



EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO

Instituto Tecnológico del Istmo
Subdirección Académica
División de Estudios Profesionales

DISEÑO Y SELECCIÓN DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PARA UNIDAD MINERA DON DAVID GOLD MÉXICO

OPCIÓN I
TESIS PROFESIONAL

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO**

**PRESENTA:
JESSICA GUADALUPE SILVA TOLEDO**

HEROICA CIUDAD DE JUCHITÁN DE ZARAGOZA, OAXACA, SEPTIEMBRE DEL 2022.



Carretera Panamericana Km. 821, C.P. 70000, Hca. Cd. de Juchitán de Zaragoza, Oax.,

Tel. (971) 71-13237 e-mail: dep_istmo@tecnm.mx tecnm.mx | istmo.tecnm.mx



2022 Flores
Año de Magón
PROBLEMA DE LA REVOLUCIÓN MEXICANA



Heroica Ciudad de Juchitán de Zaragoza, Oax. 05 - Agosto - 2022

**DEPTO.: DIV. DE ESTUDIOS PROFESIONALES.
No. DE OFICIO DEP-03/22**

ASUNTO: Se autoriza Impresión de
Trabajo Profesional.

**C. JESSICA GUADALUPE SILVA TOLEDO
PASANTE DE LA CARRERA DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA
P R E S E N T E.**

De acuerdo con el reglamento de Titulación y habiendo cumplido con todos los requisitos e indicaciones que la Comisión Revisora le hizo con respecto a su Trabajo Profesional, la División de Estudios Profesionales a mi cargo le autoriza la impresión del mismo, cuyo tema es: **DISEÑO Y SELECCIÓN DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PARA UNIDAD MINERA DON DAVID GOLD MÉXICO.**

ATENTAMENTE

Excelencia en Educación Tecnológica®

"Por una tecnología propia como principio de libertad"

**LIC. ROBERTO ÁNGELES CASTILLEJOS
JEFE DE LA DIV. DE ESTS. PROFESIONALES**



C.c.p. Coordinación de Titulación



AGRADECIMIENTOS

Doy gracias a Dios por acompañarme y guiarme a lo largo de mi vida, por ser luz en los momentos de oscuridad, por darme claridad a lo largo de mi carrera pero sobre todo por permitirme vivir una vida llena de aprendizajes, experiencias y felicidad

Le doy gracias a mi madre por todo el esfuerzo realizado para darme la oportunidad de tener una buena educación, por haber fomentado en mí valores que me han acompañado siempre y han hecho de mí una persona con calidad humana, pero sobre todo por ser mi mayor motivación para salir adelante y demostrar que todo lo que se sueña se puede lograr.

Les agradezco a familiares y amigos que se hicieron familia por su apoyo incondicional, por los consejos dados a la hora de tomar decisiones importantes, por estar en los buenos y malos momentos pero más importante aún por todo el cariño brindado.

Les agradezco a mis profesores la confianza, apoyo y dedicación a lo largo de toda mi formación académica, por haber compartido conmigo parte de sus conocimientos y sus experiencias que fueron fundamentales en mi formación como profesionista.

Jessica.

RESUMEN

Para el proyecto es necesario realizar un análisis, conocimiento de la carga total que se encuentra en nuestras instalaciones, esto con el fin de llevar a cabo una correcta selección de la subestación eléctrica y así continuar con el suministro de energía para la operación de la unidad minera Don David Gold México ubicada en San José de Gracia, Oaxaca.

El contenido del primer capítulo, está basado en una descripción de la empresa, sobre su historia y como ha llegado a consolidarse como una empresa importante en su rango.

En el segundo capítulo abarca lo referente a teoría sobre subestaciones eléctricas, como es: tipos de subestaciones eléctricas, elementos de subestaciones eléctricas, descripción general de cada uno de los elementos, etcétera.

Para el tercer capítulo, contiene el desarrollo del proyecto, la selección de los elementos de la subestación eléctrica y cálculos: Cálculos para la selección del transformador, selección de interruptores, transformadores para medición, cálculo de corto circuito, etcétera.

INDICE

Pág.

Introducción	i
Justificación	ii
Objetivos generales y específicos.	iii
Características del área a participar.	iv
Planteamiento del problema.	v
Alcances y limitaciones... ..	vi

Capítulo 1

Descripción general de la empresa DON DAVID GOLD S.A. DE C.V.

1.1.- Nombre de la Empresa	1
1.2.- Giro de la empresa.....	1
1.3.- Misión	1
1.4.- Antecedentes.....	1
1.5.- Organigrama.....	6

Capítulo 2

Elementos de la subestación

2.1.- Principios para el diseño de una subestación eléctrica... ..	7
2.2.- La subestación eléctrica.....	8
2.2.1.- Clasificación de la subestación eléctrica.....	9
2.3.- Elementos de una subestación eléctrica.....	14
2.3.1.- El transformador.....	15
2.3.2.- Interruptores de potencia... ..	20
2.3.3.- Restauradores.....	28
2.3.4.- Transformadores para medición.....	30
2.3.5.- Cuchillas desconectoras.....	36
2.3.6.- Apartarrayos... ..	39
2.4.- Sistema de puesta a tierra.....	43
2.5.- Corriente de cortocircuito	49

2.6.- Sistemas de protección.....	51
-----------------------------------	----

Capítulo 3

Diseño de subestación eléctrica con capacidad de 10 MVA's

3.1.- Localización de subestación eléctrica.....	55
3.2.- Selección del transformador... ..	55
3.2.1.- Capacidad de KVA.....	56
3.2.2.- Nivel de tensión.....	87
3.2.3.- Confiabilidad.....	87
3.2.4.- Costo.....	87
3.3.- Selección de interruptor de potencia.....	88
3.3.1.- Corriente nominal.	88
3.3.2.- Capacidad interruptiva.....	90
3.4.- Selección de transformadores de medición.....	121
3.4.1.- Selección de los transformadores de potencial (TP's).....	121
3.4.2.- Selección de los transformadores de corriente (TC's).....	123
3.5.- Selección de las cuchillas desconectoras.....	126
3.5.1.- Corriente nominal.....	126
3.5.2.- Voltaje nominal.....	127
3.5.3.- Nivel básico de aislamiento al impulso.....	127
3.5.4.- Corriente de cortocircuito.....	128
3.6.- Sistema de tierra.....	128
3.7.- Calibre del conductor alimentador.....	140
3.7.1.- Selección del conductor alimentador en el lado primario por capacidad de corriente.....	140
3.7.2.- Selección del conductor alimentador en el lado secundario por capacidad de conductor.....	142
Conclusión.....	145
Anexos.....	146

Bibliografía 154

INTRODUCCIÓN:

Dentro del sistema de suministro eléctrico se encuentra la generación, esta es la etapa donde se produce la energía, la transmisión que se encarga de hacer la transferencia de energía y también la distribución que es la que hace posible la llegada de energía a los consumidores:

La energía eléctrica no se puede almacenar por lo que debe haber un equilibrio entre la generación y el consumo. La transmisión se realiza a través de líneas a tensiones elevadas que, conjuntamente con las subestaciones, forman la red de transporte.

Mientras que la red de distribución es la parte del sistema de suministro eléctrico responsable de las compañías distribuidoras de electricidad hasta los consumidores finales.

La red eléctrica une todos los centros generadores de energía eléctrica con los puntos de consumo, para que de este modo se consiga el equilibrio mencionado anteriormente entre la generación y consumo.

En el empleo de energía eléctrica, ya sea para fines industriales, comerciales o de uso residencial, intervienen una gran cantidad de máquinas y equipo eléctrico. Un conjunto de equipo eléctrico para un fin determinado se le conoce con el nombre de *SUBESTACIÓN ELÉCTRICA*.

Las subestaciones eléctricas son las instalaciones encargadas de realizar transformaciones de la tensión, de la frecuencia, del número de fases o la conexión de dos o más circuitos. Pueden encontrarse junto a las centrales generadoras y en la periferia de las zonas de consumo, en el exterior o interior de los edificios.

En el presente trabajo se realizará el diseño para la implementación de una subestación eléctrica con capacidad de 10MVA's, la cual será la encargada de suministrar energía eléctrica a la unidad minera *DON DAVID GOLD MÉXICO*, haciendo el cálculo y estudios necesarios para una selección de elementos constitutivos adecuada así también su funcionamiento.

JUSTIFICACIÓN.

La energía eléctrica resulta ser uno de los servicios más importantes en la actualidad, ya que se utiliza para realizar cualquier actividad cotidiana, pero lograr su generación es demasiado costoso.

La unidad minera Don David Gold México no está conectada al sistema eléctrico de Comisión Federal de Electricidad por lo que genera su propia energía a través de 6 generadores a diésel de con capacidad de 1.6 MW cada uno, así como de 2 generadores auxiliares de 0.9 MW cada uno.

Construir una subestación eléctrica que sea suministrada por Comisión Federal de Electricidad ayudará a contar con calidad de energía para las diferentes instalaciones y equipos de la unidad, así como asegurar la continuidad en el servicio evitando paros inesperados que afecten a la producción y por ende las utilidades de la unidad.

Con la implementación de dicha subestación se pretende reducir el consumo de combustible, mantenimiento y horas-hombre empleadas para el funcionamiento de los generadores utilizados, esto será un gran beneficio para la empresa ya que reducirá sus gastos de manera considerable, siendo así redituable la construcción de la subestación.

OBJETIVOS

Objetivo general.

Diseño e implementación de subestación eléctrica con capacidad de 10 MVA's

Objetivos específicos

- Reconocer las instalaciones.
- Analizar el sistema eléctrico de la unidad.
- Cuantificación de la carga.
- Selección de equipo para subestación eléctrica.
- Diseño de subestación eléctrica.
- Elaboración de circuitos alimentadores.
- Elaboración de cálculos de corto circuito.
- Diseño de red de tierras.

CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA A PARTICIPAR.

Consta de tres áreas: mantenimiento eléctrico planta, mantenimiento eléctrico mina y generación, las áreas en conjunto están encargadas tanto de la generación de energía, así como del correcto funcionamiento de las instalaciones eléctricas para el desarrollo de la producción.

Las tres áreas cuentan con tres cuadrillas que se organizan en roles de trabajo para que las 24 horas del día se cuente con personal especializado en mantenimiento eléctrico.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Para el sector minero en México, el suministro eléctrico es típicamente una restricción o por lo menos una variable crítica en la viabilidad económica de los yacimientos de minerales descubiertos.

La reforma al sector eléctrico en 1992 abrió la posibilidad del autoabastecimiento con la obtención de un permiso en la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Pero los requerimientos de inversión para manejar una planta eléctrica propia, dejando de lado los retos de capacidad técnica para operarla de manera eficiente, se convierten inmediatamente en un componente muy importante de las necesidades de capital del proyecto minero en su conjunto.

En la actualidad el precio del combustible ha ido en aumento día con día, esto lleva a un mayor gasto económico para quienes tienen la necesidad del consumo a diario.

Con base a lo anterior y buscando siempre la continuidad en el servicio y el ahorro económico para la compañía, se opta por la construcción de una subestación eléctrica para conectarse al sistema eléctrico de Comisión Federal de Electricidad, esto ayudará a reducir gastos en todo lo empleado para el mantenimiento y funcionamiento de los generadores que utiliza.

Dicha unidad minera no está conectada al sistema eléctrico de Comisión Federal de Electricidad por lo cual generan su propia energía a través de 6 generadores a diésel de 1.6 MW cada uno y dos generadores auxiliares de 0.9 MW cada uno. El combustible, mantenimiento y horas-hombres empleadas para el funcionamiento de los generadores refleja un gasto económico importante para la compañía.

La construcción de una subestación eléctrica para interconexión al sistema de Comisión Federal de Electricidad tiene como principal objetivo el ahorro de todo lo empleado para el correcto funcionamiento de los generadores utilizados en la unidad minera, así como asegurar la continuidad en el sistema eléctrico evitando paros inesperados.

ALCANCES Y LIMITACIONES.

ALCANCES:

- Conocimiento de la transmisión de energía en media tensión.
- Construcción electromecánica y criterios para selección de una subestación.
- Análisis para la selección de un transformador.
- Sistemas eléctricos dentro de la industria minera.
- Generación de energía.

LIMITACIONES:

- Tiempo de construcción
- Construcción de nueva índole.

CAPITULO 1
DESCRIPCION GENERAL DE LA
EMPRESA DON DAVID GOLD S.A.
DE C.V.

1.1.- Nombre de la empresa.

DON DAVID GOLD MÉXICO S.A. DE C.V.

1.2.- Giro de la empresa.

Extracción de minerales.

1.3.- Misión.

Compromiso con la seguridad, la salud y el medio ambiente a través de un sistema integral de administración de riesgos, que busca tener sitios de trabajo, seguros y libres de accidentes, así como evitar daños a las instalaciones de la empresa y al medio ambiente.

1.4.- Antecedentes históricos. [22]

Gold Resource Corporation es un productor de oro y plata que se enfoca en proyectos que presentan bajos costos de operación y altos retornos de capital. El enfoque principal de la compañía es en el flujo de efectivo, con la prioridad de devolver dividendos significativos a los propietarios de la compañía y a sus accionistas. La compañía tiene dos unidades mineras ubicadas en jurisdicciones amigables con la minería de América del Norte. La “Unidad minera de Oaxaca” consiste en un 100% de participación en 6 propiedades potenciales de oro y plata de alta ley en el sureño estado de Oaxaca, México.

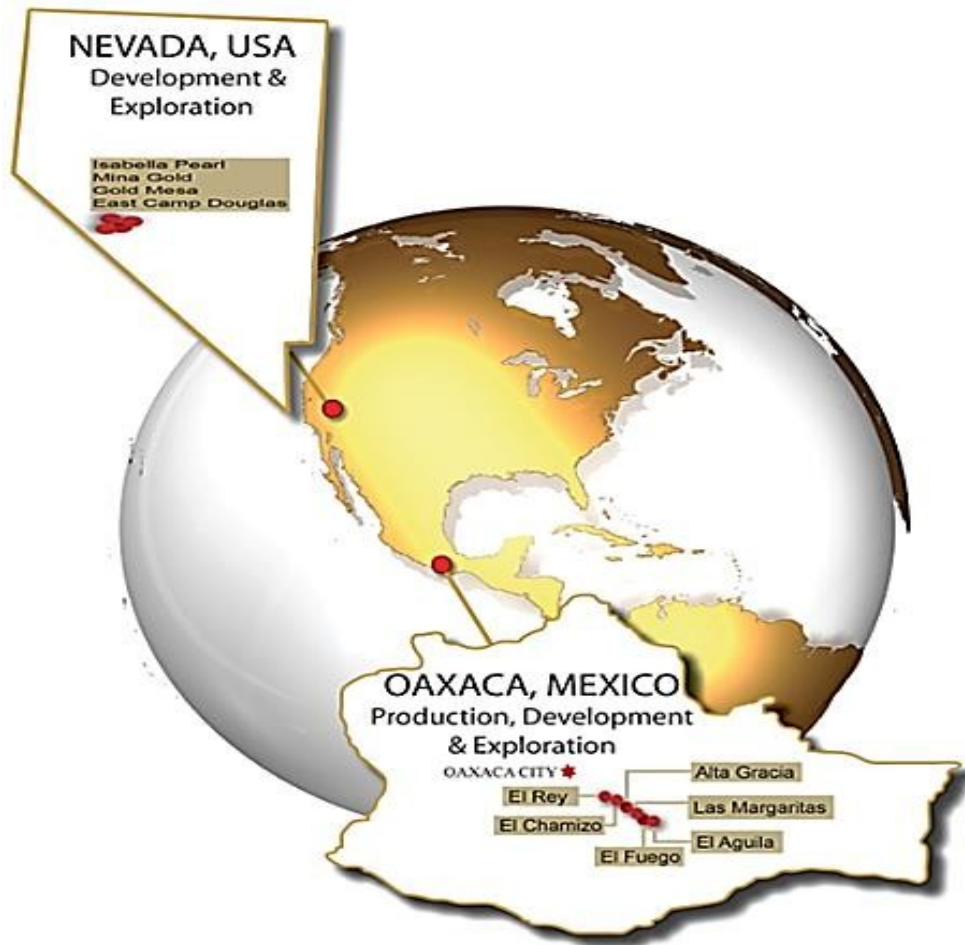


Figura 1.1.- Macro localización de unidades mineras Gold Resource Corporation

GORO declaró exitosamente la producción comercial de su Unidad Minera de Oaxaca el 1 de julio de 2010 de un pozo a cielo abierto de alta ley en su proyecto El Águila, lo que permitió a la compañía alcanzar producción y flujo de efectivo en el menor tiempo con uno de los capitales más ajustados para un productor. En marzo de 2011, GORO anunció la producción de su mina polimetálica Arista. El depósito Arista está compuesto por los sistemas de vetas Arista y Switch Back, ambos contienen oro y plata de alta ley, así como los metales de base de cobre, plomo y zinc.

La mina subterránea Arista de Gold Resource Corporation se encuentra en el proyecto El Águila de la compañía, en el estado de Oaxaca. La mineralización del Proyecto El Águila ocurre como depósitos epitermales estructuralmente controlados en vetas y zonas de stockwork consistentes en concentraciones de sulfuros que contienen oro, plata, cobre, plomo y zinc, asociados con minerales de ganga tales como cuarzo, calcita y

otros elementos menores.



Figura 1.2.- Mina Subterránea de la compañía Gold Resource Corporation

El desarrollo de la mina Arista comenzó en 2009, y la producción inicial del depósito comenzó en marzo de 2011. El mineral se transporta del interior hacia la planta de Águila, donde se procesa en tres concentrados diferentes:

- Cobre/oro
- Plomo/plata
- Zinc

Desde el descubrimiento de las vetas *Arista* y *Baja* en 2007, se han descubierto múltiples vetas adicionales, las cuales han sido minadas o se extraerán en futuro. El yacimiento Arista está actualmente abierto y consta de dos sistemas de vetas distintos: el *Arista* y *Switch Back*. La compañía continúa perforando las extensiones del depósito Arista que pretende extender la vida útil de la mina.

