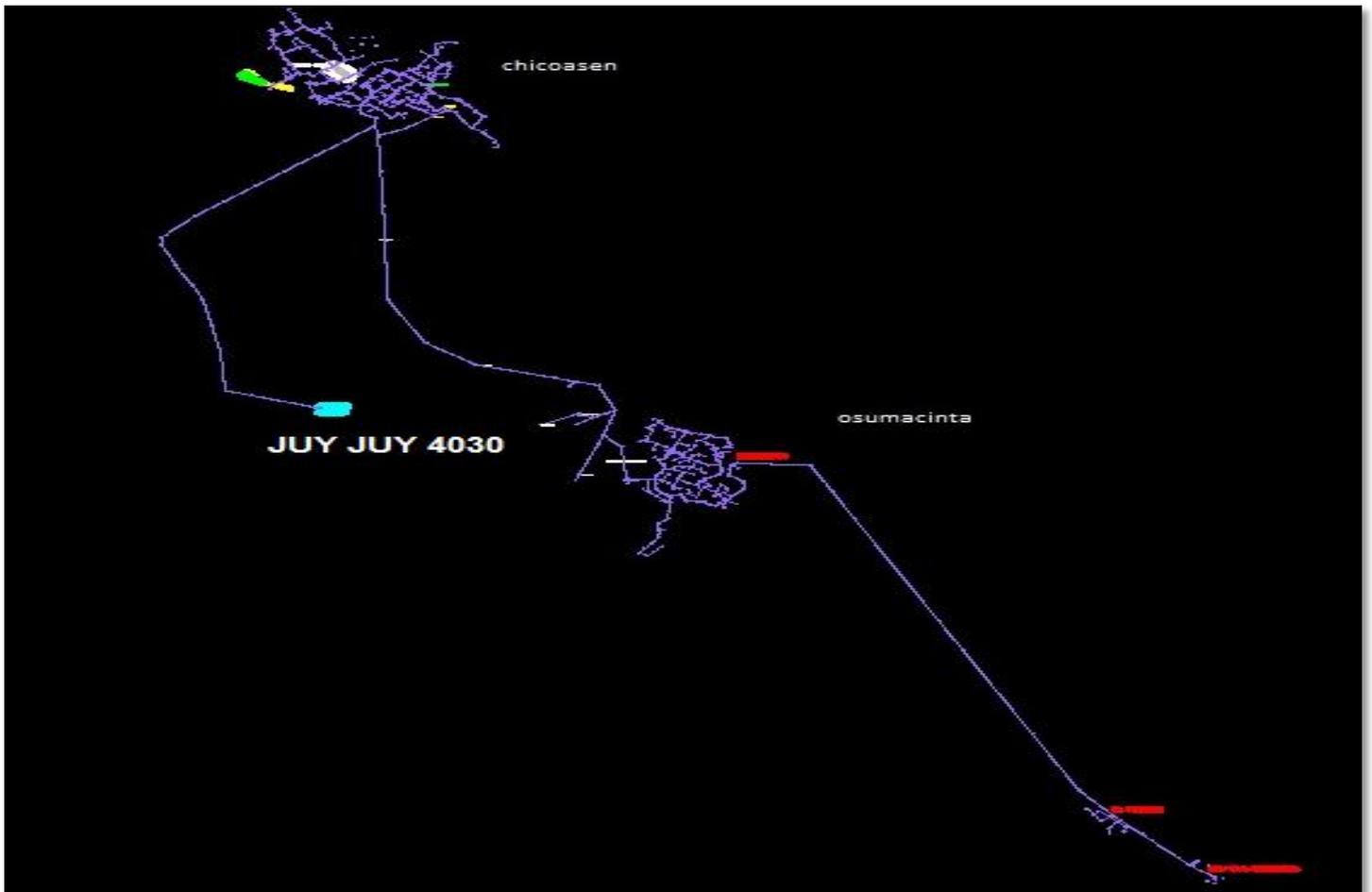
Para el estudio del área Tuxtla urbana se ha seleccionado el circuito TGU-4050 perteneciente a la subestación Tuxtla Uno ubicada en la Col. Residencia la hacienda es un circuito de 13.800 KV en el troncal y 13.200 KV en ramal, el circuito es una red de media tensión principalmente aérea está constituido principalmente por cable 3F-4H de ACSR 3/0, ACSR 1/0 y 266 ACRS en postes de concreto de 11-700, 11-500, 10-700 y 9-500. El circuito alimenta las siguientes colonias: Las Brisas Priv. Bonampak, INFONAVIT LABORANTE, Barrio el Magueyito, Parque Bicentenario, Barrio San Andrés, Col. Moctezuma, Barrio San Pascualito, Barrio las Carmelitas, Barrio el cerrito, Barrio las Canoítas y Barrio el Calvario.

Figura 3.2.- Cartografía de Tuxtla Gutiérrez y sus subestaciones con sus respectivas áreas de distribución. Cartografía obtenida del programa DEPRORED de la base de datos de CFE.



Para el estudio de este caso se nos apoyaremos de los medidores de calidad principalmente del ubicado en la tercera norte y segunda Poniente de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez que nos reporta todos los parámetros necesarios, para hacer la medición de la energía que sale y se suministra a los usuarios.

Para el estudio del área Tuxtla Foránea se ha seleccionado el circuito Juy-Juy-4030 perteneciente a la subestación JUY-JUY ubicada en Bombaná es un circuito de 13.800 KV en el troncal y 13.200 KV en ramal, el circuito es una red de media tensión principalmente aérea está constituido principalmente por cable 3F-4H de ACSR 3/0, ACSR 2/0 ACSR 1/0 y 2 ACSR y XLP 15 KV de línea subterránea en postes de concreto de 11-700,11-500, 10-700 y 9-500. El circuito se extiende y



alir **Figura 3.4.- Cartografía de la ubicación del Circuito Juy-Juy- 4030.**

Se pueden hacer las mediciones remotamente desde una computadora, porque los datos que registra el medidor la manda a la página de reportes de la CFE, donde desde cualquier lugar podemos acceder para verificar las condiciones del circuito.

3.2.-Instalación De Equipos De Medición.

En nuestro caso que estudiaremos la red de media tensión utilizaremos el medidor de calidad OM es un equipo que mide en la salida la cantidad de energía que se está despachando para el circuito. El equipo que está instalado en la tercera norte y segunda poniente es un gabinete OM media tensión que envía la información al sistema para un monitoreo remoto en este caso una Laptop. El equipo cuenta con tres bornes; dos de entradas de datos de la red; uno para el voltaje; transformador de potencia (tp), que se conecta con los conectores pericos uno a cada fase y los medidores de corriente; transformador de corriente (tc), la cual opera por medio de ganchos que se dejan instalados para que haga las mediciones durante el tiempo que se requiera y el cable de salida para la conexión vía intranet que sirve para descargar la información sin tener que subir al poste. El siguiente diagrama muestra la conexión aérea del equipo:

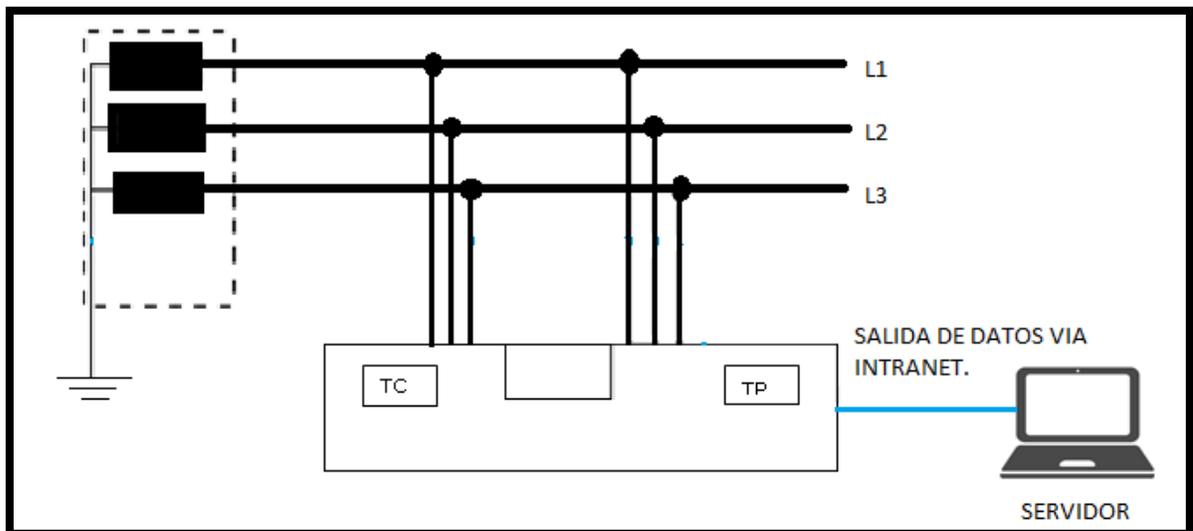


Fig. 3.5.- Diagrama trifilar de la instalación de los medidores de calidad señala la conexión de las líneas y de la salida de los datos.

El equipo se deja instalado en el poste, sujetado con las correderas para que quede fijo a una distancia donde no pueda ser sujeto de agresiones, para que nos pueda brindar la información de los parámetros que sean necesarios hacer las mediciones.

3.3.- Levantamiento De La Red

Se hizo el recorrido del circuito, comenzando desde la subestación TGU ubicada sobre la 5° norte poniente, en la lateral de lado derecho de poniente a oriente en donde el circuito hace la transición de subterráneo-aéreo teniendo de referencias el poste marcado con el número 0001 con el nombre del circuito (TGU-4050) con un equipo de seccionamiento tipo navajas (CN-NC). Haciendo el levantamiento del circuito; en el siguiente reporte se incluye: levantamiento de todos los postes, estructuras, kilómetros del troncal de media tensión, ramales con que cuenta el circuito, cantidad de transformadores y las capacidades de los mismos. Del mismo modo la subestación JUY-JUY la cual corresponde al área foránea y abarca el tramo Chicoasen – Bombaná. El circuito TGU-4050 tiene la configuración que se muestra en la siguiente figura:

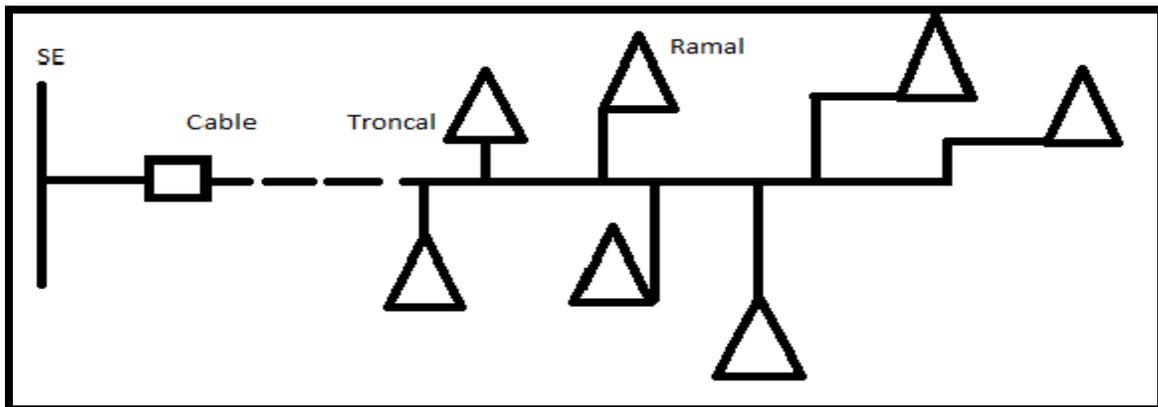


Fig.3.6 Esquematización del diagrama unifilar del Circuito TGU-4050 en media Tensión y sus Principales Elementos.

El levantamiento del circuito TGU-4050 realizado. Se recabo la siguiente información: Es un Circuito Principalmente Trifásico que alimenta a los comercios, locales, plazas, casas y particulares; Sin embargo lo que nos interesa es sus características en media tensión, la cual está constituida por 13460 metros de cables en media tensión en el cual 4.31 Km es de calibre ACSR 266, 2.52 Km ACSR 3/0,0.41 Km calibre ACSR 4/0, 1.76 Km de calibre ACSR 1/0, 1.85 Km de calibre 4

ACSR, 2,03 Km calibre 2 ACSR, 0.07 Km Calibre AAC 3/0, 0.27 Km Calibre 4CU y 0.24 Km de línea subterránea XLP15KV 500. La red consta de 132 transformadores entre los cuales 32 son trifásicos entre capacidades de 15 KVA hasta 112.5 KVA los restantes son transformadores monofásicos y bifásicos (monofásicos convencionales) con una carga de 4727.50 en transformadores, teniendo una carga total de 4883 KVA instalados.

Tabla 3.1.- Cuadro de Tipos de conductor que estructuran el circuito TGU4050 y su kilometraje por calibre.

Conductor Id	kM	% Loading		V Drop / kM		kM Exceeding Loading		
		Average	Max	Average	Max	50 Pct	67 Pct	80 Pct
1/0 ACSR	1.76	2	9	0.12	0.55	0.00	0.00	0.00
2 ACSR	2.03	3	21	0.19	1.21	0.00	0.00	0.00
266 ACSR	4.31	14	31	0.69	1.46	0.00	0.00	0.00
3/0 AAC	0.07	1	1	0.08	0.08	0.00	0.00	0.00
3/0 ACSR	2.52	4	18	0.06	0.42	0.00	0.00	0.00
4 ACSR	1.85	4	17	0.18	0.75	0.00	0.00	0.00
4 CU	0.27	3	12	0.06	0.14	0.00	0.00	0.00
4/0 ACSR	0.41	0	1	0.02	0.05	0.00	0.00	0.00
Tape 15kV 500	0.24	21	28	0.48	0.77	0.00	0.00	0.00

Respecto al circuito JUY-JUY 4030 los datos del levantamiento son los siguientes: El circuito es principalmente trifásico el cual alimenta en sector comprendido entre el Pueblo de Chicoasen Y el poblado de Bombaná está constituido por 29.74 Km de cable de Media Tensión los cuales 2210 metros son de ACSR 1/ 5330 metros de 2 ACSR, 977 metros de ACSR 2/0 y 21230 metros de ACSR 3/0. La red consta de 16 transformadores los cuales dos son de 16 KVA trifásicos mientras los restantes son monofásico y monofásicos convencionales con una carga instalada de 325.0 KVA en transformadores y una carga total de la red de 1129 KVA.

Tabla 3.2.- Cuadro de Tipos de conductor que estructuran el circuito JUY-JUY 4030 y su kilometraje por calibre.

Conductor Id	kM	% Loading		V Drop / kM		kM Exceeding Loading		
		Average	Max	Average	Max	50 Pct	67 Pct	80 Pct
1/0 ACSR	2.21	2	6	0.10	0.32	0.00	0.00	0.00
2 ACSR	5.33	1	3	0.09	0.19	0.00	0.00	0.00
2/0 ACSR	0.97	2	6	0.12	0.33	0.00	0.00	0.00
3/0 ACSR	21.23	3	10	0.13	0.51	0.00	0.00	0.00

3.4 Análisis Y Estudio De Datos Propios De La Red Actual.

De acuerdo a los datos obtenidos de los medidores de calidad y del programa SIMOCE (Sistema De Monitoreo De La Calidad de la Energía) sistema de la CFE para monitoreo de las condiciones de los circuitos nos muestra las condiciones en las que está operando el circuito y el comportamiento que tiene en las horas en que transcurre la operación. La gráfica Correspondiente al Circuito TGU-4050 correspondiente al mes de Febrero del año en curso es la siguiente; Ya que el análisis de caída de voltaje se hacen en demanda máxima podemos determinar que el voltaje en demanda máxima es de 14.088 KV con una Corriente de 141.414 Amperes una demanda de 3360.33 KW con reactivos de 748.231 KVAR y un factor de potencia de 0.99%.

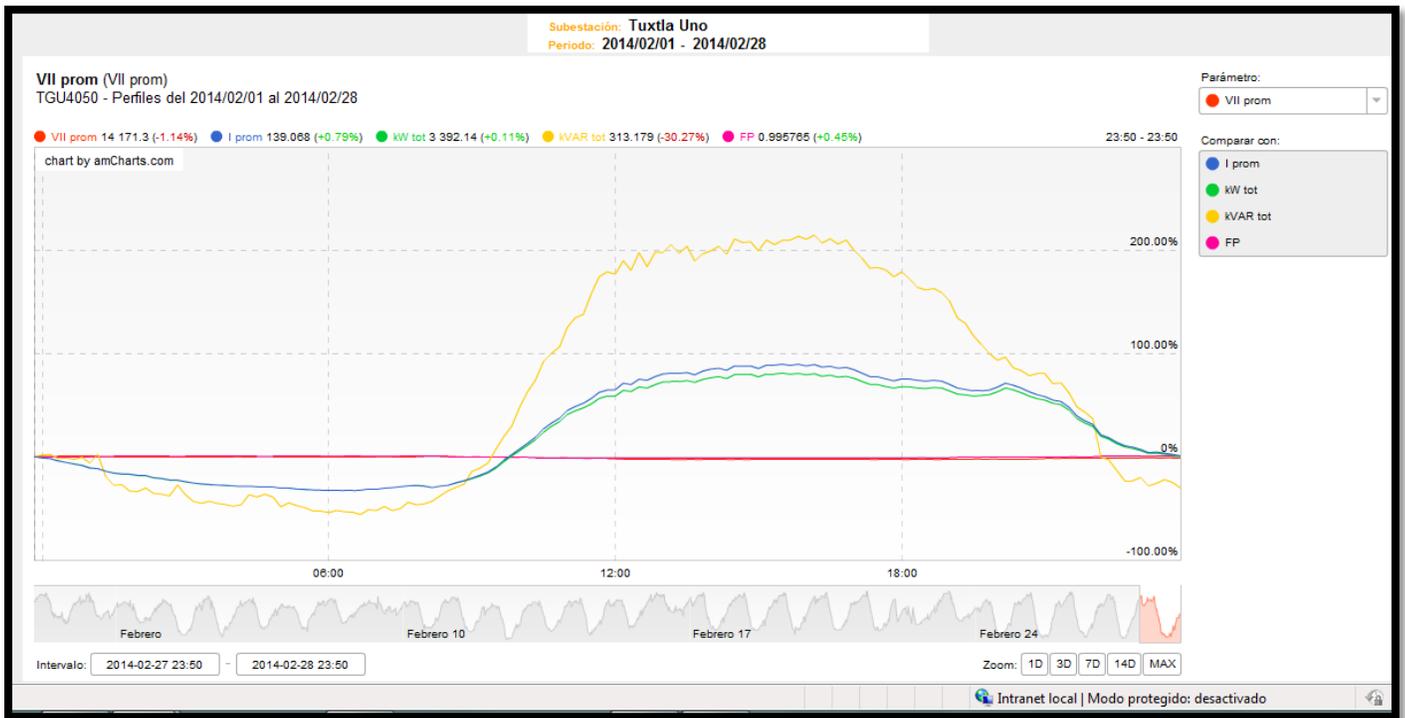


Fig. 3.7 Graficas de los valores de voltaje, corriente, KW, KVAR, FP, en horas de demanda máxima y mínima. Datos equivalentes al mes de febrero del 2014 en los que se realizó el estudio. Grafica con datos de demanda máxima.

En lo que respecta al circuito JUY-JUY 4030 la gráfica de la demanda del mes de febrero del 2014 es la siguiente; Ya que el análisis de caída de voltaje se hacen en demanda máxima podemos determinar que el voltaje en demanda máxima es de 14.475 KV con una Corriente de 46.3649 Amperes una demanda de 1102.14 KW con reactivos de 319.874 KVAR y un factor de potencia de .99%.

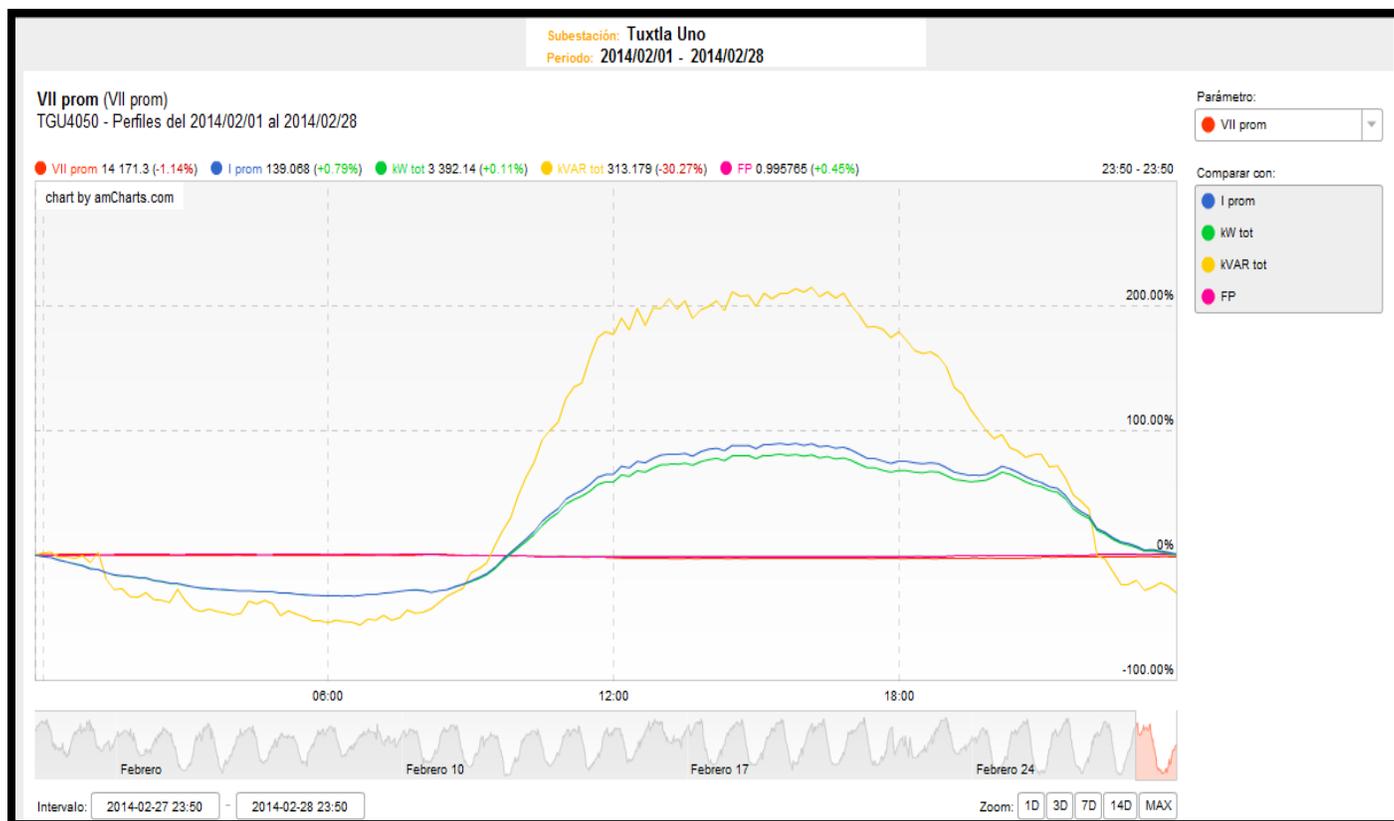


Fig. 3.8 Graficas de los valores de voltaje, corriente, KW, KVAR, FP, en horas de demanda máxima y mínima. Datos equivalentes al mes de febrero del 2014 en los que se realizó el estudio. Grafica con datos de demanda máxima.

3.5 - Desarrollo De Cálculos De Pérdidas Técnicas.

Tenemos que tener en cuenta todas las pérdidas que presenta nuestra red; todos los tipos de pérdidas se mencionadas en este reporte, sin embargo para recapitular las pérdidas técnicas se presentan en la red de media, son de transformación y conducción independientemente de la caída de tensión que tiene cada tramo del circuito, también se tienen perdidas en todos los transformadores por lo que se procede hacer los cálculos correspondientes para corroborar los datos que se obtuvieron en los recorridos.

3.5.1.- Cálculos de pérdidas técnicas de distribución en media tensión en el circuito TGU-4050.

Para hacer el cálculo de pérdidas técnicas de energía en las líneas de media tensión tenemos que conocer las características de la red, las cuales para el circuito TGU-4050 son las siguientes:

El voltaje que sale de la subestación del bus de carga es de **14,088.2 V** y se considera el voltaje de distribución de 13.200 volts entre fases, con **4883 KVA** instalados en toda la red y **3360.33 KW** de carga en demanda máxima, con un factor de potencia de la red del **.99%**.

Para poder hacer el cálculo de pérdidas, se tiene que tener en cuenta la corriente y la caída de tensión que tiene todo el circuito, para lo cual se tiene que tener presente las formulas las cuales se muestran a continuación:

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)}$$

Ecuacion 3.1 Ecuacion para determinar la corriente.

Donde:

I: Corriente por fase en ampere.

KVA: Potencia aparente en Kilo-volt-ampere

KV: Tensión entre fases en Volt.

Por lo tanto, teniendo en cuenta de que el circuito tiene instalados 4883 KVA con un voltaje en el inicio del troncal de 14,088.2 Volts promedio entre fases, la corriente que circula por el circuito es, teniendo en cuenta la fórmula 3.1.

$$I = \frac{4883 \text{ KVA}}{(1.732)(14,088.2 \text{ volt})} = \frac{4883 \text{ KVA}}{24.400 \text{ KV}} = 200.1229 \text{ ampere}$$

Y la caída de tensión teniendo en cuenta de que se está tomando al inicio del troncal, ocupando la fórmula 3.2 que se muestra a continuación.

$$V = (Z)(I)(L)$$

Ecuacion 3.2 Ecuacion para determinar la caida de tension.