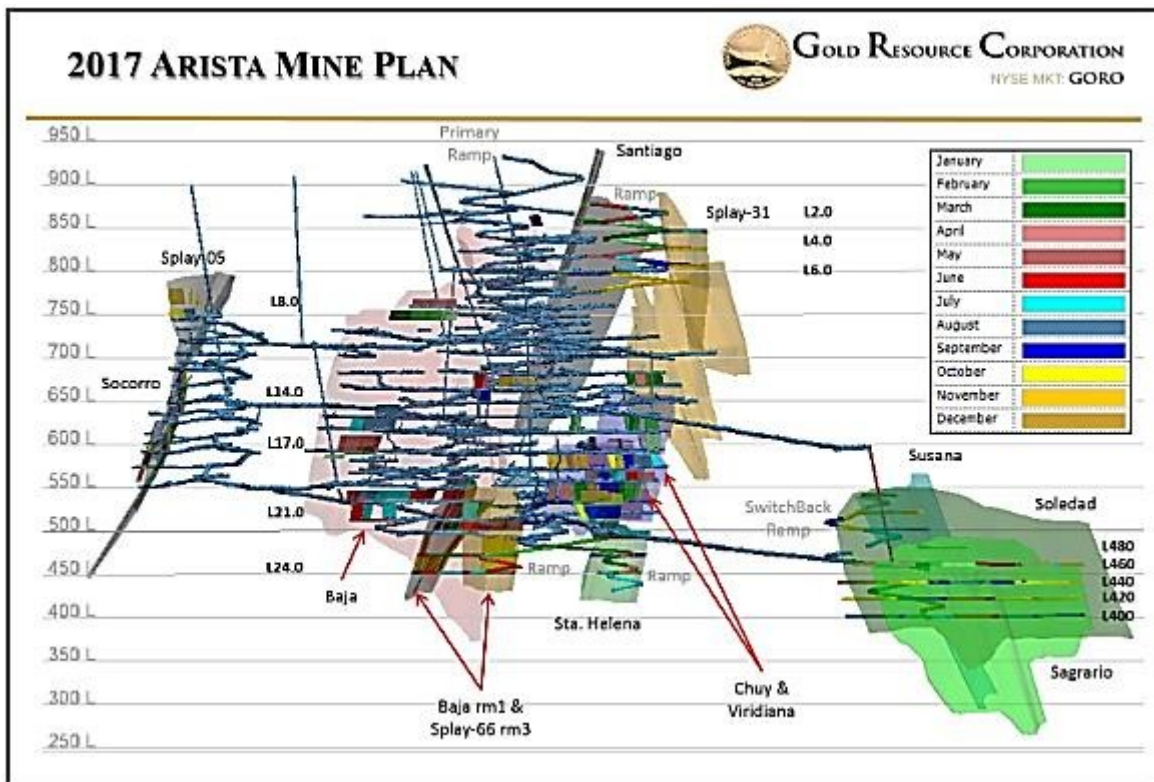


Figura 1.3.- Plano de la mina Arista

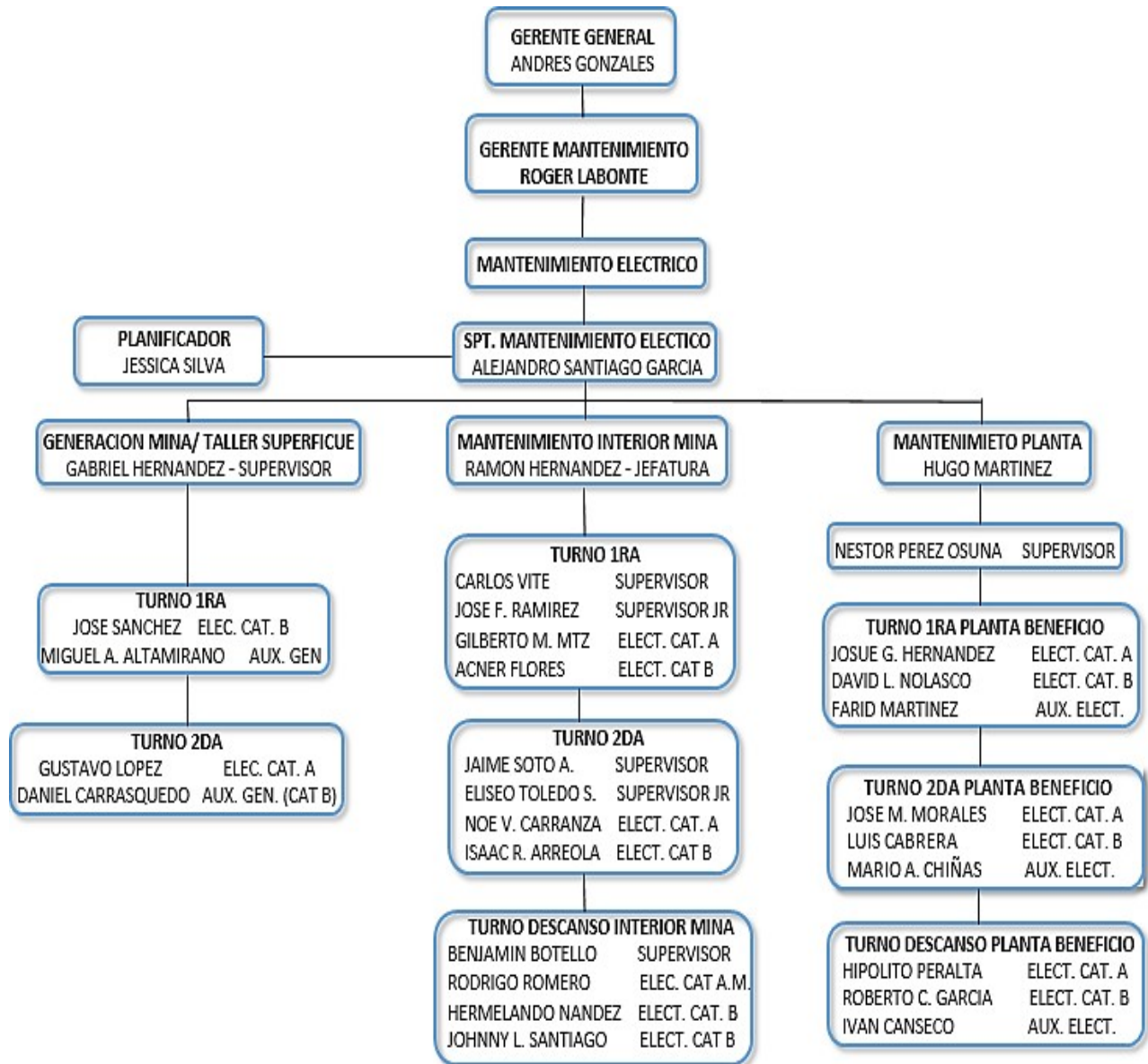
Gold Resource Corporation actualmente procesa todo el mineral obtenido de mina subterránea Arista a través del circuito de flotación en la Planta de Beneficio de la compañía. La planta se construyó cerca del sitio de la mina y consta de dos circuitos de producción separados

- Un circuito de flotación diferencial (mineral de sulfuro): Con una capacidad nominal actualmente de 1500 toneladas por día, que produce tres tipos de concentrados de alta ley: un concentrado de cobre con oro y plata, un concentrado de plomo con oro y plata y un concentrado de zinc con oro y plata.
- Un circuito de lixiviación agitado (minerales de óxido): Con una capacidad nominal de 300 toneladas por día. Este circuito se encuentra actualmente inactivo.



Figura 1.4.- Planta beneficio El Águila de Gold Resource Corporation.

1.5.- Organigrama de la empresa.



CAPITULO 2

ELEMENTOS DE LA

SUBESTACION

2.1.- Principios para el diseño de una subestación eléctrica. [3]

Según la Comisión Federal de Electricidad el punto de partida para el diseño de una subestación eléctrica es el llamado diagrama unifilar, este diagrama debe mostrar la conexión y arreglo de todos los equipos eléctricos (barras, interruptores, transformadores, cuchillas desconectadoras, apartarrayos, etc.). Para elaborar el diagrama unifilar se debe considerar el arreglo de barras, el grado de flexibilidad en operación y la confiabilidad.

La elaboración de un diagrama unifilar simplificado que indique el arreglo propuesto de barras y su posición relativa, es conveniente para estudios de localización y para definición de los elementos que integraran la subestación eléctrica.

La selección de un arreglo de barras depende de varios factores como por ejemplo: tensión del sistema, posición de la subestación en la red, flexibilidad de operación, confiabilidad en el suministro y el costo de la instalación. A demás se considera la simplicidad en el sistema al cual se conectará la subestación, mantenimiento fácil, sin interrupción de servicio o peligro para el personal y la economía de la instalación como aspectos técnicos.



Figura 2.1.- Ejemplo de diagrama unifilar.

2.2.- La subestación eléctrica [10]

La subestación eléctrica es una instalación que produce, convierte, transforma, regula, reparte y distribuye la energía eléctrica. Una subestación eléctrica tiene la habilidad de variar la capacidad de tensión de una instalación eléctrica, para que la energía se pueda llevar y repartir de un punto a otro. Para esto tiene un elemento muy importante *El transformador*. Una subestación se divide en tres secciones: medición, paso e interruptor. Además de estas tres secciones, cuenta con elementos que le permiten maniobrar, tales como interruptores o seccionadores, también cuenta con sistemas de protección como fusibles o interruptores automáticos. El conjunto de estos elementos ayudan al mantenimiento y a la seguridad.

Entonces, la subestación es el equipo que nos permite mover y distribuir la energía eléctrica para hacerla llegar a los hogares o industrias en todo el país ya que sin ella, la pérdida de potencia que se produce durante el transporte, haría que esto fuera imposible.

Si tenemos mayor tensión en el transporte, necesitaremos menos intensidad para distribuir la misma cantidad de potencia. Es decir, se pierde menos energía por el camino, evitando el tan temido Efecto Joule. Perder energía, en este caso, se convierte en grandes pérdidas económicas.

Algunos niveles típicos de voltaje usados en los sistemas eléctricos de potencia, se dan en la siguiente tabla:

Tabla 2.1

Niveles de transmisión, sub-transmisión, distribución y utilización

TRANSMISION	SUBTRANSMISION	DISTRIBUCION	UTILIZACION
800 KV	161 KV	35.5 KV	480V, 3Φ
765 KV	138 KV	25 KV	440V, 3Φ
400 KV	115 KV	23 KV	240V, 3Φ
365 KV	69 KV	13.8 KV	220V, 3Φ
230 KV		13.2 KV	120/240V, 1Φ
220 KV		6.6 KV	127V, 1Φ
		4.16 KV	

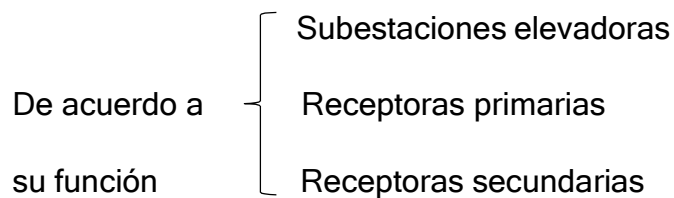
Tabla 2.2

Niveles de transmisión, sub-transmisión, distribución y utilización en México

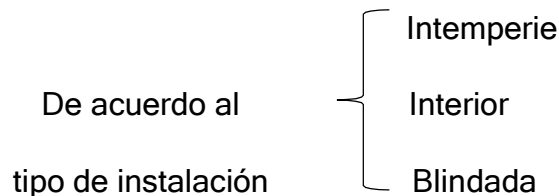
Transmisión	Sub-transmisión	Distribución	Utilización
400 KV	115 KV	34.5 KV	440V, 3Φ
230 KV	69 KV	23 KV	220V, 3Φ
		13.8 KV	127V, 1Φ

2.2.1.- Clasificación de la subestación eléctrica [8], [17],

Las subestaciones eléctricas se pueden clasificar de la siguiente manera:



SUBESTACIONES



Podemos realizar la siguiente clasificación para subestaciones según su funcionamiento y su ubicación.

Clasificación según funcionamiento:

Subestaciones elevadoras: Estas subestaciones se encuentran próximas a las centrales generadoras y permiten modificar los parámetros de la potencia suministrada por los generadores utilizando transformadores de potencia elevando el voltaje y reduciendo la corriente, para permitir la transmisión de la energía eléctrica a través de

líneas de transmisión a tensiones más elevadas que la generación, en la república mexicana se genera entre 6 y 20 KV y se transmite a 69KV, 115KV, 138KV, 230KV y 400KV.

Subestaciones receptoras primarias: Estas subestaciones se alimentan directamente de las líneas de transmisión y reduce la tensión a valores menores según sea el nivel de la transmisión ya sea para ser usadas en sub-transmisión o en distribución según sea el caso, los niveles comunes de tensión de salidas de estas subestaciones son de 34.5KV, 69KV, 85KV y 115KV.

Subestaciones receptoras secundarias: Estas subestaciones se encuentran alimentadas normalmente por los niveles de tensión intermedios, 69KV, 115KV y algunos en 115KV, para alimentar a las llamadas redes de distribución de 6.6KV, 13.8KV, 23KV y 34.5KV.

Clasificación según su ubicación:

Subestación tipo intemperie: Es la subestación que se diseña para soportar el funcionamiento en ambientes atmosféricos adversos (lluvia, viento, contaminación aérea, nieve, etc.) Como su nombre lo dice se construye en terrenos o áreas expuestas al medio ambiente (intemperie).



Figura 2.2.- Subestación eléctrica tipo intemperie.

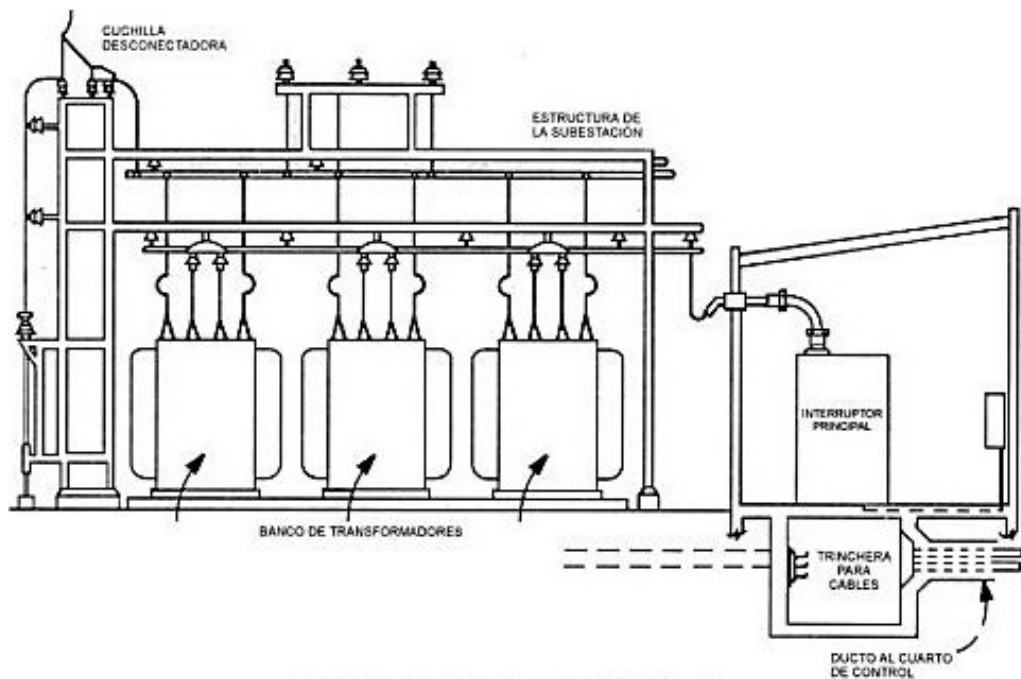


Figura 2.3.-Elementos principales de una subestación tipo intemperie.

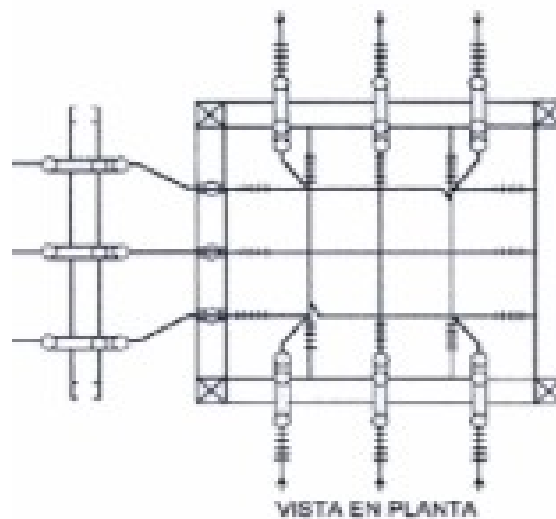


Figura 2.4.-Vista en planta de subestación eléctrica tipo intemperie

- Subestación tipo Interior: Estas subestaciones no se encuentran expuestas a ambientes atmosféricos ya que son subestaciones que se encuentran en el interior de edificios. Se emplean más como solución a lugares que cuentan con poco y se

conocen como subestaciones unitarias, operan con potencias relativamente bajas y son utilizadas por de industrias o comercios.



Figura 2.5.- Subestación eléctrica MINE POWER tipo interior.

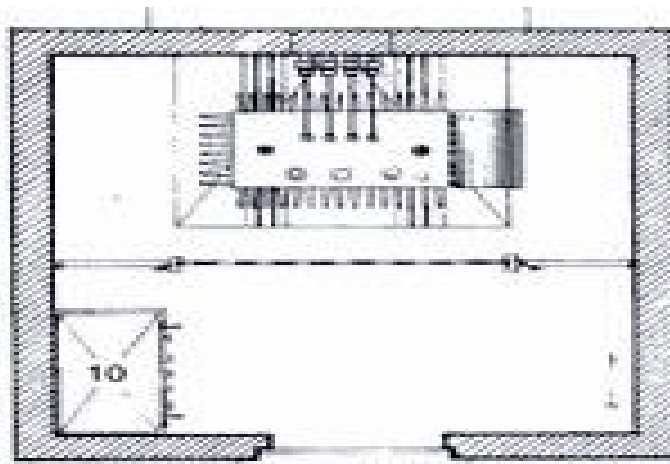


Figura 2.6.- Esquema de subestación eléctrica tipo interior.

- Subestación tipo blindada: En este tipo de subestación los aparatos y las máquinas se encuentran completamente blindados y el espacio que ocupan, la potencia y la tensión, es muy reducido en comparación con los tipos de subestaciones mencionadas arriba.

Generalmente se utilizan en fábricas, hospitales, auditorios, edificios y centros comerciales que dispongan de poco espacio para su instalación.



Figura 2.7.- Subestación eléctrica tipo blindada.

Generalmente es el lugar de emplazamiento o ubicación el que determina el tipo de instalación, así como la tecnología empleada. Por ejemplo, actualmente las subestaciones en el interior de edificios se hacen como instalaciones aisladas con SF6 (*Hexafluoruro de azufre*) para tensiones de 72.5 KV en adelante (Subestaciones blindadas), regularmente se ubican dentro de las ciudades. Sin embargo, las instalaciones al aire libre (Subestación tipo intemperie) se ubican en las afueras de las ciudades y en las trayectorias de las grandes líneas de transporte e interconexión y abarca los niveles de tensión de los 123 KV en adelante.

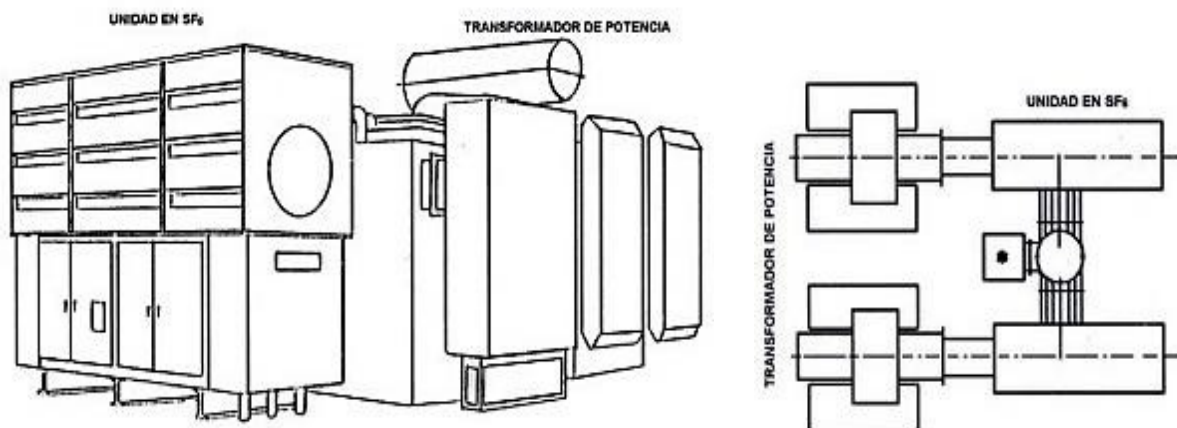


Figura 2.8.- Esquema de subestación eléctrica tipo blindada.

2.3.- Elementos de una subestación eléctrica.

Los elementos que forman parte de una subestación se pueden clasificar en elementos primarios y elementos secundarios

Elementos primarios:

- Transformadores de potencia
- Interruptor de potencia
- Restaurador
- Cuchillas desconectadoras
- Apartarrayos
- Transformadores para medición
- Relevadores
- Cables de guarda
- Barras colectoras y cables
- Aisladores de soporte de barras
- Sistema de tierra
- Estructuras

Elementos secundarios:

- Barras colectoras y conexión
- Auxiliares
- Alumbrado
- Herrajes
- Equipo contra incendio
- Cercas
- Torre de montaje y talleres
- Canalizaciones
- Ductos, drenajes

2.3.1.- El transformador. [8], [19]

Podemos considerar como uno de los equipos más importantes en una subestación eléctrica al transformador de potencia ya que como se sabe un transformador tiene como tarea reducir o aumentar el nivel de tensión de la energía que queremos transportar a través de una red eléctrica.

El transformador cuenta con dos bobinas en su interior (primaria y secundaria), en la primaria se conectara la fuente que suministra la energía y en la secundaria será para conectar la carga que alimentara el transformador.

Podemos mencionar como las principales partes que constituyen un transformador al núcleo magnético, devanado, conmutador o cambiador de derivaciones, el tanque, los dispositivos de enfriamiento, las boquillas y algunos accesorios como ruedas de rolar, ganchos de sujeción, etc.

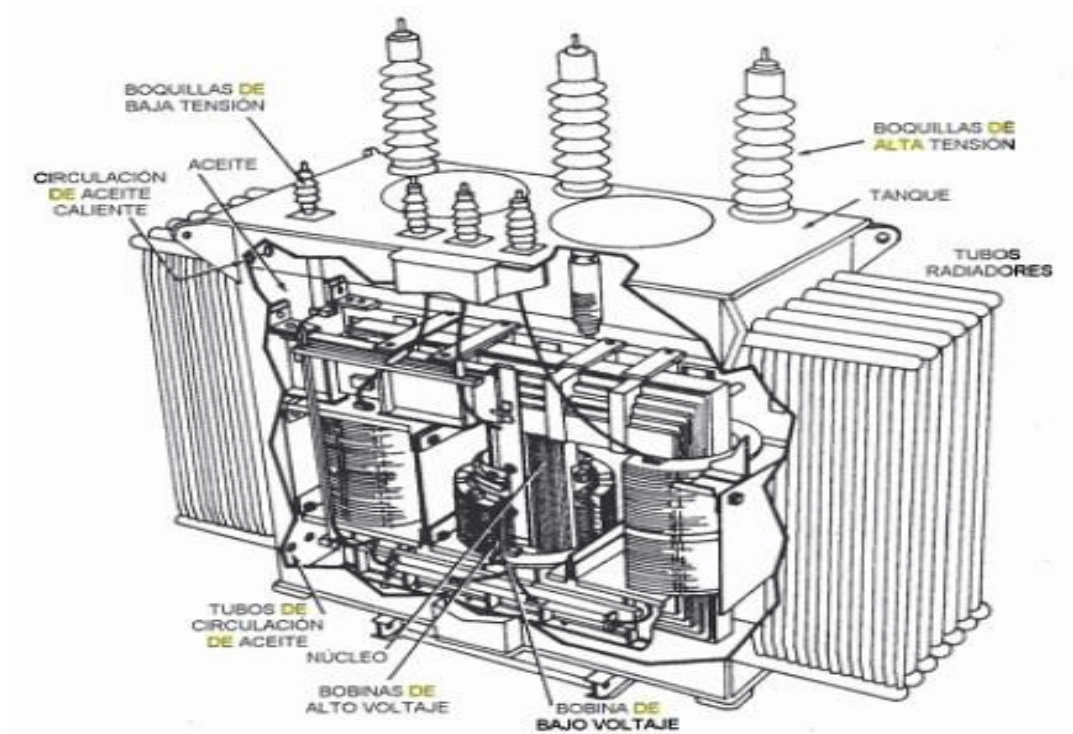


Figura 2.9.- Partes de un transformador (se muestra transformador trifásico).