Donde:

V: Caída de tensión. (V)

Z: Impedancia del conductor.

I: Corriente en ese punto. (A)

L: Distancia en Km.

Calculando la caída de tensión, conociendo la corriente y la impedancia del conductor para el troncal como se indica en la norma NOM0001CFE, aparte de la distancia que para el primer punto que se está tomando.

Tabla 3.3.- Cuadro de la norma NOM0001CFE de caída de tensión de acuerdo a calibre del conductor.

CAÍDA DE TENSIÓN POR AMPERE POR KILÓMETRO							
Conductor		Factor de potencia en %					
Calibre AWG o kCM	Material	75	80	85	90	95	100
1/0	CU	0,964	0,946	0,920	0,881	0,808	0,595
3/0	CU	0,778	0,753	0,718	0,668	0,590	0,375
250	CU	0,657	0,628	0,588	0,537	0,460	0,252
1/0	ACSR	1,247	1,247	1,237	1,213	1,154	0,953
3/0	ACSR	0,962	0,946	0,922	0,882	0,811	0,6
266,4	ACSR	0,740	0,718	0,687	0,644	0,573	0,375
336,8	ACSR	0,673	0,647	0,614	0,567	0,493	0,297
477	ACSR	0,588	0,56	0,523	0,474	0,401	0,209

Nota: El conductor AAC se considera similar al ACSR en este parámetro por lo tanto AAC 3/0 su impedancia es **0.6 Ω /Km**

Algunos calibres de conductor no aparecen en la tabla de la norma por lo tanto no tenemos su impedancia y procedemos a calcularla en base a la siguiente formula

$$Z = R\cos\phi + XL\text{Sen}\phi.$$

Ecuación 3.3 Ecuación para determinar impedancia en líneas de distribución.

Dónde:

R = Resistencia del conductor a la C.A. y a la temperatura de operación, en Ω /Km

XL = Reactancia inductiva del conductor, en Ω/Km

Fp = Cosφ

φ= Es el ángulo del factor de potencia (Fp).

Para conocer la resistencia del conductor y la reactancia inductiva procedemos a obtenerlas de la siguiente tabla.

Tabla 3.4.- Tabla de conductores de aluminio con la clasificación ACRS y sus características..

CÓDIGO MUNDIAL	CALIBRE AWG/Kcmil	CABLEADO AL/ACERO	CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE * (AMPERES)				RESISTENCIA Ohms/km			REACTANCIA A 60hz 305 mm DE ESPACIAMIENTO	
			SOL NO VIENTO	NO SOL NO VIENTO	SOL VIENTO	NO SOL VIENTO	20°C C.C.	25°C C.A.	75°C C.A.	INDUCTIVA Ohm/km	CAPACITIVA Mohm-km
Turkey	6	6/1	60	70	105	110	2.105 9	2.141 1	2.684 4	0.482 2	0.088 2
Swan	4	6/1	80	95	140	145	1.322 9	1.350 1	1.715 0	0.449 3	0.083 9
Swanate	4	7/1	85	95	140	145	1.309 9	1.334 8	1.739 9	0.462 3	0.083 9
Sparrow	2	6/1	110	130	185	195	0.831 4	0.850 0	1.106 1	0.416 3	0.080 2
Sparate	2	7/1	115	130	185	195	0.822 1	0.840 1	1.118 5	0.423 2	0.079 5
Robin	1	6/1	130	150	210	225	0.659 9	0.673 6	0.888 6	0.400 2	0.077 7
Raven	1/0	6/1	155	175	240	255	0.522 6	0.536 3	0.714 6	0.387 1	0.075 8
Quail	2/0	6/1	175	205	275	295	0.415 0	0.425 5	0.581 0	0.373 5	0.073 3
Pigeon	3/0	6/1	205	235	315	340	0.329 1	0.336 6	0.469 1	0.360 4	0.071 5
Penguin	4/0	6/1	240	275	360	385	0.260 9	0.268 8	0.334 0	0.344 2	0.069 0
Waxwing	266.8	18/1	300	345	450	480	0.211 1	0.216 1	0.258 5	0.296 4	0.067 7
Partridge	266.8	26/7	305	355	455	490	0.209 0	0.213 8	0.255 4	0.288 9	0.066 5
Ostrich	300.0	26/7	330	385	490	530	0.186 0	0.189 9	0.227 4	0.284 6	0.065 9
Merlin	336.4	18/1	350	410	520	560	0.167 3	0.171 3	0.205 1	0.287 7	0.065 9
Linnet	336.4	26/7	360	420	530	570	0.166 0	0.169 3	0.203 2	0.280 2	0.064 6
Oriole	336.4	30/7	365	425	535	580	0.164 7	0.168 4	0.201 3	0.276 5	0.064 0
Chickadee	397.5	18/1	395	460	575	625	0.141 6	0.145 2	0.173 4	0.280 9	0.064 0
Ibis	397.5	26/7	405	470	585	635	0.140 4	0.143 9	0.172 1	0.274 1	0.063 4
Lark	397.5	30/7	410	480	595	645	0.139 4	0.142 9	0.170 3	0.270 3	0.062 8
Pelican	477.0	18/1	445	520	645	700	0.118 0	0.121 3	0.144 8	0.274 0	0.062 1
Flicker	477.0	24/7	455	530	665	710	0.117 4	0.120 3	0.144 2	0.268 4	0.061 6
Hawk	477.0	26/7	455	535	660	715	0.117 0	0.119 7	0.143 5	0.267 2	0.061 4
Hen	477.0	30/7	465	545	665	725	0.116 1	0.118 6	0.142 3	0.263 5	0.060 9
Osprey	556.5	18/1	495	580	710	775	0.101 2	0.104 1	0.124 3	0.268 4	0.061 0
Parakeet	556.5	24/7	505	590	720	785	0.100 7	0.103 4	0.123 7	0.262 8	0.060 2

Tabla 3.5.- Tabla de conductores de cobre con la clasificación CU y sus características.

CALIBRE AWG	SECCIÓN TRANSVERSAL		DIÁMETRO NOMINAL		PESO NOMINAL	DURO		SEMIDURO		SUAVE
	mm ²	Circular-mils	mm	Pulg.	kg/km	RESISTENCIA A 20°C y C.C. Ohm/km	ESFUERZO A RUPTURA MPa	RESISTENCIA A 20°C y C.C. Ohm/km	ESFUERZO A RUPTURA MPa	RESISTENCIA A 20°C y C.C. Ohm/km
4/0	107.20	211 600	11.684	0.460 0	953.2	0.165 5	340	0.164 7	340	0.160 8
3/0	85.01	167 800	10.404	0.409 6	755.8	0.208 7	350	0.207 7	345	0.202 8
2/0	67.43	133 100	9.266	0.364 8	599.5	0.263 2	365	0.261 8	350	0.255 7
1/0	53.48	105 600	8.252	0.324 9	475.5	0.331 7	375	0.330 1	360	0.322 4
1	42.41	83 690	7.348	0.289 3	377.0	0.422 9	385	0.420 6	365	0.406 5
2	33.63	66 360	6.543	0.257 6	289.9	0.533 2	395	0.530 5	370	0.512 8
3	27.67	52 620	5.827	0.229 4	237.1	0.672 3	405	0.688 7	380	0.646 4
4	21.15	41 740	5.189	0.204 3	188.0	0.847 8	415	0.843 2	380	0.815 3
5	16.77	33 090	4.620	0.181 9	149.0	1.068 9	420	1.063 3	385	1.027 9
6	13.30	26 240	4.115	0.162 0	118.2	1.347 8	430	1.340 9	385	1.296 3
7	10.55	20 820	3.665	0.144 3	93.8	1.699 8	435	1.691 0	390	1.634 5
8	8.37	16 510	3.264	0.128 5	74.4	2.143 4	440	2.132 3	390	2.061 1
9	6.63	13 090	2.906	0.114 4	59.0	2.702 8	440	2.688 7	395	2.598 8
10	5.26	10 380	2.588	0.101 9	46.8	3.408 9	445	3.389 2	395	3.277 3
11	4.17	8 230	2.304	0.090 7	37.1	4.298 1	450	4.275 1	400	4.134 0
12	3.31	6 530	2.052	0.080 8	29.4	5.420 2	455	5.380 0	400	5.210 2
13	2.63	5 180	1.829	0.072 0	23.3	6.834 3	455	6.788 2	400	6.571 8
14	2.08	4 110	1.628	0.064 1	18.5	8.615 9	455	8.573 2	405	8.284 5
15	1.65	3 260	1.450	0.057 1	14.7	10.866 6	460	10.810 8	405	10.446 7
16	1.31	2 580	1.290	0.050 8	11.6	13.701 4	460	13.629 2	410	13.176 4

Los calibres a calcular impedancia son los siguientes:

4/0 ACSR; 2 ACSR; 4 ACSR; 2 CU; 4 CU.

Cálculo de 4/0 ACSR.

$Z = R \cos \phi + X L \sin \phi$ por lo tanto

$$Z = (0.2609) (\cos.99) + (0.3442) (\sin.99) = \mathbf{0.2668 \Omega /Km}$$

Calculo de 2 ACSR.

$Z = R \cos \phi + X L \sin \phi$ por lo tanto

$$Z = (0.8221) (\cos.99) + (0.4232) (\sin.99) = \mathbf{0.8291 \Omega /Km}$$

Calculo de 4 ACSR.

$Z = R \cos \phi + X L \sin \phi$ por lo tanto

$$Z = (1.309) (\cos.99) + (0.4623) (\sin.99) = \mathbf{1.3167 \Omega /Km}$$

Calculo de 4 CU.

$Z = R \cos \phi + X L \sin \phi$ por lo tanto

$$Z = (0.8478) (\cos.99) + (0) (\sin.99) = \mathbf{0.8476 \Omega /Km}$$

NOTA: para la admitancia inductiva en los conductores de CU al no encontrarla se optó por aplicar esta propiedad. En la ausencia de los datos para los calibres su usa esta tabla con base a la sección transversal del conductor.

Tabla 3.6.- Valores aproximados de reactancia inductiva.

Sección	Reactancia inductiva (X)
$S \leq 120 \text{ mm}^2$	$X \cong 0$
$S = 150 \text{ mm}^2$	$X \cong 0,15 \text{ R}$
$S = 185 \text{ mm}^2$	$X \cong 0,20 \text{ R}$
$S = 240 \text{ mm}^2$	$X \cong 0,25 \text{ R}$

Para la sección subterránea el calibre de conductor es XLP 15 KV 500 por lo tanto 2 AWG a 1000 KCM, para 15 KV de cobre cubierta de PVC su impedancia es de $Z = 0.62 \Omega / \text{Km}$. De acuerdo a la siguiente tabla.

Tabla 3.7.- Tabla para conductores trifásicos subterráneos y sus respectivas impedancias y características propias LATINCASA.

Calibre AWG o kcmil	Ohms al neutro / km													
	Reactancia inductiva (X _L) para todos los conductores Ohm/km		Resistencia a la c.a. a 75°C de conductores de cobre Ohm / km			Resistencia a la c.a. a 75°C de conductores de aluminio Ohm / km			Impedancia (Z) de conductores de cobre fp=0,9 Ohm / km			Impedancia (Z) de conductores de aluminio fp=0,9 Ohm / km		
	Conduit de PVC o aluminio	Conduit de acero	Conduit de PVC	Conduit de aluminio	Conduit de acero	Conduit de PVC	Conduit de aluminio	Conduit de acero	Conduit de PVC	Conduit de aluminio	Conduit de acero	Conduit de PVC	Conduit de aluminio	Conduit de acero
14	0.190	0.240	10.2	10.2	10.2	—	—	—	9.3	9.3	9.3	—	—	—
12	0.177	0.223	6.6	6.6	6.6	—	—	—	6.0	6.0	6.0	—	—	—
10	0.164	0.207	3.9	3.9	3.9	—	—	—	3.6	3.6	3.6	—	—	—
8	0.171	0.213	2.56	2.56	2.56	—	—	—	2.38	2.38	2.40	—	—	—
6	0.167	0.210	1.61	1.61	1.61	2.66	2.66	2.66	1.52	1.52	1.54	2.47	2.47	2.49
4	0.157	0.197	1.02	1.02	1.02	1.67	1.67	1.67	0.99	0.99	1.00	1.57	1.57	1.59
2	0.148	0.187	0.62	0.66	0.66	1.05	1.05	1.05	0.62	0.66	0.68	1.01	1.01	1.03
1/0	0.144	0.180	0.39	0.43	0.39	0.66	0.69	0.66	0.41	0.45	0.43	0.66	0.68	0.67
2/0	0.141	0.177	0.33	0.33	0.33	0.52	0.52	0.52	0.36	0.36	0.37	0.53	0.53	0.55
3/0	0.138	0.171	0.253	0.269	0.259	0.43	0.43	0.43	0.288	0.302	0.308	0.45	0.45	0.46
4/0	0.135	0.167	0.203	0.22	0.207	0.33	0.36	0.33	0.242	0.257	0.259	0.36	0.38	0.37
250	0.135	0.171	0.171	0.187	0.177	0.279	0.295	0.282	0.213	0.227	0.234	0.310	0.324	0.328
300	0.135	0.167	0.144	0.161	0.148	0.233	0.249	0.236	0.188	0.204	0.206	0.269	0.283	0.285
350	0.131	0.164	0.125	0.141	0.128	0.200	0.217	0.207	0.170	0.184	0.187	0.237	0.252	0.258
400	0.131	0.161	0.108	0.125	0.115	0.177	0.194	0.180	0.154	0.170	0.174	0.216	0.232	0.232
500	0.128	0.157	0.089	0.105	0.095	0.141	0.157	0.148	0.136	0.150	0.154	0.183	0.197	0.202
600	0.128	0.157	0.075	0.092	0.082	0.118	0.135	0.125	0.123	0.139	0.142	0.162	0.177	0.181
750	0.125	0.157	0.062	0.079	0.069	0.095	0.112	0.102	0.110	0.126	0.131	0.140	0.155	0.160
1000	0.121	0.151	0.049	0.062	0.059	0.075	0.089	0.082	0.097	0.109	0.119	0.120	0.133	0.140

Para calcular las caídas de tensión en el circuito procedemos a utilizar el programa SYNERGY ELECTRIC 4.0 de CFE. Para establecer las caídas de voltaje de una forma más apreciable y luego de manera escrita para su mayor entendimiento. El programa SYNERGEE utiliza los datos del sistema SIMOSE (Sistema de Monitoreo de la Calidad de la Energía) para la mayor eficacia en la información que es la información que mandan los medidores que se encuentran instalados en la subestación.

Analizando si tenemos un voltaje en la salida del troncal de **14.088 KV**, en demanda máxima al igual que los factores de **3360.33 KW** totales y **748.231 KVAR** totales en demanda máxima con un factor de potencia de .99 %.

El primer diagrama muestra el circuito TGU-4050 tal y como está distribuido de una manera generalizada en la ciudad mientras tanto el segundo diagrama muestra en circuito coloreado respecto al voltaje que le está llegando en los tramos específicos de dicho circuito de manera lógica se puede determinar que el área roja es la que más voltaje llega y menos caída de tensión tiene y la azul por consecuencia más caída de tensión tiene claro falta tomar más factores como calibre del conductor y la carga que tiene cada tramo del circuito el programa SYNERGEE 4.0 que se utiliza para calcular caídas de voltaje y pérdidas proporciona valores en forma porcentual dichos valores están plasmados en el recuadro del segundo circuito y se analizarán a continuación.

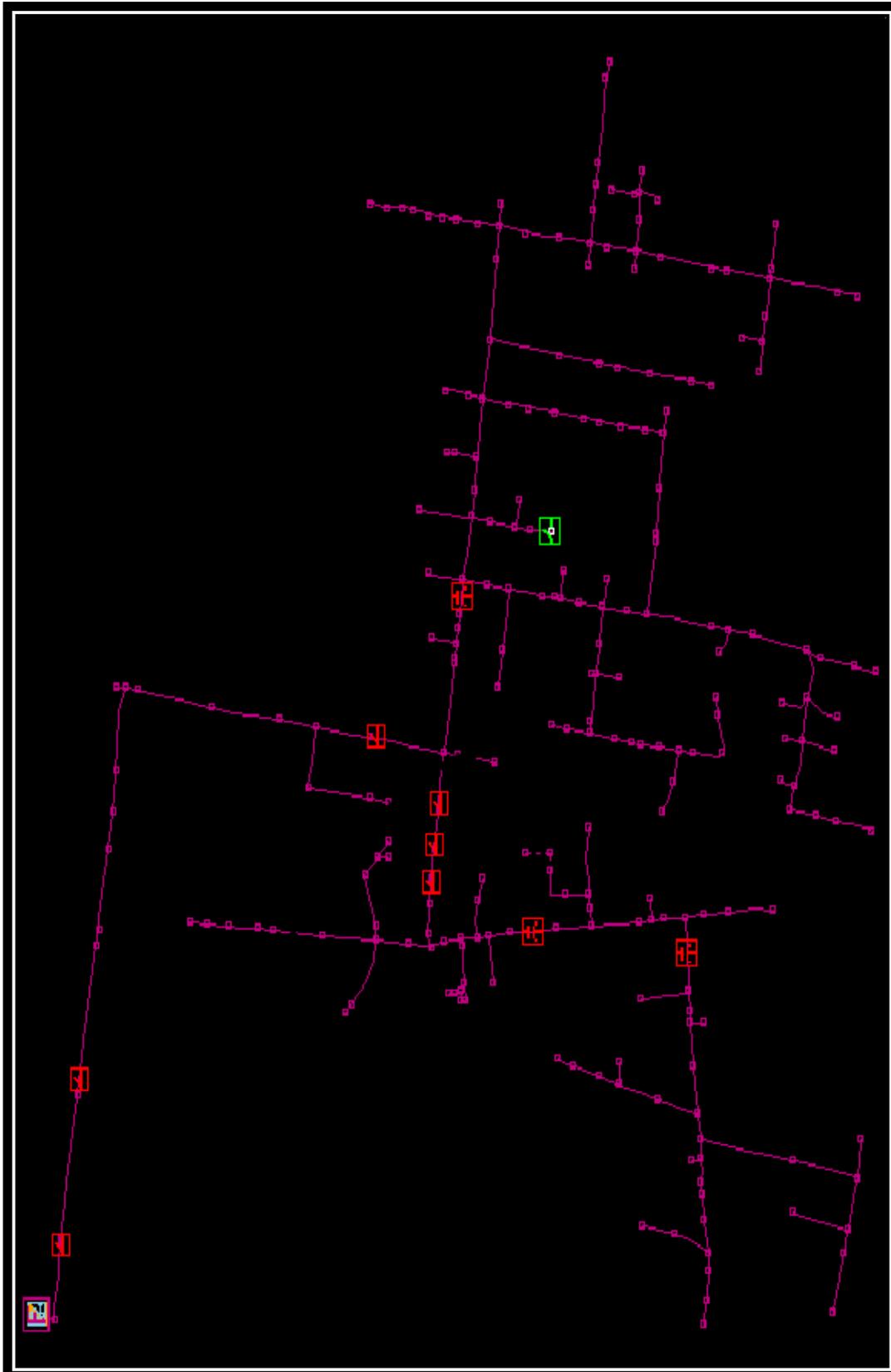


Fig.3
.9.- Diagrama unifilar del Circuito TGU-4050 visto desde el programa SYN EER GY 4

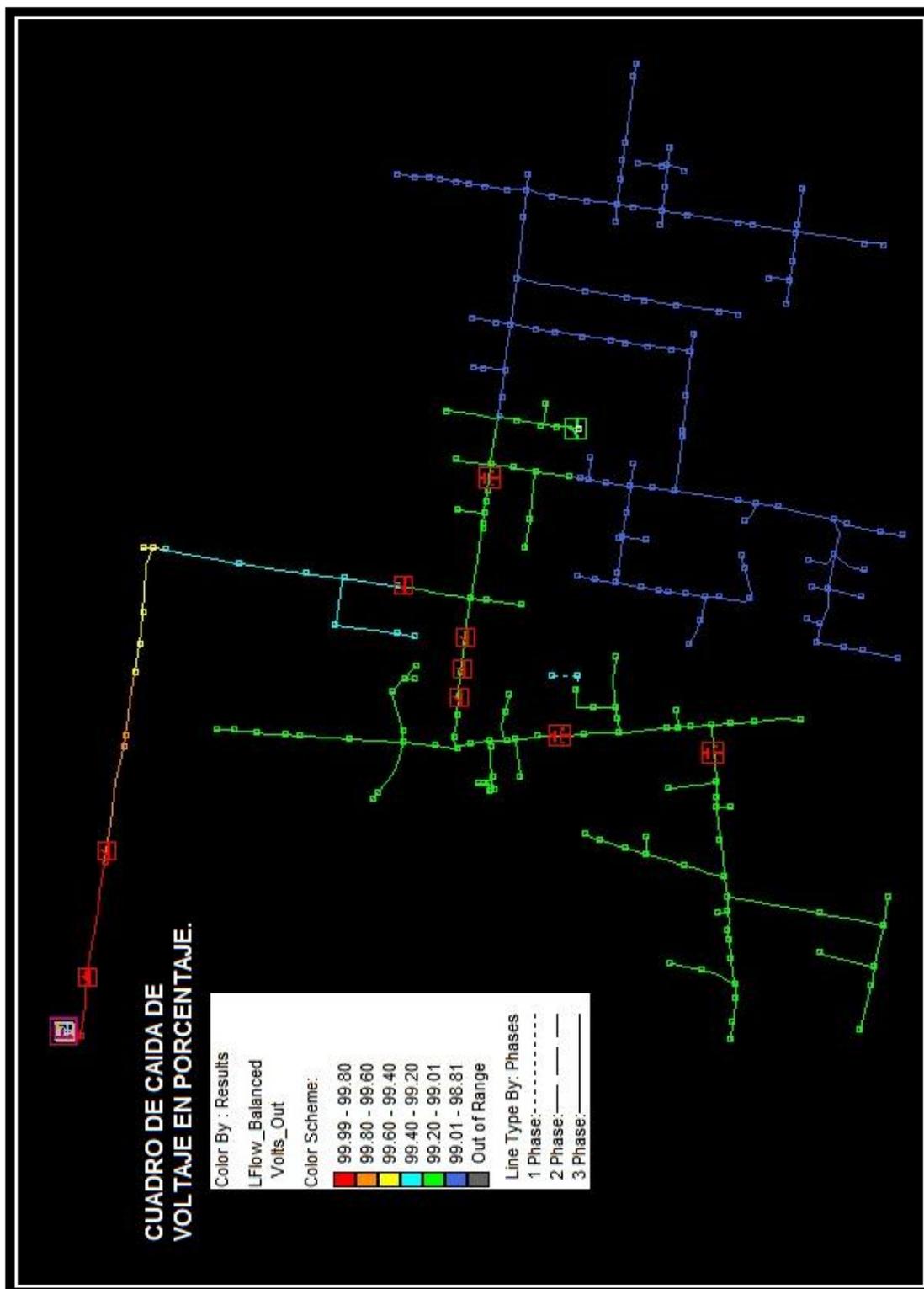


Fig. 3.10.- Diagrama unifilar del Circuito TGU-4050 visto desde el programa SYNEERGY 4.0 coloreado por caídas de voltaje.

El programa SYNERGEE utiliza los datos del sistema SIMOCE (Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía) para la mayor eficacia en la información que es la información que mandan los medidores que se encuentran instalados en la subestación.

Analizando si tenemos un voltaje en la salida del troncal de 14.088 KV y el circuito se encuentra en el color rojo en un porcentaje del 99.99% entonces los analizando los valores de voltaje en todos los colores es de:

$$\text{caida de voltaje color rojo} = \frac{14088.2 * 99.99}{100} = \frac{1408679.118}{100} = 14086.7911 \text{ V}$$

$$\text{caida de voltaje color naranja} = \frac{14088.2 * 99.80}{100} = \frac{1407270.298}{100} = 14060.0336 \text{ V}$$

$$\text{caida de voltaje color amarillo} = \frac{14088.2 * 99.60}{100} = \frac{1403184.72}{100} = 14031.8472 \text{ V}$$

$$\text{caida de voltaje color celeste} = \frac{14088.2 * 99.40}{100} = \frac{1400367.08}{100} = 14003.6708 \text{ V}$$

$$\text{caida de voltaje color verde} = \frac{14088.2 * 99.20}{100} = \frac{1397549.44}{100} = 13975.4944 \text{ V}$$

$$\text{caida de voltaje color azul} = \frac{14088.2 * 99.01}{100} = \frac{1394872.682}{100} = 13948.72682 \text{ V}$$

NOTA: cabe destacar que los voltaje que llegan a cada sección del circuito son los máximos ya que cada sección tienen un margen porcentual por ejemplo el área roja tiene un margen de 99.99 % - 99.80 % y así consecutivamente las diversas secciones.

Mediante el programa SYNERGEE 4.0 se procedió a elaborar las en conducción del circuito TGU-4050 el programa elabora sus resultados mediante el método de

interacciones el cual nos arrojó el siguiente resultado cabe señalar que estos resultados son del programa por lo tanto también se procedió a elaborar estas pérdidas de manera analítica y mediante el cálculo de los diferentes secciones.

Tabla 3.8.- Cuadro de pérdidas arrojado por SYNERGEE 4.0 del circuito TGU-4050.

Source Id	Demand			Load		kW Loss				
	kW	% pf	Amps	kW	kvar	Total	%	Line	Tran	Reg
Feeders for TGU42010										
TGU04050 PARQUE MORELOS	3360	98	142	3333	4306	27	0.81	27	0	0

El cuadro de pérdidas arrojado por el programa SYNERGEE 4.0 nos da los datos de las perdidas en conducción las cuales son del 0.81% de 100.00% de todo el circuito es decir 27 KW perdidos en todo el circuito dicho lo anterior procedemos a elaborarlo de forma analítica.

Para la elaboración de las perdidas en KW primeramente procedemos a calcular la corriente (I) de cada sección del circuito sin embargo primero procedemos a calcular la caída de tensión en cada sección las secciones están divididas acorde a los colores arrojado por el programa SYNERGEE 4.0 así que procedemos a utilizar las formulas antes mencionadas para su respectivo calculo.

SECCIÓN ROJA

Calculo de Corriente.

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{3400}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{3400}{24.401} = \mathbf{139.33 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.62)(139.33)(0.3897) = \mathbf{33.66 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.62 Ω/Km
KVA	3400
Longitud	0.3897 Km
Conductor XLP 15KV	
Impedancia (Z)	0.62 Ω/Km

SECCIÓN NARANJA

Calculo de Corriente.

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{3400}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{3400}{24.401} = \mathbf{139.33 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(139.33)(0.3892) = \mathbf{20.335 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	3400
Longitud	0.3892 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

SECCIÓN AMARILLA

Calculo de Corriente.

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{3400}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{3400}{24.401} = \mathbf{139.33 A}$$

Calculo de caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	3400
Longitud	0.2988 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

$$V = (0.375)(139.33)(0.2988) = \mathbf{15.611 V}$$

SECCIÓN CELESTE

SECCIÓN 1

En esta sección se hace por tramos y se separa por calibre, carga KVA y tipo de distribución trifásica, bifásica y monofásica.

Distribución Trifásica.

Corriente.

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{3300}{\sqrt{3}(14.0882)KV} = \frac{3300}{24.401} = \mathbf{135.240 A}$$

Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(135.240)(0.2852) = \mathbf{14.4639 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	3300
Longitud	0.2852 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

SECCIÓN 2

Corriente.

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{3200}{\sqrt{3}(14.0882)KV} = \frac{3200}{24.401} = \mathbf{131.142 A}$$

Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(131.240)(0.1819) = \mathbf{8.952 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	3200
Longitud	0.1819 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

SECCIÓN 3

Corriente.

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{1000}{\sqrt{3}(14.0882)KV} = \frac{1000}{24.401} = \mathbf{40.981 A}$$

Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(40.981)(0.0375) = \mathbf{0.5762 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	1000
Longitud	0.0375 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

SECCIÓN 4

Corriente.

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{1000}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{1000}{24.401} = \mathbf{40.981 A}$$

Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(40.981)(0.0973) = \mathbf{3.3059 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	1000
Longitud	0.0973 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

SECCIÓN 5

Corriente.

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{1000}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{1000}{24.401} = \mathbf{40.981 A}$$

Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(40.981)(0.1229) = \mathbf{3.0219 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.2087 Ω/Km
KVA	1000
Longitud	0.1229 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

LÍNEA MONOFÁSICA.

Se Utiliza los KVA % el voltaje de fase de línea.

$$I \frac{KVA}{KV/\sqrt{3}} = \frac{20}{(14.0882)/\sqrt{3}} = \frac{20}{8.1338} = \mathbf{2.4588 A}$$

Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (1.3167)(2.4588)(0.0757) = \mathbf{0.2450 V}$$

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
KVA	20
Longitud	0.0757 Km
Conductor 4 ACSR	
Impedancia (Z)	1.3167 Ω/Km

SECCIÓN VERDE

Calibre 266 ACSR

Calculo de Corriente.

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{3100}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{3100}{24.401} = \mathbf{127.041 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(127.041)(0.1517) = \mathbf{7.2270 V}$$

Calibre 266 ACSR

Calculo de Corriente.

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{1300}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{1300}{24.401} = \mathbf{53.2765 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(53.2765)(0.1925) = \mathbf{3.8458 V}$$

Calibre 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{1200}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{1200}{24.401} = \mathbf{49.1783 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(49.1783)(0.0666) = \mathbf{1.2282 V}$$

Calibre 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{1800}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{1800}{24.401} = \mathbf{73.7674 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(73.7674)(0.2183) = \mathbf{6.0387 V}$$

Calibre 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{1700}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{1700}{24.401} = \mathbf{69.669 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(69.669)(0.0543) = \mathbf{1.4186 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	3100
Longitud	0.1517 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	1300
Longitud	0.1925 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	1200
Longitud	0.0666 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	1800
Longitud	0.2183 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	1700
Longitud	0.0543 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

Calibre 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{1600}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{1600}{24.401} = \mathbf{65.5718 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(65.5718)(0.0998) = \mathbf{2.4539 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	1600
Longitud	0.0998 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

Calibre 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{113}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{113}{24.401} = \mathbf{4.630 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(4.630)(0.1374) = \mathbf{0.2386 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	113
Longitud	0.1374 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

Calibre 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{1690}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{1690}{24.401} = \mathbf{69.2594 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(69.2594)(0.0921) = \mathbf{2.39204 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	1690
Longitud	0.0921 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

Calibre 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{1000}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{1000}{24.401} = \mathbf{40.9819 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(40.9819)(0.0687) = \mathbf{1.0557 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	1000
Longitud	0.0687 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

Calibre 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{75}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{75}{24.401} = \mathbf{3.0736 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(3.0736)(0.0893) = \mathbf{0.1029 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	75
Longitud	0.0893 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

Calibre 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{248}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{248}{24.401} = \mathbf{10.1635 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(10.1635)(0.0382) = \mathbf{0.14559 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	248
Longitud	0.0382 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

Calibre 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{120}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{120}{24.401} = \mathbf{4.9178 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(4.9178)(0.0502) = \mathbf{0.09257 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	120
Longitud	0.0502 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

Calibre 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{45}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{45}{24.401} = \mathbf{1.8441 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(1.8441)(0.0428) = \mathbf{0.02959 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	45
Longitud	0.0428 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

Calibre 3/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{500}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{500}{24.401} = \mathbf{20.4909 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(20.4909)(0.0454) = \mathbf{0.5581 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	500
Longitud	0.0454 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

Calibre 3/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{400}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{400}{24.401} = \mathbf{16.3927 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(16.3927)(0.0656) = \mathbf{0.64521 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	400
Longitud	0.0656 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

Calibre 3/0 ACSR

DATOS	
-------	--

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{100}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{100}{24.401} = \mathbf{4.0981 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(4.0981)(0.4199) = \mathbf{1.03247 V}$$

Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	100
Longitud	0.4199 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

Calibre 3/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{200}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{200}{24.401} = \mathbf{8.19638 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(8.19638)(0.1081) = \mathbf{0.53161 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	200
Longitud	0.1081 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

Calibre 3/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{1200}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{1200}{24.401} = \mathbf{49.17831 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(49.17831)(0.0651) = \mathbf{1.92090 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	1200
Longitud	0.0651 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

Calibre 3/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{1300}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{1300}{24.401} = \mathbf{53.27650 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(53.27650)(0.1898) = \mathbf{6.0671 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	1300
Longitud	0.1898 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

Calibre 3/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{45}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{45}{24.401} = \mathbf{1.8441 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(1.8441)(0.1131) = \mathbf{0.125146 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	45
Longitud	0.1131 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

Calibre 3/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{700}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{700}{24.401} = \mathbf{28.68734 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(28.68734)(0.1433) = \mathbf{2.4665 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	700
Longitud	0.1433 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

Calibre 3/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{120}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{120}{24.401} = \mathbf{4.91783 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(4.91783)(0.0972) = \mathbf{0.28680 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	120
Longitud	0.0972 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

Calibre 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{100}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{100}{24.401} = \mathbf{4.0981 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(4.0981)(0.0375) = \mathbf{0.14645 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	100
Longitud	0.0375 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

Calibre 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{45}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{45}{24.401} = \mathbf{1.8441 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(1.8441)(0.0645) = \mathbf{0.11454 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	45
Longitud	0.0645 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

Calibre 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{75}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{75}{24.401} = \mathbf{3.07364 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(3.07364)(0.0319) = \mathbf{0.09344 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	75
Longitud	0.0319 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

Calibre 4 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{100}{\sqrt{3}(14.0882)KV} = \frac{100}{24.401} = 4.09819 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (1.3167)(4.09819)(0.1064) = 0.5741 V$$

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
KVA	100
Longitud	0.1064 Km
Conductor 4 ACSR	
Impedancia (Z)	1.3167 Ω/Km

Calibre 4 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{8.2}{\sqrt{3}(14.0882)KV} = \frac{8.2}{24.401} = 0.3360 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (1.3167)(0.3360)(0.0755) = 0.03340 V$$

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
KVA	8.2
Longitud	0.0755 Km
Conductor 4 ACSR	
Impedancia (Z)	1.3167 Ω/Km

Calibre 4 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{55}{\sqrt{3}(14.0882)KV} = \frac{55}{24.401} = 2.2540 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (1.3167)(2.2540)(0.1771) = 0.525606 V$$

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
KVA	55
Longitud	0.1771 Km
Conductor 4 ACSR	
Impedancia (Z)	1.3167 Ω/Km

Calibre 4 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{90}{\sqrt{3}(14.0882)KV} = \frac{90}{24.401} = 3.6883 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (1.3167)(3.6883)(0.0489) = 0.23748 V$$

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
KVA	90
Longitud	0.0489 Km
Conductor 4 ACSR	
Impedancia (Z)	1.3167 Ω/Km

Calibre 4 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{45}{\sqrt{3}(14.0882)KV} = \frac{45}{24.401} = 1.8441 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (1.316)(1.8441)(0.1875) = 0.4552 V$$

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
KVA	45
Longitud	0.1875 Km
Conductor 4 ACSR	
Impedancia (Z)	1.316 Ω/Km

Calibre 4 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{733}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{733}{24.401} = \mathbf{30.0397 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (1.316)(30.0397)(0.1146) = \mathbf{4.5321 V}$$

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
KVA	733
Longitud	0.1146 Km
Conductor 4 ACSR	
Impedancia (Z)	1.316 Ω/Km

Calibre 4 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{688}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{688}{24.401} = \mathbf{28.1955 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (1.316)(28.1955)(0.0495) = \mathbf{1.8374 V}$$

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
KVA	688
Longitud	0.0495 Km
Conductor 4 ACSR	
Impedancia (Z)	1.316 Ω/Km

Calibre 4 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{113}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{113}{24.401} = \mathbf{4.6309 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (1.316)(4.6309)(0.1611) = \mathbf{0.9821 V}$$

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
KVA	113
Longitud	0.1611 Km
Conductor 4 ACSR	
Impedancia (Z)	1.316 Ω/Km

Calibre 4 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{38}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{38}{24.401} = \mathbf{1.5573 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (1.316)(1.5573)(0.1889) = \mathbf{0.3872 V}$$

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
KVA	38
Longitud	0.1889 Km
Conductor 4 ACSR	
Impedancia (Z)	1.316 Ω/Km

Calibre 4 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{545}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{545}{24.401} = \mathbf{22.335 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (1.316)(22.335)(0.0404) = \mathbf{1.18793 V}$$

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
KVA	545
Longitud	0.0404 Km
Conductor 4 ACSR	
Impedancia (Z)	1.316 Ω/Km

Calibre 4 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{65}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{65}{24.401} = 2.6638 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (1.316)(2.6638)(0.0842) = 0.29528 V$$

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
KVA	65
Longitud	0.0842 Km
Conductor 4 ACSR	
Impedancia (Z)	1.316 Ω/Km

Calibre 4 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{15}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{15}{24.401} = 0.6147 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (1.316)(0.6147)(0.1131) = 0.0915 V$$

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
KVA	15
Longitud	0.1131 Km
Conductor 4 ACSR	
Impedancia (Z)	1.316 Ω/Km

Calibre 4 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{50}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{50}{24.401} = 2.049 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (1.316)(2.049)(0.1315) = 0.3547 V$$

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
KVA	50
Longitud	0.1315 Km
Conductor 4 ACSR	
Impedancia (Z)	1.316 Ω/Km

Calibre 4 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{368}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{368}{24.401} = 15.0813 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (1.316)(15.0813)(0.0311) = 0.6174 V$$

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
KVA	368
Longitud	0.0311 Km
Conductor 4 ACSR	
Impedancia (Z)	1.316 Ω/Km

Calibre 4 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{323}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{323}{24.401} = 13.237 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (1.316)(13.237)(0.0191) = 0.3328 V$$

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
KVA	323
Longitud	0.0191 Km
Conductor 4 ACSR	
Impedancia (Z)	1.316 Ω/Km

Calibre 4 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{248}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{248}{24.401} = \mathbf{10.1635 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (1.316)(10.1635)(0.0388) = \mathbf{0.5191 V}$$

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
KVA	248
Longitud	0.0388 Km
Conductor 4 ACSR	
Impedancia (Z)	1.316 Ω/Km

Calibre 4 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{203}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{203}{24.401} = \mathbf{8.3193 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (1.316)(8.3193)(0.0529) = \mathbf{0.57938 V}$$

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
KVA	203
Longitud	0.0529 Km
Conductor 4 ACSR	
Impedancia (Z)	1.316 Ω/Km

Calibre 2 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{30}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{30}{24.401} = \mathbf{1.2294 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(1.2294)(0.0292) = \mathbf{0.0297 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	30
Longitud	0.0292 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

Calibre 2 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{178}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{178}{24.401} = \mathbf{7.2947 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(7.2947)(0.1874) = \mathbf{1.1334 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	178
Longitud	0.1874 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

Calibre 2 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{103}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{103}{24.401} = \mathbf{4.2211 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(4.2211)(0.1303) = \mathbf{0.4560 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	103
Longitud	0.1303 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

Calibre 2 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{75}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{75}{24.401} = \mathbf{3.0736 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(3.0736)(0.1381) = \mathbf{0.35192 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	75
Longitud	0.1381 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

Calibre 2 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{128}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{128}{24.401} = \mathbf{5.2456 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(5.2456)(0.0289) = \mathbf{0.12569 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	128
Longitud	0.0289 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

Calibre 2 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{113}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{113}{24.401} = \mathbf{4.6309 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(4.6309)(0.1365) = \mathbf{0.5240 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	113
Longitud	0.1365 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

Calibre 2 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{113}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{113}{24.401} = \mathbf{4.630 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(4.630)(0.0749) = \mathbf{0.2875 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	S/C Por carga puntual su corriente es 198
Longitud	0.0749 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

Calibre 4 CU

DATOS	
Resistencia	0.8478 Ω/Km
KVA	198
Longitud	0.0293 Km

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{198}{\sqrt{3}(14.0882)KV} = \frac{198}{24.401} = \mathbf{8.1144 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8476)(8.1144)(0.0293) = \mathbf{0.2015 V}$$

Calibre 4 CU

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{168}{\sqrt{3}(14.0882)KV} = \frac{168}{24.401} = \mathbf{6.8849 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8476)(6.8849)(0.0215) = \mathbf{0.12546 V}$$

Calibre 4 CU

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{113}{\sqrt{3}(14.0882)KV} = \frac{113}{24.401} = \mathbf{4.6309 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8476)(4.6309)(0.1034) = \mathbf{0.4050 V}$$

Calibre 4 CU

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{500}{\sqrt{3}(14.0882)KV} = \frac{500}{24.401} = \mathbf{20.4909 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8476)(20.4909)(0.0441) = \mathbf{0.76593 V}$$

Calibre 4 CU

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{90}{\sqrt{3}(14.0882)KV} = \frac{90}{24.401} = \mathbf{3.6883 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8476)(3.6883)(0.0374) = \mathbf{0.1169 V}$$

Calibre 4 CU

Conductor 4 CU	
Impedancia (Z)	0.8476 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.8478 Ω/Km
KVA	168
Longitud	0.0215 Km
Conductor 4 CU	
Impedancia (Z)	0.8476 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.8478 Ω/Km
KVA	113
Longitud	0.1034 Km
Conductor 4 CU	
Impedancia (Z)	0.8476 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.8478 Ω/Km
KVA	500
Longitud	0.0441 Km
Conductor 4 CU	
Impedancia (Z)	0.8476 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.8478 Ω/Km
KVA	90
Longitud	0.0374 Km
Conductor 4 CU	
Impedancia (Z)	0.8476 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.8478 Ω/Km
KVA	75

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{75}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{75}{24.401} = 3.0736 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8476)(3.0736)(0.0350) = 0.09118 V$$

Longitud	0.0350 Km
Conductor 4 CU	
Impedancia (Z)	0.8476 Ω/Km

Línea Subterránea. Calibre15 KV 500 XLP 2AWG de cobre cubierta PVC.

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{1300}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{1300}{24.401} = 53.276 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.62)(53.276)(0.0463) = 1.52935 V$$

DATOS	
Resistencia	0.62 Ω/Km
KVA	1300
Longitud	0.0463 Km
Conductor 15 KV 500XLP 2AWG	
Impedancia (Z)	0.62 Ω/Km

Línea Subterránea. Calibre15 KV 500 XLP 2AWG de cobre cubierta PVC.

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{100}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{100}{24.401} = 4.0981 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.62)(4.0981)(0.0384) = 0.0975 V$$

DATOS	
Resistencia	0.62 Ω/Km
KVA	100
Longitud	0.0384 Km
Conductor 15 KV 500XLP 2AWG	
Impedancia (Z)	0.62 Ω/Km

AREA AZUL

Conductor 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{1300}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{1300}{24.401} = 53.2765 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(53.2765)(0.0949) = 1.8959 V$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	1300
Longitud	0.0949 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

Conductor 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{1200}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{1200}{24.401} = \mathbf{49.1783 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(49.1783)(0.0924) = \mathbf{1.7040 V}$$

Conductor 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{798}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{798}{24.401} = \mathbf{30.654 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(30.654)(0.0888) = \mathbf{1.02079 V}$$

Conductor 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{535}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{535}{24.401} = \mathbf{21.925 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(21.925)(0.1305) = \mathbf{1.0729 V}$$

Conductor 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{415}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{415}{24.401} = \mathbf{17.007 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(17.007)(0.0473) = \mathbf{0.301670 V}$$

Conductor 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{370}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{370}{24.401} = \mathbf{15.1633 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(15.1633)(0.1122) = \mathbf{0.637996 V}$$

Conductor 266 ACSR

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	1200
Longitud	0.0924 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	798
Longitud	0.0888 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	535
Longitud	0.1305 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	415
Longitud	0.0473 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	370
Longitud	0.1122 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{85}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{85}{24.401} = \mathbf{3.4834 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(3.4834)(0.0285) = \mathbf{0.03722 V}$$

Conductor 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{10}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{10}{24.401} = \mathbf{0.4098 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(0.4098)(0.1126) = \mathbf{0.01730 V}$$

Conductor 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{805}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{805}{24.401} = \mathbf{32.9904 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(32.9904)(0.0693) = \mathbf{0.85733 V}$$

Conductor 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{693}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{693}{24.401} = \mathbf{28.400 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(28.400)(0.0604) = \mathbf{0.64327 V}$$

Conductor 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{578}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{578}{24.401} = \mathbf{23.6875 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(23.6875)(0.0924) = \mathbf{0.8207 V}$$

Conductor 266 ACSR

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	85
Longitud	0.0285 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	10
Longitud	0.1126 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	805
Longitud	0.0693 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	693
Longitud	0.0604 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	578
Longitud	0.0924 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{345}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{345}{24.401} = \mathbf{14.1387 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(14.1387)(0.0281) = \mathbf{0.1489 V}$$

Conductor 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{315}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{315}{24.401} = \mathbf{12.909 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(12.909)(0.0871) = \mathbf{0.4216 V}$$

Conductor 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{120}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{120}{24.401} = \mathbf{4.9178 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(4.9178)(0.138) = \mathbf{0.2544 V}$$

Conductor 266 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{75}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{75}{24.401} = \mathbf{3.0736 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(3.0736)(0.0396) = \mathbf{0.456 V}$$

Conductor 4/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{115}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{115}{24.401} = \mathbf{4.7129 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.2668)(4.7129)(0.0534) = \mathbf{0.06714 V}$$

Conductor 4/0 ACSR

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	345
Longitud	0.0281 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	315
Longitud	0.0871 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	120
Longitud	0.138 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	75
Longitud	0.0396 Km
Conductor 266 ACSR	
Impedancia (Z)	0.375 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.2609 Ω/Km
KVA	115
Longitud	0.0534 Km
Conductor 4/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.2668 Ω/Km

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{85}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{85}{24.401} = \mathbf{3.4834 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.2668)(3.4834)(0.039) = \mathbf{0.036246 V}$$

Conductor 4/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{75}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{75}{24.401} = \mathbf{3.0736 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.2668)(3.0736)(0.1946) = \mathbf{0.15958 V}$$

Conductor 4/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{128}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{128}{24.401} = \mathbf{5.2456 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.2668)(5.2456)(0.0494) = \mathbf{0.0691 V}$$

Conductor 4/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{15}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{15}{24.401} = \mathbf{0.6147 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.2668)(0.6147)(0.0348) = \mathbf{0.005707 V}$$

Conductor 4/0 ACSR

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.2668)(28.400)(0.0343) = \mathbf{0.25989 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.2609 Ω/Km
KVA	85
Longitud	0.039 Km
Conductor 4/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.2668 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.2609 Ω/Km
KVA	75
Longitud	0.1946 Km
Conductor 4/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.2668 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.2609 Ω/Km
KVA	128
Longitud	0.0494 Km
Conductor 4/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.2668 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.2609 Ω/Km
KVA	15
Longitud	0.0348 Km
Conductor 4/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.2668 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.2609 Ω/Km
KVA	S/C Por lo tanto Su Carga puntual es = 28.400
Longitud	0.0343 Km
Conductor 4/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.2668 Ω/Km

Conductor 3/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{113}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{113}{24.401} = 4.6309 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(4.6309)(0.1454) = 0.40399 V$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	113
Longitud	0.1454 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

Conductor 3/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{188}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{188}{24.401} = 7.7046 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(7.7046)(0.1968) = 0.9097 V$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	188
Longitud	0.1968 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

Conductor 3/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{490}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{490}{24.401} = 20.0811 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(20.0811)(0.0348) = 0.4192 V$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	490
Longitud	0.0348 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

Conductor 3/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{285}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{285}{24.401} = 11.6798 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(11.6798)(0.0758) = 0.5311 V$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	285
Longitud	0.0758 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

Conductor 3/0 ACSR

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	45
Longitud	0.2146 Km
Conductor 3/0 ACSR	

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{45}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{45}{24.401} = \mathbf{1.8441 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(1.8441)(0.2146) = \mathbf{0.2374 V}$$

Conductor 3/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{240}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{240}{24.401} = \mathbf{9.8356 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(9.8356)(0.0702) = \mathbf{0.4142 V}$$

Conductor 3/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{135}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{135}{24.401} = \mathbf{5.5325 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(5.5325)(0.0377) = \mathbf{0.1251 V}$$

Conductor 3/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{30}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{30}{24.401} = \mathbf{1.229 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(1.229)(0.1242) = \mathbf{0.09161 V}$$

Conductor 3/0 ACSR

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(1.8441)(0.0967) = \mathbf{0.10699 V}$$

Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km
----------------	----------

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	240
Longitud	0.0702 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	135
Longitud	0.0377 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	30
Longitud	0.1242 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	S/C La corriente se obtiene por corriente puntual la cual es 1.8441 A
Longitud	0.0967 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

Conductor 3/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{90}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{90}{24.401} = 3.6883 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(3.6883)(0.0339) = 0.07502 V$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	90
Longitud	0.0339 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

Conductor 3/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{165}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{165}{24.401} = 6.7620 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(6.7620)(0.0732) = 0.2969 V$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	165
Longitud	0.0732 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

Conductor 3/0 AAC

Nota: Para los calibres AAC su impedancia se toma como el calibre ACSR es decir 3/0 AAC
Tendrá la impedancia de 3/0 ACSR solo para la caída de tensión. La resistencia se obtiene del manual eléctrico Viakon la cual es 0.268Ω/Km.