Definición.

Hoy en día se requiere transportar grandes cantidades de fluido de energía desde fuentes de generación hasta los centros de consumo, para esto se utilizará el transformador.

El aumento de la demanda eléctrica fue de la mano con el aumento de la industria eléctrica, esto produjo la dificultad de su traslado de un lugar a otro. Se optó entonces la necesidad de elevar la tensión en los centros de generación para llevar a cabo la transmisión de energía y reducirlo al llegar a los centros de carga de consumo, es aquí donde se utiliza el transformador.

Un transformador es un conjunto de bobinas acopladas por un campo magnético que fluye en un núcleo de hierro. Se pueden utilizar para cambiar los valores de voltaje entre un circuito y otro, aislar eléctricamente un circuito de otro, etc.

Por tanto podemos decir que los transformadores se definen como maquinas estáticas que tienen la misión de transmitir, mediante un campo electromagnético alterno, la

energía eléctrica del sistema con determinada tensión, a otro con tensión deseada.

Clasificación de los transformadores.

Clasificación para transformadores de acuerdo a:

La forma de su núcleo.

- 1.- Tipo columnas: El embobinado de baja se construye sobre el núcleo y luego separado por un material aislante, se coloca la bobina de alta.
- 2.- Tipo acorazado: El núcleo es posicionado verticalmente alrededor de los devanados actuando como un soporte de los mismos.
- 3.- Tipo envolvente: Están provistos de núcleos de ferrita divididos en dos mitades que, como una concha, envuelven al embobinado, evitando flujos de dispersión
- 4.- Tipo radial: Integrado por un tanque y cuenta con un gabinete acoplado herméticamente. Este contiene en su interior uno o varios seccionadores, protecciones, boquillas y demás accesorios sumergidos en aceite.

Por el número de fases.

- 1.- Monofásico: Son empleados frecuentemente para suministrar energía eléctrica usuarios del rango residencial.
- 2.- Trifásico: Utilizados en sistemas de generación y distribución de energía. Está constituido por tres transformadores, que se encuentran sobre un mismo núcleo.



Figura 2.10.- Transformadores trifásico y monofásico.

Por el número de devanados.

- 1.- Dos devanados
- 2.- Tres devanados

Por refrigerante.

- 1.- Seco: Por lo general se construyen para potencias hasta de algunos KVA y tensiones que no pasan los 15KV. Es por esto que su uso se hace regularmente en los servicios auxiliares de algunas instalaciones industriales y para uso comercial.
- 2.- Aceite: No tienen limitación ni en la potencia ni en las tensiones.

Por el medio de enfriamiento.

- 1.- Tipo AA: Transformadores tipo seco con enfriamiento propio, no contienen aceite ni otros líquidos para enfriar, usan el aire.
- 2.- Tipo AFA: Transformadores tipo seco con enfriamiento por aire forzada, se emplea para aumentar la potencia disponible de los AA.
- 3.- Tipo AA/FA: Transformadores tipo seco con enfriamiento natural y con enfriamiento con aire forzado.

4.- Tipo OA: Transformador sumergido en aceite con enfriamiento natural, el aceite circula por convección natural dentro de un tanque con paredes lisas o corrugadas o bien por tubos radiadores.

5.- Tipo OA/FA: Transformador sumergido en líquido aislante con enfriamiento propio y por aire forzado, es en sí, un transformador OA con adición de ventiladores.

6.- Tipo OA/FOA/FOA: Sumergido en líquido aislante con enfriamiento propio/con aceite forzado-aire forzado/ con aceite forzado/aire forzado. Con este tipo de enfriamiento se incrementa el régimen de carga del transformador tipo OA por medio del empleo combinado de bombas y ventiladores.

7.- Tipo FOA: Sumergido en líquido aislante con enfriamiento por aceite forzado y de aire forzado. Esto absorbe cualquier carga de pico a plena carga porque se usa con ventiladores y bombas de aceite al mismo tiempo.

8.- Tipo OW: Sumergido en líquido aislante con enfriamiento por agua, en estos transformadores el agua de enfriamiento es conducida por serpentines, los cuales están en contacto con el aceite.

9.- Tipo FOW: Transformador sumergido en líquido aislante con enfriamiento de aceite forzado y con enfriamiento de agua forzada.

Se utilizan transformadores de potencia para subestaciones en media y alta tensión. También son aplicados en subestaciones, centrales de generación y algunos usuarios que demanden grandes potencias como es el caso de la unidad minera. Se construyen en potencias, voltajes y frecuencias estandarizadas según la región o país en donde se va a trabajar



Figura 2.11.- Transformador de Potencia

2.3.2.- Interruptores de potencia. [4], [7], [18], [19], [21],

La función principal de un interruptor es la protección ya que en caso de apertura nos asegura un aislamiento del circuito.

Un interruptor puede realizar diferentes maniobras, una de las más importantes es la maniobra cuando se produce un cortocircuito, cuando esto sucede puede ser uno o más interruptores se desconecten así aislar el elemento dañado del resto de la línea y poder despejar la falla del sistema.

Las corrientes de corto circuito producen esfuerzos mecánicos y calentamientos anormales que pueden hacer fallar el aislamiento entre otros puntos del circuito. Para interrumpir esta corriente se debe introducir al circuito una separación aislante con la rapidez de adecuada para formar una barrera que resista los voltajes de reignición.



Figura 2.12.- Ejemplo de interruptor de potencia.

Definición.

Una explicación simple del funcionamiento de un interruptor es básicamente abrir el circuito en un determinado punto cuando existe una falla, cortando el paso de la corriente a través de los conductores

Las normas IEC (internacionales) se han ocupado de establecer definiciones que permiten encuadrar los distintos aparatos permitiendo su utilización correcta.

“Interruptor es un aparato mecánico de conexión, que tiene dos posiciones de reposo, capaz de establecer, soportar, e interrumpir corrientes en condiciones normales de circuito, así como en condiciones predeterminadas establecer, soportar por un lapso definido, e interrumpir corrientes en condiciones anormales especificadas de circuito tales como las de cortocircuito”.

Generalmente se fabrican mediante elementos metálicos, conductores de la corriente sobre los que actúan manualmente a través de un elemento no conductor de la corriente para evitar contactos involuntarios.

Los interruptores de potencia son cuyo objetivo es efectuar la conexión y desconexión con o sin carga de una subestación.

Entonces, un interruptor es el dispositivo que protege nuestros equipos de corrientes de cortocircuito ya que tiene la opción de conectar o desconectar el circuito ya sea por condiciones de falla o mantenimiento.

Tipos de interruptores de potencia.

Los interruptores de potencia, como ya se explicó, interrumpen y restablecen la continuidad de un circuito eléctrico. La interrupción la debe efectuar con carga o en presencia de una corriente de corto circuito.

Se clasifican los interruptores de la siguiente forma:

- Interruptores en aceite
- Interruptores en vacío
- Interruptores de hexafluoruro de azufre (SF6)

Podemos describir la clasificación de los interruptores.

Interruptores en aceite.

Los interruptores en aceite se dividen en 3.

- Interruptor en pequeño volumen de aceite: Reciben este nombre debido a que su cantidad de aceite es pequeña en comparación con los de gran volumen (su contenido varía entre 1.5 y 2.5% del que contiene los de gran volumen). Se constituyen para diferentes capacidades y voltajes de operación y su construcción es básicamente una cámara de extinción modificada que permite mayor flexibilidad de operación.

Ventajas:

- Comparativamente usan menor cantidad de aceite
- Menor tamaño y peso en comparación a los de gran volumen.
- Menor costo.
- Puede emplearse tanto en forma manual como automática.
- Fácil acceso a los contactos.

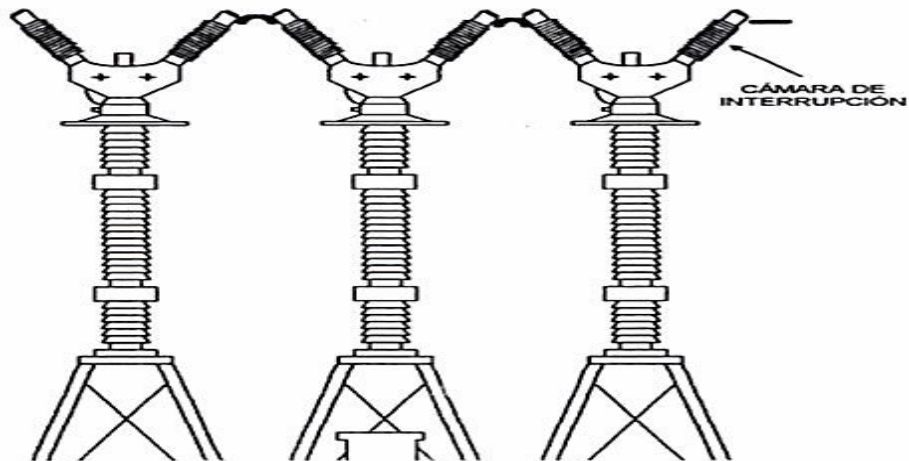
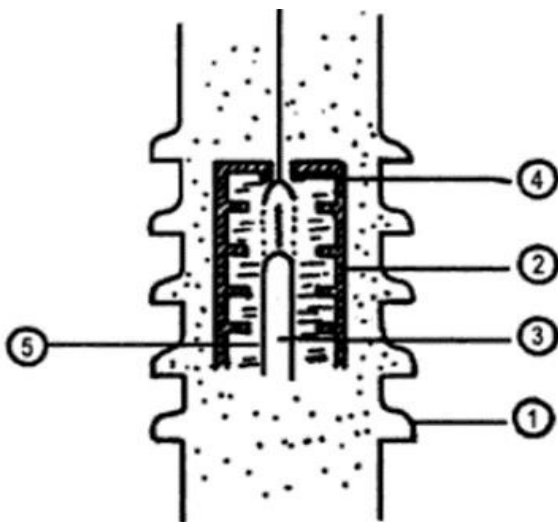


Figura 2.13.- Interruptores en pequeño volumen de aceite.



- 1.- Parte externa.
- 2.- Cuerpo de la cámara.
- 3.- Contacto móvil.
- 4.- Contacto fijo.
- 5.- Arco eléctrico.

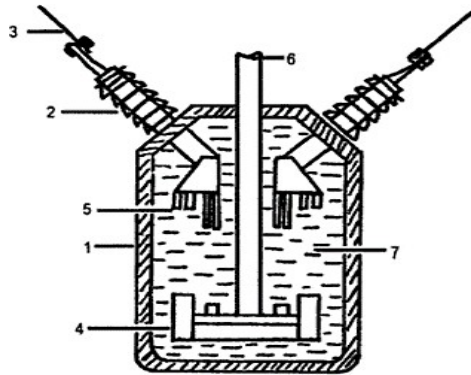
Figura 2.14.- Partes de un interruptor en pequeño volumen de aceite.

- Interruptores en alto volumen de aceite: Estos interruptores reciben el nombre debido a la gran cantidad de aceite que contienen, generalmente se construyen en tanques cilíndricos y pueden ser monofásicos o trifásicos.

Al saltar el arco eléctrico, se desprende un calor intenso que gasifica un cierto volumen de aceite, ese gas a presión sopla al arco y además viaja a la parte superior del interruptor provocando una turbulencia en el aceite frío y aislante, baña los contactos e impide que el arco se encienda nuevamente.

Ventajas:

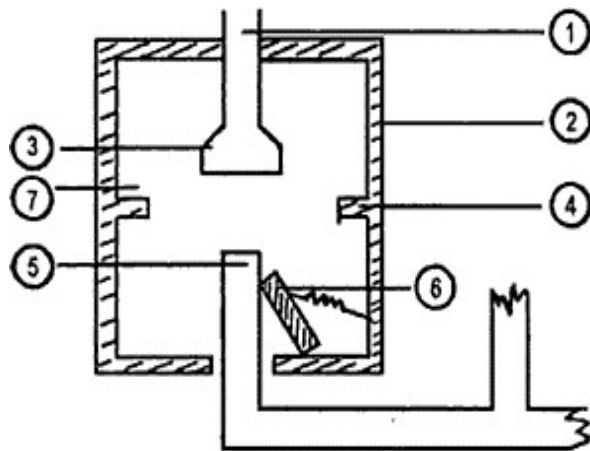
- Construcción sencilla.
- Alta capacidad de ruptura.
- Pueden usarse en operación manual y automática.
- Conexión de transformadores de corriente en los bushings de entrada.



- 1.- Tanque o recipiente.
- 2.- Boquillas.
- 3.- Conectores.
- 4.- Vástago.
- 5.- Contactos fijos.
- 6.- Contactos móviles.
- 7.- Aceite de refrigeración.

Figura 2.15.- Partes de un Interruptor en gran volumen de aceite.

- Interruptores en gran volumen de aceite con cámara de extinción: Los interruptores de grandes capacidades con gran volumen de aceite originan fuertes presiones internas que en algunas ocasiones pueden ocasionar explosiones. Para disminuir estos riesgos, se idearon dispositivos donde se forman las burbujas de gas, reduciendo las presiones a un volumen menor. A estos dispositivos se les denominó con el nombre de cámaras de extracción y dentro de ellas se extingue el arco.



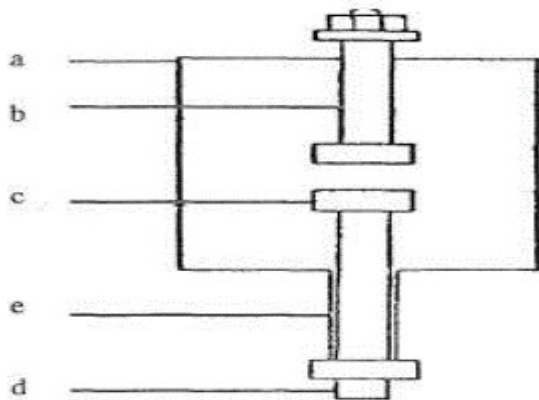
- 1.- Parte interna de boquilla que soporta la cámara.
- 2.- Cuerpo de la cámara.
- 3.- Contacto fijo dentro de la cámara.
- 4.- Costillas de refuerzo de la cámara.
- 5.- Contacto móvil.
- 6.- Elemento de cierre de la cámara.
- 7.- Aceite en el interior de la cámara.

Figura 2.16.- Partes de la cámara de extinción.

Interrupidores en vacío.

Los mejores interruptores de electricidad, son aquellos materiales que ofrecen la mayoría de electrones libres y por el contrario, los mejores aisladores o dieléctricos ofrecen el mínimo número de electrones libres. Debido a que el vacío constituye una ausencia de cualquier sustancia y, por lo tanto, una ausencia de electrones, en teoría, representa el mejor dieléctrico.

Un interruptor que trabaja con este principio de funcionamiento está constituido por un recipiente de material aislante, como por ejemplo, porcelana o vidrio, en este recipiente se encuentran montados los contactos fijos y móviles, el contacto móvil es controlado desde el exterior por medio de la varilla aislante, que se apoya en un dispositivo especial, este permite el movimiento.



- a).- Recipiente de material aislante
- b).- Contacto fijo.
- c).- Contacto móvil.
- d).- Varilla aislante.
- e).- Dispositivo especial.

Figura 2.17.- Interruptor de potencia en vacío.

Interruptor en Hexafluoruro de Azufre (SF6).

Por las altas propiedades aislantes y la capacidad de extinguir arcos eléctricos, el hexafluoruro de azufre (SF6) ha sido utilizado en la construcción de instalaciones en alta tensión.

Las ventajas que presenta el uso de SF6 son: funcionalidad, economía y mantenimiento relativamente reducido comparado con otros interruptores.

Se fabrican en interruptores de hasta 800 KV y corrientes de corte circuito de hasta 63 KA con dos cámaras de interrupción por polo, esto depende del voltaje y la capacidad interruptiva.

Cada polo de un interruptor consta ya sea de una, dos o cuatro cámaras interruptivas, arregladas en serie.

- Cámara sencilla hasta 245 KV y 50 KA.
- Dos cámaras y columna sencilla entre 245-550 KV y 63 KA
- Cuatro cámaras y dos columnas hasta 800 KV y 63 KA.

El uso de este tipo de interruptores se ha hecho extensivo en las subestaciones eléctricas de alta tensión, pero también en las de media tensión que son usadas frecuentemente en aplicaciones industriales.

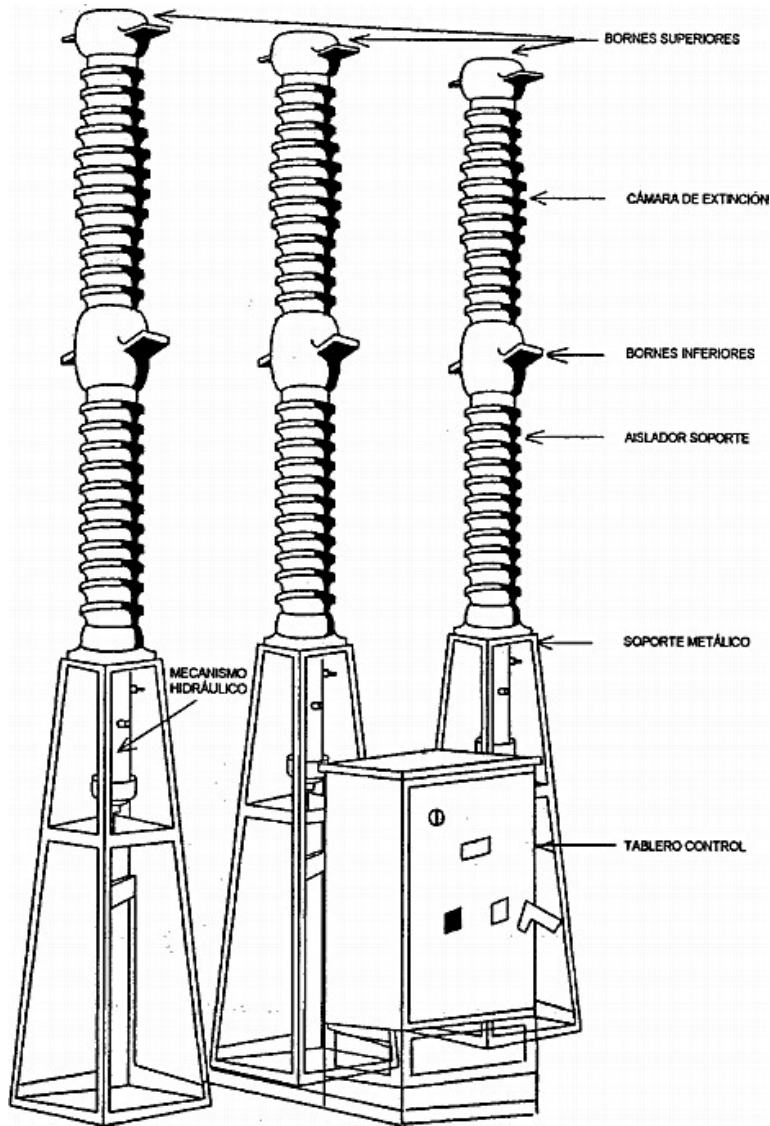


Figura 2.18.- Interruptores en Hexafluoruro de Azufre (SF6).

Mecanismo de operación en interruptores.

El mecanismo de operación es aquel que permite abrir y cerrar los contactos del interruptor de potencia, su mecanismo puede ser monopolar o tripolar según sea el caso. El tipo de mecanismo de operación se selecciona en función del nivel de tensión del sistema donde será instalado.

Tabla 2.3
Mecanismo de Operación en Interruptores

TENSION NOMINAL (kV)	TIPO DE MECANISMO
420	Monopolar
245	Monopolar o tripolar
Menor de 245	Tripolar

2.3.3.- Restauradores. [8], [16]

Los restauradores son equipos autocontrolados, que son utilizados para interrumpir sobrecorrientes de régimen temporal y permanente utilizando recierres rápidos y lentos de acuerdo con las curvas de tiempo-corriente definidas en el relevador, con la finalidad de llevar a cabo una coordinación adecuada con otros dispositivos ubicados en el mismo circuito aéreo.