DATOS	
Resistencia	0.268 Ω/Km
KVA	173
Longitud	0.0748 Km

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{173}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{173}{24.401} = 7.0898 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(7.0898)(0.0748) = 0.31819 V$$

Conductor 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{150}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{150}{24.401} = 6.1472 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(6.1472)(0.0593) = 0.3474 V$$

Conductor 3/0 AAC	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	150
Longitud	0.0593 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

Conductor 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{75}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{75}{24.401} = 3.0736 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(3.0736)(0.3016) = 0.8834 V$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	75
Longitud	0.3016 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

Línea Bifásica. Nota: Para líneas bifásicas se utiliza la siguiente fórmula para calcular corriente.

$$I = \frac{KVA}{(KV)} = \frac{75}{(14.0882)} = 5.3236 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(5.3236)(0.0414) = 0.21003 V$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	75
Longitud	0.0414 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

Conductor 1/0 ACSR

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	330
Longitud	0.0914 Km

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{330}{\sqrt{3}(14.0882)KV} = \frac{330}{24.401} = \mathbf{13.5240 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(13.5240)(0.0914) = \mathbf{1.1780 V}$$

Conductor 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{218}{\sqrt{3}(14.0882)KV} = \frac{218}{24.401} = \mathbf{8.9340 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(8.9340)(0.1088) = \mathbf{0.9263 V}$$

Conductor 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{548}{\sqrt{3}(14.0882)KV} = \frac{548}{24.401} = \mathbf{22.4580 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(22.4580)(0.1104) = \mathbf{2.362 V}$$

Conductor 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{473}{\sqrt{3}(14.0882)KV} = \frac{473}{24.401} = \mathbf{19.384 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(19.384)(0.0749) = \mathbf{1.3836 V}$$

Conductor 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{428}{\sqrt{3}(14.0882)KV} = \frac{428}{24.401} = \mathbf{17.540 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(17.540)(0.0192) = \mathbf{0.32094 V}$$

Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	218
Longitud	0.1088 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	548
Longitud	0.1104 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	473
Longitud	0.0749 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	428
Longitud	0.0192 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

Conductor 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{165}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{165}{24.401} = 6.7620 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(6.7620)(0.0314) = 2.02347 V$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	165
Longitud	0.0314 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

Conductor 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{90}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{90}{24.401} = 3.6883 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(3.6883)(0.0267) = 0.8834 V$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	90
Longitud	0.0267 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

Conductor 2 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{225}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{225}{24.401} = 9.2209 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(9.2209)(0.0443) = 0.3386 V$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	225
Longitud	0.0443 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

Conductor 2 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{75}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{75}{24.401} = 3.0736 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(3.0736)(0.261) = 0.6651 V$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	75
Longitud	0.261 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

Conductor 2 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{135}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{135}{24.401} = 5.5325 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(5.5325)(0.0546) = 5.5325 V$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	135
Longitud	0.0546 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

Conductor 2 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{90}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{90}{24.401} = \mathbf{3.6883 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(3.6883)(0.0341) = \mathbf{0.10427 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	90
Longitud	0.0341 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

Conductor 2 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{15}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{15}{24.401} = \mathbf{0.61472 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(0.61472)(0.0723) = \mathbf{0.03684 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	15
Longitud	0.0723 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

Conductor 2 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{900}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{900}{24.401} = \mathbf{36.8837 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(36.8837)(0.0935) = \mathbf{2.8592 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	900
Longitud	0.0935 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

Conductor 2 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{210}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{210}{24.401} = \mathbf{8.6062 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(8.6062)(0.1406) = \mathbf{1.0032 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	210
Longitud	0.1406 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

Conductor 2 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{165}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{165}{24.401} = \mathbf{6.7620 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(6.7620)(0.0822) = \mathbf{0.4608 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	165
Longitud	0.0822 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

Conductor 2 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{120}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{120}{24.401} = 4.9178 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(4.9178)(0.1368) = 0.5577 V$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	120
Longitud	0.1368 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

Conductor 2 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{800}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{800}{24.401} = 32.7855 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(32.7855)(0.1256) = 3.4141 V$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	800
Longitud	0.1256 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

Conductor 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{45}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{45}{24.401} = 1.8441 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(1.8441)(0.0853) = 0.1499 V$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	45
Longitud	0.0853 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

Conductor 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{30}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{30}{24.401} = 1.2294 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(1.2294)(0.0974) = 0.11412 V$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	30
Longitud	0.0974 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

Conductor 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{805}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{805}{24.401} = 32.9904 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(32.9904)(0.0533) = 1.6757 V$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	805
Longitud	0.0533 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

Conductor 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{158}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{158}{24.401} = 6.4751 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(6.4751)(0.0496) = 0.3060 V$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	158
Longitud	0.0496 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

Conductor 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{353}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{353}{24.401} = 14.4666 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(14.4666)(0.0396) = 0.5459 V$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	353
Longitud	0.0396 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

Conductor 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{240}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{240}{24.401} = 9.8356 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(9.8356)(0.0443) = 0.04152 V$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	240
Longitud	0.0443 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

Conductor 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{113}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{113}{24.401} = 4.6309 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(4.6309)(0.0766) = 0.3380 V$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	113
Longitud	0.0766 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

Conductor 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{315}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{315}{24.401} = 12.909 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(12.909)(0.0859) = 1.05679 V$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	315
Longitud	0.0859 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

Conductor 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{300}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{300}{24.401} = \mathbf{12.2945 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(12.2945)(0.0192) = \mathbf{0.22496 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	300
Longitud	0.0192 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

Conductor 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{255}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{255}{24.401} = \mathbf{10.4503 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(10.4503)(0.0369) = \mathbf{0.36749 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	255
Longitud	0.0369 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

Conductor 1/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{225}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{225}{24.401} = \mathbf{9.2209 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(9.2209)(0.0385) = \mathbf{0.33831 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	225
Longitud	0.0385 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

Conductor 2 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{1233}{\sqrt{3} (14.0882)KV} = \frac{1233}{24.401} = \mathbf{50.5307 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(50.5307)(0.0537) = \mathbf{2,24976 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	1233
Longitud	0.0537 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

Conductor 2 ACSR

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(23.6875)(0.0276) = \mathbf{0.5367 V}$$

Conductor 2 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{45}{\sqrt{3}(14.0882)KV} = \frac{45}{24.401} = \mathbf{1.8441 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(1.8441)(0.0827) = \mathbf{0.12644 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	S/C Por carga puntual se determina su corriente I=23.6875
Longitud	0.0276 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	45
Longitud	0.0827 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

Ahora teniendo la corriente analizaremos la perdida de potencia Para el cálculo de potencia perdida en la línea procedemos el cálculo con la siguiente formula

$$PP = 3(R.I^2.L)$$

Ecuación 3.4 Ecuación para determinar potencia perdida.

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

PERDIDAS EN WHATTS

SECCIÓN ROJA

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.62)(139.33)^2(0.3897)] = \mathbf{14.071.24822 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.62 Ω /Km
Corriente (I)	139.33 A
Longitud	0.3897 Km
Conductor XLP 15K	

SECCIÓN NARANJA

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(139.33)^2(0.3892)] = \mathbf{4737.28 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω /Km
Corriente (I)	139.33 A
Longitud	0.3892 Km
Conductor 266 ACSR	

SECCIÓN AMARILLA

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(139.33)^2(0.2988)] = \mathbf{3636.95 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω /Km
Corriente (I)	139.33 A
Longitud	0.2988 Km
Conductor 266 ACSR	

SECCIÓN CELESTE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(135.240)^2(0.2852)] = \mathbf{3268.858 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	135.240 A
Longitud	0.2852 Km
Conductor 266 ACSR	

SECCIÓN CELESTE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(131.142)^2(0.1819)] = \mathbf{1961.4779 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	131.142 A
Longitud	0.1819 Km
Conductor 266 ACSR	

SECCIÓN CELESTE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(40.981)^2(0.0375)] = \mathbf{39.4878 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	40.981 A
Longitud	0.0375 Km
Conductor 266 ACSR	

SECCIÓN CELESTE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(40.981)^2(0.0973)] = \mathbf{403.0174 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
Corriente (I)	40.981 A
Longitud	0.0973 Km
Conductor 2 ACSR	

SECCIÓN CELESTE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(40.981)^2(0.1229)] = \mathbf{203.7821 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
Corriente (I)	40.981 A
Longitud	0.1229 Km
Conductor 3/0 ACSR	

LÍNEA MONOFÁSICA SECCIÓN CELESTE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(1.309)(2.4588)^2(0.0757)] = \mathbf{0.5990 W}$$

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
Corriente (I)	2.4588 A
Longitud	0.0757 Km
Línea Monofásica	

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(127.041)^2(0.1517)] = \mathbf{1535.1150 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	127.041 A
Longitud	0.1517 Km
Conductor 266 ACSR	

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(53.2765)^2(0.1925)] = \mathbf{342.586 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	53.2765 A
Longitud	0.1925 Km
Conductor 266 ACSR	

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(73.7674)^2(0.2183)] = \mathbf{744.8181 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	73.7674 A
Longitud	0.2183 Km
Conductor 266 ACSR	

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(65.5718)^2(0.0998)] = \mathbf{269.049 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(69.2594)^2(0.0921)] = \mathbf{277.0030 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(3.0736)^2(0.0893)] = \mathbf{0.5288 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	65.5718 A
Longitud	0.0998 Km
Conductor 266 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	69.2594 A
Longitud	0.0921 Km
Conductor 266 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	3.0736 A
Longitud	0.0893 Km
Conductor 266 ACSR	

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(49.1783)^2(0.0666)] = \mathbf{100.9924 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(69.669)^2(0.0543)] = \mathbf{165.2519 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(4.630)^2(0.1374)] = \mathbf{1.8467 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	49.1783 A
Longitud	0.0666 Km
Conductor 266 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	69.669 A
Longitud	0.0543 Km
Conductor 266 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	4.630 A
Longitud	0.1374 Km
Conductor 266 ACSR	

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(40.9819)^2(0.0687)] = \mathbf{72.3449 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(10.1635)^2(0.0382)] = \mathbf{2.4741 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(4.9178)^2(0.0502)] = \mathbf{0.7612 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	40.9819 A
Longitud	0.0687 Km
Conductor 266 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	10.1635 A
Longitud	0.0382 Km
Conductor 266 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	4.9178 A
Longitud	0.0502 Km
Conductor 266 ACSR	

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(1.8441)^2(0.0428)] = \mathbf{0.09125 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(20.4909)^2(0.0454)] = \mathbf{18.8203 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(16.3927)^2(0.0656)] = \mathbf{17.4041 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	1.8441 A
Longitud	0.0428 Km
Conductor 266 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
Corriente (I)	20.4909 A
Longitud	0.0454 Km
Conductor 3/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
Corriente (I)	16.3927 A
Longitud	0.0656 Km
Conductor 3/0 ACSR	

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(8.19638)^2(0.1081)] = 7.16999 \text{ W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(53.27650)^2(0.1898)] = 531.8837 \text{ W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(28.6873)^2(0.1433)] = 116.4329 \text{ W}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	8.19638 A
Longitud	0.1081 Km
Conductor 3/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	53.2765 A
Longitud	0.1898 Km
Conductor 3/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	28.6873 A
Longitud	0.1433 Km
Conductor 3/0 ACSR	

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(4.0981)^2(0.4199)] = \mathbf{6.9624 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(49.1783)^2(0.0651)] = \mathbf{155.445 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(1.8441)^2(0.1131)] = \mathbf{0.3797 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
Corriente (I)	4.0981 A
Longitud	0.4199 Km
Conductor 3/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
Corriente (I)	49.1783 A
Longitud	0.0651 Km
Conductor 3/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
Corriente (I)	1.8441 A
Longitud	0.1131 Km
Conductor 3/0 ACSR	

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(4.91783)^2(0.0972)] = \mathbf{2.3209 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(4.0981)^2(0.0375)] = \mathbf{0.9873 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(3.07364)^2(0.0319)] = \mathbf{0.4724 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	4.91783 A
Longitud	0.0972 Km
Conductor 3/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω /Km
Corriente (I)	4.0981 A
Longitud	0.0375 Km
Conductor 1/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω /Km
Corriente (I)	3.07364 A
Longitud	0.0319 Km
Conductor 1/0 ACSR	

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(1.309)(0.3360)^2(0.0755)] = \mathbf{0.03347 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(1.309)(3.6883)^2(0.0489)] = \mathbf{2.6122 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(1.309)(30.0397)^2(9.1146)] = \mathbf{406.1034 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
Corriente (I)	0.3360 A
Longitud	0.0755 Km
Conductor 4 ACSR	

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
Corriente (I)	3.6883 A
Longitud	0.0489 Km
Conductor 4 ACSR	

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
Corriente (I)	30.0397 A
Longitud	0.1146 Km
Conductor 4 ACSR	

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(1.309)(4.6309)^2(0.1611)] = \mathbf{13.567 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(1.309)(22.335)^2(0.0404)] = \mathbf{79.1433 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(1.8441)^2(0.0645)] = \mathbf{0.3438 W}$$

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω /Km
Corriente (I)	4.6309 A
Longitud	0.1611 Km
Conductor 4 ACSR	

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω /Km
Corriente (I)	22.335 A
Longitud	0.0404 Km
Conductor 4 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω /Km
Corriente (I)	1.8441 A
Longitud	0.0645 Km
Conductor 1/0 ACSR	

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(1.309)(4.09819)^2(0.1064)] = \mathbf{7.0175 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(1.309)(2.2540)^2(0.1771)] = \mathbf{3.5333 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(1.309)(1.8441)^2(0.1875)] = \mathbf{2.50398 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
Corriente (I)	4.09819 A
Longitud	0.1064 Km
Conductor 4 ACSR	

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
Corriente (I)	2.2540 A
Longitud	0.1771 Km
Conductor 4 ACSR	

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
Corriente (I)	1.8441 A
Longitud	0.1875 Km
Conductor 4 ACSR	

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(1.309)(28.1955)^2(0.0495)] = \mathbf{154.5345 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(1.309)(1.5573)^2(0.1899)] = \mathbf{1.80854 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(1.309)(2.6638)^2(0.0842)] = \mathbf{2.3462 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
Corriente (I)	28.1955 A
Longitud	0.0495 Km
Conductor 4 ACSR	

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
Corriente (I)	1.5573 A
Longitud	0.1889 Km
Conductor 4 ACSR	

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
Corriente (I)	2.6638 A
Longitud	0.0842 Km
Conductor 4 ACSR	

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(1.309)(0.6147)^2(0.1131)] = \mathbf{0.1678 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(1.309)(15.0813)^2(0.0311)] = \mathbf{27.777 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(1.309)(10.1635)^2(0.0388)] = \mathbf{15.7390 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω /Km
Corriente (I)	0.6147 A
Longitud	0.1131 Km
Conductor 4 ACSR	

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω /Km
Corriente (I)	15.0813 A
Longitud	0.0311 Km
Conductor 4 ACSR	

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω /Km
Corriente (I)	10.1635 A
Longitud	0.0388 Km
Conductor 4 ACSR	

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(1.2294)^2(0.0292)] = \mathbf{0.1088 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(4.2111)^2(0.1303)] = \mathbf{5.6987 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(5.2456)^2(0.0289)] = \mathbf{1.9612 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω /Km
Corriente (I)	1.2294 A
Longitud	0.0292 Km
Conductor 2 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω /Km
Corriente (I)	4.2111 A
Longitud	0.1303 Km
Conductor 2 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω /Km
Corriente (I)	5.2456 A
Longitud	0.0289 Km
Conductor 2 ACSR	

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(4.630)^2(0.0749)] = \mathbf{3.9599 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(1.309)(2.049)^2(0.1315)] = \mathbf{2.1680 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(1.309)(13.237)^2(0.0191)] = \mathbf{13.1423 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
Corriente (I)	4.630 A
Longitud	0.0749 Km
Conductor 2 ACSR	

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
Corriente (I)	2.049 A
Longitud	0.1315 Km
Conductor 4 ACSR	

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
Corriente (I)	13.237 A
Longitud	0.0191 Km
Conductor 4 ACSR	

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(1.309)(8.3193)^2(0.0529)] = \mathbf{14.3777 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(7.2947)^2(0.1874)] = \mathbf{24.5940 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(3.0736)^2(0.1381)] = \mathbf{3.2176 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

DATOS	
Resistencia	1.309 Ω/Km
Corriente (I)	8.3193 A
Longitud	0.0529 Km
Conductor 4 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
Corriente (I)	7.2947 A
Longitud	0.1874 Km
Conductor 2 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
Corriente (I)	3.0736 A
Longitud	0.1381 Km
Conductor 2 ACSR	

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(4.6309)^2(0.1365)] = \mathbf{7.2195 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8478)(8.1144)^2(0.0293)] = \mathbf{4.9067 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8478)(6.8849)^2(0.0215)] = \mathbf{2.5920 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω /Km
Corriente (I)	4.6309 A
Longitud	0.1365 Km
Conductor 2 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.8478 Ω /Km
Corriente (I)	8.1144 A
Longitud	0.0293 Km
Conductor 4 CU	

DATOS	
Resistencia	0.8478 Ω /Km
Corriente (I)	6.8849 A
Longitud	0.0215 Km
Conductor 4 CU	

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8478)(20.4909)^2(0.0441)] = \mathbf{47.0950 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8478)(3.0736)^2(0.0350)] = \mathbf{0.8409 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8478)(4.6309)^2(0.1034)] = \mathbf{5.6398 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

DATOS	
Resistencia	0.8478 Ω /Km
Corriente (I)	20.4909 A
Longitud	0.0441 Km
Conductor 4 CU	

DATOS	
Resistencia	0.8478 Ω /Km
Corriente (I)	3.0736 A
Longitud	0.0350 Km
Conductor 4 CU	

DATOS	
Resistencia	0.8478 Ω /Km
Corriente (I)	4.6309 A
Longitud	0.1034 Km
Conductor 4 CU	

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8478)(3.6883)^2(0.0374)] = \mathbf{1.2940 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.62)(53.276)^2(0.0463)] = \mathbf{244.4314 W}$$

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.62)(4.0981)^2(0.0384)] = \mathbf{1.19952 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

DATOS	
Resistencia	0.8478 Ω/Km
Corriente (I)	3.6883 A
Longitud	0.0374 Km
Conductor 4 CU	

DATOS	
Resistencia	0.62 Ω/Km
Corriente (I)	53.276 A
Longitud	0.0463 Km
Subterránea 15KV 500 XLP 2 AWG cobre cubierta PVC	

DATOS	
Resistencia	0.62 Ω/Km
Corriente (I)	4.0981 A
Longitud	0.0384 Km
Subterránea 15KV 500 XLP 2 AWG cobre cubierta PVC	

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(53.2705)^2(0.0949)] = \mathbf{168.8904 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(49.1783)^2(0.0924)] = \mathbf{140.1156 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(30.654)^2(0.0888)] = \mathbf{52.3183 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω /Km
Corriente (I)	53.2765 A
Longitud	0.0949 Km
Conductor 266 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω /Km
Corriente (I)	49.1783 A
Longitud	0.0924 Km
Conductor 266 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω /Km
Corriente (I)	30.654 A
Longitud	0.0888 Km
Conductor 266 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(21.925)^2(0.1305)] = \mathbf{39.3330 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(17.007)^2(0.0473)] = \mathbf{8.5779 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(15.1633)^2(0.1122)] = \mathbf{16.1751 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	21.925 A
Longitud	0.1305 Km
Conductor 266 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	17.007 A
Longitud	0.0473 Km
Conductor 266 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	15.1633 A
Longitud	0.1122 Km
Conductor 266 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(3.4834)^2(0.0285)] = \mathbf{0.21682 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(0.4098)^2(0.1126)] = \mathbf{0.01185 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(32.9904)^2(0.0693)] = \mathbf{47.29072 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω /Km
Corriente (I)	3.4834 A
Longitud	0.0285 Km
Conductor 266 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω /Km
Corriente (I)	0.4098 A
Longitud	0.1126 Km
Conductor 266 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω /Km
Corriente (I)	32.9904 A
Longitud	0.0693 Km
Conductor 266 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(28.400)^2(0.0604)] = \mathbf{30.5450 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(23.6875)^2(0.0924)] = \mathbf{32.5070 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(14.1387)^2(0.0281)] = \mathbf{3.5220 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	28.400 A
Longitud	0.0604 Km
Conductor 266 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	23.6875 A
Longitud	0.0924 Km
Conductor 266 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	14.1387 A
Longitud	0.0281 Km
Conductor 266 ACSR	

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(1.229)^2(0.1242)] = \mathbf{0.18521 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(1.8441)^2(0.0967)] = \mathbf{0.32467 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(3.6883)^2(0.0339)] = \mathbf{0.45530 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	1.229 A
Longitud	0.1242 Km
Conductor 3/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	1.8441 A
Longitud	0.0967 Km
Conductor 3/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	3.6883 A
Longitud	0.0339 Km
Conductor 3/0 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(6.7620)^2(0.0732)] = \mathbf{3.3045 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.268)(7.0898)^2(0.0748)] = \mathbf{3.0229 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(6.1472)^2(0.0593)] = \mathbf{3.5131 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	6.7620 A
Longitud	0.0732 Km
Conductor 3/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.268 Ω /Km
Corriente (I)	7.0898 A
Longitud	0.0748 Km
Conductor 3/0 AAC	

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω /Km
Corriente (I)	6.1472 A
Longitud	0.0593 Km
Conductor 1/0 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(3.0736)^2(0.3016)] = 4.46700 W$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 2(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 2[(0.5226)(5.3236)^2(0.0414)] = 1.2263 W$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(12.909)^2(0.0871)] = 9.100618 W$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
Corriente (I)	3.0736 A
Longitud	0.3016 Km
Conductor 1/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
Corriente (I)	5.3236 A
Longitud	0.0414 Km
Línea Bifásica.	

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	12.909 A
Longitud	0.0871 Km
Conductor 266 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(4.9178)^2(0.138)] = \mathbf{2.09261 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(3.0736)^2(0.0396)] = \mathbf{0.2345 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2609)(4.7129)^2(0.0534)] = \mathbf{0.9283 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	4.9178 A
Longitud	0.138 Km
Conductor 266 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	3.0736 A
Longitud	0.0396 Km
Conductor 266 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.2609 Ω/Km
Corriente (I)	4.7129 A
Longitud	0.0534 Km
Conductor 4/0 ACSR	

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2609)(3.4834)^2(0.039)] = \mathbf{0.3703 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2609)(3.0736)^2(0.1946)] = \mathbf{1.4389 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2609)(5.2456)^2(0.0494)] = \mathbf{1.0639 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.2609 Ω/Km
Corriente (I)	3.4834 A
Longitud	0.039 Km
Conductor 4/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.2609 Ω/Km
Corriente (I)	3.0736 A
Longitud	0.1946 Km
Conductor 4/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.2609 Ω/Km
Corriente (I)	5.2456 A
Longitud	0.0494 Km
Conductor 4/0 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2609)(0.6147)^2(0.0348)] = \mathbf{0.01029 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.2609)(28.400)^2(0.0343)] = \mathbf{21.6534 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(4.6309)^2(0.1454)] = \mathbf{3.0785 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

DATOS	
Resistencia	0.2609 Ω/Km
Corriente (I)	0.6147 A
Longitud	0.0348 Km
Conductor 4/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.2609 Ω/Km
Corriente (I)	28.400 A
Longitud	0.0343 Km
Conductor 4/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
Corriente (I)	4.6309 A
Longitud	0.1454 Km
Conductor 3/0 ACSR	

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(7.7046)^2(0.1968)] = \mathbf{11.5338 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(20.0811)^2(0.0348)] = \mathbf{13.8548 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(11.6798)^2(0.0758)] = \mathbf{10.2091 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
Corriente (I)	7.7046 A
Longitud	0.1968 Km
Conductor 3/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
Corriente (I)	20.0811 A
Longitud	0.0348 Km
Conductor 3/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
Corriente (I)	11.6798 A
Longitud	0.0758 Km
Conductor 3/0 ACSR	

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(1.8441)^2(0.2146)] = \mathbf{0.7205 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(9.8356)^2(0.0702)] = \mathbf{6.7048 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(5.5325)^2(0.0377)] = \mathbf{1.1392 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	1.8441 A
Longitud	0.2146 Km
Conductor 3/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	9.8356 A
Longitud	0.0702 Km
Conductor 3/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	5.5325 A
Longitud	0.0377 Km
Conductor 3/0 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(13.5240)^2(0.0914)] = \mathbf{26.2088 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(8.9340)^2(0.1088)] = \mathbf{13.6148 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(22.4580)^2(0.1104)] = \mathbf{87.2975 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω /Km
Corriente (I)	13.5240 A
Longitud	0.0914 Km
Conductor 1/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω /Km
Corriente (I)	8.9340 A
Longitud	0.1088 Km
Conductor 1/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω /Km
Corriente (I)	22.4580 A
Longitud	0.1104 Km
Conductor 1/0 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(19.384)^2(0.0749)] = \mathbf{44.122415 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(17.540)^2(0.0192)] = \mathbf{9.2608 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(6.7620)^2(0.0314)] = \mathbf{2.2509 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
Corriente (I)	19.384 A
Longitud	0.0749 Km
Conductor 1/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
Corriente (I)	17.540 A
Longitud	0.0192 Km
Conductor 1/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
Corriente (I)	6.7620 A
Longitud	0.0314 Km
Conductor 1/0 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(3.6883)^2(0.0267)] = \mathbf{0.5694 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(9.2209)^2(0.0443)] = \mathbf{9.2895 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(3.0736)^2(0.261)] = \mathbf{6.0810 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
Corriente (I)	3.6883 A
Longitud	0.0267 Km
Conductor 1/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
Corriente (I)	9.2209 A
Longitud	0.0443 Km
Conductor 2 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
Corriente (I)	3.0736 A
Longitud	0.261 Km
Conductor 2 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(5.5325)^2(0.0546)] = 4.1217 W$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(3.6883)^2(0.0341)] = 1.1440 W$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(0.61472)^2(0.0723)] = 0.0673 W$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
Corriente (I)	5.5325 A
Longitud	0.0546 Km
Conductor 2 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
Corriente (I)	3.6883 A
Longitud	0.0341 Km
Conductor 2 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
Corriente (I)	0.61472 A
Longitud	0.0723 Km
Conductor 2 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(36.8837)^2(0.0935)] = \mathbf{313.7086 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(8.6062)^2(0.1406)] = \mathbf{25.6834 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(6.7620)^2(0.0822)] = \mathbf{9.2697 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
Corriente (I)	36.8837 A
Longitud	0.0935 Km
Conductor 2 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
Corriente (I)	8.6062 A
Longitud	0.1406 Km
Conductor 2 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
Corriente (I)	6.7620 A
Longitud	0.0822 Km
Conductor 2 ACSR	

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(4.9178)^2(0.1368)] = \mathbf{8.1596 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(32.7855)^2(0.1256)] = \mathbf{332.9654 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(1.8441)^2(0.0853)] = \mathbf{0.4547 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
Corriente (I)	4.9178 A
Longitud	0.1368 Km
Conductor 2 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
Corriente (I)	32.7855 A
Longitud	0.1256 Km
Conductor 2 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
Corriente (I)	1.8441 A
Longitud	0.0853 Km
Conductor 1/0 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(1.2294)^2(0.0974)] = \mathbf{3.0769 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(32.9904)^2(0.0533)] = \mathbf{90.9479 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(14.4666)^2(0.0396)] = \mathbf{12.9932 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω /Km
Corriente (I)	1.2294 A
Longitud	0.0974 Km
Conductor 1/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω /Km
Corriente (I)	32.9904 A
Longitud	0.0533 Km
Conductor 1/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω /Km
Corriente (I)	14.4666 A
Longitud	0.0396 Km
Conductor 1/0 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(9.8356)^2(0.0443)] = \mathbf{6.7188 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(4.6309)^2(0.0766)] = \mathbf{2.5754 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(4.6309)^2(0.0859)] = \mathbf{2.88811 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
Corriente (I)	9.8356 A
Longitud	0.0443 Km
Conductor 1/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
Corriente (I)	4.6309 A
Longitud	0.0766 Km
Conductor 1/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
Corriente (I)	12.909 A
Longitud	0.0859 Km
Conductor 1/0 ACSR	

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(12.2945)^2(0.0192)] = \mathbf{4.5500 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(10.4503)^2(0.0369)] = \mathbf{6.317926 W}$$

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(9.2209)^2(0.0385)] = \mathbf{0.5.13213 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
Corriente (I)	12.2945 A
Longitud	0.0192 Km
Conductor 1/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
Corriente (I)	10.4503 A
Longitud	0.0369 Km
Conductor 1/0 ACSR	

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
Corriente (I)	9.2209 A
Longitud	0.0385 Km
Conductor 1/0 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(50.5307)^2(0.0537)] = \mathbf{338.1666 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
Corriente (I)	50.5307 A
Longitud	0.0537 Km
Conductor 2 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(23.6875)^2(0.0276)] = \mathbf{38.1938 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
Corriente (I)	23.6875 A
Longitud	0.0276 Km
Conductor 2 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(1.8441)^2(0.0827)] = \mathbf{0.6936 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
Corriente (I)	1.8441 A
Longitud	0.0827 Km
Conductor 2 ACSR	

Tabla 3.9.- Perdidas Total de Voltaje del Área Urbana

Sección Roja	33.66 V
Sección Naranja	20.335 V
Sección Amarilla	15.611 V
Sección Celeste	30.5649 V
Sección Verde	60.041162 V
Sección Azul	73.323239 V
Pérdida Total de Voltaje	233.535301 Volts

Tabla 3.10.- Pérdidas de Potencia del Área Urbana

Sección Roja	14071.24822 W
Sección Naranja	4737.28 W
Sección Amarilla	3636.95 W
Sección Celeste	5877.2222 W
Sección Verde	5472.81955 W
Sección Azul	2046.660069 W
Pérdida Total de Potencia	35,842.18004 W

3.5.2.- Cálculos de pérdidas técnicas de distribución en media tensión en el circuito JUY-JUY 4030.

Para hacer el cálculo de pérdidas técnicas de energía en las líneas de media tensión tenemos que conocer las características de la red, las cuales para el circuito JUY-JUY 4030 son las siguientes:

El voltaje que sale de la subestación del bus de carga es de **14475 V** y se considera el voltaje de distribución de 13.200 volts entre fases, con **1129 KVA** instalados en toda la red y **1102.14 KW** de carga en demanda máxima, con un factor de potencia de la red del **.99%**.

Para poder hacer el cálculo de pérdidas, se tiene que tener en cuenta la corriente y la caída de tensión que tiene todo el circuito, para lo cual se tiene que tener presente las formulas las cuales se muestran a continuación:

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)}$$

Ecuacion 3.1 Ecuacion para determinar la corriente.

Dónde:

I: Corriente por fase en ampere.

KVA: Potencia aparente en Kilo-volt-ampere

KV: Tensión entre fases en Volt.

Por lo tanto, teniendo en cuenta de que el circuito tiene instalados 1129 KVA con un voltaje en el inicio del troncal de 14,475.6 Volt promedio entre fases, la corriente que circula por el circuito es, teniendo en cuenta la fórmula 3.1.

$$I = \frac{1129 \text{ KVA}}{(1.732)(14,475.6 \text{ volt})} = \frac{1129 \text{ KVA}}{25.0717 \text{ KV}} = 45.0308 \text{ ampere}$$

Y la caída de tensión teniendo en cuenta de que se está tomando al inicio del troncal, ocupando la fórmula 3.2 que se muestra a continuación.

$$V = (Z)(I)(L)$$

Ecuacion 3.2 Ecuacion para determinar la caida de tension.

Donde:

V: Caída de tensión. (V)

Z: Impedancia del conductor.

I: Corriente en ese punto. (A)

L: Distancia en Km.

Calculando la caída de tensión, conociendo la corriente y la impedancia del conductor para el troncal como se indica en la norma NOM0001CFE, aparte de la distancia que para el primer punto que se está tomando.

Tabla 3.10.- Cuadro de la norma NOM0001CFE de caída de tensión de acuerdo a

CAÍDA DE TENSIÓN POR AMPERE POR KILÓMETRO							
Conductor		Factor de potencia en %					
Calibre AWG o kCM	Material	75	80	85	90	95	100
1/0	CU	0,964	0,946	0,920	0,881	0,808	0,595
3/0	CU	0,778	0,753	0,718	0,668	0,590	0,375
250	CU	0,657	0,628	0,588	0,537	0,460	0,252
1/0	ACSR	1,247	1,247	1,237	1,213	1,154	0,953
3/0	ACSR	0,962	0,946	0,922	0,882	0,811	0,6
266,4	ACSR	0,740	0,718	0,687	0,644	0,573	0,375
336,8	ACSR	0,673	0,647	0,614	0,567	0,493	0,297
477	ACSR	0,588	0,56	0,523	0,474	0,401	0,209

Algunos calibres de conductor no aparecen en la tabla de la norma por lo tanto no tenemos su impedancia y procedemos a calcularla en base a la siguiente formula

$$Z = R \cos\phi + XL \sin\phi.$$

Ecuación 3.3 Ecuación para determinar impedancia en líneas de distribución.

Donde:

R = Resistencia del conductor a la C.A. y a la temperatura de operación, en Ω / Km

XL = Reactancia inductiva del conductor, en Ω / Km

Fp = $\cos\phi$

ϕ = Es el ángulo del factor de potencia (Fp).

Para conocer la resistencia del conductor y la reactancia inductiva procedemos a obtenerlas de la siguiente tabla.

Tabla 3.11.- Tabla de conductores de aluminio con la clasificación ACRS y sus

CÓDIGO MUNDIAL	ÁREA NOMINAL DEL ALUMINIO		EQUIVALENTE AL COBRE DURO		NÚMERO Y DIÁMETRO DE ALAMBRES		DIÁMETRO TOTAL APROX.	RESISTENCIA C.C 20°C NOMINAL	PESO NOMINAL
	mm ²	AWG ó Kcmil	mm ²	AWG ó Kcmil	ALUMINIO	ACERO			
					mm	mm			
Wren	8.37	8	5.26	10	6 x 1.33	1 x 1.33	3.99	3.42	33.76
Warbler	10.55	7	6.36	9	6 x 1.50	1 x 1.50	4.50	2.71	42.69
Turkey	13.30	6	8.37	8	6 x 1.68	1 x 1.68	5.04	2.15	53.74
Thrush	16.76	5	10.55	7	6 x 1.89	1 x 1.89	5.67	1.71	67.81
Swan	21.15	4	13.30	6	6 x 2.12	1 x 2.12	6.36	1.35	85.49
Swanate	21.15	4	13.30	6	7 x 1.96	1 x 2.61	6.53	1.35	99.65
Swallow	26.67	3	16.76	5	6 x 2.38	1 x 2.38	7.14	1.07	107.8
Sparrow	33.62	2	21.15	4	6 x 2.67	1 x 2.67	8.01	0.851	135.2
Sparate	33.62	2	21.15	4	7 x 2.47	1 x 3.30	8.25	0.851	158.8
Robin	42.41	1	26.67	3	6 x 3.00	1 x 3.00	9.00	0.674	171.4
Raven	53.48	1/0	33.62	2	6 x 3.37	1 x 3.37	10.11	0.535	216.1
Quail	67.43	2/0	42.41	1	6 x 3.78	1 x 3.78	11.34	0.424	272.3
Pigeon	85.01	3/0	54.48	1/0	6 x 4.25	1 x 4.25	12.75	0.336	343.6
Penguin	107.2	4/0	67.43	2/0	6 x 4.77	1 x 4.77	14.31	0.267	433.1
Owl	135.2	266.8	85.01	3/0	6 x 5.36	7 x 1.79	16.07	0.208	511.1
Partridge	135.2	266.8	85.01	3/0	26 x 2.57	7 x 2.00	16.31	0.214	546.4
Ostrich	152.0	300.0	95.6	188.7	26 x 2.73	7 x 2.12	17.27	0.190	614.1
Piper	152.0	300.0	95.6	188.7	30 x 2.54	7 x 2.54	17.78	0.187	699.3
Linnet	170.5	336.4	107.2	4/0	26 x 2.89	7 x 3.25	18.29	0.170	689.8
Oriole	170.5	336.4	107.2	4/0	30 x 2.69	7 x 2.69	18.83	0.170	783.1
Ibis	201.4	397.5	126.7	250	26 x 3.14	7 x 2.44	19.89	0.143	813.7
Lark	201.4	397.5	126.7	250	30 x 2.92	7 x 2.92	20.44	0.144	924.2
Hawk	241.7	477.0	152.0	300	26 x 3.44	7 x 2.67	21.79	0.120	975.8
Hen	241.7	477.0	152.0	300	30 x 3.20	7 x 3.20	22.40	0.120	1 109.0
Heron	253.4	500.0	159.7	315	30 x 3.28	7 x 3.28	22.95	0.112	1 166.0
Dove	282.0	556.5	177.3	350	26 x 3.72	7 x 2.89	23.55	0.103	1 140.0
Eagle	282.0	556.5	177.3	350	30 x 3.46	7 x 3.46	24.22	0.103	1 295.0
Duck	306.6	605.0	192.5	380	54 x 2.69	7 x 2.69	24.19	0.092 5	1 158.0
Grosbeak	322.3	636.0	202.7	400	26 x 3.97	7 x 3.09	25.15	0.089 9	1 303.0
Eoret	322.3	636.0	202.7	400	30 x 3.70	19 x 2.22	25.88	0.090 1	1 471.0

El calibre a calcular impedancia es el siguiente:

2/0 ACRS;

Cálculo de 2/0 ACRS.

$Z = R \cos\phi + X L \sin\phi$ por lo tanto

$$Z = (0.4150)(\cos.99) + (0.3735)(\sin.99) = \mathbf{0.4213 \Omega /Km}$$

De igual manera que en circuito anterior para calcular las caídas de tensión en el circuito procedemos a utilizar el programa SYNEERGY ELECTRIC 4.0 de CFE. Para establecer las caídas de voltaje de una forma más apreciable y luego de manera

escrita para su mayor entendimiento. El programa SYNERGEE utiliza los datos del sistema SIMOSE para la mayor eficacia en la información que es la información que mandan los medidores que se encuentran instalados en la subestación.

Analizando si tenemos un voltaje en la salida del troncal de **14.475** KV, en demanda máxima al igual que los factores de **1102.14** KW totales y **319.874** KVAR totales en demanda máxima con un factor de potencia de .99 %.

El primer diagrama muestra el circuito JUY JUY-4030 tal y como está distribuido de una manera generalizada en la ciudad mientras tanto el segundo diagrama muestra en circuito coloreado respecto al voltaje que le está llegando en los tramos específicos de dicho circuito de manera lógica se puede determinar que el área roja es la que más voltaje llega y menos caída de tensión tiene y la azul por consecuencia más caída de tensión tiene claro falta tomar más factores como calibre del conductor y la carga que tiene cada tramo del circuito el programa SYNERGEE 4.0 que se utiliza para calcular caídas de voltaje y pérdidas proporciona valores en forma porcentual dichos valores están plasmados en el recuadro del segundo circuito y se analizarán a continuación.

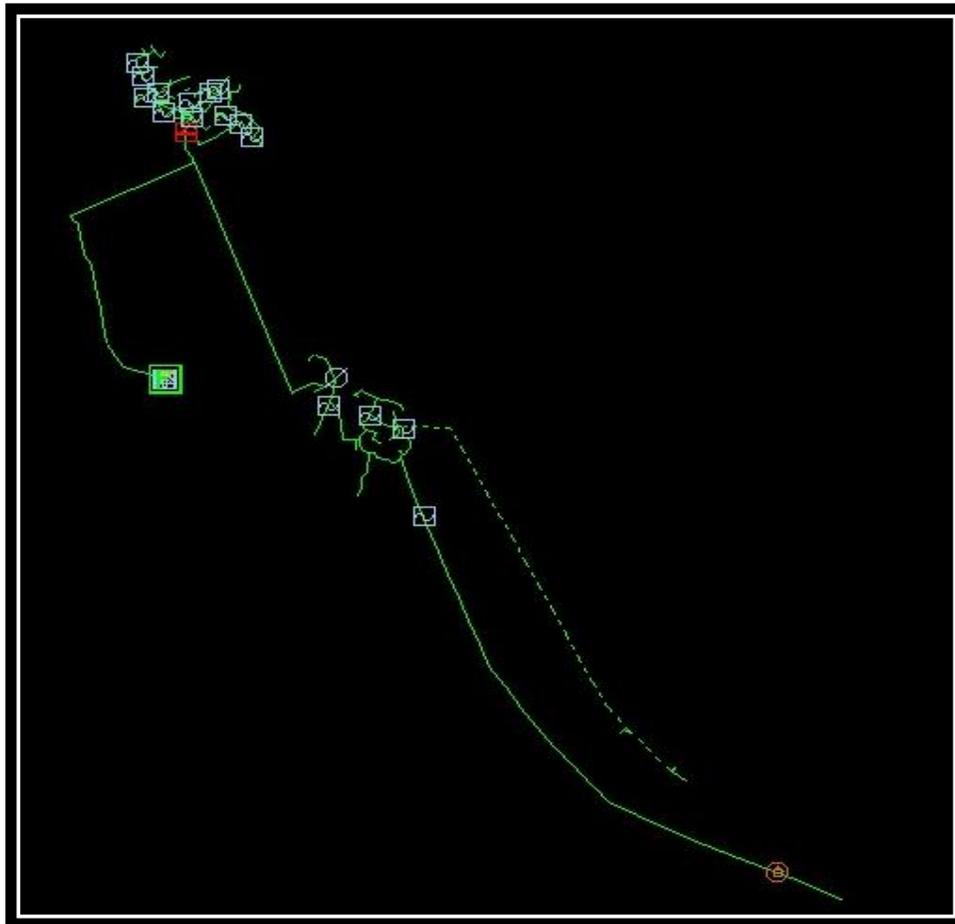


Fig. 3.11.- Diagrama del Circuito JUY-JUY 4030 visto desde el programa SYNEERGY 4.0

Como se puede observar el diagrama cuenta con circuitos trifásicos, bifásicos y monofásicos es una red relativamente simple y lineal en comparación con los circuitos de Tuxtla urbana que cuenta con más ramificaciones y complejidades.

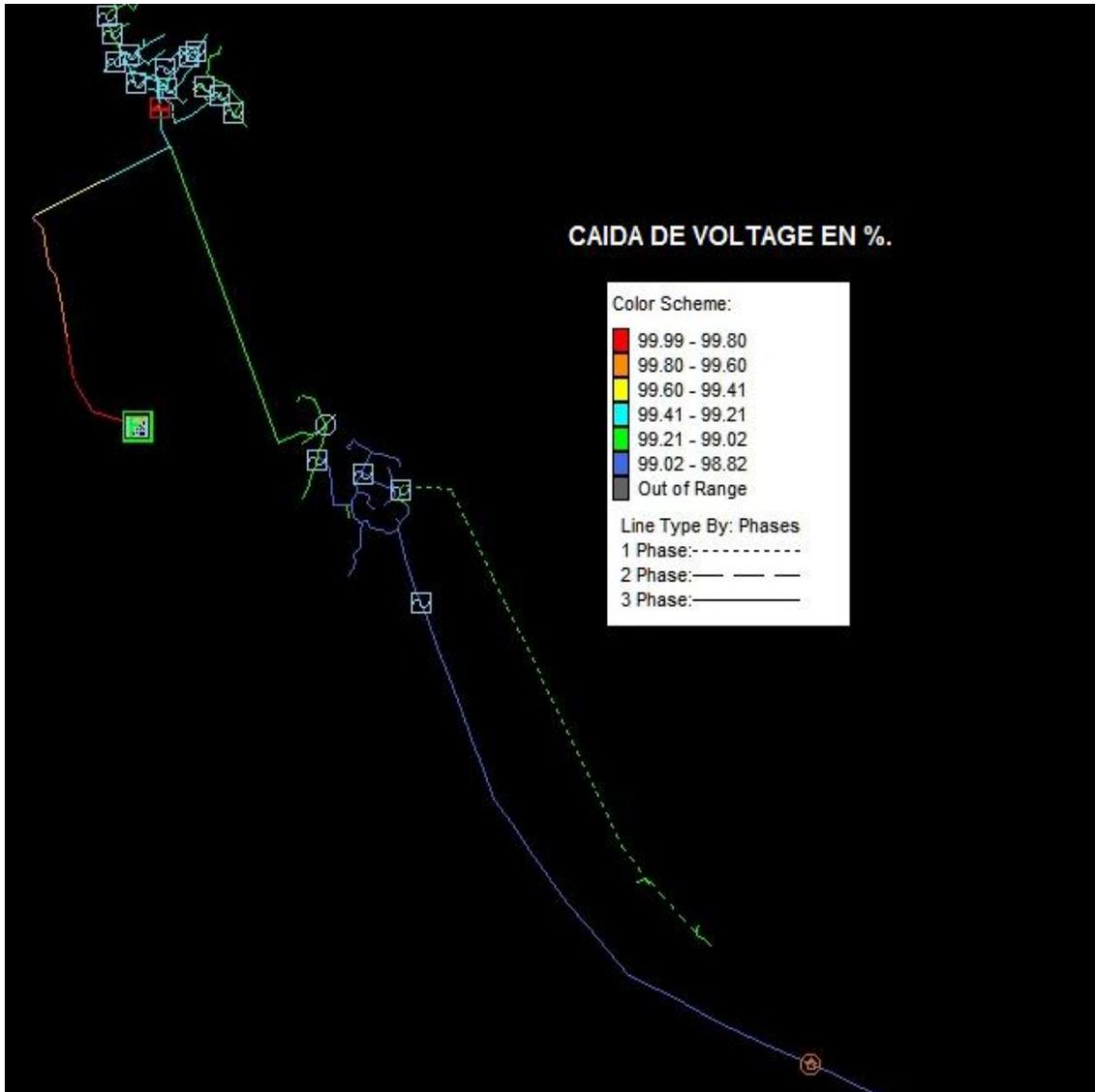


Fig. 3.12 Diagrama unifilar del Circuito JUY-JUY 4030 visto desde el programa SYNEERGY 4.0 coloreado por caídas de voltaje.

El programa SYNERGEE utiliza los datos del sistema SIMOCE (Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía) para la mayor eficacia en la información que es la información que mandan los medidores que se encuentran instalados en la subestación.

Analizando si tenemos un voltaje en la salida del troncal de 14.475 KV y el circuito se encuentra en el color rojo en un porcentaje del 99.99% entonces los analizando los valores de voltaje en todos los colores es de:

$$\text{caida de voltaje color rojo} = \frac{14475.6 * 99.99}{100} = \frac{1447415.244}{100} = 14474.1524 \text{ V}$$

$$\text{caida de voltaje color naranja} = \frac{14475.6 * 99.80}{100} = \frac{1444664.88}{100} = 1444.6648 \text{ V}$$

$$\text{caida de voltaje color amarillo} = \frac{14475.6 * 99.60}{100} = \frac{1441769.76}{100} = 1441.76976 \text{ V}$$

$$\text{caida de voltaje color celeste} = \frac{14475.6 * 99.41}{100} = \frac{1439019.396}{100} = 14390.1939 \text{ V}$$

$$\text{caida de voltaje color verde} = \frac{14475.6 * 99.21}{100} = \frac{1436124.276}{100} = 14361.24276 \text{ V}$$

$$\text{caida de voltaje color azul} = \frac{14475.6 * 99.02}{100} = \frac{1433373.912}{100} = 14333.73912 \text{ V}$$

NOTA: cabe destacar que los voltaje que llegan a cada sección del circuito son los máximos ya que cada sección tienen un margen porcentual por ejemplo el área roja tiene un margen de 99.99 % - 99.80 % y así consecutivamente las diversas secciones.

Mediante el programa SYNERGEE 4.0 se procedió a elaborar las en conducción del circuito JUY JUY-4030 el programa elabora sus resultados mediante el método de interacciones el cual nos arrojó el siguiente resultado cabe señalar que estos resultados son del programa por lo tanto también se procedió a elaborar estas pérdidas de manera analítica y mediante el cálculo de los diferentes secciones.

Tabla.3.12.-Cuadro de pérdidas arrojado por SYNERGEE 4.0 del circuito JUY-JUY 4030.

Loss Summary										
Source Id	Demand			Load		kW Loss				
	kW	% pf	Amps	kW	kvar	Total	%	Line	Tran	Reg
Feeders for JUY42010										
JUY04020 ENLACE BOMBANA	754	98	31	748	171	6	0.81	6	0	0

El cuadro de perdidas arrojado por el programa SYNERGEE 4.0 nos da los datos de las perdidas en conducción las cuales son del 0.81% de 100.00% de todo el circuito es decir 6 KW perdidos en todo el circuito cabe mencionar que es en demanda máxima dicho lo anterior procedemos a elaborarlo de forma analítica.

Para la elaboración de las perdidas en KW primeramente procedemos a calcular la corriente I te cada sección del circuito sin embargo primero procedemos a calcular la caída de tensión en cada sección las secciones están divididas acorde a los colores arrojado por el programa SYNERGEE 4.0 así que procedemos a utilizar las formulas antes mencionadas para su respectivo calculo.

PERDIDA DE VOLTAJE AREA FORANEA JUY-JUY 4030

SECCIÓN ROJA Voltaje Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{1100}{\sqrt{3} (14.4756)KV} = \frac{1100}{25.0724} = 43.872 A$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
KVA	1100
Longitud	1.100 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω /Km

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(43.872)(1.100) = 28.95 V$$

SECCIÓN NARANJA Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{1100}{\sqrt{3} (14.4756)KV} = \frac{1100}{25.0724} = 43.872 \text{ A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(43.872)(1.126) = 29.6405 \text{ V}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	1100
Longitud	1.126 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

SECCIÓN AMARILLO Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{1100}{\sqrt{3} (14.4756)KV} = \frac{1100}{25.0724} = 43.872 \text{ A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(43.872)(1.0) = 26.3237 \text{ V}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	1100
Longitud	1.0 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

SECCIÓN CELESTE Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{500}{\sqrt{3} (14.4756)KV} = \frac{500}{25.0724} = 19.9422 \text{ A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(19.9422)(0.9397) = 11.2438 \text{ V}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	500
Longitud	0.9397 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

SECCIÓN CELESTE Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

Se obtiene por carga puntual. **19.9422 A**

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(19.9422)(0.0374) = \mathbf{0.4475 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	500
Longitud	0.0374 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

SECCIÓN CELESTE Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{100}{\sqrt{3}(14.4756)KV} = \frac{100}{25.0724} = \mathbf{3.988 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(3.988)(10.262) = \mathbf{24.5576 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	100
Longitud	10.262 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

SECCIÓN CELESTE Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{(KV)} = \frac{100}{(14.4756)} = \frac{100}{14.4756} = \mathbf{6.9081 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(6.9081)(2.7132) = \mathbf{11.2459 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	100
Longitud	2.7132 Km
Conductor 3/0 ACSR Bifásico	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

SECCIÓN CELESTE Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3}/(KV)} = \frac{100}{\sqrt{3}/(14.4756)} = \frac{100}{8.3574} = \mathbf{11.9654 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(11.9654)(0.162) = \mathbf{1.16304 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	100
Longitud	0.162 Km
Conductor 3/0 ACSR Monofásico.	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

SECCIÓN CELESTE Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{200}{\sqrt{3}(14.4756)KV} = \frac{200}{25.0724} = \mathbf{7.9768 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(7.9768)(0.4692) = \mathbf{2.2456 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	200
Longitud	0.4692 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

SECCIÓN CELESTE Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{(KV)} = \frac{200}{(14.4756)} = \frac{200}{14.4756} = \mathbf{13.8163 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(13.8163)(0.0189) = \mathbf{0.1566 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	200
Longitud	0.0189 Km
Conductor 3/0 ACSR Bifásico	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

SECCIÓN CELESTE Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{600}{\sqrt{3} (14.4756)KV} = \frac{600}{25.0724} = 23.9306 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(23.9306)(2.4632) = 35.3676 V$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	600
Longitud	2.4632 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

SECCIÓN CELESTE Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{100}{\sqrt{3} (14.4756)KV} = \frac{100}{25.0724} = 3.9884 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(3.9884)(0.2347) = 0.776 V$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	100
Longitud	0.2347 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

SECCIÓN VERDE Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{(KV)} = \frac{100}{(14.4756)} = \frac{100}{14.4756} = 6.9081 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(6.9081)(0.1607) = 0.9204 V$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	100
Longitud	0.1607 Km
Bifásico	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

SECCIÓN VERDE Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{500}{\sqrt{3} (14.4756)KV} = \frac{500}{25.0724} = 19.9422 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(19.9422)(0.568) = 6.7963 V$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	500
Longitud	0.568 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

SECCIÓN VERDE Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{(KV)} = \frac{500}{(14.4756)KV} = 27.6327 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(27.6327)(0.1036) = 1.7176 V$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	400
Longitud	0.1036 Km
3/0 ACSR Bifásico	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

SECCIÓN VERDE Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{200}{\sqrt{3} (14.4756)KV} = \frac{200}{25.0724} = 7.9768 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(7.9768)(0.4872) = 2.3318 V$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	200
Longitud	0.4872 Km
Conductor 2 ACSR	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

SECCIÓN VERDE Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3}/(KV)} = \frac{100}{\sqrt{3}/(14.4756)KV} = \frac{100}{8.3774} = \mathbf{11.9654 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.8291)(11.9654)(4.4424) = \mathbf{44.0708 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω/Km
KVA	100
Longitud	4.4424 Km
2 ACSR Monofásico	
Impedancia (Z)	0.8291 Ω/Km

SECCIÓN VERDE Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{(KV)} = \frac{100}{(14.4756)KV} = \mathbf{6.9081 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(6.9081)(0.6656) = \mathbf{0.4381 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	100
Longitud	0.6656 Km
1/0 Bifásico ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

SECCIÓN VERDE Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{(KV)/\sqrt{3}} = \frac{100}{8.3774} = \mathbf{11.9654 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(11.9654)(0.3844) = \mathbf{4.3825 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	100
Longitud	0.3844 Km
1/0 Monofásico ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

SECCIÓN AZUL Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{600}{\sqrt{3} (14.4756)KV} = \frac{600}{25.0724} = \mathbf{23.9306 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.4213)(23.9306)(0.3002) = \mathbf{3.0266 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.4150 Ω/Km
KVA	600
Longitud	0.3002 Km
Conductor 2/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.4213 Ω/Km

SECCIÓN AZUL Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{100}{\sqrt{3} (14.4756)KV} = \frac{100}{25.0724} = \mathbf{3.98844 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(3.98844)(0.1065) = \mathbf{0.4048 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	100
Longitud	0.1065 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

SECCIÓN AZUL Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{500}{\sqrt{3} (14.4756)KV} = \frac{500}{25.0724} = \mathbf{19.9422 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(19.9422)(0.4809) = \mathbf{9.1394 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	500
Longitud	0.4809 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

SECCIÓN AZUL Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{400}{\sqrt{3} (14.4756)KV} = \frac{400}{25.0724} = \mathbf{15.9537 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.953)(15.9537)(0.5694) = \mathbf{8.6571 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω/Km
KVA	400
Longitud	0.5694 Km
Conductor 1/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.953 Ω/Km

SECCIÓN AZUL Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{200}{\sqrt{3} (14.4756)KV} = \frac{200}{25.0724} = \mathbf{7.9768 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.4213)(7.9768)(0.1586) = \mathbf{0.5330 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.4150 Ω/Km
KVA	200
Longitud	0.1586 Km
Conductor 2/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.4213 Ω/Km

SECCIÓN AZUL Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{(KV)} = \frac{200}{(14.4756)KV} = \mathbf{13.8163 A}$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.4213)(13.8163)(0.4612) = \mathbf{2.6845 V}$$

DATOS	
Resistencia	0.4150 Ω/Km
KVA	200
Longitud	0.4612 Km
Conductor 2/0 ACSR Bifásico	
Impedancia (Z)	0.4213 Ω/Km

SECCIÓN AZUL Máximo en KV = 14.4756 V

Calculo de Corriente.