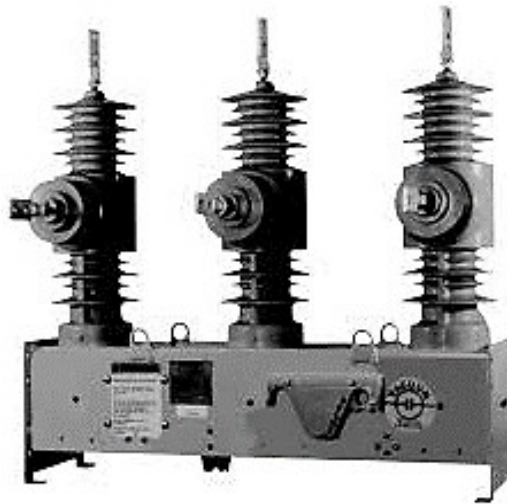


Figura 2.19.- Restauradores para subestación.

Definición.

Para satisfacer la necesidad de protección de los equipos eléctricos y la continuidad del servicio, se ideó un interruptor de operación automática que no necesita de

accionamiento manual para operación de cierre o apertura, construido de tal manera que un disparo o un cierre esta calibrado de antemano y opera bajo una secuencia lógica predeterminada y constituye un interruptor de operación con características de apertura y cierre. Este interruptor recibe el nombre, por dichas condiciones, de restaurador.

Los restauradores son equipos autocontrolados, su función principal es la de interrumpir sobrecorrientes de régimen transitorio y permanente utilizando recierres rápidos y lentos.

Por lo que podemos definir un restaurador como un equipo de protección que utiliza un controlador externo, llámese relevador, para accionar su cierre o apertura, cuya función es interrumpir sobrecorrientes.

El restaurador opera en forma semejante a un interruptor trifásico, ya que sus contactos móviles son accionados por un vástago común, conectado y desconectado en forma simultánea.

Los restauradores normalmente están contruidos para funcionar con tres operaciones de recierres y cuatro aperturas, con un intervalo entre una y otra. En la última apertura el cierre debe ser manual ya que indica que la falla es permanente.

Tipos de restauradores.

Clasifica los tipos de restauradores:

- Restaurador tipo R
- Restaurador tipo W

Restaurador tipo R: Es semejante en su construcción al tipo W se emplea para capacidades menores.

Voltaje nominal	2.4 - 14.4 KV.
Corriente nominal	25 - 400 Amp.
Voltaje de diseño	15.5 KV.

Restauradores tipo W: Se construye trifásico, en forma parecida al tipo R, pero es un poco más robusto.

Voltaje nominal 2.4 - 14.4 KV.

Corriente nominal 100 - 560 Amp.

Voltaje de diseño 15.5 KV.

2.3.4.- Transformadores para medición. [8], [11], [12], [15], [18],

Un transformador de medición o también llamados de instrumento son usados principalmente en aplicaciones de protección y medición, pero también en boquillas de: interruptores, transformadores de potencia y generadores.

También son importantes en:

- Subestaciones: para protección y medición.
- Generadores: para protección y medición.



a)



b)

Figura 2.20.- a) Transformador de corriente; b) transformador de potencial.

Definición.

Bajo el nombre de transformadores de medición podemos encontrar la clasificación de los transformadores de corriente o los transformadores de potencial, que son dispositivos para transformar con precisión la corriente o voltaje de una magnitud a otra generalmente menor.

Estos transformadores transforman el voltaje o la corriente del circuito donde son instalados, a cantidades menores los cuales son empleados para alimentar equipos de protección y medición en una subestación.

Podemos decir que son los que nos proporcionaran la corriente y el voltaje necesario para poder alimentar los equipos que utilizaremos para protección y medición.

Las ventajas son:

- Reducción precisa de corriente y voltaje para fácil manipulación
- Aislar el equipo secundario de los voltajes primarios.
- Flexibilidad en la utilización de los equipos

Clasificación.

Los transformadores para medición los podemos clasificar en dos tipos:

- Transformadores de corriente
- Transformadores de potencial.

Transformadores de corriente.

El transformador de corriente (TC) es un equipo que alimenta una corriente proporcionalmente a la del circuito. Un transformador de corriente por su aplicación puede subdividirse en transformador de medición y transformador de protección, no obstante los transformadores se diseñan para realizar ambas funciones y su corriente nominal por el secundario puede ser de 1 o 5 Amperes, es decir desarrollan dos tipos de funciones, transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

Un transformador de corriente como aquel aparato donde la corriente secundaria dentro de condiciones normales de operación es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque un poco desfasada. Su principal función es transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

Por lo que podemos decir que un transformador de corriente es el instrumento que nos aporta una corriente menor a la del circuito y así poder conectar los aparatos necesarios para medición.

El primario de este transformador está conectado en serie con el circuito que se desea monitorear, mientras que el secundario se conectara a los circuitos de corriente de uno o varios aparatos de medición, relevadores o aparatos analógicos, todos conectados en serie.

Los transformadores de corriente tienen en su devanado primario una o algunas cuantas vueltas, a diferencia de los transformadores de voltaje o de potencia. Este devanado primario puede ser de una sola vuelta de una bobina hecha de un alambre de alta resistencia enrollado alrededor de un núcleo o solo un conductor o barra sólida colocada a través de un hueco central.

El devanado secundario puede tener un mayor número de vueltas alrededor de un núcleo laminado de material magnético.

Muchos de los transformadores de corriente tienen una relación estándar de 5 Amperes en el secundario, es decir que la relación de transformación $100/5$ significa que cuando los 100 amperes están fluyendo en el devanado primario, se tienen 5 Amperes fluyendo en el secundario, o en el caso de una relación $500/5$, en el secundario se producirán 5 amperes cuando en el primario se cuente con 500 Amperes.

Esto lo podemos encontrar especificado en su ficha técnica que se encuentra en el equipo.

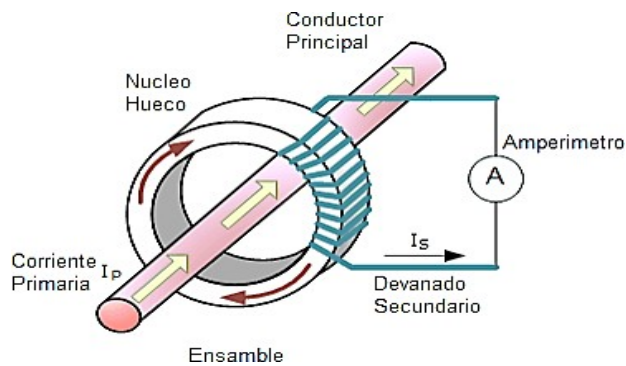


Figura 2.21.- Transformador de corriente.

Transformador de potencial.

A diferencia de un transformador de corriente, el transformador de potencial se conecta el circuito primario en paralelo al circuito donde se desea conocer el voltaje. En el lado secundario estará conectado a los instrumentos tales como: Voltímetro, Wattmetro, medidor de energía, etc., en forma paralelo.

En cuanto a su instalación no diferencia mucho de un transformador de potencia, pero sus aplicaciones son diferentes, puesto que en un TP se busca que la tensión de salida sea muy similar a la tensión de entrada, pero con una magnitud mucho menor, el objetivo de esto es una caída de tensión interna muy baja y el desfase despreciable.

El funcionamiento principal de un transformador de potencial es el de alimentar aparatos de medición o protección que se conectarán al secundario, ya que es ahí donde se obtienen los requerimientos mencionados anteriormente, y así aislarlos de la red de alta tensión prestando protección a los operarios e instrumentos conectados en su secundario.

La principal función de un transformador de potencial es transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

Con base a esto podemos definir a un transformador de potencial como aquel aparato que transforma la potencia del circuito de alimentación en valores menores para poder

conectar los quipos de medición.

Existen dos tipos de transformadores de potencial:

- Inductivos: constan de dos arrollamientos realizados sobre un mismo núcleo magnético.

- Capacitivos: contienen un divisor de voltaje capacitivo, el cual disminuye su costo respecto al inductivo debido a que se requieren menores niveles de aislamiento.



Figura 2.22.- Divisor de voltaje

Tabla 2.4
Equivalencia de funciones en los transformadores de instrumento.

Concepto	Transformador	
	POTENCIAL	CORRIENTE
Tensión	Constante	Variable
Corriente	Variable	Constante
La carga se determina por:	Corriente	Tensión
Causa del error:	Caída de tensión	Corriente derivada en paralelo
La carga secundaria aumenta cuando:	Z_2 disminuye	Z_2 aumenta

Conexión del transformador a línea	En paralelo	En serie
Conexión de los aparatos al secundario:	En paralelo	En serie

Aspectos para la selección.

Existen aspectos que se necesitan considerar en el momento de seleccionar los transformadores de medición, los cuales son:

- Tipo de instalación
- Tipo de aislamiento
- Potencia

Tipo de instalación: Los transformadores se construyen para ser instalados en interior o intemperie.

Para el tipo de aislamiento, este varía según el rango de voltaje en el que serán instalados los transformadores de medición.

- a) Los transformadores de medición utilizados en baja tensión (hasta 1kV), generalmente de tipo intemperie, utilizan como aislamiento resinas sintéticas o aire.
- b) Los transformadores de medición utilizados en media tensión emplean por lo general resina sintética y algunos diseños antiguos aceite con envolvente de porcelana.
- c) Los transformadores de medición para alta tensión (utilizados en 34.5 kV y más) utilizan aislamiento por lo general de papel dieléctrico integrado en aceite colocados dentro de porcelana.

Potencia: Existe algo de diferencia en cuanto a la corriente en los transformadores de corriente y de potencial, ya que la operación de cada uno es con un parámetro fundamental diferente pero en general los elementos que determinan la potencia son:

- a) La potencia de los instrumentos por alimentar.
- b) El consumo de potencia de los conductores que conectan al transformador con los instrumentos por conectar.

2.3.5.- Cuchillas desconectoras. [8], [16], [21]

Existen ocasiones en las que es necesario desconectar alguna sección de la red, ya sea porque se realizará un mantenimiento preventivo o correctivo o existe alguna falla en la red y se encuentra alguna parte afectada. En caso de fallas pueden actuar los restauradores eléctricos, que de modo automático puede desconectar y conectar la red.

Si una falla en la red eléctrica se prolonga, se necesitara desconectar por más tiempo, mientras el personal indicado acude y actúa. En la red existirán elementos equipos desconectores que están diseñados para actuar automáticamente pero aun con esto se añade un elemento de seguridad adicional, las llamadas cuchillas desconectoras.

Su empleo es necesario en los sistemas ya que debe existir seguridad en el aislamiento físico de los circuitos antes de realizar cualquier trabajo y para los cuales la presencia de un interruptor no es suficiente para garantizar un aislamiento eléctrico.



Figura 2.23.- Cuchillas desconectoras para subestaciones.

Definición.

Llamados también seccionalizadores, son elementos que se usan para desconectar y conectar secciones de la red en caso de necesidad. Esencialmente son interruptores mecánicos que desconectan físicamente una sección de la red eléctrica, aunque ya algún fusible o disyuntor haya efectuado una desconexión, que además sea visible, para aumentar el nivel de seguridad en las operaciones de reparación y mantenimiento.

Las cuchillas desconectadoras son elementos electromecánicos. Se usan para dar aislamiento físico para una parte de la subestación o equipos que requieren ser desenergizados para su mantenimiento.

En conclusión podemos definir como cuchillas desconectadoras a aquel equipo cuya función principal es aislar o desconectar alguna parte del sistema esto para mayor seguridad en el momento de algún mantenimiento necesario.

Hay que tomar entonces la precaución de asegurarse de que la red se halle desenergizada en el momento de accionar las cuchillas, debido a que si se efectúa la desconexión en condiciones de carga, es muy probable que se produzcan arcos eléctricos en los contactos de las cuchillas, con el consiguiente riesgo para el personal y daño para los equipos.

Clasificación.

Las cuchillas desconectadoras pueden tener formas constructivas y características constructivas que tienen variantes en base a la tensión de aislamiento y a la corriente que deben conducir en condiciones normales.

Clasificación de cuchillas desconectadoras:

- Cuchillas unipolares.
- Cuchillas tripolares.
- Cuchillas unipolares de rotación.
- Cuchillas tripolares giratorias.

- Cuchillas de apertura vertical.
- Cuchillas tipo pantógrafo.
- Cuchillas tipo motorizadas.

Cuchillas unipolares.

En la posición de cierre la navaja se encuentra insertada en un contacto que está a presión aprisionando la navaja para garantizar un buen contacto.

Puede haber de una o más navajas según sea la corriente nominal que conducen, generalmente se emplean en baja tensión y tensiones medias con corrientes hasta de 1000 o 1500 Amperes.

Cuchillas tripolares.

Son básicamente el mismo tipo de cuchillas unipolares pero el mando es tal que se accionan las tres fases simultáneamente.

Cuchillas unipolares de rotación.

Estas pueden tener un perno control o bien con interrupción doble o pueden existir con interrupción simple con columna central giratoria, son utilizadas por lo general en sistemas de alta tensión con corrientes hasta de 2000 Amperes.

Cuchillas tripolares giratorias.

Son prácticamente iguales a las giratorias unipolares, pero emplean mando tripolar para accionamiento simultáneo de los tres polos, por lo general se usan en 69 y 115 Kv.

Cuchillas de apertura vertical.

En estas cuchillas se tiene un giro del orden de 110° de la columna central del aislador,

la apertura se realiza en dos tiempos por medio de un giro de 60° de la cuchilla que gira sobre su propio eje y un movimiento vertical de la otra cuchilla en forma propia.

Los puntos de contacto son anti hielo y a prueba de contaminación, su utilidad es en sistemas de 85 a 230 Kv.

Cuchillas tipo pantógrafo.

Se construye en general del tipo monopolar siendo su elemento de desconexión del tipo pantógrafo, el cierre del circuito se obtiene levantando el contacto móvil que se encuentra sobre el pantógrafo conectándose sobre el contacto fijo que se monta sobre el cable o sistema de barras de la subestación, su empleo es importante donde se dispone de poco espacio para la subestación y por otro lado presenta la ventaja de que pueden ser inspeccionadas sin poner fuera de servicio esa parte de la instalación

Básicamente para casi todos los tipos de cuchillas se tiene las siguientes formas de accionamiento:

- Manual o con pértiga.
- Manual con mando por varilla y palanca o manivela.
- A control remoto accionadas por control eléctrico y bien de forma neumática.

Cuchillas motorizadas.

Las cuchillas motorizadas son dispositivos cuya función consiste en conectar y desconectar un equipo sin carga, mediante un motor eléctrico, el cual esta tele-controlado, al recibir la señal del telecontrol este acciona un eje vertical y a su vez mueve unos engranes y esto a su vez mueven la cuchilla para abrirla o cerrarla.

2.3.6.- Apartarrayos. [2], [8], [14], [21]

Las sobretensiones que se presentan en las instalaciones de un sistema pueden ser de dos tipos:

- 1.- Sobretensiones de tipo atmosféricas.

2.- Sobretensiones por fallas en el sistema.

En las sobretensiones de tipo atmosféricas las ondas viajan a la velocidad de la luz y dañan al equipo si no se tiene protegido correctamente, para la protección del mismo se debe tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- 1.- Descargas directas sobre la instalación.
- 2.- Descargas indirectas.

Sobretensiones y sus efectos en los sistemas eléctricos.

Una sobre tensión es aquella que se origina debido a desconexión repentina de carga, influencia mutua entre líneas paralelas de carga, influencia mutua entre líneas paralelas de transmisión, teniendo importancia en caso de falla por corto circuito en una de las líneas y estas sobretensiones son generadas en el interior del sistema de potencia. Otra causa de sobretensiones son las descargas atmosféricas que ocurren con frecuencia en las líneas de transmisión y subestaciones a la intemperie.

En la atmósfera se forman ambientes con cargas eléctricas diferentes (positivas y negativas) que se define como polarización. Lo que se conoce como rayo *Nube-Tierra* se presenta frecuentemente y alcanza mayores intensidades de energía (30 kA hasta 200 kA), un rayo nube-tierra se origina al tener nubes cargadas negativamente, estas se aproximan a la tierra en donde influyen cargas positivas para provocarse la descarga.

El rayo *Tierra-Nube* es muy esporádico y se genera al cargarse negativamente partes metálicas muy altas sobre la tierra lo que provoca una descarga sobre nubes cargadas positivamente.

Las descargas atmosféricas pueden provocar altos sobre voltajes al descargarse directamente sobre una línea de transmisión o cualquier otro elemento. Frecuentemente sufren la descarga las torres de las líneas y estas están siempre aterrizadas, pero al tener una resistencia de tierra muy grande por ejemplo 10 Ohms y presentarse una descarga de 50 kA, lo anterior equivaldrá a tener energiza esta torre a 500 kV al instante de la descarga.

Definición.

El apartarrayo es un dispositivo que se encuentra conectado permanentemente en el sistema, opera cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud, descargando la corriente a tierra. En un principio su única misión era la de limitar la sobre tensión de origen atmosférico. Posteriormente se ampliaron sus funciones, utilizándose frente a otro tipo de sobre tensiones, como la de origen interno.

Los apartarrayos son elementos empleados en subestaciones eléctricas para proteger equipos e instalaciones contra sobretensiones. Su función principal es limitar sobretensiones por descargas atmosféricas y operación de equipos de maniobra.

Con esto podemos describir al apartarrayo como el dispositivo encargado de proteger nuestro sistema cuando se presenten descargas atmosféricas.

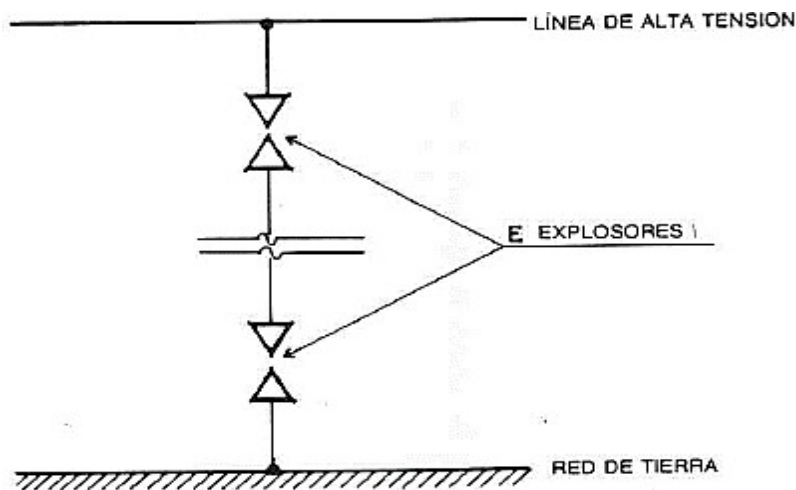


Figura 2.24.- Esquema de apartarrayo.

Un dispositivo de protección efectivo debe tener dos características principales:

- Comportarse como un aislador mientras la tensión no se eleva a un valor predeterminado, una vez alcanzado dicho valor se convertirá en conductor y conducirá a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.
- Una vez desaparecida la sobre tensión y restablecida la tensión normal, el dispositivo de protección debe ser capaz de interrumpir la corriente.

Clasificación.

Anteriormente existían los apartarrayos de cuernos, en los que la descarga de sobretensión se realizaba sobre dos cuernos metálicos los cuales estaban separados por una capa de aire, con el tiempo se han ido modificando hasta llegar a los apartarrayos de explosores y carburo de silicio o conocidos también como autovalvulares.

El funcionamiento de los apartarrayos autovalvulares consiste en descargar la sobretensión en válvulas o resistencias variables con el valor de la tensión.

Clasificación para apartarrayos:

Apartarrayos de explosores y carburo de silicio.

El apartarrayo de explosores y carburo de silicio, también llamado autovalvular. Consta de una envolvente de cerámica en cuyo interior están conectadas en serie las resistencias no lineales de carburo de silicio con los explosores metálicos, aislados entre sí por separadores cerámicos.

Este tipo de apartarrayos consiste en varias chapas de explosores conectados en serie por medio de resistencias variables cuya función es dar una operación más sensible y precisa.

Concluimos entonces que la resistencia variable del apartarrayo de explosores ayuda al aparato a ser más sensible cuando se presenta alguna descarga, lo cual ayuda a obtener una mayor protección

Cuando se producen sobretensiones que sobrepasan un cierto nivel de tensión, los explosores se ceban, permitiendo así el paso de corriente a través de las resistencias y dirigiéndolas a tierra.

Cuenta con un sistema de sellado que se realiza con anillos de goma sintética blanda de cloropreno. Este sistema garantiza su duración ya que se hayan rodeados de gas inerte, como el nitrógeno en estado puro y seco.

Cuando se daña el apartarrayos por una sobre carga térmica, funciona un dispositivo de eyección, desconectando el cable de conexión a tierra y poniendo, de esta forma, el apartarrayos fuera de servicio.

Apartarrayos de óxidos metálicos.

Son más modernos, de construcción similar a los autovalvulares, pero carecen de explosores.

Cuentan con un envolvente exterior que puede ser cerámico de porcelana blanca o roja de alta resistencia de las mismas características los apartarrayos autovalvulares, o un envolvente polimérico mucho más ligero y resistente a golpes.

Tiene también una resistencia no lineal de óxido metálico con la misma misión que las resistencias de carburo de silicio pero con un coeficiente de no linealidad mucho más elevado, con lo que se consigue que estas resistencias conduzcan una corriente de fuga despreciable, mientras que frente a una sobretensión absorben perfectamente la corriente de descarga.