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{500}{\sqrt{3}(14.4756)KV} = \frac{500}{25.0724} = 19.9422 \text{ A}$$

DATOS	
Resistencia	0.4150 Ω /Km
KVA	500
Longitud	0.0532 Km
Conductor 2/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.4213 Ω /Km

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.4213)(19.9422)(0.0532) = 0.4469 \text{ V}$$

Ahora teniendo la corriente analizaremos la perdida de potencia Para el cálculo de potencia perdida en la línea procedemos el cálculo con la siguiente formula

$$PP = 3(R.I^2.L)$$

Ecuación 3.4 Ecuación para determinar potencia perdida.

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

PERDIDAS EN WATTS FORANEA JUY-JUY-4030

SECCIÓN ROJA

Formula.

$$PP = 3(R.I^2.L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	43.8729 A
Longitud	1.100 Km
Conductor 3/0 ACSR	

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R.I^2.L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(43.8729)^2(1.100)] = 2090.4245 \text{ W}$$

SECCIÓN NARANJA

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(43.8729)^2(1.126)] = \mathbf{2139.8346 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	43.8729 A
Longitud	1.126 Km
Conductor 3/0 ACSR	

SECCIÓN AMARILLA

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(43.8729)^2(1.0)] = \mathbf{1900.3859 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	43.8729 A
Longitud	1.0 Km
Conductor 3/0 ACSR	

SECCIÓN CELESTE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(19.9422)^2(0.9397)] = \mathbf{368.9644 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	19.9422 A
Longitud	0.9397 Km
Conductor 3/0 ACSR	

SECCIÓN CELESTE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(19.9422)^2(0.0374)] = \mathbf{14.6847 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	19.9422 A
Longitud	0.0374 Km
Conductor 3/0 ACSR	

SECCIÓN CELESTE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(3.988)^2(10.262)] = \mathbf{161.13558 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	3.988 A
Longitud	10.262 Km
Conductor 3/0 ACSR	

SECCIÓN CELESTE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(6.9081)^2(2.7132)] = \mathbf{127.8345 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	6.9081 A
Longitud	2.7132 Km
Conductor 3/0 ACSR Bifásico.	

SECCIÓN CELESTE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(11.9654)^2(0.162)] = \mathbf{22.8991 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	11.9654 A
Longitud	0.162 Km
Conductor 3/0 ACSR Monofásico.	

SECCIÓN CELESTE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(7.9768)^2(0.4692)] = \mathbf{29.4757 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	7.9768 A
Longitud	0.4692 Km
Conductor 3/0 ACSR	

SECCIÓN CELESTE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(13.8163)^2(0.0189)] = \mathbf{3.5620 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	13.8163 A
Longitud	0.0189 Km
Conductor 3/0 ACSR Bifásico.	

SECCIÓN CELESTE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(23.9306)^2(2.4632)] = \mathbf{1392.6949 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	23.9306 A
Longitud	2.4632 Km
Conductor 3/0 ACSR	

SECCIÓN CELESTE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(3.9884)^2(0.2347)] = \mathbf{9.2078 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω /Km
Corriente (I)	3.9884 A
Longitud	0.2347 Km
Conductor 2 ACSR	

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(6.9081)^2(0.1607)] = \mathbf{18.9138 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω /Km
Corriente (I)	6.9081 A
Longitud	0.1607 Km
Conductor Bifásico.	

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(19.9422)^2(0.568)] = \mathbf{223.0198 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	19.9422 A
Longitud	0.568 Km
3/0 ACSR	

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(27.6327)^2(0.1036)] = \mathbf{78.1008 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω /Km
Corriente (I)	27.6327 A
Longitud	0.1036 Km
3/0 ACSR Bifásico.	

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(7.9768)^2(0.4872)] = \mathbf{76.4558 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω /Km
Corriente (I)	7.9768 A
Longitud	0.4872 Km
2 ACSR	

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.8221)(11.9654)^2(4.4424)] = \mathbf{1568.6209 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.8221 Ω /Km
Corriente (I)	11.9654 A
Longitud	4.4424 Km
2 ACSR Monofásico.	

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(6.9081)^2(0.6656)] = \mathbf{49.7990 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω /Km
Corriente (I)	6.9081 A
Longitud	0.6656 Km
1/0 ACSR Bifásica.	

SECCIÓN VERDE

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(11.9654)^2(0.3844)] = \mathbf{86.2836 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω /Km
Corriente (I)	11.9654 A
Longitud	0.3844 Km
1/0 ACSR Monofásica.	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.4150)(23.9306)^2(0.3002)] = \mathbf{214.0361 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.4150 Ω /Km
Corriente (I)	23.9306 A
Longitud	0.3002 Km
2/0 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(3.98844)^2(0.1065)] = \mathbf{2.6561 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω /Km
Corriente (I)	3.98844 A
Longitud	0.1065 Km
1/0 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(19.9422)^2(0.4809)] = \mathbf{299.8413 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω /Km
Corriente (I)	19.9422 A
Longitud	0.4809 Km
1/0 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.5226)(15.9537)^2(0.5694)] = \mathbf{227.2118 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.5226 Ω /Km
Corriente (I)	15.9537 A
Longitud	0.5694 Km
1/0 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.4150)(7.9768)^2(0.1586)] = \mathbf{12.5640 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.4150 Ω /Km
Corriente (I)	7.9768 A
Longitud	0.1586 Km
2/0 ACSR	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.4150)(13.8163)^2(0.4612)] = \mathbf{109.6079 W}$$

DATOS	
Resistencia	0.4150 Ω /Km
Corriente (I)	13.8163 A
Longitud	0.4612 Km
2/0 ACSR Bifásico.	

SECCIÓN AZUL

Formula.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω /Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

DATOS	
Resistencia	0.4130 Ω /Km
Corriente (I)	19.9422 A
Longitud	0.0532 Km
2/0 ACSR	

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R \cdot I^2 \cdot L)$$

$$PP = 3[(0.4130)(19.9422)^2(0.0532)] = \mathbf{26.2137 W}$$

Tabla 3.13.- Perdida de potencia en foránea JUY-JUY 4030

Sección Roja	2090.4245 w
Sección Naranja	2139.8346 w
Sección Amarilla	1900.3859 w
Sección Celeste	2130.45868 w
Sección Verde	2101.1937 w
Sección Azul	892.1309 w
Pérdida Total de Potencia	11,254.42828 w

Tabla 3.14.- Caída de voltaje en foránea JUY-JUY 4030

Sección Roja	28.95 v
Sección Naranja	29.6405 v
Sección Amarilla	26.3237 v
Sección Celeste	87.20364 v
Sección Verde	60.6575 v
Sección Azul	24.8923 v
Pérdida Total de Potencia	257.66764 v

4 Propuestas De Reducción De Pérdidas Técnicas Y Resultados.

Para la resolución de pérdidas técnicas en los circuitos de distribución de media tensión se optan por diversas opciones aunque las más viables son la Recalibración de las líneas y la instalación de bancos capacitivos otras podrían ser el remplazo de transformadores pero ya que estos tiene una vida útil de 20 años como protegidos con la ecuación matemática $2E + 100$ es decir sobreaislándolos estos rara vez representan el problema para la línea y la solución es sencilla que las otras dos anteriores estableciendo lo anterior se optara por la recalibración para el circuito JUYJUY - 4030 lo cual es un cambio de calibre en partes determinadas del circuito claro calculando la impedancia del mismo y los tramos a recalibrar; para el circuito TGU 4050 se optara por la instalación de bancos capacitivos los cuales son grupo de capacitores de 3 para ser exactos de diferentes capacidades en cuanto KVARs se refiere al igual que de voltaje de operación los cuales sirve para reducir reactivos en la líneas y tener más potencia activa reduciendo perdidas en KW ahora bien procederemos a la realización del análisis.

4.1 Propuestas de reducción de pérdidas Técnicas y Resultados al circuito TGU-4050.

El circuito TGU-4050 posee las siguientes pérdidas técnicas en conducción dadas por el programa SYNERGEE 4.0 las cuales obtuvo con los siguientes datos el bus de carga es de **14,088.2 V** y se considera el voltaje de distribución de 13.200 volt entre fases, con **4883 KVA** instalados en toda la red y **3360.33 KW** de potencia activa **748.231 KVAR** de potencia reactiva totales en demanda máxima con un factor de potencia de 0.99 %.

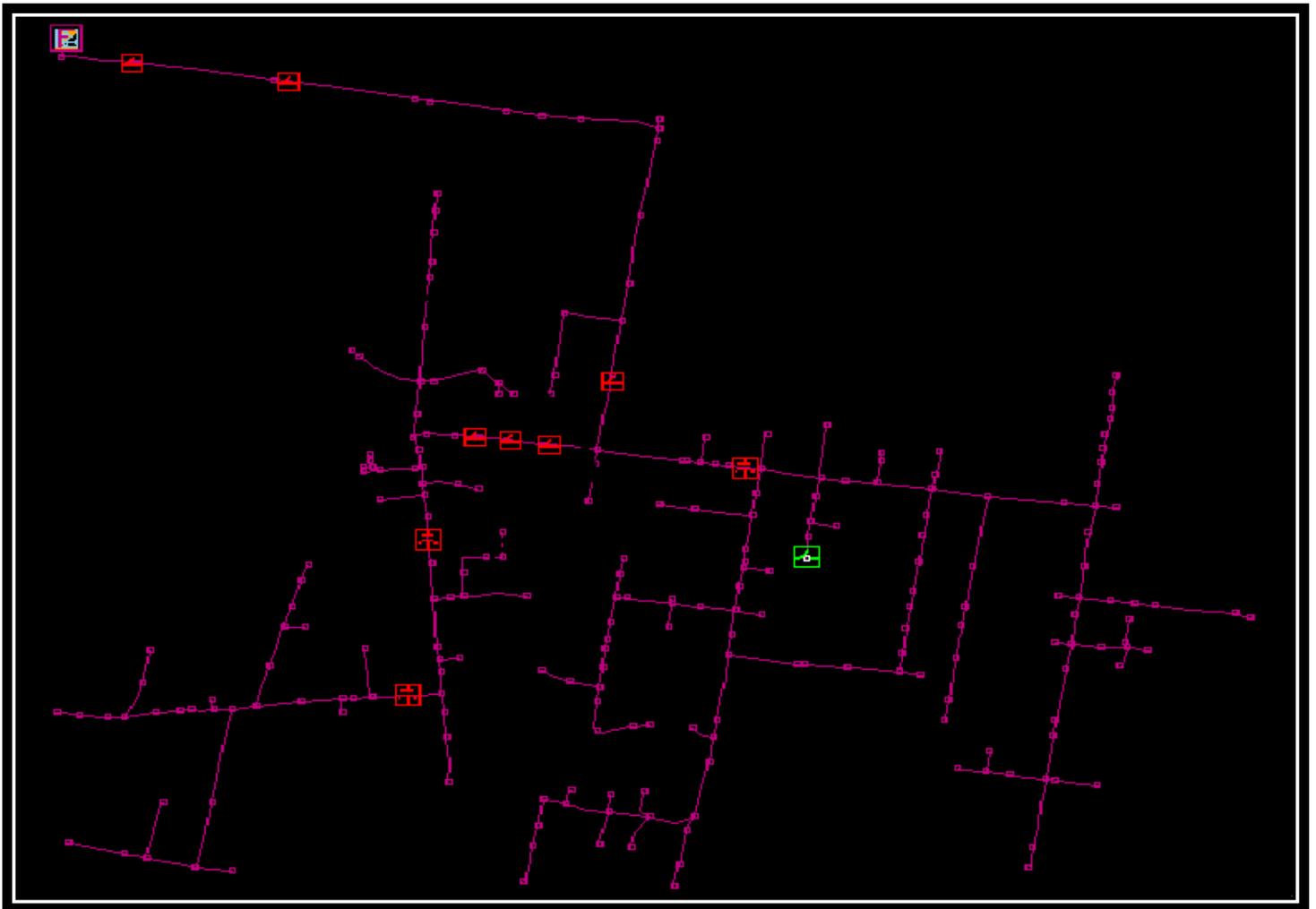
El cuadro de perdidas obtenido es el que se muestra a continuación:

Tabla 4.1.- Cuadro de pérdidas arrojado por SYNERGEE 4.0 del circuito TGU-4050.

Source Id	Demand			Load		Loss Summary				
	kW	% pf	Amps	kW	kvar	Total	%	Line	Tran	Reg
Feeders for TGU42010										
TGU04050 PARQUE MORELOS	3360	98	142	3333	4306	27	0.81	27	0	0

Como se puede observar los KW (kilowatts) perdidos en la línea es de 27 y su porcentaje de pérdidas es de 0.81 % de 100.00% es decir que es muy bajo pero puede ser reducido de la siguiente manera.

La implementación de bancos capacitivos para ser exactos 2 bancos capacitivos de 300 KVARs de capacidad distribuidos en zonas específicas los estudios realizados



con el programa SYNERGEE 4.0 se muestran a continuación.

Fig.4.1.-Diagrama unifilar del Circuito TGU-4050 visto desde el programa SYNEERGY 4.0

El diagrama anterior nos muestra el circuito TGU-4050 tal y como está de manera actual es decir sus pérdidas técnicas son las del recuadro anterior es decir de 27 KW en la líneas lo cual es un 0.81% de 100.00% como se puede observar las pérdidas son mínimas pero pueden ser reducidas a continuación se presenta el

diagrama con los dos bancos de capacitores instalados y su nuevo cuadro de pérdidas técnicas.



Fig.4.2.- Diagrama unifilar del Circuito TGU-4050 con capacitores instalados visto desde el programa SYNEERGY 4.0

El diagrama anterior muestra el mismo circuito TGU-4050 pero con capacitores instalados los nuevos bancos de capacitores están marcados en círculos rojos como se puede observar los bancos de capacitores están en áreas bastante diversas y separadas los dos bancos de capacitores ayudaran en bajar las pérdidas en KW de la línea.

Analizando al banco de capacitores de con el consecutivo 1 y 2 ya que poseen características iguales se puede dar las siguientes particularidades las cuales son que es de una capacidad de 300 KVARs automático con un voltaje de control de 120 v para ser más específico es un banco capacitivo de marca ABB ya que esta compañía proporciona equipo para CFE el cuadro descriptivo viene a continuación.

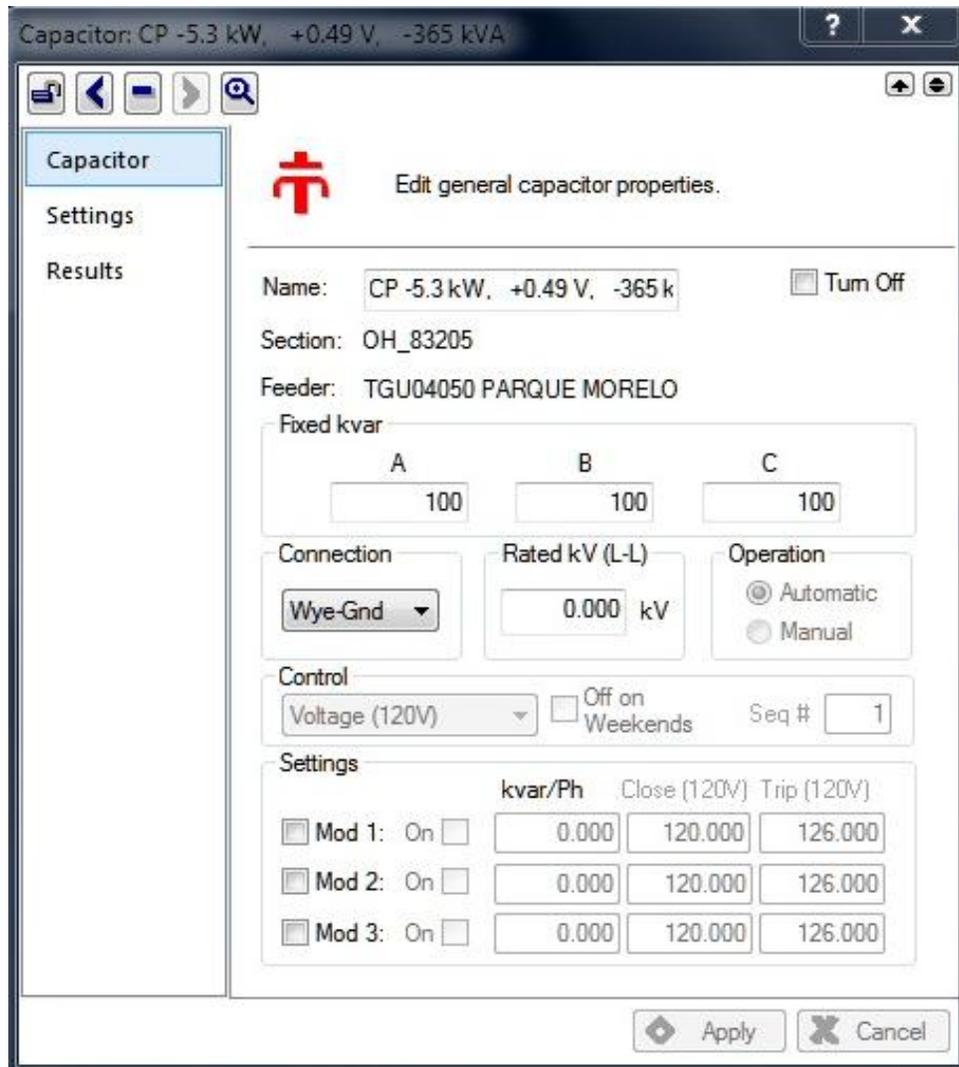


Fig.4.3 Cuadro de características del banco capacitivo visto del programa SYNERGY 4.0.

El banco capacitivo ABB automático tipo APC posee las siguientes características

Diseño tipo seco.

El capacitor ABB tiene un aislante tipo seco y por lo tanto no tiene riesgo de fugas ni contamina el medio ambiente.

Bajas pérdidas.

Las pérdidas dieléctricas son menores de 0.2 Watt por KVAR. El uso de una película aislante de polipropileno metalizado de alto desempeño, asegura que las pérdidas totales, incluyendo las resistencias de descarga, son menores de 0.5 Watt por KVAR.

Larga vida (autorregenerables).

En un caso de falla ocurrida en el aislante del capacitor, el electrodo metalizado junto a la falla se vaporiza inmediatamente aislando la falla, permitiendo la operación normal del capacitor. La película metalizada, puede autorregenerarse cientos de veces durante su larga vida y mantener sus valores capacitivos.

Protección contra fuego.

Todos los elementos del capacitor están rodeados por vermiculita, que es un material granular inorgánico, inerte, contra fuego y no tóxico. En caso de cualquier falla, la vermiculita absorbe la energía producida dentro de la caja del capacitor y extingue cualquier posible flama.

Desconector secuencial único.

Un sistema de protección secuencial único seguro, para cada elemento individual, puede ser desconectado del circuito al final de su vida útil.

Ligero (fácil de instalar).

El capacitor ABB es muy ligero, por lo que no presenta problemas de manejo durante su instalación.

Alta confiabilidad.

Gracias a nuestra experiencia y al uso de la tecnología más avanzada, ABB desarrolla, diseña y produce capacitores altamente eficientes y confiables. El capacitor ABB cumple con los requerimientos IEC831-1&2 y cuenta con certificado

NOM. El uso de terminales robustas en lugar de boquillas frágiles de porcelana, elimina el riesgo de daño durante la instalación y reduce el mantenimiento.

Seguridad.

Los disipadores de calor rodean cada elemento del capacitor liberando el calor de una manera efectiva. El capacitor ABB está equipado con resistencias de descarga. Los capacitores ABB cumplen y exceden los requerimientos de las normas internacionales

Tabla 4.2.- Cuadro de características específicas de los bancos capacitivos ABB instalados en el circuito TGU 4050.