También cuenta con una conexión de tierra eyectable de las mismas características que la de los apartarrayos autovalvulares.

2.4.- Sistema de puesta a tierra. [9], [13]

Una red de tierra es muy importante en los sistemas eléctricos de potencia, la construcción de esta es para lograr:

- Descargar las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas u operación de interruptores.
- Proporcionar un camino de baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, sin exceder los límites de operación de los equipos.
- Evitar que al circular la corriente de tierra durante las condiciones de corto circuito se pueda producir diferencias de voltajes en diferentes puntos de la subestación.
- Facilitar mediante relevadores o microprocesadores la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.
- Ofrecer mayor continuidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Definición.

Se puede designar con el nombre de sistema de tierra al conjunto de cables desnudos instalados en forma subterránea que se interconectan entre sí por medio de conectores y electrodos y que junto con la tierra circundante provoca la dispersión de las corrientes de cortocircuito sin permitir que dentro de la instalación eléctrica se presenten voltajes de magnitud peligrosa para el personal que labora en la zona.

Se define al sistema de puesta a tierra como la unión eléctrica con la tierra del conjunto formado por electrodos y malla de tierra que conecta a los elementos que deben estar puestos a tierra en una instalación eléctrica.

Entonces se le llama sistema de puesta a tierra al sistema que conecta la estructura y equipos de una instalación eléctrica con la tierra, esto para descargar corrientes de cortocircuito.

A la red de tierra se debe conectar: los neutros de los transformadores, los pararrayos, la red aérea de hilos de guarda que protegen la subestación de los rayos directos, las estructuras metálicas, tanques y en general todas las partes metálicas de la instalación que debe estar al potencial de tierra.

Elementos de una red de tierra.

Los elementos que conforman una red de tierra son los siguientes:

- **Conductores:** Será el encargado de conducir las corrientes de corto circuito para descargarlas, los conductores empleados en la red de tierra son cable de cobre de calibre superior al de 4/0 AWG, dependiendo del tipo de red que se utilice. Se escoge el calibre mínimo de 4/0 en cobre por razones mecánicas.

Cables concéntricos que interconectados forman la red de tierra. Su función también es conectar a tierra los equipos eléctricos del sistema.

Los conductores son entonces los encargados de conectar a tierra los equipos y estructuras de la instalación, se encargan también de conducir a tierra, a través de la unión electrodo-conductor, las corrientes de

cortocircuito.

- Conectores: Son utilizados para unir los cables de tierra a los electrodos, estructuras, hilos de guarda, bancos de transformadores, etcétera.

Conectores a presión: Es una pieza en cuyos extremos se introduce las dos puntas del cable que se va a empalmar. Mediante una prensa hidráulica, se produce la unión al comprimirse el material.

Conectores soldados (tipo Cadweld): Requieren de moldes de grafito de diferentes calibres, donde por medio de la combustión se produce temperaturas muy altas, y el conductor y conector forman una unión que soporta la temperatura de fusión del conductor, estos conectores son económicos y seguros, además que soportan temperaturas de 250°C en forma continua.

- Electrodos: Son los tubos de hierro galvanizado o varillas que se clavan en el terreno donde se instala la red de tierra y que sirve para incrementar la longitud total de la misma en terrenos pequeños o para encontrar zonas más húmedas en terrenos secos o sin vegetación, expuestos al sol.

En terrenos con constituyentes más corrosivos se utilizan varillas de hierro enfundados en una envoltura de lámina de cobre perfectamente adherida al metal base. Este material combina las ventajas de la alta conductividad y baja corrosión del cobre con la alta resistencia mecánica del hierro. Estas varillas son de unos 3 metros, se clavan en el terreno y se conectan a la red de cable de cobre.

Disposición de la red de tierra.

Se describen tres sistemas para la elaboración de la red de tierra:

- Sistema radial.
- Sistema de anillo.
- Sistema de malla.

Sistema radial:

Consiste en uno o varios electrodos, a los cuales se conectan las derivaciones de cada aparato.

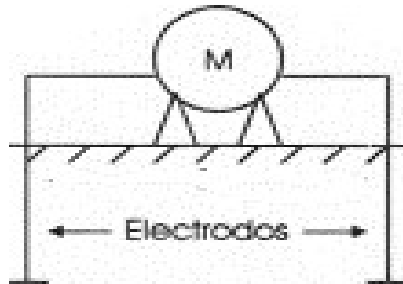


Figura 2.25.- Sistema radial de puesta a tierra.

El sistema radial es el más económico pero el menos seguro, ya que produce altos gradientes de potencial, se utiliza en lugares con corrientes de tierras bajas.

Este sistema como el más simple y que consiste en instalar uno o varios electrodos de tierra a los cuales se conectan los conductores derivados de cada uno de los equipos.

Decimos entonces que en este sistema consiste en conectar cada uno de los equipos utilizados en la instalación eléctrica a él o los electrodos utilizados.

Sistema de anillo:

Se obtiene mediante la instalación de un cable de cobre de grueso calibre (aproximadamente de 1000 mcm) alrededor de la superficie ocupada por el equipo de la subestación conectando derivaciones a cada aparato mediante un cable más delgado (4/0 AWG). Si el anillo tiene ángulos, conviene conectar electrodos en sus vértices.

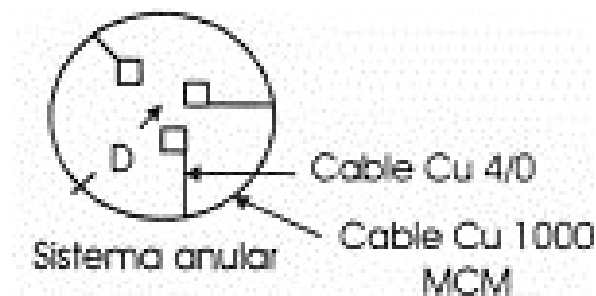


Figura 2.26.- Sistema en anillo de puesta a tierra.

Es decir se conecta un conductor en el perímetro de la instalación, después los equipos se conectarán al conductor instalado haciendo derivaciones como se muestra en la imagen.

Este sistema es menos económico que el anterior. Las corrientes de corto circuito se disipan por varios caminos, por lo tanto las gradientes de potencial son menores, se utiliza en lugares donde se tiene corrientes de cortocircuito intermedias.

Sistema de malla:

Consiste en enterrar una retícula formada por cable de cobre aproximadamente de 4/0 AWG conectada a través de electrodos *Copperweld* a zonas más profundas, para buscar partes de terrenos más húmedas y de menor resistividad.

Este sistema es el más utilizado en subestaciones por ser el más eficiente que los anteriores aunque más costoso.

La resistencia de una red de tierra de una subestación de potencia debe ser menor de 1 Ohm mientras que en una de distribución debe ser menor de 5 Ohms.

Resistividad del terreno.

Conocer la resistividad del terreno es especialmente necesario para determinar el diseño de la conexión a tierra de instalaciones nuevas para poder satisfacer las necesidades de resistencia de tierra. Lo ideal sería que se encontrara un lugar con la menor resistencia posible. Las malas condiciones del terreno pueden superarse con sistemas de conexión a tierra más elaborados. En el valor de la resistividad del terreno intervienen la

composición, el contenido de humedad y la temperatura. El terreno es rara vez homogéneo y la resistividad del mismo varía geográficamente y a diversas profundidades.

El contenido de humedad en un terreno determinado cambiará de acuerdo a la estación del año, varían en función de la naturaleza de las subcapas de la tierra y la profundidad a la que se encuentre el nivel de agua subterránea. Para mejores resultados es conveniente colocar lo más profundo posible las varillas de toma de tierra dado que el terreno y el agua generalmente son más estables en lugares más profundos.

La resistividad del terreno debe efectuarse en épocas de secas ya que se tiene las peores condiciones.

Medición de la resistividad del terreno.

Para conocer la resistividad de un terreno se deben realizar mediciones en 4 puntos del terreno como se muestra en la figura y al final hacer un promedio de estas.

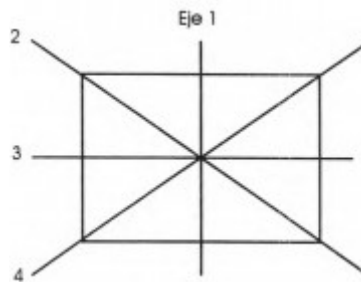


Figura 2.27.- Representación de superficie de terreno.

Este método se conoce como método de Wenner, que de acuerdo a lo descrito por Jaime Freire (Freire, 1978), podemos decir que este método consiste en instalar cuatro electrodos separados a una distancia y profundidad igual entre cada uno, instalando el primer y último electrodo una fuente de voltaje en serie con un amperímetro, y a los 2 electrodos internos se instalará un voltímetro.

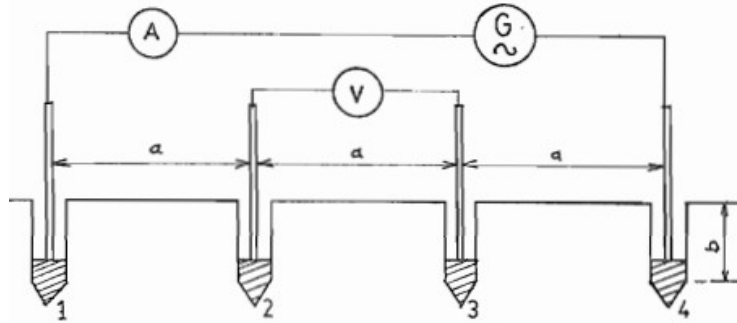


Figura 2.28.- Método de Wenner para resistividad del terreno

Si en los valores de resistividad medidos, las lecturas varían menos de un 50% entre los valores más altos y más bajos, se considera que la resistividad es uniforme y se puede utilizar el método sencillo de una capa, llamado método de Wenner o de 4 puntos. Por el contrario si las lecturas varían en más del 50 % entonces se consideran dos resistividades diferentes. O sea se utiliza el método de dos capas.

La medición de la resistividad en cada eje se acostumbra tomando las lecturas con separaciones variables entre los electrodos (1-1.15, 2-2.25 y 3m), y a profundidades de los electrodos constantes.

2.5.- Corriente de cortocircuito.

Las fallas por cortocircuito que se presentan comúnmente son las denominadas de línea a tierra (en un 85%) y las menos ocurrentes son las llamadas fallas trifásicas, estos tipos de fallas son de gran interés su estudio como análisis de un sistema ya que son las condiciones de fallas más severas a las cuales está más expuesto un equipo y la instalación eléctrica, el resultado de dicho estudio será útil para:

- Determinar la capacidad interruptiva de los interruptores en distintos puntos del sistema eléctrico.
- Algunos otros estudios son de interés a partir de los cálculos de cortocircuito, sobre todo, comportamiento dinámico de algunos equipos y partes de las instalaciones.

Para el estudio de cortocircuito existen varios métodos, que van desde los simplificados

para instalaciones del tipo industrial en sistemas de potencia y que pueden ser realizados manualmente, hasta los métodos computacionales, cuya formulación matemática requiere del uso de la computadora digital para los cálculos a realizar y que por lo general son aplicables al estudio de grandes redes eléctricas.

Definición.

Una corriente de cortocircuito es aquella que circula en un circuito eléctrico cuando existe el contacto entre dos o más sometidos a diferentes potenciales (circuito trifásico), o entre potencial y tierra (cortocircuito monofásico), esto sucede al perderse el aislamiento entre ellos.

Fuentes generadoras de cortocircuito.

La corriente de cortocircuito tendrá una magnitud, la cual dependerá de la fuente que la generan, de sus reactancias y de las reactancias del sistema hasta el punto de falla.

Las fuentes generadoras de corrientes de cortocircuito son: sistemas de suministro público, generadores, motores síncronos y de inducción.

El sistema de suministro.

Proporciona energía generalmente a través de transformadores reductores al potencial deseado por el usuario. La compañía de suministro público generalmente proporciona información acerca de su posible corriente de cortocircuito, o potencia de cortocircuito.

Los generadores.

Son una fuente de corriente de cortocircuito en condiciones de falla, ya que estos son impulsados por motores primarios, como turbinas de vapor o gas, motores de diésel y ruedas hidráulicas y cuando se presenta un cortocircuito, la energía primaria impulsa al generador y este continúa produciendo tensión.

El potencial generado produce una corriente de gran magnitud que fluye hacia la falla. Solamente la reactancia del generador y la del circuito entre el generador y el punto de

la falla limitan este flujo.

Motores síncronos.

Se comportan en forma similar a los generadores síncronos. Cuando ocurre un cortocircuito el motor síncrono deja de tomar energía del sistema para continuar su rotación y comienza a disminuir su velocidad, pero la inercia de la carga tiende a evitar que esta disminución sea muy rápida. De este modo la inercia hace las veces de un motor primario y dado que la excitación se mantiene, el motor se comporta como un generador suministrando corriente de cortocircuito durante varios ciclos después de que ocurre la falla.

Motores de inducción.

Aportan corriente de cortocircuito cuando, después de ocurrir la falla, el motor continúa en movimiento debido a la inercia de la carga y el rotor, se comporta como un generador. El flujo de campo de motor de inducción se produce por la inducción del estator y no por el devanado del campo. Debido a que este disminuye también con rapidez y desaparece por completo después de unos pocos ciclos.

No hay aportación de corriente de cortocircuito en estado estacionario, y por lo tanto, los motores de inducción se les asignan solo un valor de reactancia.

2.6.- Sistemas de protección. [1], [5]

El conjunto de aparatos al servicio del sistema eléctrico, que vigilan que se cumplan adecuadamente el propósito para el cual fue creado, es lo que se conoce como sistema de protección.

Podemos establecer diferencias básicas en el sistema de protección y agruparlas de la siguiente forma:

- Protección contra fallas internas en la instalación como son: cortocircuitos, sobrecargas y caídas de tensión.
- Protección contra sobretensiones de origen atmosférico o por maniobra de interruptores

Protección del transformador de potencia.

El transformador de potencia es uno de los elementos vitales e importantes del sistema eléctrico de potencia. La elección de la protección apropiada puede estar condicionada tanto por consideraciones técnicas, de confiabilidad, económicas y por el tamaño del transformador.

La protección que se dará al transformador será contra fallas internas y contra sobrecalentamientos, causados por sobre cargas o por fallas externas prolongadas.

Para transformadores conectados a barras de alto voltaje se dará una protección diferencial total

Protección diferencial.

El relé diferencial de corriente es el tipo de protección más usada para transformadores de 10 MVA's en adelante. La protección diferencial es muy adecuada para detectar las fallas que se producen tanto en el interior del transformador como en sus conexiones hasta los transformadores de corriente asociados con esta protección.

La protección diferencial para transformadores se utiliza para equipos que tengan una potencia mayor a 10 MVA's. Es una protección muy confiable pero puede fallar cuando se presenten corrientes de magnetización o efectos de saturación de los transformadores de corriente.

Por lo que concluimos que esta protección es muy útil para los transformadores de gran potencia y mantiene nuestra instalación y equipo seguro, buscando siempre su mejor funcionamiento. Aunque su aplicación puede tener dificultades ya que las corrientes primarias y secundarias no son iguales ni en magnitud ni en fase por lo que se necesita las corrientes se deberán balancear.

Tipos de relé diferencial para protección:

- Relés de sobrecorriente temporizados: Estos relés de sobrecorriente sin restricción, son poco usados en aplicaciones actuales debido a que son aptos a operar mal por causas como las corrientes de magnetización cuando se energiza el transformador.

- Relés diferenciales porcentuales: Esta es una protección que dispone de una restricción para evitar disparos inesperados ante falles externas que puede causar el disparo de los transformadores de corriente. Esto permite incrementar la velocidad y seguridad de la protección con una sensibilidad razonable para corrientes de fallas bajas.
- Relés diferenciales porcentuales con restricción de armónicos: Algunos relés diferenciales incorporan en su diseño una restricción de armónicos para evitar disparos indeseados debido a corrientes de *inrush*, que son las corrientes que toma de la red el transformador durante los primeros ciclos desde el momento que se energiza.

Protecciones mecánicas.

- **Relé de presión súbita o válvula de sobre presión (SPR).**

Son aplicables en transformadores sumergibles en aceite. Estos relés operan ante cambios súbitos de presión del aceite que se originan durante fallas internas. Son usados generalmente para dar disparo con los contactos en paralelo del relé diferencial, aunque también pueden ser utilizados para dar alarma si se prefiere.

Esto quiere decir este tipo de relés están monitoreando las condiciones en las que se encuentra la presión de aceite pues esta cambia cuando se produce una falla.

El tiempo de operación del relé SPR (Sudden Pressure Relay) varía desde medio ciclo hasta 37 ciclos, dependiendo de la magnitud de la falla. Estos relés se utilizan para todos los transformadores con capacidad superior a 5 MVA.

- **Relé Buchholz.**

Es una de las protecciones propias del transformador y se utiliza ampliamente en la protección de los transformadores sumergidos en aceite, este es una combinación de acumulador de gas y relé de aceite que se instala en la parte superior del tanque principal. Sirve para detectar fallas internas, cortocircuitos, arco eléctrico y bajo nivel de aceite.

Este tipo de protección como la encargada de proteger al transformador contra todo efecto producido en el interior de la cuba del mismo. Se basa en el hecho de que las

irregularidades en el funcionamiento de los transformadores dan lugar a calentamientos locales en los arrollamientos y consiguientemente a la producción de gases de aceite

El relé Buchholz entonces es el encargado de acumular los gases producidos por algún defecto en la cuba del transformador y cuando el nivel de gases sobrepasa un nivel establecido se activará una alarma.

➤ **Detector de nivel de aceite.**

Este relé opera cuando el nivel de aceite no es el requerido cerrando unos contactos que disparan el disyuntor del transformador.

➤ **Relé de imagen térmica**

Evitará todo exceso de temperatura no admisible, provocado por cualquier causa externa (Fallas en el sistema de refrigeración, excesiva temperatura ambiente, etc.). Este relé determina la temperatura de los devanados con base a la corriente que circula por ellos y a la temperatura previa del aceite del transformador. Consiste en una resistencia inmersa en el aceite del transformador que está conectada a los TC's ubicados en la salida del transformador.

El calentamiento de esta resistencia es medida con un sensor de temperatura para dar alarma, disparo o control del mecanismo de enfriamiento de los transformadores.

➤ **Detector de temperatura.**

Estos pueden consistir en termómetros que se instalan en los devanados del transformador para detectar temperaturas muy altas que se pueden presentar por sobrecargas o daños en el sistema de refrigeración.

Los detectores de temperatura se fabrican de una aleación metálica, la cual al aumentar la temperatura se dilata, lo que provoca una generación de voltaje. Estos dispositivos se emplean para detectar la temperatura de los devanados.

Podemos decir entonces que estos detectores se utilizan para conocer la temperatura de los devanados y podremos así determinar en qué condiciones se encuentra trabajando.

CAPITULO 3
DISEÑO DE SUBESTACION
ELECTRICA CON CAPACIDAD DE
10 MVA's

3.1.-Localización de Subestación Eléctrica.

El punto de partida de la localización de una subestación se deriva de un estudio de planeación, a partir del cual se localiza el centro de carga de la región que se necesita alimentar.

Obtenida la localización del centro de carga, conociendo la capacidad actual de la subestación y previniendo las ampliaciones futuras se determina la superficie necesaria para la instalación de esta, una vez localizado el terreno se debe efectuar un estudio para que no exista dificultad en la llegada de los circuitos de alimentación de la subestación. La alimentación puede ser a través de líneas de transmisión o bien a través de instalaciones subterráneas.

3.2.- Selección del transformador.

La elección de utilizar un transformador trifásico o bien un banco de transformación monofásico, dependerá de determinados parámetros y necesidades.

- Capacidad en KVA: En general para capacidades bajas se suele implementar unidades trifásicas, mientras que para capacidades altas se suele implementar bancos de transformación con formados por unidades monofásicas, donde la capacidad de cada unidad puede ir desde 75 hasta 125 MVA's, para conformar un banco de transformación.
- Nivel de tensión: La elección de los equipos de transformación dependerá del nivel de tensión en el que utilizara. Generalmente los transformadores utilizados para enlazar sistemas de alta tensión con media tensión son trifásicos, mientras que los transformadores utilizados para enlazar sistemas de alta tensión con extra alta tensión son monofásicos,
- Confiabilidad: Se debe seleccionar el transformador a utilizar dependiendo de la importancia y continuidad que se pretenda dar al sistema. En el caso de subestaciones que reciben gran cantidad de energía, se suelen emplear unidades monofásicas, pues un banco de transformación brinda mayor continuidad.

- Costo: En general el costo por MVA disminuye conforme la capacidad del equipo aumenta, por lo tanto, sería más económico utilizar un transformador trifásico en lugar de un banco de transformación.

3.2.1.- Capacidad en KVA:

Se necesita conocer la cantidad de carga total que suministrará dicho transformador. Para este caso tenemos que suministrar energía a una unidad minera y de acuerdo al diagrama unifilar general tendremos la siguiente carga instalada en cada uno de los CCM'S de la unidad.

- **CCM TRITURACION.**

Contamos con la siguiente carga instalada (manejando un factor de potencia de 0.90 y un factor de eficiencia de 0.95):

Tabla 3.1

Carga instalada en CCM Trituración.