Potencia (kVAR)	N° de Pasos	kVA * Paso	Secuencia	Con Controlador RVC		Con Controlador RVT		Dimensiones (mm)		
				240 V ca	480 V ca	240 V ca	480 V ca	Alto x Ancho x Profund.		
30	6	5	1:2:3	A24G030C06APC				1,250	600	400
50	5	10	1:2:2	A24G050C05APC	A48G050C05APC	A24G050C05APCT	A48G050C05APCT			
60	6	10	1:1:2:2	A24G050C05APC						
70	7	10	1:2:4		A48G070C07APC		A48G070C07APCT			
75	6	12.5	1:1:2:2	A24G075C06APC	A48G075C05APC	A24G075C06APCT				
75	5	15	1:2:2				A48G075C05APCT			
87.5	7	12.5	1:2:2:2	A24G087.5C07APC		A24G087.5C07APCT		1,850		
100	8	12.5	1:1:2:2:2	A24G100C08APC		A24G100C08APCT				
100	5	20	1:2:2		A48G100C05APC		A48G100C05APCT	1,250		
112.5	9	12.5	1:2:2:2:2	A24G112.5C09APC		A24G112.5C09APCT		1,850		
125	10	12.5	1:1:2:2:2:2	A24G125C10APC		A24G125C10APCT		1,250		
125	5	25	1:2:2		A48G125C05APC		A48G125C05APCT	1,850		
150	12	12.5	1:1:2:2:2:2	A24G150C12APC		A24G150C12APCT		1,250		
150	6	25	1:1:2:2		A48G150C06APC		A48G150C06APCT	1,850		
175	7	25	1:2:2:2		A48G175C07APC		A48G175C07APCT	1,850		
200	8	25	1:1:2:2:2		A48G200C08APC		A48G200C08APCT			
225	9	25	1:2:2:2:2		A48G225C09APC		A48G225C09APCT			
250	10	25	1:1:2:2:2:2		A48G250C10APC		A48G250C10APCT			
275	11	25	1:2:2:2:2:2				A48G275C12APCT			
300	12	25	1:1:2:2:2:2:2		A48G300C12APC		A48G300C12APCT			

Nota : En todos los casos Alto del Zodo = 100 mm

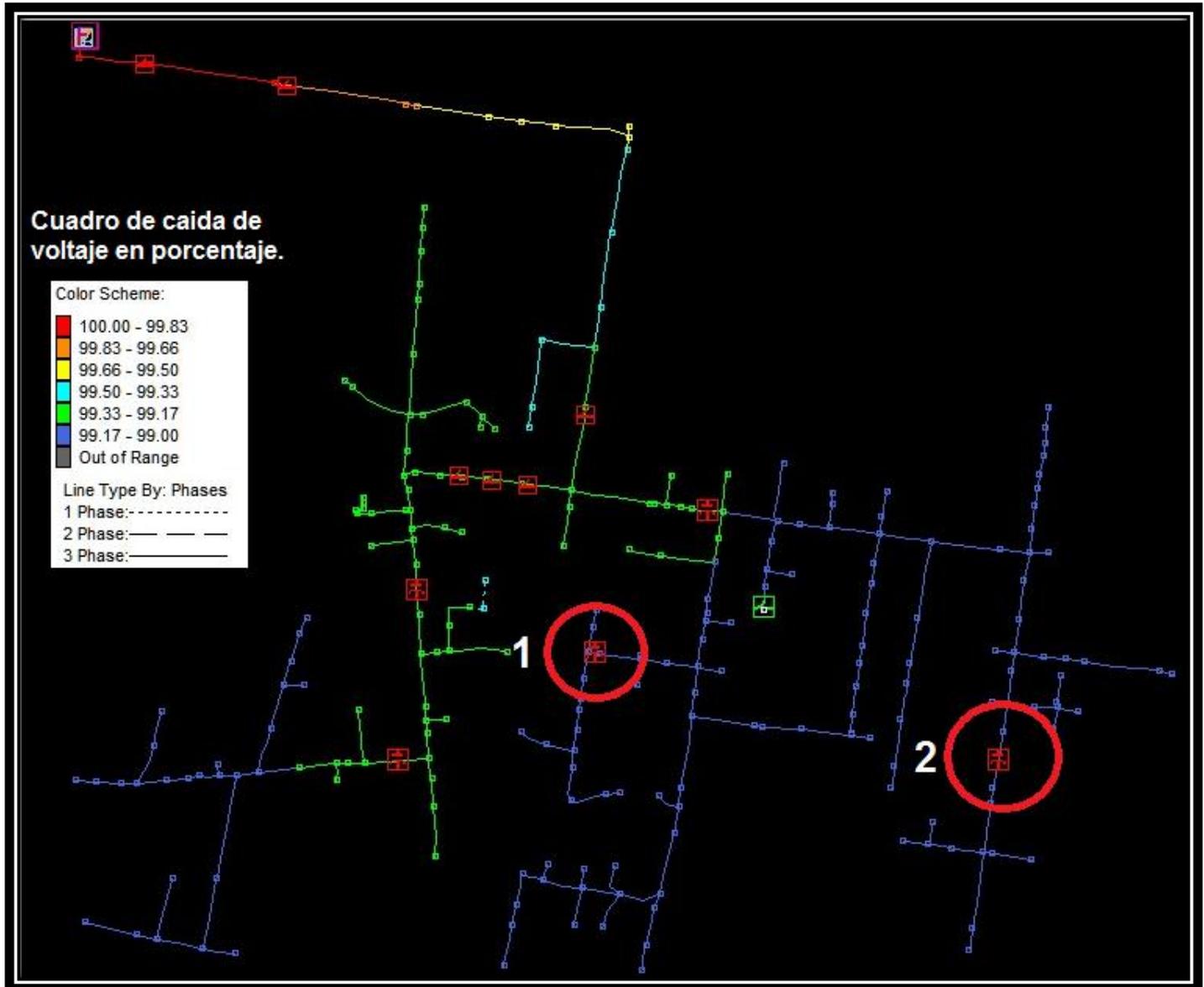
Ya una vez mencionada las características del equipo procedemos a ver el cuadro de pérdidas ahora ya corregido con los nuevos bancos capacitivos.

Tabla 4.3.- Cuadro de pérdidas técnicas del circuito TGU-4050 con banco de capacitores instalados.

Source Id	Demand			Load		Loss Summary				
	kW	% pf	Amps	kW	kvar	Total	%	Line	Tran	Reg
Feeder for TGU42010										
TGU04050 PARQUE MORELOS	3362	99	139	3336	4626	26	0.76	26	0	0

Como se puede observar las pérdidas disminuyeron en un 0.05 % ya que disminuyeron de un **0.81%** a un **0.76%** y no solo eso disminuyó 1.0 KW perdidos en la línea es decir **1000 watts** además de la disminución de potencia perdida también disminuyó la caída de voltaje por lo tanto se concluye que es una opción viable la implementación de estos bancos capacitivos en la red de media tensión circuito TGU-4050.

Fig. 4.4.- Cuadro de caída de Tensión con nuevos bancos capacitivos del circuitoTGU-4050.



Analizando si tenemos un voltaje en la salida del troncal de 14.088 KV y el circuito se encuentra en el color rojo en un porcentaje del 99.99% entonces los analizando los valores de voltaje en todos los colores es de:

$$\text{caida de voltaje color rojo} = \frac{14088.2 * 100.00}{100} = \frac{1408820.00}{100} = 14088.2000 \text{ V}$$

$$\text{caida de voltaje color naranja} = \frac{14088.2 * 99.83}{100} = \frac{1406425.006}{100} = 14064.25006 \text{ V}$$

$$\text{caida de voltaje color amarillo} = \frac{14088.2 * 99.66}{100} = \frac{1404030.012}{100} = 14040.30012 \text{ V}$$

$$\text{caida de voltaje color celeste} = \frac{14088.2 * 99.50}{100} = \frac{1401775.9}{100} = 1401.7759 \text{ V}$$

$$\text{caida de voltaje color verde} = \frac{14088.2 * 99.33}{100} = \frac{1399380.906}{100} = 1399.380906 \text{ V}$$

$$\text{caida de voltaje color azul} = \frac{14088.2 * 99.17}{100} = \frac{1397126.794}{100} = 13971.26794 \text{ V}$$

NOTA: cabe destacar que los voltaje que llegan a cada sección del circuito son los máximos ya que cada sección tienen un margen porcentual por ejemplo el área roja tiene un margen de 100.00 % - 99.83 % y así consecutivamente las diversas secciones por lo tanto puede haber discrepancias mínimas en algunos cálculos.

La caída de voltaje disminuyó de manera considerable con la implementación de los bancos capacitivos es más que apreciable un ejemplo de ello en el área azul que paso de tener 99.01 % a 99.17 % de voltaje suministrado y así las diversas áreas del circuito perteneciente a Tuxtla uno TGU – 4050.

4.2 Propuestas de reducción de pérdidas Técnicas y Resultados al circuito JUY JUY-4030.

Para reducir las pérdidas en el circuito JUY JUY-4030 se optara por usar un método diferente el cual costa de la recalibraron lo cual es el cambio de calibre de un conductor por otro ya que él tiene es muy pequeño es decir es muy delgado y se inclinaría a calentarse por la carga KVA que posee por que se cambiará por otro más grueso para evitar que este se sature y lleve a problemas más grandes como perdidas por calentamiento o el llamado efecto joule.

El tramo a recalibrar es de 1 km de calibre 3/0 ACSR por calibre 266 ACSR para proceder se obtendrán los cálculos matemáticos correspondientes.

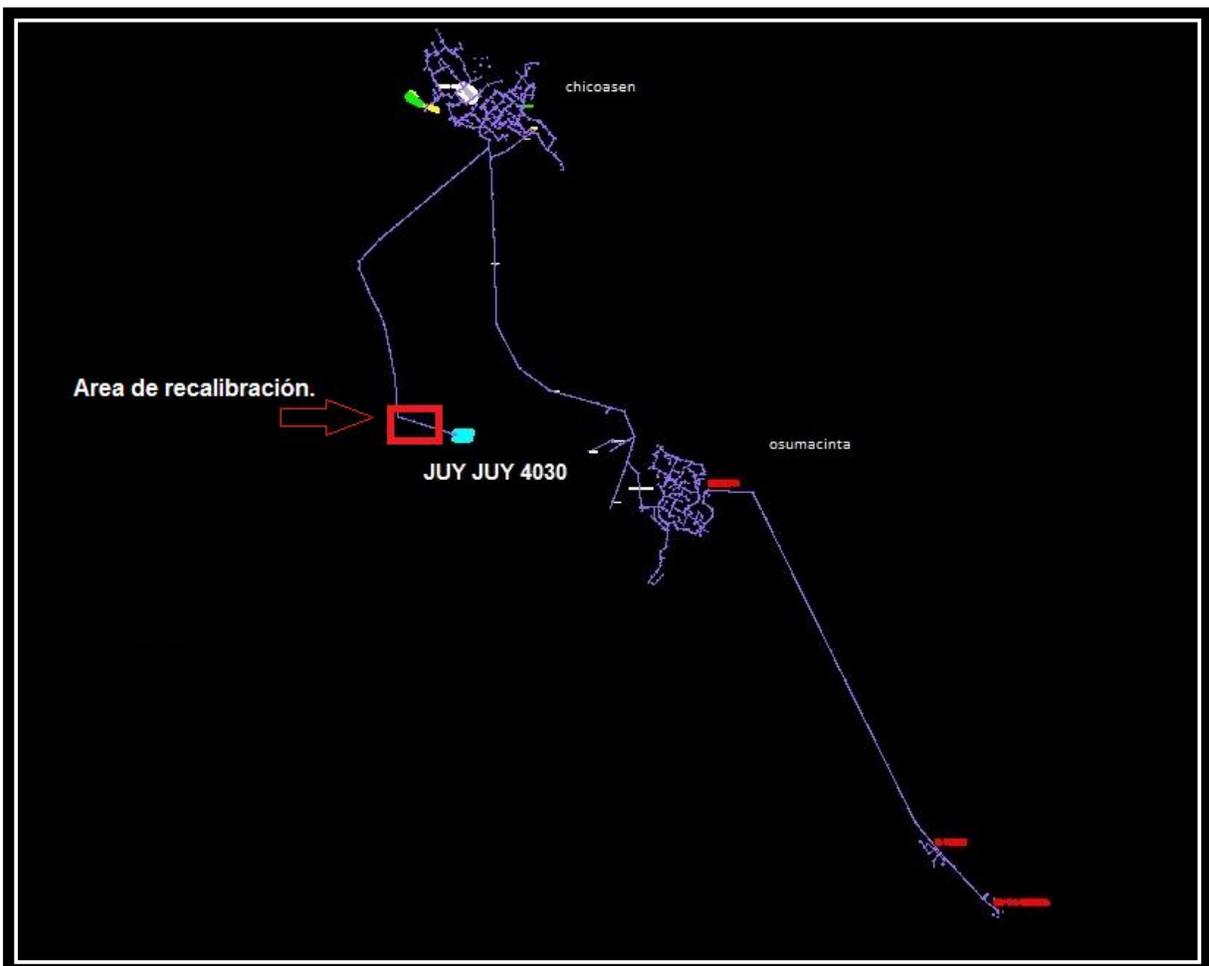


Fig.4.5.- Diagrama de Circuito JUY-JUY 4030 con la ubicación de su respectiva área de recalibración.

Para establecer los beneficios de esta alternativa de reducción de pérdidas se procede a calcular la corriente circulante en el circuito, su caída de voltaje y sus pérdidas en watts para hacer la comparación con los diferentes calibres.

Análisis con el calibre actual de la red 3/0 ACSR.

CALIBRE ACTUAL DE LA RED 3/0 ACSR

Conductor 3/0 ACSR

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{1100}{\sqrt{3} (14.475)KV} = \frac{1100}{25.0714} = 43.874 A$$

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.6)(43.874)(1.0) = 26.3244 V$$

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
KVA	1100
Longitud	1.0 Km
Conductor 3/0 ACSR	
Impedancia (Z)	0.6 Ω/Km

Perdidas en watts.

Formula.

$$PP = 3(R.I^2.L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

DATOS	
Resistencia	0.3291 Ω/Km
Corriente (I)	43.874 A
Longitud	1.0 Km
Conductor 3/0 ACSR	

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R.I^2.L)$$

$$PP = 3[(0.3291)(43.874)^2(1.0)] = 1900.4812 W$$

Por lo tanto 1.9004812 KW

RED RECALIBRADA 266 ACSR

Conductor 266 ACSR

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
KVA	1100
Longitud	1.0 Km
Conductor 266 ACSR	

$$I \frac{KVA}{\sqrt{3}(KV)} = \frac{1100}{\sqrt{3}(14.475)KV} = \frac{1100}{25.0714} = 43.874 A$$

Impedancia (Z)	0.375Ω/Km
----------------	-----------

Calculo de Caída de Voltaje.

$$V = Z.I.L$$

$$V = (0.375)(43.874)(1.0) = 16.4529 V$$

Perdidas en watts.

Formula.

$$PP = 3(R.I^2.L)$$

PP = Perdida en Potencia.

R = Resistencia (Ω/Km).

I = Corriente (A)

L = Longitud del conductor (Km).

DATOS	
Resistencia	0.2090 Ω/Km
Corriente (I)	43.874 A
Longitud	1.0 Km
Conductor 266 ACSR	

Calculo de Perdida en Potencia.

$$PP = 3(R.I^2.L)$$

$$PP = 3[(0.2090)(43.874)^2(1.0)] = 1206.9297 W$$

Por lo tanto 1.2069297 KW

Como se puede observar al ser recalibrada el área específica de la red 1.0 km a 266 ACSR se puede ahorrar **693.5515 watts** en pérdidas y una reducción de pérdidas en caídas de voltaje de **9.8715 volt**. Sin embargo para la recalibración de un tramo de línea se lleva a cabo normativas de instalación las cuales se presentaran a continuación.

A continuación se presentan algunas indicaciones a tomar en cuenta para el tendido y tensado de

Conductores para líneas aéreas en áreas urbanas.

1. En líneas de media tensión en áreas urbanas, se deben utilizar las tablas de flechas y tensiones, además de verificar los libramientos y separaciones.
2. En la construcción, primero se debe tender y tensar la línea de media tensión y posteriormente la de baja tensión.

3. Cuando no existan problemas por tránsito de vehículos en la trayectoria de la línea se tendera el conductor en el piso. Los conductores de AAC o ACSR no se deben arrastrar.

a) En la construcción de una línea de media tensión, se subirá primero a la cruceta el conductor del lado de la acera, luego el conductor de la fase central y por último el del lado del arroyo.

b) En líneas de baja tensión, primero se debe subir y sujetar el conductor superior (neutro), posteriormente el conductor inmediato inferior y así sucesivamente.

4. Cuando existan problemas por tránsito de vehículos en la trayectoria del tendido, se deben llevar los conductores sobre las estructuras.

a) La línea de media tensión se debe llevar sobre rodillos instalados en las crucetas, procurando mantener una tensión suficiente al conductor para que no cuelgue demasiado y ocasione problemas por libramiento inadecuado con algunos obstáculos o superficies. En el caso de conductores pesados se utilizará una guía de polipropileno para tenderlo sobre las estructuras.

b) En el caso de que se tienda una línea de media tensión donde exista una de baja tensión en operación, se debe desenergizar esta última.

5. Una vez tendido el conductor sobre la portería, remate un extremo y jale el otro con una polea triple para recuperar conductor. Posteriormente utilice un montacargas para dar al conductor la tensión especificada en las tablas de flechas y tensiones a la temperatura ambiente al momento de rematar.

6. Después de dar la tensión o flecha especificada, corte el cable dejando suficiente punta para los puentes de las conexiones.

7. Procure dejar los puentes de una sola pieza, es decir, sin instalar conectadores.

8. Durante los trabajos de tendido y tensado de conductores, es necesario instalar avisos de precaución para alertar a los transeúntes. Donde se instalen los carretes

para tender o devanar conductor, es necesario acordonar el área de trabajo para impedir el paso de personas ajenas a estas actividades.

9. Durante todo el proceso de retirar, tender y tensar conductores, es necesario vigilar constantemente que el conductor no se enganche con algún obstáculo.

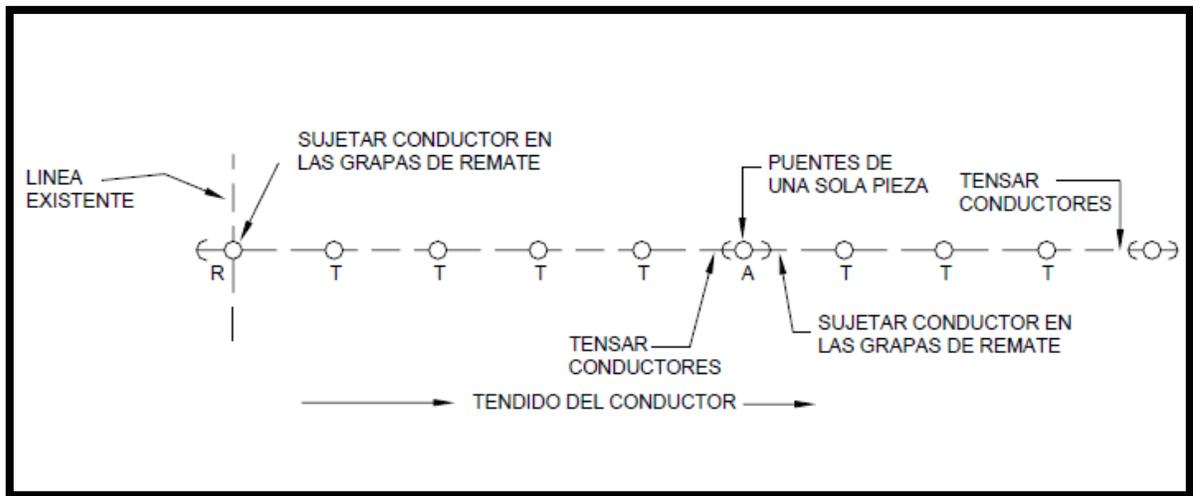


Fig4.6.- Diagrama del tendido y tensado de los conductores de media tensión.

Sin embargo para calcular el tendido, tensado y cálculo de flecha de los conductores se opta por el siguiente método.

Uso de las gráficas y tablas:

Los pasos descritos en los incisos a y b siguientes, se recomiendan en caso de que el tendido de conductores sea por medio de dinamómetro y el inciso c cuando se tienda por flecha.

a) Por uso directo de la tabla (ver norma **07 FT 12**):

Se requiere conocer la tensión para tendido a 20°C y un claro regla de 75 m, en zona con velocidad de viento de 120 Km/h, para un cable ACSR 266.8 KCM, para éste caso se procede como sigue:

Se localiza la columna con la temperatura de 20°C y el renglón correspondiente al claro regla de 75 m, y en su intersección se muestran dos valores, uno corresponde a la tensión mecánica de 448 kg y el otro corresponde a la flecha de 81 cm.

b) Cálculo de tensiones mecánicas para valores intermedios a los indicados en las tablas:

Para valores intermedios a los que se indican en las tablas, se puede utilizar interpolación lineal. Ejemplo: Se requiere conocer la tensión para tendido a una temperatura de 23°C, con un claro regla de 73 m, velocidad de viento de 120 Km/h, cable ACSR 266.8 KCM. En la norma **07 FT 12** no se indica la tensión para ésta temperatura, ni para este claro, por lo que es necesario determinar primero, la tensión que se aplicará al conductor y posteriormente determinar la flecha.

Para determinar la tensión requerida se interpola linealmente siguiendo los 3 pasos que se indican a continuación:

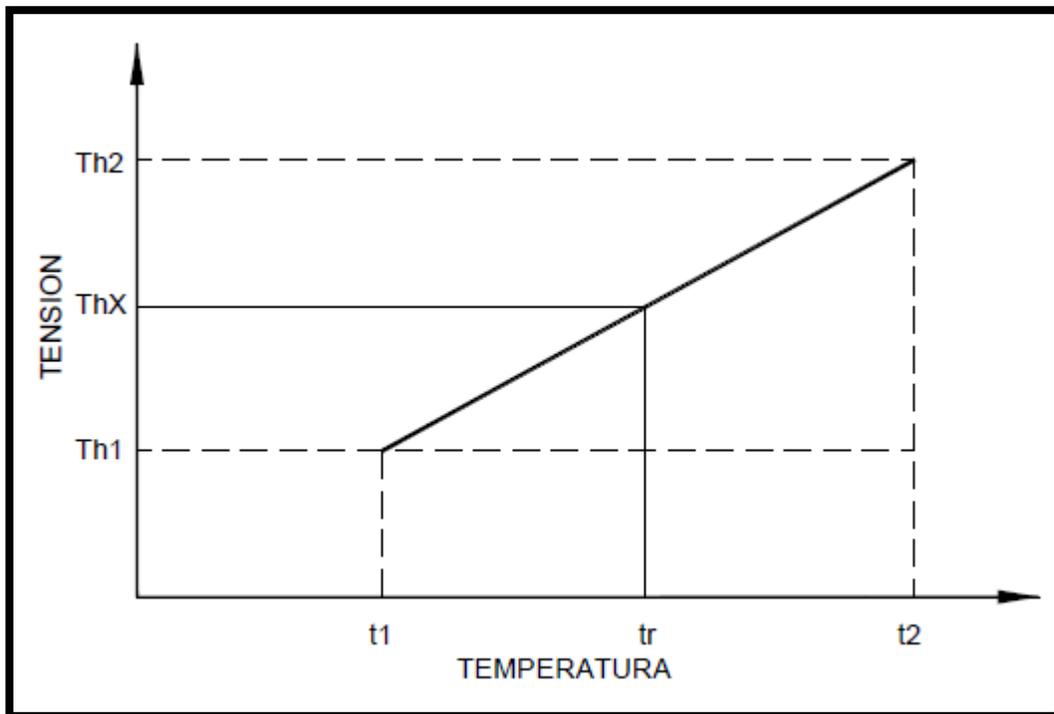


Fig. 4.7.- Diagrama de cálculo de flecha y Tensado de conductores.

1).- Calcular la tensión horizontal **Thx** para la temperatura al momento de rematar **tr** para un claro interpostal **C1** próximo inferior al claro regla; por ejemplo, si el claro regla es 73 m, entonces **C1** será 70 m, el cual sí se encuentra analizado en la norma **07 FT 12**.

tr= (23°C.) Temperatura al momento de rematar.

C1= (70 m) Claro regla próximo inferior al claro regla.

t1= (20°C.) Temperatura próximo inferior a **tr**.

t2= (25°C.) Temperatura próximo superior a **tr**.

Th1= (446 kg) Tensión horizontal correspondiente a **t1** para un claro **C1**.

Th2= (411 kg) Tensión horizontal correspondiente a **t2** para un claro **C1**.

Thx= **ThxC1**= Tensión requerida para un claro **C1**.

$$ThxC1 = \frac{(Th2-Th1)(tr-t1)}{(t2-t1)} + Th1 = \frac{(411-446)(23-20)}{(25-20)} + 446 = \frac{(-35)3}{5} + 446 = 425 \text{ kg}$$

De esta manera se calcula los tramos interpolos para la recalibracion de las líneas de media tensión en el área urbana dando por concluido el análisis al circuito JUY-JUY 4030 ya que sus pérdidas técnicas en Conducción se atenuarían con la recalibracion de 1KM de tramo de 3/0 ACSR a calibre 266 ACSR.

Conclusión

En todo el estudio de pérdidas de tensión en Líneas de Media, se observa la cantidad de voltaje que se pierde por la falta de calibración en las líneas o falta de capacitores en los transformadores, se observa en el estudio que la cantidad que se suministra de generación es energía pura la cual llega a distribución con el 100 % de la energía casi no se pierde energía de generación a distribución, lo que sí se observa que ese 100 % que se entrega, no se vende el 100 % sino que solo se vende el 75% de la energía entregada de generación y el otro 25 % se pierde en las líneas de alta y media tensión, también se pierde cuando una línea no está recalibrada, o hay puntos clientes en las líneas.

Las pérdidas de voltaje se dividen por Áreas así como ya ha sido explicado en el tema correspondiente, se observa que cada área tiene caída de voltaje, en el área roja su caída de voltaje es de 33.66, en el área naranja es de 20.335 volts, en el área amarilla su caída de voltaje es de 15.611 volt, en el área celeste su caída es de 30.5649, en el área verde su caída es de 60.041162 volts y en el área azul su caída es de 73. 323239 volts, siendo su caída de voltaje total de 233.535301 volts. Esta es la caída de voltaje total de ese circuito que es el área urbana.

La pérdida de potencia en el área urbana sería la siguiente, en la sección roja su pérdida de potencia es de 14,071.24822 W, en el área naranja es de 4,737.28 W, en el área amarilla tiene una pérdida de 3,636.95 W, en el área celeste tiene una pérdida de 5,877.2222 W, en el área verde tiene una pérdida de 5,472.81955 W y en el área azul tiene una pérdida de 2,046.660069 w, la pérdida total en watts de toda el área urbana es de 35,842.18004 W.

Referencias

1. Manual Eléctrico Viackon
2. Enrique Harper, Análisis de Redes Eléctricas. Editorial Limusa.
3. Programa de CFE de cálculo SEENERGEE
4. Programa de CFE para consulta de datos e información CIAD (Centro de Investigación en Alto Desarrollo).
5. Programa de CFE para consulta de datos CIMOSE (Sistema de Monitoreo de la Calidad de la Energía).
6. Calidad de la energía. (ABB)
7. Normas de Distribución – construcción – instalaciones aéreas en media y baja tensión. (Conductores). Manual CFE.
8. Normas de Distribución – construcción – instalaciones aéreas en media y baja tensión. (Líneas de Media Tensión). Manual CFE.
9. Soluciones Integrales para generación y ahorro de energía.
10. Guía de Integración del Plan Rector de CFE.
11. Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012
12. www.monografia/lineasaereasreddistribucionytransmicion.com
13. www.conductoreslatincasa.com.mx

Anexos

ANEXO 1 Tabla de conductores eléctricos

	NORMAS DE DISTRIBUCION - CONSTRUCCION - LINEAS AEREAS		07	00	03
	CARACTERISTICAS DE CONDUCTORES DESNUDOS		0	0	0

CALIBRE (AWG) o (KCM)	MATERIAL	HILOS	AREA (mm ²)	DIAMETRO (mm)	PESO (kg/1000 m)	kg/1000 m 3 Conduc. + 5 %	CARGA DE RUPTURA (kg)	CAPACIDAD (AMPERES)	EQUIVALENTE EN CONDUCTIVIDAD
8	Cu	1	8.33	3.26	74.5	234	292	90	-
6	Cu	1	13.30	4.11	118.2	372	458	120	-
4	Cu	1	21.15	5.19	188.1	592	719	170	-
4	Cu	7	21.15	5.88	191.0	602	683	170	-
2	Cu	7	33.62	7.42	305.0	960	1072	230	-
1/0	Cu	7	53.48	9.36	485.1	1527	1682	310	-
3/0	Cu	7	85.03	11.80	771.0	2428	2710	420	-
4	AAC	1	21.15	5.19	57.2	180	212	120	Cu # 6
1/0	AAC	7	53.47	9.36	147.0	463	939	245	Cu # 2
3/0	AAC	7	85.03	11.80	234.0	737	1429	300	Cu # 1/0
266.8	AAC	19	135.20	15.06	369.1	1163	2195	430	Cu # 3/0
336.4	AAC	19	170.50	16.91	467.2	1472	2948	500	Cu # 4/0
2	ACSR	6/1	33.63	8.01	137.1	426	1267	180	Cu # 4
1/0	ACSR	6/1	53.47	10.11	217.8	680	1943	230	Cu # 2
3/0	ACSR	6/1	85.03	12.75	343.8	1080	3030	300	Cu # 1/0
266.8	ACSR	26/7	135.20	16.28	546.4	1710	5107	460	Cu # 3/0
336.4	ACSR	26/7	170.68	18.31	689.0	2173	6378	530	Cu # 4/0
3 N° 9	ACS	3	19.90	6.27	163.5	515	2326	140	Cu # 6
3 N° 7	ACS	3	31.65	7.90	260.0	819	3593	160	Cu # 4
7 N° 9	ACS	7	46.44	8.71	382.3	1204	5117	200	Cu # 2

- LOS CONDUCTORES DE COBRE SON SEMIDUROS. (SE INDICA LA CARGA DE RUPTURA MINIMA).
- LOS CONDUCTORES DE ALUMINIO SON DUROS, EXCEPTO EL N° 4 AWG QUE ES SUAVE.
- LA CAPACIDAD ESTA BASADA EN TEMPERATURA MAXIMA DEL CONDUCTOR DE 75°C, EXCEPTO EN ACS, QUE ES DE 125°C.
- TEMPERATURA AMBIENTE DE 25°C Y VELOCIDAD DEL VIENTO DE 2.2 km/h.
- EN EL DIAMETRO DE LOS CONDUCTORES ACSR SE INCLUYE EL DEL ALUMINIO Y EL DEL ACERO.
- EL CONDUCTOR DE ACERO RECUBIERTO DE COBRE SOLDADO ES DE EXTRA-ALTA RESISTENCIA



**NORMAS DE DISTRIBUCION-CONSTRUCCION-LINEAS AEREAS
CARACTERISTICAS DE CONDUCTORES MULTIPLES AISLADOS**

07 00 04

0 0 0

CONDUCTORES DE COBRE

DESIGNACION	CONDUCTOR DE FASE					CONDUCTOR MENSAJERO			P E S O
	CALIBRE (AWG)	DIAMETRO (mm)	AREA (mm ²)	ESPESOR DEL AISLAMIENTO (mm)	DIAMETRO EXTERIOR (mm)	CALIBRE (AWG)	DIAMETRO (mm)	AREA (mm ²)	kg/1000 m
(1+1)	10	2.60	5.26	1.14	4.88	10	2.60	5.30	107
(1+1)	8	3.30	8.37	1.14	5.54	8	3.30	8.40	166
(1+1)	4	5.88	21.15	1.14	7.78	4	5.88	21.15	410
(2+1)	8	3.30	8.37	1.14	5.54	8	3.30	8.40	260
(2+1)	6	4.11	13.30	1.14	6.98	6	4.11	13.30	422
(2+1)	4	5.88	21.15	1.14	7.78	4	5.88	21.15	657
(2+1)	1/0	9.36	53.47	1.52	11.74	4	9.36	53.47	1306
(3+1)	8	3.30	8.37	1.14	5.54	8	3.30	8.40	353
(3+1)	4	5.88	21.15	1.14	7.78	4	5.88	21.15	890
(3+1)	2	7.42	33.62	1.14	9.70	4	5.88	21.15	1242
(3+1)	1/0	9.36	53.47	1.52	11.74	2	7.42	33.62	1976
(3+1)	3/0	12.00	85.01	1.52	14.99	1/0	9.36	53.47	3144

CONDUCTORES DE ALUMINIO

(1+1)	6	4.65	13.30	1.14	6.40	6	4.65	13.30	97
(2+1)	6	4.65	13.30	1.14	6.40	6	4.65	13.30	158
(2+1)	2	7.42	33.62	1.14	9.69	2	7.42	33.62	427
(2+1)	1/0	9.36	53.48	1.52	12.49	1/0	9.36	53.48	578
(3+1)	6	4.65	13.30	1.14	6.40	6	4.65	13.30	221
(3+1)	4	5.88	21.15	1.14	8.16	4	5.88	21.15	330
(3+1)	2	7.42	33.62	1.14	9.69	2	7.42	33.62	496
(3+1)	1/0	9.36	53.48	1.52	12.49	2	7.42	33.62	744

ANEXO 2 Tabla de fórmulas eléctricas para corriente directa y corriente alterna

PARA DETERMINAR	CORRIENTE DIRECTA	CORRIENTE ALTERNA:		
		MONOFÁSICA	BIFÁSICA	TRIFÁSICA
Corriente (I) Conociendo HP	$I = \frac{HP \times 746}{V \eta}$	$I = \frac{HP \times 746}{V \eta \text{ f.p.}}$	$I = \frac{HP \times 746}{2 V \eta \text{ f.p.}}$	$I = \frac{HP \times 746}{\sqrt{3} V_f \eta \text{ f.p.}}$
Corriente (I) Conociendo la Potencia activa (W)	C.D., 2 hilos $I = \frac{W}{V}$	1 fase, 2 hilos: $I = \frac{W}{V \text{ f.p.}}$	$I = \frac{W}{2V \text{ x f.p.}}$	3 fases, 3 hilos: $I = \frac{W}{\sqrt{3} V_f \text{ f.p.}}$
	C.D., 3 hilos $I = \frac{W}{2V}$	1 fase, 3 hilos (Conductores de fase) $I = \frac{W}{2V \text{ f.p.}}$		3 fases, 4 hilos: $I = \frac{W}{3 V \text{ f.p.}}$
		1 fase, 3 hilos (Conductor común) $I = \frac{W}{\sqrt{2} V_f \text{ f.p.}}$		
Corriente (I) Conociendo la Potencia aparente (VA)	— — — —	$I = \frac{VA}{V}$	$I = \frac{VA}{2V}$	$I = \frac{VA}{\sqrt{3} V_f}$
Potencia Activa (W)	$W = VI$	$W = VI \text{ f.p.}$	$W = 2VI \text{ f.p.}$	$W = \sqrt{3} V_f I \text{ f.p.}$
Potencia Aparente (VA)	— — — —	$VA = VI$	$VA = 2VI$	$VA = \sqrt{3} V_f I$
Potencia en la Flecha en HP	$HP = \frac{VI \eta}{746}$	$HP = \frac{VI \eta \text{ f.p.}}{746}$	$\frac{2VI \eta \text{ f.p.}}{746}$	$HP = \frac{\sqrt{3} V_f I \eta \text{ f.p.}}{746}$
Factor de Potencia (f.p.)	UNITARIO	$f.p. = \frac{W}{VI} = \frac{W}{VA}$	$f.p. = \frac{W}{2VI} = \frac{W}{VA}$	$f.p. = \frac{W}{\sqrt{3} V_f I} = \frac{W}{VA}$
Sección de Conductor en mm ²	LEY DE OHM	$S = \frac{4 LI}{Ve\%}$	$S = \frac{2 LI}{Ve\%}$	$S = \frac{2 \sqrt{3} LI}{V_f e\%}$

SIMBOLOGÍA

donde:

I = corriente por fase en amperes.

L = longitud en metros.

V = tensión al neutro en volts.

e% = caída de tensión en por ciento.

f.p. = factor de potencia (unitario)

W = potencia activa en watts.

VA = potencia aparente en volt-

ampere.

Velocidad Sincrona

$$r.p.m. = \frac{f \times 120}{P}$$

donde:

ANEXO 3 Fórmulas y tablas para cálculo de factores

a) FORMULARIO DE FACTORES MÁS COMUNES

Factor de Demanda	= $\frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Carga Conectada}} \leq 1$
Factor de Diversidad	= $\frac{\text{Suma de las Demandas Máximas Individuales}}{\text{Demanda Máxima del Sistema}} \geq 1$
Factor de Carga	= $\frac{\text{Promedio de Carga en un Período}}{\text{Carga Máxima en el Mismo Período}} \leq 1$
Factor de Utilización	= $\frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Potencia Nominal}} \leq 1$

b) FACTORES DE DEMANDA ESTABLECIDOS

COMERCIAL		INDUSTRIAL	
COMERCIO	F.D.	INDUSTRIA	F.D.
Alumbrado Público	1.00	Acetileno (Fca. de)	0.70
Apartamentos	0.35	Armadoras de Autos	0.70
Bancos	0.70	Carpinterías (talleres de)	0.65
Bodegas	0.50	Carne (Empacadoras)	0.80
Casinos	0.85	Cartón (Productos de)	0.50
Correos	0.30	Cemento (Fca. de)	0.65
Escuelas	0.70	Cigarros (Fca. de)	0.60
Garages	0.60	Dulces (Fca. de)	0.45
Hospitales	0.40	Fundición (talleres de)	0.70
Hoteles Chicos	0.50	Galletas (Fca. de)	0.55
Hoteles Grandes	0.40	Hielo (Fca. de)	0.90
Iglesias	0.60	Herrería (Talleres de)	0.50
Mercados	0.80	Imprentas	0.60
Multifamiliares	0.25	Jabón (Fca. de)	0.60
Oficinas	0.65	Lámina (Fca. Artículos)	0.70
Restaurantes	0.65	Lavandería Mecánica	0.80
Teatros	0.60	Niquelado (Talleres de)	0.75
Tiendas	0.65	Maderería	0.65
		Marmolería (talleres de)	0.70
		Mecánico (Taller)	0.75
		Muebles (Fca. de)	0.65
		Pan (Fca. mecánica de)	0.55
		Papel (Fca. de)	0.75
		Periódicos (rotativas)	0.75
		Pinturas (Fca. de)	0.70
		Química (Industria)	0.50
		Refinerías (Petróleo)	0.60
		Refrescos (Fca. de)	0.55
		Textiles (Fca. telas)	0.65
		Vestidos (Fca. de)	0.45
		Zapatos (Fca. de)	0.65

c) FACTORES DE DEMANDA DE ALIMENTADORES PARA CARGAS DE ALUMBRADO

TIPO DE LOCAL	PARTE DE LA CARGA DE ALUMBRADO A LA QUE SE APLICA EL FACTOR DE DEMANDA, EN VA.	FACTOR DE DEMANDA %
Almacenes	Primeros 12 500 ó menos A partir de 12 5000	100 50

ANEXO 4 Sistemas de tierras

Un buen sistema de puesta a tierra es necesario para mantener buenos niveles de seguridad del personal, buena operación de los equipos y el buen desempeño de los mismos.

La puesta a tierra del neutro del sistema permite la operación de sistemas de protección basados en la detección de corrientes que circulan por la misma, aislando así el circuito bajo falla.

La circulación de las intensidades de corriente mencionadas por la instalación de puesta a tierra pueden originar la aparición de diferencias de potencial entre ciertos puntos, por ejemplo entre la instalación de puesta a tierra y el terreno que la rodea o entre dos puntos de la misma instalación, por esa razón debe de considerarse la instalación de puesta a tierra para que incluso con la aparición de las diferencias de potencial se cubran los siguientes propósitos:

- a) Seguridad de las personas.
- b) Protección de las instalaciones.
- c) Mejora de la calidad de servicio.
- d) Establecimiento y permanencia de un potencial a tierra.

Debe hacerse especial énfasis en que la seguridad de las personas, es lo que verdaderamente preocupa y se constituye en el fin primordial de la instalación de puesta a tierra. La función de la puesta a tierra de una instalación eléctrica es la de forzar la derivación al terreno, de las intensidades de corriente de cualquier naturaleza, que se puedan originar, ya se trate de corrientes de falla, o debidas a descargas atmosféricas.

En el diseño de una subestación e instalación eléctrica es necesario definir diversas conexiones a tierra (puesta a tierra), para conectar a la propia red de tierra los neutros, tanques y carcazas de los equipos, los cables de guarda, las estructuras metálicas y todas aquellas partes que deben estar a potencial de tierra logrando así las siguientes funciones principales:

1. Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra ya sea que se deban a una falla de circuito corto o a la operación de un pararrayos, con ello, evitando exceder los límites de diseño de los equipos.
2. Evitar que, durante la circulación de estas corrientes de tierra, puedan producir diferencias de potencial entre los distintos puntos de la subestación, significando un peligro para el personal.
3. Proporcionar una trayectoria a tierra para el neutro de los sistemas o equipos eléctricos que así lo requieran, limitando la aparición de potencial en el neutro de un sistema en estrella aterrizado.
4. Contribuir a un mejor desempeño de los sistemas de protección, mediante sistemas de relevadores, se logra la eliminación de las fallas a tierras en los sistemas eléctricos.
5. Evitar incendios provocados por materiales volátiles o la combustión de gases al proveer un camino efectivo y seguro para la circulación de las corrientes de falla y descargas atmosféricas y estáticas, y así eliminar los arcos y elevadas temperaturas en los equipos eléctricos.
6. Contar con un medio seguro que aterrice los equipos eléctricos cuando estén en mantenimiento.
7. Limitar la elevación de potencial de la red a valores aceptables cuando ocurre una falla a tierra.
8. Dar mayor continuidad y confiabilidad al servicio.

Por ello, toda instalación eléctrica deberá disponer de una protección o instalación de tierra diseñada en forma tal que, en ningún punto normalmente accesible del interior o exterior de la misma donde las personas puedan circular o permanecer, exista el riesgo de que puedan estar sometidas a una tensión peligrosa durante cualquier defecto de la instalación eléctrica o en la red unida a ella.

NORMATIVIDAD

La NOM-001-SEDE-2012 en su artículo 250 referente a puesta a tierra abarca los requisitos generales para la puesta a tierra y sus puentes de unión en las instalaciones eléctricas, además de los requisitos específicos que se indican a continuación:

- En sistemas, circuitos y equipos en los que se exige una conexión a tierra, se indica el lugar donde se permite o donde no se permite que estén puestos a tierra.
- El conductor del circuito que es puesto a tierra en sistemas puestos a tierra.
- Ubicación de las conexiones a tierra.
- Tipos y tamaños nominales de los conductores, puentes de unión y electrodos de conexión para puesta a tierra.
- Métodos de puesta a tierra y puentes de unión.
- Condiciones en las que se puede sustituir a los resguardos, separaciones o aislamiento por la puesta a tierra.

La norma hace ver la importancia que conlleva tener una puesta a tierra y especificando que los sistemas se conectan a tierra para limitar las sobre corrientes eléctricas debidas a descargas atmosféricas, transitorios en la red o contacto accidental con líneas de alta tensión, y para estabilizar la tensión eléctrica a tierra durante su funcionamiento normal. Los equipos se conectan a tierra de modo que ofrezcan un camino de baja impedancia para las corrientes eléctricas de falla, y faciliten el funcionamiento de los dispositivos de protección contra sobre corriente en caso de falla a tierra.

Los materiales conductores que rodean a conductores o equipo eléctrico o que forman parte de dicho equipo, se conectan a tierra para limitar la tensión a tierra de esos materiales y para facilitar el funcionamiento de los dispositivos de protección contra sobre corriente en caso de falla a tierra.

En su artículo 200 de la NOM hace notar el uso e identificación de los conductores puestos a tierra; en este artículo se establecen los requisitos para la identificación de terminales, conductores puestos a tierra en el sistema de alambrado de usuarios e identificación de los conductores puestos a tierra. Para su identificación de las terminales de los dispositivos de puesta a tierra la NOM en su artículo 250-119 especifica lo siguiente: las terminales de conexión de los conductores de puesta a tierra de equipo se deben identificar (1) mediante un tornillo terminal de cabeza hexagonal pintada de verde, que no se pueda quitar fácilmente (2) mediante una tuerca terminal hexagonal pintada de verde que no se pueda quitar fácilmente o (3) mediante un conector a presión pintado de verde. Si la terminal del conductor de puesta a tierra no es visible se debe marcar el orificio de entrada del cable de

tierra con la palabra “V” o “T” o con el símbolo de puesta a tierra N. 5019 de la Comisión Electrotécnica Internacional o de cualquier otro modo en color verde.



Símbolo de puesta a tierra IEC N. 5019

La importancia de la puesta a tierra aclara como evitar las corrientes indeseables; en su artículo 250-21 menciona lo siguiente: La puesta a tierra de sistemas eléctricos conectadores de circuitos, apartarrayos y partes conductoras de equipo y materiales normalmente sin energía se deben hacer y disponer de modo que se evite el flujo de corrientes eléctricas indeseables por los conductores de puesta a tierra o por la trayectoria de puesta a tierra. No se consideran corrientes eléctricas indeseables a las temporales que se produzcan accidentalmente, como las debidas a fallas a tierra, y que se presentan sólo mientras los conductores de puesta a tierra cumplen sus funciones de protección previstas.

Componentes de una red de tierras

Los componentes de una red de tierras son de vital importancia, todos y cada uno de, ya que si alguno no cumpliera con lo que se le demanda esta red de tierras no estaría dando su funcionamiento en un 100 % y se estaría poniendo en riesgo la integridad física de las personas que hicieran uso en cualquier momento de esta instalación, por tal motivo todos y cada uno de estos componentes deben ser revisados cuidadosamente por una persona capacitada para que pueda detectar cualquier anomalía en alguno de estos componentes y se pueda actuar a tiempo, haciendo el cambio de alguna parte de este componente o haciendo su cambio total.

La conexión de un conductor del electrodo de puesta a tierra con el electrodo correspondiente debe ser accesible y estar hecha de tal manera que asegure una puesta a tierra eficaz y permanente.

Una recomendación de NOM-001-SEDE-2012 es que los conductores de puesta a tierra y los cables de puentes de unión se deben conectar mediante soldadura exotérmica, conectadores a presión aprobados y listados, abrazaderas u otros medios de conexión que sólo dependan de soldadura. Para conectar los conductores de puesta a tierra a los envolventes no se deben usar pijas; estas son las recomendaciones con un grado de gran importancia que hace notar la norma en su artículo 250-113.

Dándole la importancia que merecen los componentes de una red de tierras, será muy importante saber de qué manera se pueda estar seguro que el material que se compre verdaderamente tenga una buena calidad; Tomando como referencia una norma de Comisión Federal de Electricidad que es la CFE-56100-16-1996, se resalta que la tomada en cuenta es una especificación de Julio de 2000 y sustituye a la edición de Agosto de 1996 y todos los documentos de CFE relacionados con electrodos para tierra que se hayan publicado. La presente especificación establece las características técnicas, los métodos de prueba y control de calidad que deben cumplir los electrodos para tierra de las instalaciones de Comisión.

Para conocer más afondo un electrodo de tierra se citan algunos términos que se utilizan en documentos que hablen de electrodos.

- Cubierta del Electrodo.
- Recubrimiento metálico conductor que cubre la superficie del núcleo.
- Cubierta Electrolítica.
- Recubrimiento metálico logrado por medio de un proceso de electro depósito.
- Cubierta Soldada.
- Recubrimiento metálico que cubre el núcleo del electrodo mediante un enlace soldado de los componentes de los materiales de núcleo y la cubierta.
- Núcleo del Electrodo.
- Parte central que constituye el cuerpo interior del electrodo.

Utilizando como referencia la norma antes mencionada se puede estar seguro que se utiliza un componente de la red de tierras de buena calidad; además de que no se sacrifica la calidad de sus materiales por su costo, y de esta manera se le da un mayor respaldo al proyecto que se realice.

ANEXO 5 Líneas de media tensión

ÁMBITO DE APLICACIÓN

Las disposiciones contenidas en la presente Sección se refieren a las prescripciones técnicas que deberán cumplir las líneas aéreas de media tensión, entendiéndose como tales las de corriente alterna trifásica a 50 Hz de frecuencia, cuya tensión más elevada entre fases sea superior a 1 KV e inferior o igual a 72,5 KV.

Aquellas líneas aéreas de media tensión que tengan cualquier parte de su trazado o extensión de servidumbre dispuesto en un predio que no sea de propiedad exclusiva del usuario de la instalación eléctrica de media tensión deberá, antes de la etapa de Proyecto, contar con la autorización de la URSEA para su realización, ateniéndose a lo que esta disponga. Se remite además para este tipo de casos a lo dispuesto en el Artículo 46 del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica.

Aquellas líneas en las que se prevea utilizar otros sistemas de transmisión de energía - corriente alterna monofásica o polifásica, continua, etc., deberán ser objeto de una justificación especial por parte del proyectista al Regulador y asignándole un capítulo especial en la Memoria del Proyecto. Estos sistemas de transmisión deberán adaptar las prescripciones y principios básicos del presente Reglamento a las peculiaridades del sistema propuesto.

Se excluyen de la aplicación de las presentes normas a las líneas eléctricas tendidas con el objetivo de integrar un sistema de tracción de cualquier medio de transporte.

TENSIONES

Se entiende por "tensión nominal" el valor convencional de la tensión eficaz entre fases con que se designa la línea y a la cual se refieren determinadas características de funcionamiento, y por "tensión más elevada" de la línea, al mayor valor de la tensión eficaz entre fases, que puede presentarse en un instante en un punto cualquiera de la línea, en

condiciones normales de explotación, sin considerar las variaciones de tensión de corta duración debidas a defectos o desconexiones bruscas de cargas importantes.

Las tensiones nominales normalizadas, así como los valores correspondientes de las tensiones más elevadas son las establecidas en la Sección I.

CLASIFICACIÓN DE LAS LÍNEAS

Las líneas aéreas de media tensión, a las que se refieren las presentes Instrucciones Reglamentarias, se clasifican en la forma siguiente:

Líneas de 1ª Categoría - Las de tensión nominal comprendidas entre 30 KV y 66 KV ambas inclusive.

Líneas de 2ª Categoría - Las de tensión nominal inferior a 30 KV y superior a 1 KV.

TRAZADO

Las líneas eléctricas se estudiarán siguiendo el trazado que considere más conveniente el autor del proyecto, en su intento de lograr la solución óptima para el conjunto de la instalación, ajustándose en todo caso a las prescripciones que en estas Instrucciones Reglamentarias se establecen.

En general se deberán evitar, en lo posible, los ángulos pronunciados, tanto en planta como en alzado, y se reducirán al mínimo indispensables el número de situaciones reguladas por las Prescripciones Especiales establecidas en la presente Sección.

ELEMENTOS UTILIZADOS EN LAS LÍNEAS

CONDUCTORES

Naturaleza

Los conductores serán de materiales metálicos o combinación de éstos que permitan construir alambres o cables de características eléctricas y mecánicas adecuadas para su fin e inalterables en la vida útil que se establezca, debiendo presentar además, una resistencia elevada a la corrosión atmosférica y a la fatiga.

Los mismos podrán ser desnudos, o tener una capa aislante parcial (conductores protegidos de Media Tensión).

CABLES DE GUARDA

Los cables de guardia podrán ser de acero u otro material que cumplan las condiciones fijadas en el punto 1 del Capítulo I de la presente Sección.

Los empalmes de los cables de guardia reunirán las mismas condiciones de seguridad e inalterabilidad exigidas en el punto 3 del Capítulo I para los empalmes de los conductores.

Cuando para el cable de guardia se utilice cable de acero galvanizado la sección nominal mínima que deberá emplearse será de 18 mm². Los cables de guardia deberán ser conectados en cada apoyo directamente al mismo.

HERRAJES

Se considerarán bajo esta denominación todos los elementos utilizados para la fijación de los aisladores al apoyo y al conductor; los de la fijación del cable de guardia al apoyo, los elementos de protección eléctrica de los aisladores y finalmente, los accesorios del conductor tales como separadores, anti vibradores, etc.

Los herrajes serán diseñados para el cumplimiento adecuado de su función mecánica y eléctrica y deberán tener tratamiento para una protección adecuada contra la corrosión atmosférica.

Las grapas de amarre del conductor deberán soportar una tensión mecánica en el cable del 90 por ciento de la carga de rotura del mismo, sin que se produzca su deslizamiento.

AISLADORES

Los aisladores utilizados en las líneas a que se refieren estas Instrucciones Reglamentarias podrán ser de porcelana, vidrio, sintético u otro material de características adecuadas a su función, fabricados y ensayados bajo las normas que le correspondan.

Se adoptarán las características de los aisladores que sean facilitadas por los fabricantes de los mismos siempre que cumplan con las condiciones establecidas en la o las normas de aisladores correspondientes.

APOYOS

Los conductores de la línea se fijarán a los apoyos mediante aisladores.

Los cables de guardia y de tierra se fijarán de modo directo a la estructura del apoyo. Estas podrán ser metálicas, de hormigón, madera u otros materiales apropiados, bien de materiales homogéneos o combinación de varios de los citados anteriormente.

Los materiales empleados deberán presentar una resistencia elevada a la acción de los agentes atmosféricos, y en el caso de no presentarla por sí mismos deberán recibir los tratamientos protectores adecuados para tal fin.

Se tendrá en cuenta en el diseño constructivo de los apoyos la accesibilidad a todas sus partes por el personal de Montaje y Mantenimiento, de modo que pueda ser realizada la inspección y conservación de la estructura y si se prevé la realización de Mantenimiento en vivo de la línea.