Equipo	Voltaje	Sistema	HP
QUEBRADORA DE CONO SYMON'S	480	3F	200
BANDA TRANSPORTADORA A	480	3F	20
BANDA TRANSPORTADORA B	480	3F	10
BANDA TRANSPORTADORA C	480	3F	15
CONSOLA HIDRAULICA SYMON'S	480	3F	7.5
CALENTADOR	480	3F	5
SIST. DE LUBRICACION SYMON'S	480	3F	5

Para conocer la carga total del CCM Trituración analizaremos cada uno de los equipos que contenga:

CCM - TRITURACION

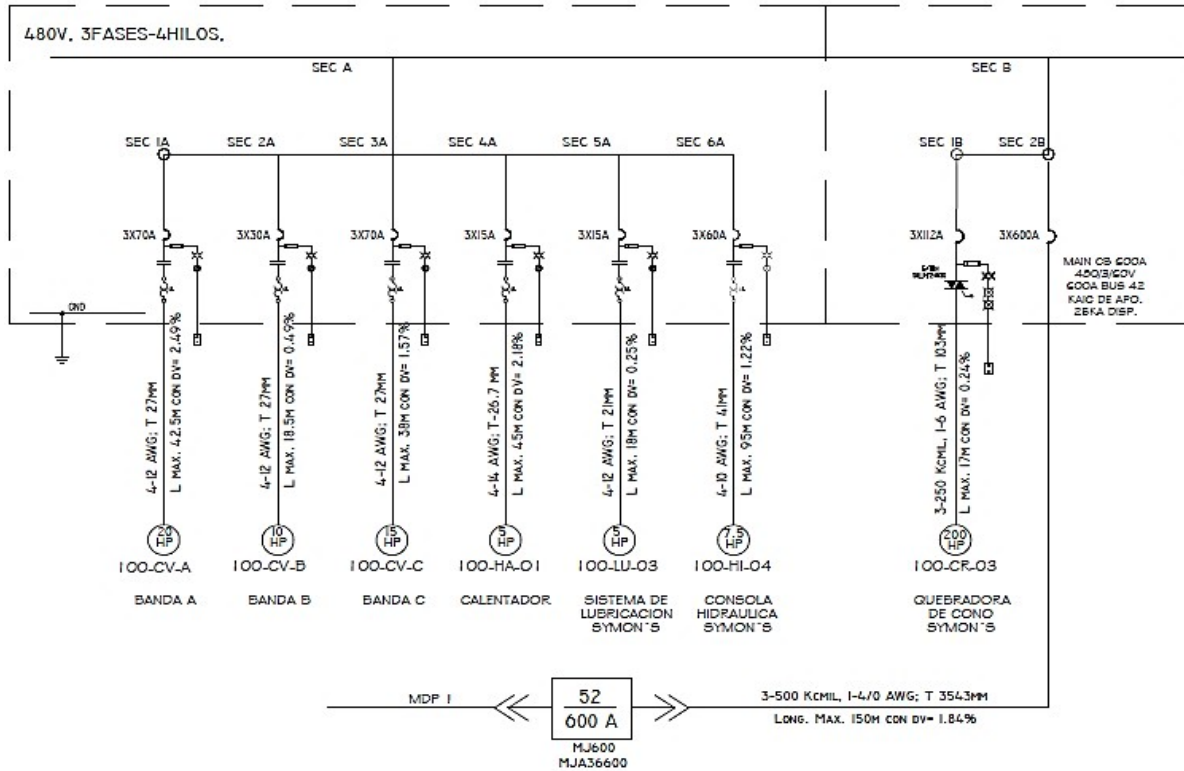


Figura 3.1.- Diagrama unifilar de CCM Trituración.

Análisis de motores:

Fórmula:

$$I = \frac{Hp * 746}{1.732 * E * N * fp}$$

Dónde:

- I: Corriente en Amperes
- Hp: Capacidad del motor
- E: Tensión en volts
- N: Eficiencia expresada en por unidad
- Fp: Factor de potencia
- Fd: Factor de demanda

1.- Quebradora de cono Symon's

Voltaje: 480 V

Capacidad: 200 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{200 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 209.9 \text{ Amp}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{209.9 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 174.50$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 174.5 * 0.90$$

$$kW. = 157.05$$

2.- Banda transportadora A

Voltaje: 480 V

Capacidad: 20 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{20 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 21 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{21 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 17.5$$

$$kVA = 17.5$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 17.5 * 0.90$$

$$kW. = 15.7$$

3.- Banda transportadora B

Voltaje: 480 V

Capacidad: 10 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{10 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 10.5 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{10.5 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 8.7$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 8.7 * 0.90$$

$$kW. = 7.9$$

4.- Banda transportadora C.-

Voltaje: 480 V

Capacidad: 15 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{15 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 15.7 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{15.7 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 13.1$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 13.1 * 0.90$$

$$kW. = 11.8$$

5.-Consola hidráulica Symon's

Voltaje: 480 V

Capacidad: 7.5 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{7.5 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 7.9 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{7.9 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 6.5$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 6.5 * 0.90$$

$$kW. = 5.9$$

6.- Calentador

Voltaje: 480 V

Capacidad: 5 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{5 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 5.2 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{5.2 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 4.4$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 4.4 * 0.90$$

$$kW. = 3.9$$

7.- Sistema de lubricación Symon's

Voltaje: 480 V

Capacidad: 5 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{5 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 5.2 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{5.2 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 4.4$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 4.4 * 0.90$$

$$kW. = 3.9$$

La sumatoria total de carga instalada en este CCM es de **229.1 kVA**.

Manejando el mismo factor de demanda, tendremos una carga real de:

$$Carga\ real = kVA_{TOTALS} * Fd$$

$$Carga\ real = 229.1 * 0.65$$

$$Carga\ real = 149\ kVA$$

➤ CCM TRITURACION 2.

La carga instalada para este CCM es la siguiente (el factor de demanda y de eficiencia es el mismo para todos los CCM'S):

Tabla 3.2

Carga instalada en CCM trituración 2.

Equipo	Voltaje	Sistema	Hp	kVA
QUEBRADORA DE QUIJADAS	480	3F	150	
QUEBRADORA DE CONO K-200	480	3F	200	
BANDA TRANSPORTADORA N°1	480	3F	15	
BANDA TRANSPORTADORA N°2	480	3F	20	
BANDA TRANSPORTADORA N°3	480	3F	15	
BANDA TRANSPORTADORA N°4	480	3F	5	
BANDA TRANSPORTADORA N°5	480	3F	10	
BANDA TRANSPORTADORA N°6	480	3F	10	
BANDA TRANSPORTADORA N°8	480	3F	15	
SIST.HIDRAULICO DE QUIJADA	480	3F	1.5	
SIST. HIDRAULICO DE STACKER	480	3F	15	
SISTEMA HIDRAULICO K-200	480	3F	5	
SISTEMA DE LUBRICACION K-200	480	3F	3	
CRIBA VIBRATORIA K-200	480	3F	40	
BOMBA DE AGUA GRUNDFOS	480	3F	5	
SIST. DE ENFRIAMIENTO K-200	480	3F	1	
ALIMENTADOR GRIZZLY	480	3F	40	
TRANSF DE SERV. TRITURACION	480	3F		30
TRANSF DE SERV EXPLORACION.	480	3F		30
TRANSF DE SERV VIGILANCIA	480	3F		30

Para conocer la carga total del CCM analizaremos cada uno de los equipos:

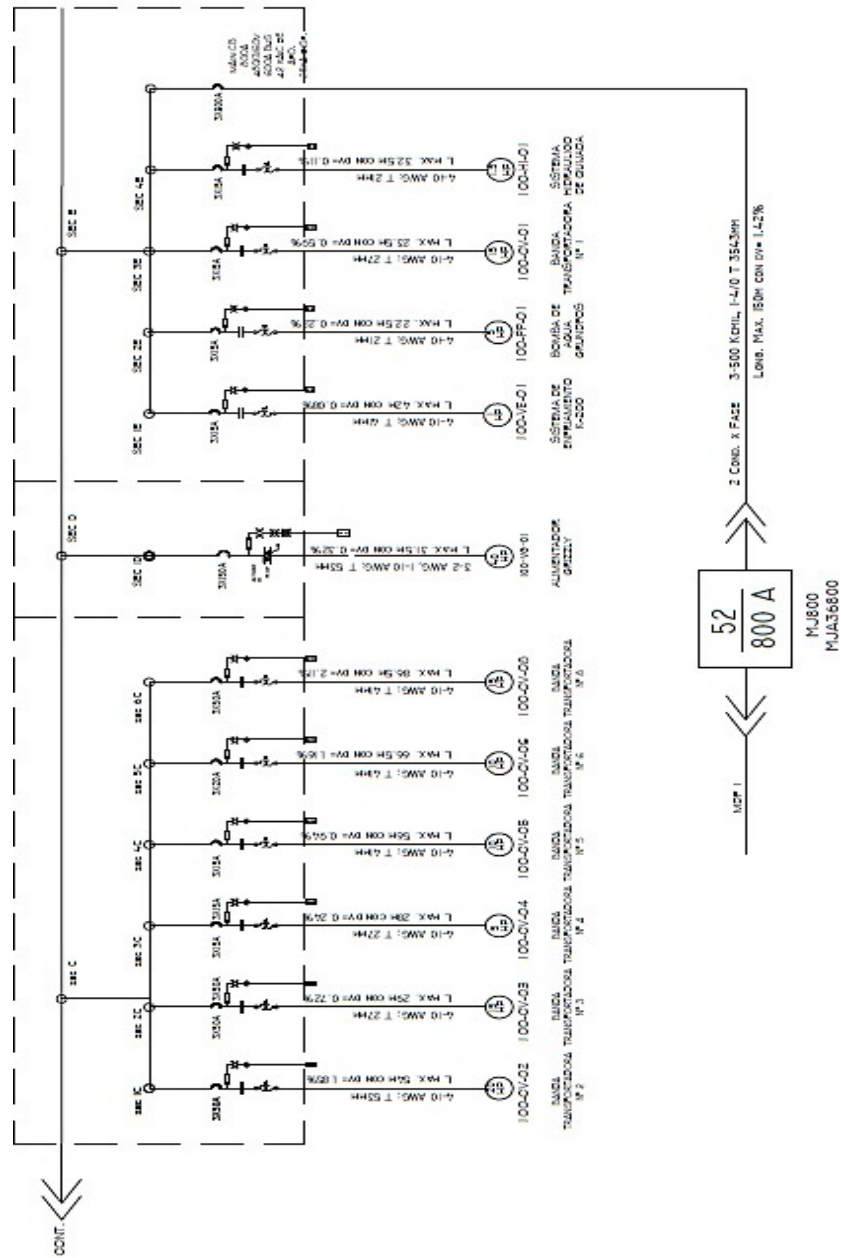


Figura 3.2.- Diagrama unifilar de CCM Trituración 2.

Análisis de motores:

Fórmula:

$$I = \frac{Hp * 746}{1.73 * E * N * fp}$$

Dónde:

I: Corriente en Amperes

Hp: Capacidad del motor

E: Tensión en volts

N: Eficiencia expresada en por unidad

Fp: Factor de potencia

Fd: Factor de demanda

1.- Quebradora de quijadas

Voltaje: 480 V

Capacidad: 150 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{150 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 157.4 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{157.4 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 130.9$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 130.9 * 0.90$$

$$kW. = 117.8$$

2.- Quebradora de cono K-200

Voltaje: 480 V

Capacidad: 200 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{200 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 209.9 \text{ Amp}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$
$$kVA. = \frac{209.9 * 480 * 1.732}{1000}$$
$$kVA = 174.5$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$
$$kW. = 174.5 * 0.90$$
$$kW. = 157.1$$

3.- Banda transportadora N° 1.

Voltaje: 480 V

Capacidad: 15 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{15 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$
$$I = 15.7 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$
$$kVA. = \frac{15.7 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 13.1$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 13.1 * 0.90$$

$$kW. = 11.8$$

4.- Banda transportadora N°4.

Voltaje: 480 V

Capacidad: 20 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{20 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 21 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{21 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 17.5$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 17.5 * 0.90$$

$$kW. = 15.7$$

5.- Banda transportadora N° 3.

Voltaje: 480 V

Capacidad: 15 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{15 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 15.7 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{15.7 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 13.1$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 13.1 * 0.90$$

$$kW. = 11.8$$

6.- Banda transportadora N° 4.

Voltaje: 480 V

Capacidad: 5 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{5 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 5.2 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{5.2 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 4.4$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 4.4 * 0.90$$

$$kW. = 3.9$$

7.- Banda transportadora N° 5.

Voltaje: 480 V

Capacidad: 10 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{10 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 10.5 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{10.5 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 8.7$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 8.7 * 0.90$$

$$kW. = 7.9$$

8.- Banda transportadora N° 6.

Voltaje: 480 V

Capacidad: 10 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{10 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 10.5 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{10.5 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 8.7$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 8.7 * 0.90$$

$$kW. = 7.9$$

9.- Banda transportadora N° 8.

Voltaje: 480 V

Capacidad: 15 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{15 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 15.7 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{15.7 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 13.1$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 13.1 * 0.90$$

$$kW. = 11.8$$

10.- Sistema Hidráulico de quijada.

Voltaje: 480 V

Capacidad: 1.5 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{1.5 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 1.6 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{1.6 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 1.3$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 1.3 * 0.90$$

$$kW. = 1.2$$

11.- Sistema hidráulico de stacker.

Voltaje: 480 V

Capacidad: 15 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{15 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 15.7 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{15.7 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 13.1$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 13.1 * 0.90$$

$$kW. = 11.8$$

12.- Sistema hidráulico K-200.

Voltaje: 480 V

Capacidad: 5 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{5 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 5.2 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{5.2 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 4.4$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 4.4 * 0.90$$

$$kW. = 3.9$$

13.- Sistema de lubricación K-200.

Voltaje: 480 V

Capacidad: 3 HP

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{3 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 3.1 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{3.1 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 2.6$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 2.6 * 0.90$$

$$kW. = 2.4$$

14.- Criba vibratoria K-200.

Voltaje: 480 V

Capacidad: 40 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{40 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 42 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{42 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 34.9$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 34.9 * 0.90$$

$$kW. = 31.4$$

15.- Bomba de agua Grundfos.

Voltaje: 480 V

Capacidad: 5 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{5 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 5.2 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{5.2 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 4.4$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 4.4 * 0.90$$

$$kW. = 3.9$$

16.- Sistema de enfriamiento K-200.

Voltaje: 480 V

Capacidad: 1Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{1 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 1 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{1 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 0.9$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 0.9 * 0.90$$

$$kW. = 0.8$$

17.- Alimentador Grizzly.

Voltaje: 480 V

Capacidad: 40 Hp

Fp: 0.90

N: 0.95

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos:

$$I = \frac{40 * 746}{1.732 * 480 * 0.90 * 0.95}$$

$$I = 42 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kVA utilizamos la siguiente fórmula:

$$kVA. = \frac{I * E * 1.732}{1000}$$

$$kVA. = \frac{42 * 480 * 1.732}{1000}$$

$$kVA = 34.9$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 34.9 * 0.90$$

$$kW. = 31.4$$

Análisis de transformadores de servicios:

Fórmula:
$$I = \frac{KVA * 1000}{1.732 * E}$$

1.- Transformador de servicios Trituración.

Capacidad: 30 KVA

Voltaje: 480 V

Sustituyendo en la fórmula tenemos:

$$I = \frac{kVA * 1000}{1.732 * 480}$$

$$I = 36 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 30 * 0.90$$

$$kW. = 27$$

Para conocer los HP utilizamos la siguiente fórmula:

$$HP. = kW/0.746.$$

$$HP. = 27/0.746$$

$$HP. = 36.19$$

2.- Transformador de servicios Exploración.

Capacidad: 30 KVA

Voltaje: 480 V

Sustituyendo en la fórmula tenemos:

$$I = \frac{kVA * 1000}{1.732 * 480}$$

$$I = 36 \text{ Amp.}$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 30 * 0.90$$

$$kW. = 27$$

Para conocer los HP utilizamos la siguiente fórmula:

$$HP. = kW/0.746.$$

$$HP. = 27/0.746$$

$$HP. = 36.19$$

3.- Transformador de servicios Vigilancia.

Capacidad: 30 KVA

Voltaje: 480 V

Sustituyendo en la fórmula tenemos:

$$Amp = \frac{kVA * 1000}{1.732 * 480}$$

$$Amp = 36$$

Para conocer los kW utilizamos la siguiente fórmula:

$$kW. = kVA * Fp$$

$$kW. = 30 * 0.90$$

$$kW. = 27$$

Para conocer los HP utilizamos la siguiente fórmula:

$$HP. = kW/0.746.$$

$$HP. = 27/0.746$$

$$HP. = 36.19$$

Realizando la sumatoria de todos los equipos instalados tendremos una carga de **570.5 kVA**.

Para las instalaciones se maneja un factor de demanda de 0.65, esto nos ayudará a conocer la carga real.

Carga real:

$$Carga\ real = kVA_{TOTALS} * Fd$$

$$Carga\ real = 570.5 * 0.65$$

$$Carga\ real = 370.8$$

El análisis de los CCM'S anteriores servirá como ejemplo para los CCM'S restantes.

➤ **CCM 01.**

Sumatoria total de carga instalada en CCM 01 es de **139.4 kVA**, con un factor de demanda de **0.65**.

$$Carga\ real = kVA_{TOTALS} * Fd$$

$$Carga\ real = 139.4 * 0.65$$

$$Carga\ real = 90.6\ kVA$$

➤ **CCM 02.**

Sumatoria total de carga instalada en CCM 02 es de **620.2 kVA**, con un factor de demanda de **0.65**.

$$Carga\ real = kVA_{TOTALS} * Fd$$

$$Carga\ real = 620.2 * 0.65$$

$$Carga\ real = 403.1\ kVA$$

➤ **CCM 03.**

Sumatoria total de carga instalada en CCM 03 es de **195 kVA**, con un factor de demanda de **0.65**.

$$Carga\ real = kVA_{TOTALS} * Fd$$

$$Carga\ real = 195 * 0.65$$

$$Carga\ real = 126.7\ kVA$$

➤ **CCM 04.**

Sumatoria total de carga instalada en CCM 04 es de **499 kVA**, con un factor de demanda de **0.65**.

$$Carga\ real = kVA_{TOTALS} * Fd$$

$$Carga\ real = 499 * 0.65$$

$$Carga\ real = 324.3\ kVA$$

➤ **CCM 05.**

Sumatoria total de carga instalada en CCM 05 es de **688 kVA**, con un factor de demanda de **0.65**.

$$Carga\ real = kVA_{TOTALS} * Fd$$

$$Carga\ real = 688 * 0.65$$

$$Carga\ real = 447.2\ kVA$$

➤ **CCM 06.**

Sumatoria total de carga instalada en CCM 06 es de **624 kVA**, con un factor de demanda de **0.65**.

$$Carga\ real = kVA_{TOTALS} * Fd$$

$$Carga\ real = 624 * 0.65$$

$$Carga\ real = 405.6\ kVA$$

➤ **CCM PRESA DE JALES.**

Sumatoria total de carga instalada en CCM PRESA DE JALES es de **221.7 kVA**, con un factor de demanda de **0.65**.

$$Carga\ real = kVA_{TOTALS} * Fd$$

$$Carga\ real = 221.7 * 0.65$$

$$Carga\ real = 144.1\ kVA$$

➤ **CCM MDP 02.**

Sumatoria total de carga instalada en CCM MDP 02 es de **542.5 kVA**, con un factor de demanda de **0.65**.

$$Carga\ real = kVA_{TOTALS} * Fd$$

$$Carga\ real = 542.5 * 0.65$$

$$Carga\ real = 352.6\ kVA$$

➤ **CCM ROBBINS SANTIAGO.**

Sumatoria total de carga instalada en CCM ROBBINS SANTIAGO es de **103 kVA**, con un factor de demanda de **0.65**.

$$Carga\ real = kVA_{TOTALS} * Fd$$

$$Carga\ real = 103 * 0.65$$

$$Carga\ real = 66.9\ kVA$$

➤ **CCM REBOMBEO AGUA.**

Sumatoria total de carga instalada en CCM REBOMBEO AGUA es de **95 kVA**, con un factor de demanda de **0.65**.

$$Carga\ real = kVA_{TOTALS} * Fd$$

$$Carga\ real = 95 * 0.65$$

$$Carga\ real = 61.7\ kVA$$

➤ **CCM MOTOR MOLINO SULFURO 1040HP.**

Carga instalada en CCM MOTOR MOLINO SULFURO 1040HP es de **907.4 kVA** con un factor de demanda de **0.9**.

$$Carga\ real = kVA_{TOTALS} * Fd$$

$$Carga\ real = 907.4 * 0.9$$

$$Carga\ real = 816.6\ kVA$$

➤ **CCM MOTOR MOLINO SULFUROS 800HP.**

Carga instalada en CCM MOTOR MOLINO SULFUROS 800HP es de **698 kVA** con un factor de demanda de **0.9**.

$$Carga\ real = kVA_{TOTALS} * Fd$$

$$Carga\ real = 698 * 0.9$$

$$Carga\ real = 628.2\ kVA$$

➤ **CCM MOLINO DE OXIDOS.**

Carga instalada en CCM MOLINO DE OXIDOS es de **218.1 kVA**, con un factor de demanda de **0.65**.

$$Carga\ real = kVA_{TOTALS} * Fd$$

$$Carga\ real = 218.1 * 0.65$$

$$Carga\ real = 141.7\ kVA$$

➤ **CCM SUBESTACION SWITCH BACK 01**

Carga instalada en CCM SUBESTACION SWITCH BACK 01 es de **650 kVA**, con un factor de demanda de **0.65**

$$Carga\ real = kVA_{TOTALS} * Fd$$

$$Carga\ real = 650 * 0.65$$

$$Carga\ real = 422.5\ kVA$$

➤ **CCM SUBESTACION SWITCH BACK 02**

Carga instalada en CCM SUBESTACION SWITCH BACK 02 es de **518 kVA**, con un factor de demanda de **0.65**

$$Carga\ real = kVA_{TOTALS} * Fd$$

$$Carga\ real = 518 * 0.65$$

$$Carga\ real = 336.7\ kVA$$

➤ **CCM SUBESTACION ROBBINS 8**

Carga total instalada en CCM SUBESTACION ROBBINS 8 es de **331 kVA**, con un factor de demanda de **0.65**

$$Carga\ real = kVA_{TOTALS} * Fd$$

$$Carga\ real = 331 * 0.65$$

$$Carga\ real = 215.1\ kVA$$

➤ **CCM SUBESTACION NIVEL 11**

Carga total instalada en CCM SUBESTACION NIVEL 11 es de **426 kVA**, con un factor de demanda de **0.65**.

$$Carga\ real = kVA_{TOTALS} * Fd$$

$$Carga\ real = 426 * 0.65$$

$$Carga\ real = 276.9\ kVA$$

La sumatoria total de nuestras instalaciones se da en la siguiente tabla.

Tabla 3.3
Carga total instalada

CCM	KVA
MCC-TRITURACION	229.1
MCC-TRITURACION2	570.5
MCC-1	139.4
MCC-2	620.2

MCC-3	195
MCC-4	499
MCC-5	688
MCC-6	624
CCM-PRESA DE JALES	221.7
MDP-2	542.5
ROBINS SANTIAGO	103
REBOMBEO DE AGUA	95
MOTOR MOLINO SULF 1040HP	907.4
MOTOR MOLINO SULF 800HP	698
MOTOR MOLINO OXIDOS	218.1
CCM SUB SWITCH BACK 01	650
CCM SUB SWITCH BACK 02	518
CCM SUB ROBIN 8	331
CCM SUB NIVEL 11	426
TOTAL	8275.9

Considerando la carga se opta por instalar un transformador de **10/12 MVA's** el cual podrá suministrar perfectamente a la carga y teniendo un margen para incrementos a futuro.

3.2.2.- Nivel de tensión.

El transformador recibirá alimentación, para el lado de alta, por la compañía suministradora en un nivel de tensión de 34.5 kVA, mientras en el lado de baja el nivel de tensión será de 13.2 kVA.

3.2.3.- Confiabilidad

El transformador seleccionado deberá contar con todas las pruebas necesarias realizadas por el fabricante para lograr la confiabilidad necesaria, puesto que uno de los objetivos de la subestación es el suministro continuo de energía para las instalaciones.

3.2.4.- Costo.

Como se mencionó anteriormente el costo por KVA disminuye conforme aumenta la capacidad del equipo, por esto conviene utilizar un transformador trifásico en lugar de un banco de transformadores armado por un conjunto de transformadores monofásicos.

Datos para especificar el transformador: [ANEXO 1]

Capacidad: 10/12 MVA

Voltaje:

Lado alta tensión: 34.5 kV.

Lado media tensión: 13.2 kV.

N.B.A.I: 200 kV.

3.3.- Selección de interruptor de potencia. [23]

Para la selección del interruptor se debe considerar los siguientes aspectos:

- Corriente nominal.
- Capacidad interruptiva.
- Corriente de cortocircuito.
- Frecuencia nominal.

Se usará también como base la sección 220-3, inciso a) de la NOM-0001-SEDE-2012.

3.3.1.- Corriente nominal.

Se debe conocer la corriente máxima que circulará en los interruptores, tanto en el lado de alta como en el lado de baja, al estar trabajando el transformador a su máxima capacidad.

Lado primario:

$$I_n = \frac{KVA}{1.732 * KV}$$

$$I_n = \frac{10000}{1.732 * 34.5}$$

$$I_n = 167.35 \text{ Amp.}$$

La corriente de protección contra cortocircuito y falla a tierra está dada por la siguiente formula:

$$I_{prot} = (I_n)(1.25)$$

$$I_{prot} = (167.35)(1.25)$$

$$I_{prot} = 209.187 \text{ Amp.}$$

El dispositivo que se instalará será un interruptor en vacío con las siguientes características:

Marca: EATON

MODELO: VCPW-HD 38 kV

VOLTAJE: 38 Kv

Este interruptor será accionado en caso de alguna falla con un relevador de protección que contará con las siguientes características:

Marca: SEL

Modelo: SEL351

Relevador sobrecorriente y sobrevoltaje.

Lado Secundario:

$$I_n = \frac{KVA}{1.732 * KV}$$

$$I_n = \frac{10000}{1.732 * 13.2}$$

$$I_n = 437.39 \text{ Amp.}$$

La corriente de protección contra cortocircuito y falla a tierra está dada por la siguiente formula:

$$I_{prot} = (I_n)(1.25)$$

$$I_{prot} = (437.39)(1.25)$$

$$I_{prot} = 546.73 \text{ Amp.}$$

El dispositivo que se instalara será un interruptor en vacío con las siguientes características:

Marca: SIEMENS

Modelo: CELDAS 8DJH

Voltaje: 15 kV

Este interruptor será acciona en caso de alguna falla con un relevador de protección que contará con las siguientes características:

Marca: SEL

Modelo: SEL351

Relevador sobrecorriente y sobrevoltaje.

3.3.2.- Capacidad interruptiva.

Para esto será necesario realizar un **análisis de cortocircuito**, en el punto donde será instalado el transformador, por el **método de por unidad**.

Calculáremos los valores en por unidad de todos los equipos instalados en cada uno de los CCM'S, continuaremos así calculando los valores por unidad instalados en cada uno de los circuitos del sistema

CIRCUITO PLANTA BENEFICIO:

CCM - TRITURACION

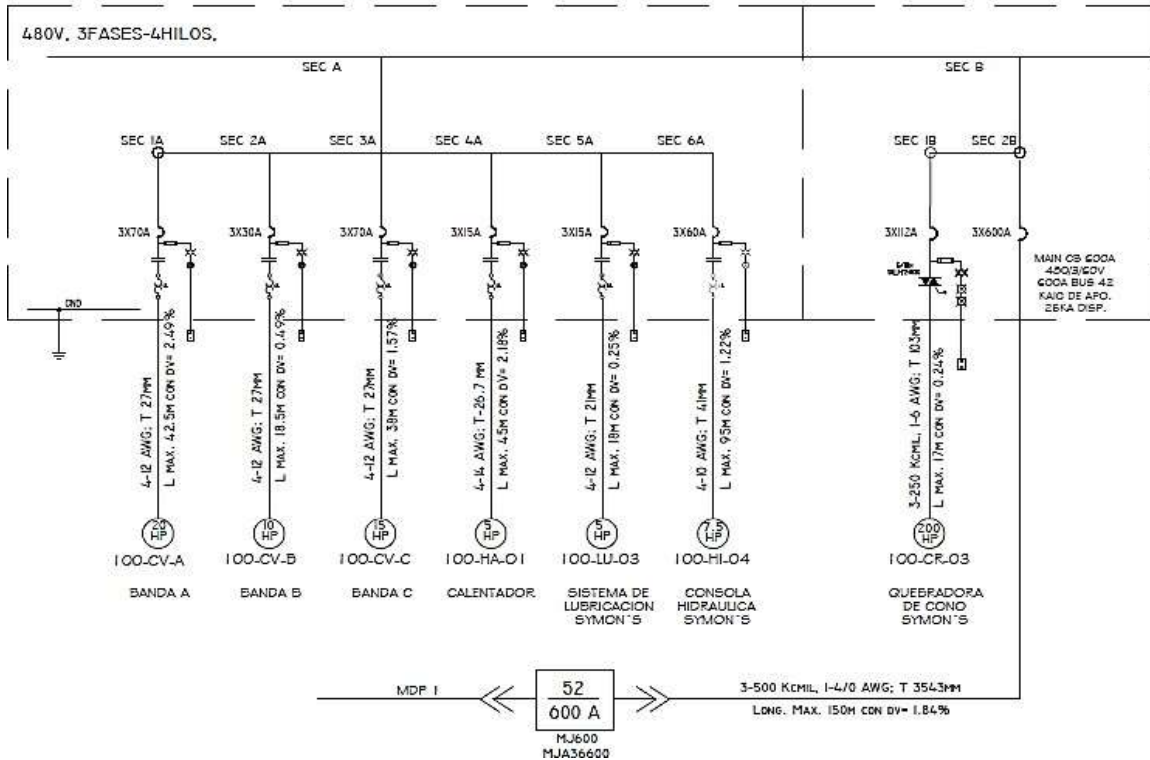


Figura 3.3.- Diagrama unifilar de CCM Trituración.

Análisis de los CCM's:

Fórmula:

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KV_{bd}}{KV_{bn}} \right)^2$$

Dónde:

- Zn: Impedancia en por unidad
- Zd: Impedancia del equipo
- KVA_{bn}: Potencia base del sistema
- KVA_{bd}: Potencia del equipo
- KV_{bn}: Voltaje base del sistema
- KV_{bd}: Voltaje del equipo

NOTA: Se maneja una potencia base de **1000 KVA**.

1.- Quebradora de conos Symon's 200HP.

$$KVAbd= 1000kVA$$

$$KVAbn= 174.5 KVA$$

$$KVbd= 0.48 V$$

$$KVbn= 0.48 V$$

$$Zd= 25\%$$

Teniendo estos valores sustituimos en la fórmula:

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KVbd}{KVbn} \right)^2$$

$$Z_n = (0.25) \left(\frac{1000}{174.5} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$$Z_n = 1.43 \text{ p.u.}$$

2.- Banda transportadora A 20HP.

$$KVAbd= 1000kVA$$

$$KVAbn= 17.5$$

$$KVbd= 0.48$$

$$KVbn= 0.48$$

$$Zd= 25\%$$

Teniendo estos valores sustituimos en la fórmula:

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KVbd}{KVbn} \right)^2$$

$$Z_n = (0.25) \left(\frac{1000}{17.5} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$$Z_n = 14.28 \text{ p.u.}$$

3.- Banda transportadora B 10HP.

$$KVAbd= 1000kVA$$

$$KVAbn= 8.7$$

$$KVbd= 0.48$$

$$KVbn= 0.48$$

Zd= 25%

Teniendo estos valores sustituimos en la fórmula:

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KV_{bd}}{KV_{bn}} \right)^2$$
$$Z_n = (0.25) \left(\frac{1000}{8.7} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

Zn= 28.73 p.u.

4.- Banda transportadora C 15HP.

KVA_{bd}= 1000kVA

KVA_{bn}= 13.1

KV_{bd}= 0.48

KV_{bn}= 0.48

Zd= 25%

Teniendo estos valores sustituimos en la fórmula:

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KV_{bd}}{KV_{bn}} \right)^2$$
$$Z_n = (0.25) \left(\frac{1000}{13.1} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

Zn= 19.08p.u.

5.- Consola Hidráulica Symon's 7.5HP

KVA_{bd}= 1000Kva

KVA_{bn}= 6.5

KV_{bd}= 0.48

KV_{bn}= 0.48

Zd= 25%

Teniendo estos valores sustituimos en la fórmula:

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KV_{bd}}{KV_{bn}} \right)^2$$

$$Z_n = (0.25) \left(\frac{1000}{6.5} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$Z_n = 38.46 \text{ p.u.}$

6.- Calentador 5HP.

$KVA_{bd} = 1000Kva$

$KVA_{bn} = 4.4$

$KV_{bd} = 0.48$

$KV_{bn} = 0.48$

$Z_d = 25\%$

Teniendo estos valores sustituimos en la fórmula:

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KV_{bd}}{KV_{bn}} \right)^2$$

$$Z_n = (0.25) \left(\frac{1000}{4.4} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$Z_n = 56.81 \text{ p.u.}$

7.- Sistema de lubricación Symon's 5HP.

$KVA_{bd} = 1000kVA$

$KVA_{bn} = 4.4$

$KV_{bd} = 0.48$

$KV_{bn} = 0.48$

$Z_d = 25\%$

Teniendo estos valores sustituimos en la fórmula:

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KV_{bd}}{KV_{bn}} \right)^2$$

$$Z_n = (0.25) \left(\frac{1000}{4.4} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$$Z_n = 56.81 \text{ p.u.}$$

Obteniendo las cantidades en por unidad de cada uno de los equipos instalados se procede a realizar un diagrama de impedancias para el CCM TRITURACION esto con la finalidad de obtener una impedancia equivalente (Z_{eqv}) del CCM

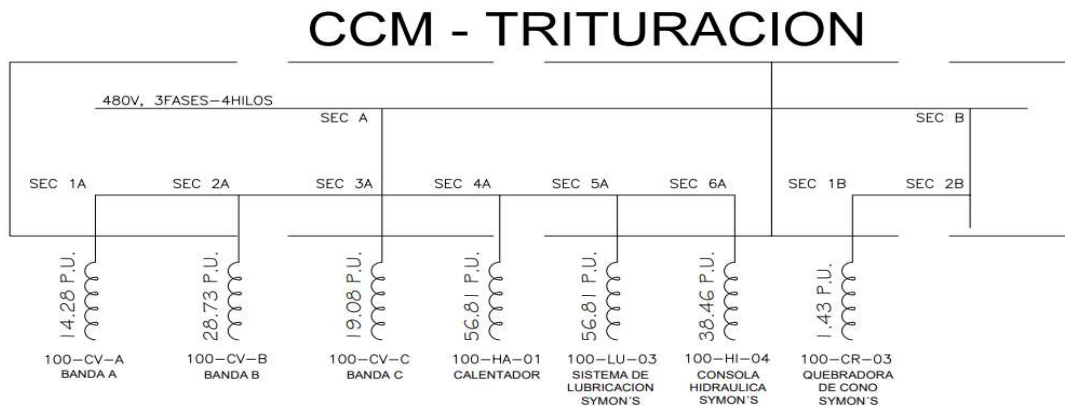


Figura 3.4.- Diagrama de impedancias CCM Trituración.

Para obtener la impedancia equivalente (Z_{eqv}):

- Se analizará la forma de conexión de los equipos

Los equipos se pueden conectar en serie o en paralelo y dependiendo de esto será la fórmula a utilizar para reducciones de impedancias.

Fórmula para equipos conectados en paralelo:

$$Z_{eqv} = \frac{1}{\frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_3} + \dots + \frac{1}{Z_n}}$$

Fórmula para equipos conectados en serie.

$$Z_{eqv} = Z_1 + Z_2 + Z_3 + \dots + Z_n$$

En el diagrama de impedancias mostrado anteriormente podemos observar que todos nuestros equipos se encuentran conectados en paralelo.

Sustituyendo los valores obtenidos de las impedancias de cada uno de los equipos tenemos:

$$Z_{eqv} = \frac{1}{\frac{1}{1.43} + \frac{1}{14.28} + \frac{1}{28.73} + \frac{1}{19.08} + \frac{1}{38.46} + \frac{1}{56.81} + \frac{1}{56.81}}$$

$$Z_{eqv} = \frac{1}{0.92}$$

$$Z_{eqv} = 1.08 \text{ p.u.}$$

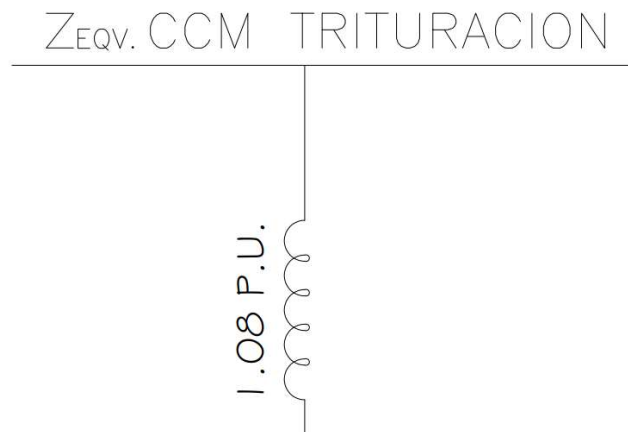


Figura 3.5.- Diagrama de impedancia equivalente CCM Trituración.

El análisis aplicado para el CCM anterior será aplicado a todos los CMM'S restantes y a continuación se nombran las Z_{eqv} .

CCM TRITURACION2.

$$Z_{eqv} = 0.43 \text{ p.u.}$$

CCM 01.

$$Z_{eqv} = 1.79 \text{ p.u.}$$

CCM 02.

$$Z_{eqv} = 0.40 \text{ p.u.}$$

CCM 03

$$Z_{eqv} = 1.28 \text{ p.u.}$$

CCM 04

$$Z_{eqv} = 0.50 \text{ p.u.}$$

CCM 05

$$Z_{eqv} = 0.36 \text{ p.u.}$$

CCM 06

$$Z_{eqv} = 0.40 \text{ p.u.}$$

CCM PRESA DE JALES

$$Z_{eqv} = 1.12 \text{ p.u.}$$

CCM MDP2

$$Z_{eqv} = 0.46 \text{ p.u.}$$

CCM ROBBINS SANTIAGO

$$Z_{eqv} = 2.42 \text{ p.u.}$$

CCM REBOMBEO AGUA

$$Z_{eqv} = 2.63 \text{ p.u.}$$

MOLINO DE SULFUROS 1040HP

$$Z_{eqv} = 0.27 \text{ p.u.}$$

MOLINO DE SULFUROS 800 HP.

$$Z_{eqv} = 0.35 \text{ p.u.}$$

MOLINO DE OXIDOS.

$$Z_{eqv} = 1.14 \text{ p.u.}$$

NOTA: Para los generadores y transformadores conectados a este circuito tomaremos la impedancia de cada uno de acuerdo a su placa de características.

GENERADOR 03.

$$KVAbd = 1000 \text{ kVA}$$

$$KVAbn = 900$$

$$KVbd = 0.48$$

$$KVbn = 0.48$$

$$Zd = 16.39\%$$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KVbd}{KVbn} \right)^2$$
$$Z_n = (0.1639) \left(\frac{1000}{900} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$
$$Z_n = 0.18 \text{ p.u.}$$

GENERADOR 04

$$KVAbd = 1000 \text{ kVA}$$

$$KVAbn = 900$$

$$KVbd = 0.48$$

$$KVbn = 0.48$$

$$Zd = 16.39\%$$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KV_{bd}}{KV_{bn}} \right)^2$$

$$Z_n = (0.1639) \left(\frac{1000}{900} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$Z_n = 0.18 \text{ p.u.}$

GENERADOR 07

KVA_{bd}= 1000kVA

KVA_{bn}= 900

KV_{bd}= 0.48

KV_{bn}= 0.48

Z_d= 16.39%

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KV_{bd}}{KV_{bn}} \right)^2$$

$$Z_n = (0.1639) \left(\frac{1000}{900} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$Z_n = 0.18 \text{ p.u.}$

TRANSFORMADOR MOLINO 02.

KVA_{bd}= 1000kVA

KVA_{bn}= 1500

KV_{bd}= 13.2

KV_{bn}= 13.2

Z_d= 5.77%

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KV_{bd}}{KV_{bn}} \right)^2$$

$$Z_n = (0.0577) \left(\frac{1000}{1500} \right) \left(\frac{13.2}{13.2} \right)^2$$

$Z_n = 0.03 \text{ p.u.}$

TRANSFORMADOR MOLINO 01.

$$KVAbd= 1000kVA$$

$$KVAbn= 1500$$

$$KVbd= 13.2$$

$$KVbn= 13.2$$

$$Zd= 5.87\%$$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KVbd}{KVbn} \right)^2$$

$$Z_n = (0.0587) \left(\frac{1000}{1500} \right) \left(\frac{13.2}{13.2} \right)^2$$

$$Z_n = 0.03 \text{ p.u.}$$

TRANSFORMADOR REBOMBEO.

$$KVAbd= 1000kVA$$

$$KVAbn= 112.5$$

$$KVbd= 0.48$$

$$KVbn= 0.48$$

$$Zd= 2.1\%$$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KVbd}{KVbn} \right)^2$$

$$Z_n = (0.021) \left(\frac{1000}{112.5} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$$Z_n = 0.18 \text{ p.u.}$$

TRANSFORMADOR PRESA DE JALES.

$$KVAbd= 1000kVA$$

$$KVAbn= 750$$

$$KVbd= 0.48$$

$$KVbn= 0.48$$

$$Zd= 4.52\%$$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KV_{bd}}{KV_{bn}} \right)^2$$

$$Z_n = (0.0452) \left(\frac{1000}{750} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$Z_n = 0.06 \text{ p.u.}$

TRANSFORMADOR BUS PLANTA.

$KVA_{bd} = 1000 \text{ kVA}$

$KVA_{bn} = 3750$

$KV_{bd} = 0.48$

$KV_{bn} = 0.48$

$Z_d = 7.04\%$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KV_{bd}}{KV_{bn}} \right)^2$$

$$Z_n = (0.0704) \left(\frac{1000}{3750} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$Z_n = 0.01 \text{ p.u.}$

TRANSFORMADOR ROBBINS SANTIAGO.

$KVA_{bd} = 1000 \text{ kVA}$

$KVA_{bn} = 150$

$KV_{bd} = 0.48$

$KV_{bn} = 0.48$

$Z_d = 2.39\%$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KV_{bd}}{KV_{bn}} \right)^2$$

$$Z_n = (0.0239) \left(\frac{1000}{150} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$Z_n = 0.15 \text{ p.u.}$

CIRCUITO MINA RAMPA NORTE

CCM SUB SWITCH BACK 01

$$KVAbd= 1000kVA$$

$$KVAbn= 650$$

$$KVbd= 0.48$$

$$KVbn= 0.48$$

$$Zd= 25\%$$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KVbd}{KVbn} \right)^2$$

$$Z_n = (0.25) \left(\frac{1000}{650} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$$Z_n = 0.38 \text{ p.u.}$$

CCM SUB SWITCH BACK 02

$$KVAbd= 1000kVA$$

$$KVAbn= 518$$

$$KVbd= 0.48$$

$$KVbn= 0.48$$

$$Zd= 25\%$$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KVbd}{KVbn} \right)^2$$

$$Z_n = (0.25) \left(\frac{1000}{518} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$$Z_n = 0.48 \text{ p.u.}$$

TRANSFORMADOR NIVEL 25 SW.

$$KVAbd= 1000kVA$$

$$KVAbn= 1500$$

$$KVbd = 0.48$$

$$KVbn = 0.48$$

$$Zd = 4.2\%$$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KVbd}{KVbn} \right)^2$$

$$Z_n = (0.42) \left(\frac{1000}{1500} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$$Z_n = 0.02 \text{ p.u.}$$

TRANSFORMADOR NIVEL 25 SW.

$$KVA_{bd} = 1000 \text{ kVA}$$

$$KVA_{bn} = 1500$$

$$KVbd = 0.48$$

$$KVbn = 0.48$$

$$Zd = 4.2\%$$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KVbd}{KVbn} \right)^2$$

$$Z_n = (0.42) \left(\frac{1000}{1500} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$$Z_n = 0.02 \text{ p.u.}$$

CIRCUITO MINA RAMPA SUR.

CCM SUB RONBINS 8.

$$KVAbd= 1000kVA$$

$$KVAbn= 331$$

$$KVbd= 0.48$$

$$KVbn= 0.48$$

$$Zd= 25\%$$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KVbd}{KVbn} \right)^2$$

$$Z_n = (0.25) \left(\frac{1000}{331} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$$Z_n = 0.75 \text{ p.u.}$$

CCM SUB NIVEL 11.

$$KVAbd= 1000kVA$$

$$KVAbn= 426$$

$$KVbd= 0.48$$

$$KVbn= 0.48$$

$$Zd= 25\%$$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KVbd}{KVbn} \right)^2$$

$$Z_n = (0.25) \left(\frac{1000}{426} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$$Z_n = 0.58 \text{ p.u.}$$

TRANSFORMADOR ROBBINS 8.

$$KVAbd= 1000kVA$$

$$KVAbn= 1000$$

$$KVbd= 0.48$$

$$KVbn= 0.48$$

$$Zd= 5\%$$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KV_{bd}}{KV_{bn}} \right)^2$$

$$Z_n = (0.05) \left(\frac{1000}{1000} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$$Z_n = 0.05 \text{ p.u.}$$

TRANSFORMADOR ROBBINS 8.

$$KVA_{bd} = 1000 \text{ kVA}$$

$$KVA_{bn} = 2000$$

$$KV_{bd} = 0.48$$

$$KV_{bn} = 13.2$$

$$Z_d = 6.32\%$$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KV_{bd}}{KV_{bn}} \right)^2$$

$$Z_n = (0.0632) \left(\frac{1000}{2000} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$$Z_n = 0.03 \text{ p.u.}$$

TRANSFORMADOR NIVEL 11.

$$KVA_{bd} = 1000 \text{ kVA}$$

$$KVA_{bn} = 1500$$

$$KV_{bd} = 0.48$$

$$KV_{bn} = 0.48$$

$$Z_d = 4.17\%$$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KV_{bd}}{KV_{bn}} \right)^2$$

$$Z_n = (0.0417) \left(\frac{1000}{1500} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$$Z_n = 0.02 \text{ p.u.}$$

AREA DE GENERACION.

GENERADOR 101.

$$KVAbd= 1000kVA$$

$$KVAbn= 2050$$

$$KVbd= 0.48$$

$$KVbn= 0.48$$

$$Zd= 12.57\%$$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KVbd}{KVbn} \right)^2$$

$$Z_n = (0.1257) \left(\frac{1000}{2050} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$$Z_n = 0.06 \text{ p.u.}$$

GENERADOR 103.

$$KVAbd= 1000kVA$$

$$KVAbn= 2050$$

$$KVbd= 0.48$$

$$KVbn= 0.48$$

$$Zd= 12.57\%$$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KVbd}{KVbn} \right)^2$$

$$Z_n = (0.1257) \left(\frac{1000}{2050} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$$Z_n = 0.06 \text{ p.u.}$$

GENERADOR 107.

$$KVAbd= 1000kVA$$

$$KVAbn= 2050$$

$$KVbd= 0.48$$

$$KVbn= 0.48$$

$$Zd= 12.57\%$$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KV_{bd}}{KV_{bn}} \right)^2$$

$$Z_n = (0.1257) \left(\frac{1000}{2050} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$Z_n = 0.06 \text{ p.u.}$

GENERADOR 108.

KVA_{bd}= 1000kVA

KVA_{bn}= 2050

KV_{bd}= 0.48

KV_{bn}= 0.48

Z_d= 12.57%

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KV_{bd}}{KV_{bn}} \right)^2$$

$$Z_n = (0.1257) \left(\frac{1000}{2050} \right) \left(\frac{0.48}{0.48} \right)^2$$

$Z_n = 0.06 \text{ p.u.}$

GENERADOR 105.

KVA_{bd}= 1000kVA

KVA_{bn}= 2050

KV_{bd}= 13.2

KV_{bn}= 13.2

Z_d= 22.58%

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KV_{bd}}{KV_{bn}} \right)^2$$

$$Z_n = (0.2258) \left(\frac{1000}{2050} \right) \left(\frac{13.2}{13.2} \right)^2$$

$Z_n = 0.11 \text{ p.u.}$

GENERADOR 106.

KVA_{bd}= 1000kVA

KVA_{bn}= 2050

$$KVbd = 13.2$$

$$KVbn = 13.2$$

$$Zd = 22.58\%$$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KVbd}{KVbn} \right)^2$$

$$Z_n = (0.2258) \left(\frac{1000}{2050} \right) \left(\frac{13.2}{13.2} \right)^2$$

$$Z_n = 0.11 \text{ p.u.}$$

TRANSFORMADOR CTO PLANTA.

$$KVA_{bd} = 1000 \text{ kVA}$$

$$KVA_{bn} = 3750$$

$$KVbd = 13.2$$

$$KVbn = 13.2$$

$$Zd = 5.75\%$$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KVbd}{KVbn} \right)^2$$

$$Z_n = (0.0575) \left(\frac{1000}{3750} \right) \left(\frac{13.2}{13.2} \right)^2$$

$$Z_n = 0.02 \text{ p.u.}$$

TRANSFORMADOR CTO MINA.

$$KVA_{bd} = 1000 \text{ kVA}$$

$$KVA_{bn} = 3750$$

$$KVbd = 13.2$$

$$KVbn = 13.2$$

$$Zd = 6.17\%$$

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KV_{bd}}{KV_{bn}} \right)^2$$

$$Z_n = (0.0617) \left(\frac{1000}{3750} \right) \left(\frac{13.2}{13.2} \right)^2$$

$Z_n = 0.02 \text{ p.u.}$

TRANSFORMADOR ZIG-ZAG 01.

KVA_{bd}= 1000kVA

KVA_{bn}= 150

KV_{bd}= 13.2

KV_{bn}= 13.2

Z_d= 4.88%

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KV_{bd}}{KV_{bn}} \right)^2$$

$$Z_n = (0.0488) \left(\frac{1000}{150} \right) \left(\frac{13.2}{13.2} \right)^2$$

$Z_n = 0.32 \text{ p.u.}$

TRANSFORMADOR ZIG-ZAG 02.

KVA_{bd}= 1000kVA

KVA_{bn}= 150

KV_{bd}= 13.2

KV_{bn}= 13.2

Z_d= 4.88%

$$Z_n = (Z_d) \left(\frac{KVA_{bn}}{KVA_{bd}} \right) \left(\frac{KV_{bd}}{KV_{bn}} \right)^2$$

$$Z_n = (0.0488) \left(\frac{1000}{150} \right) \left(\frac{13.2}{13.2} \right)^2$$

$Z_n = 0.32 \text{ p.u.}$

Se busca sacar una impedancia equivalente de todo el sistema, para esto se aplicará el

análisis de reducción de impedancias por circuito, posteriormente se realizará la reducción de impedancias de cada uno de los circuitos.

Impedancias de Circuito Planta Beneficio.

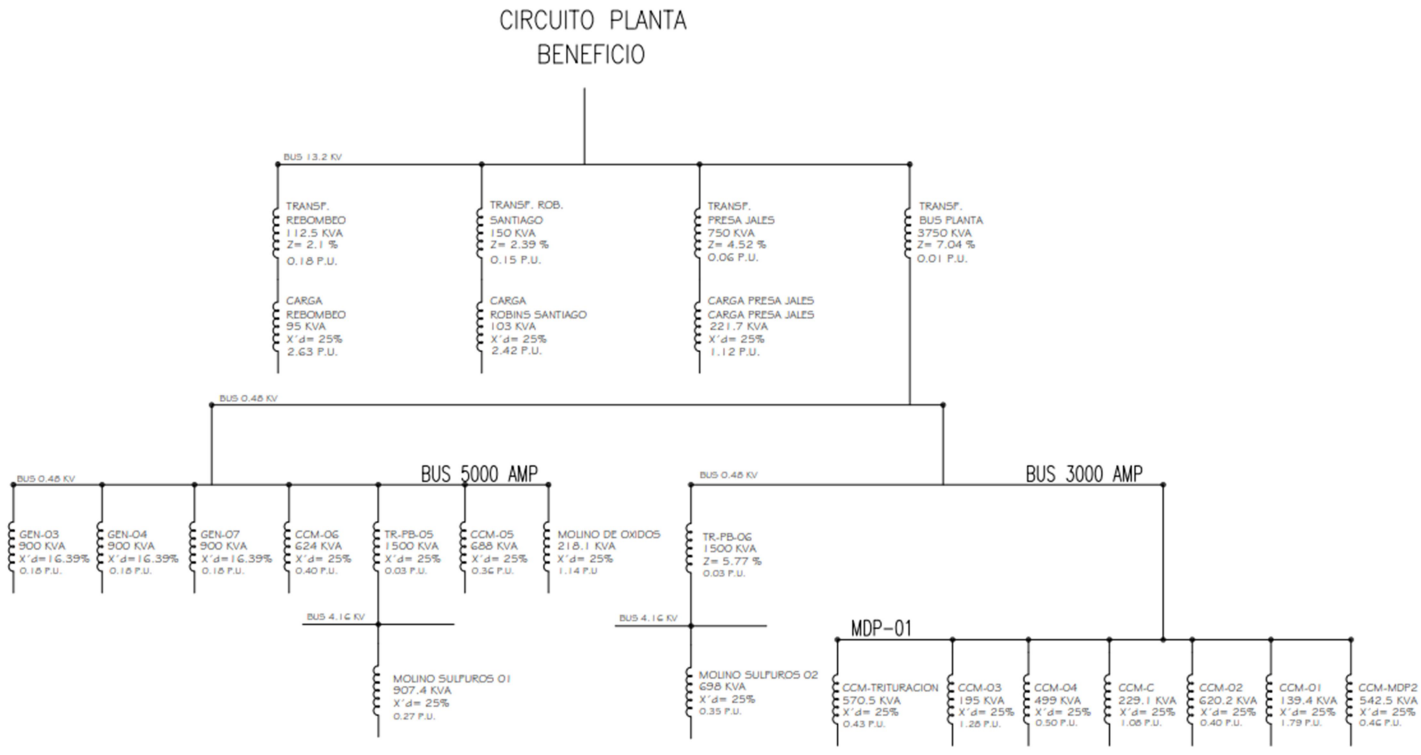


Figura 3.6.- Diagrama de impedancias Circuito Planta Beneficio.

El transformador del molino de sulfuros 01 y el molino de sulfuros 01 se encuentran conectados en paralelo, se buscará su impedancia equivalente:

$$Z_{eqv1} = \frac{1}{\frac{1}{0.03} + \frac{1}{0.35}}$$

$$Z_{eqv1} = \frac{1}{37}$$

$$Z_{eqv1} = 0.02 \text{ p.u.}$$

Se aplica el mismo análisis para el transformador y el molino de sulfuros 02 obteniendo:

$$Z_{eqv2} = \frac{1}{\frac{1}{0.03} + \frac{1}{0.35}}$$

$$Z_{eqv2} = \frac{1}{36.2}$$

$$Z_{eqv2} = 0.02 \text{ p.u.}$$

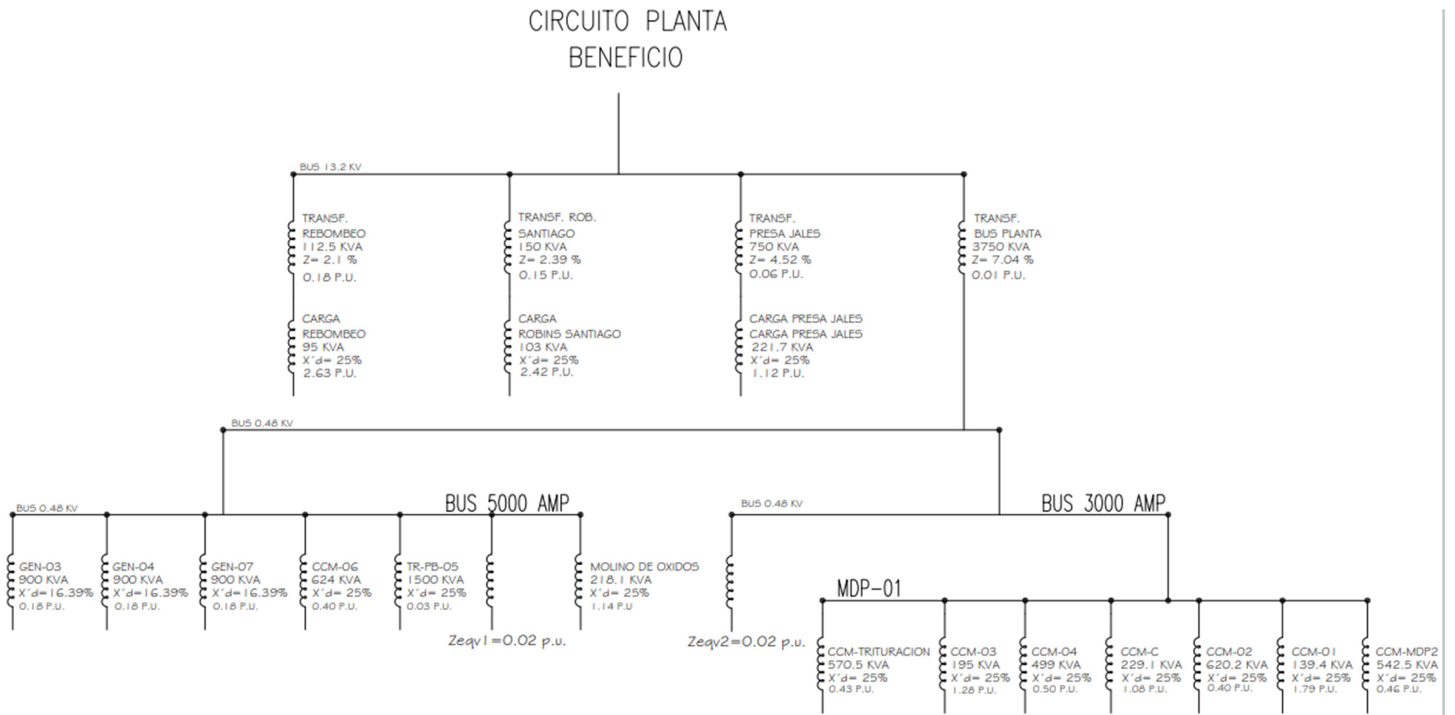


Figura 3.7.- Diagrama de reducción de Impedancias en Circuito Planta Beneficio.

Los CCM's instalados en el bus de 5000 Amp se encuentran conectados en paralelo, se buscará su impedancia equivalente:

$$Z_{eqv3} = \frac{1}{\frac{1}{0.18} + \frac{1}{0.18} + \frac{1}{0.18} + \frac{1}{0.40} + \frac{1}{0.03} + \frac{1}{0.02} + \frac{1}{1.14}}$$

$$Z_{eqv3} = \frac{1}{103.37}$$

$$Z_{eqv3} = 0.01 \text{ p.u.}$$

Se aplica el mismo análisis para el bus de MDP 1:

$$Z_{eqv4} = \frac{1}{\frac{1}{0.43} + \frac{1}{1.28} + \frac{1}{0.50} + \frac{1}{1.08} + \frac{1}{0.40} + \frac{1}{1.79} + \frac{1}{0.46}}$$

$$Z_{eqv4} = \frac{1}{11.26}$$

$$Z_{eqv4} = 0.09 \text{ p.u.}$$

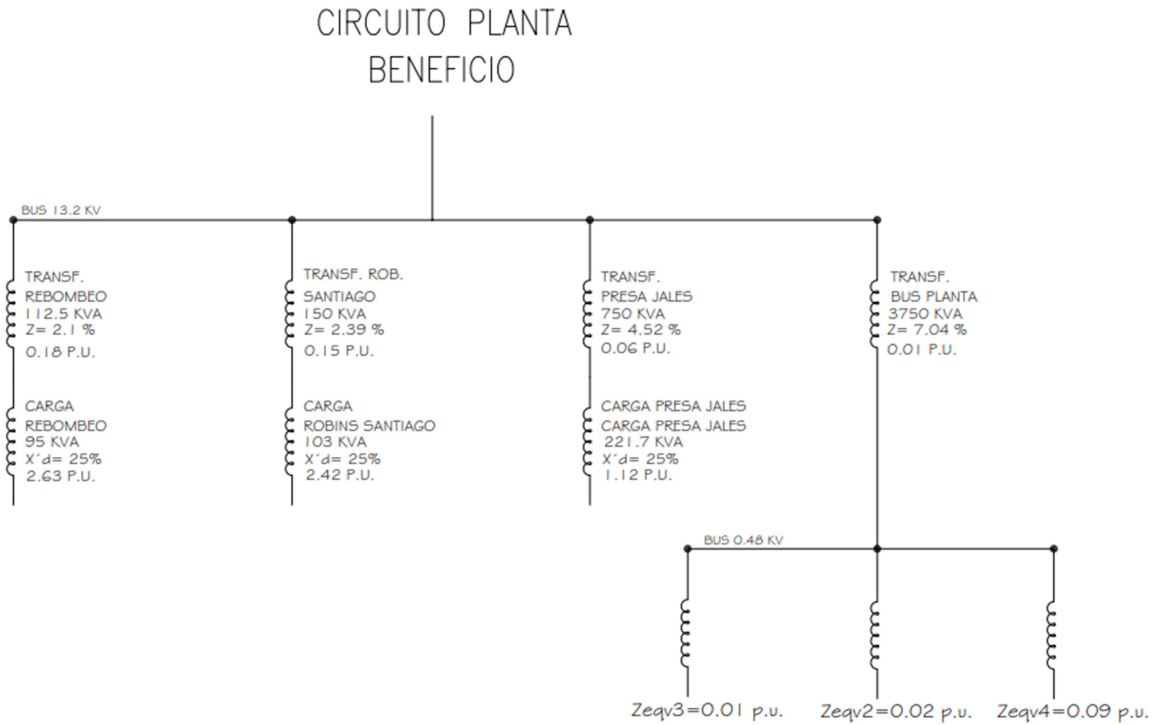


Figura 3.8.- Diagrama de reducciones de impedancias Circuito Planta Beneficio 2.

Se aplica el mismo análisis para el bus de 0.48 KV:

$$Z_{eqv5} = \frac{1}{\frac{1}{0.01} + \frac{1}{0.02} + \frac{1}{0.09}}$$

$$Z_{eqv5} = \frac{1}{161.11}$$

$$Z_{eqv5} = 0.01 \text{ p.u.}$$

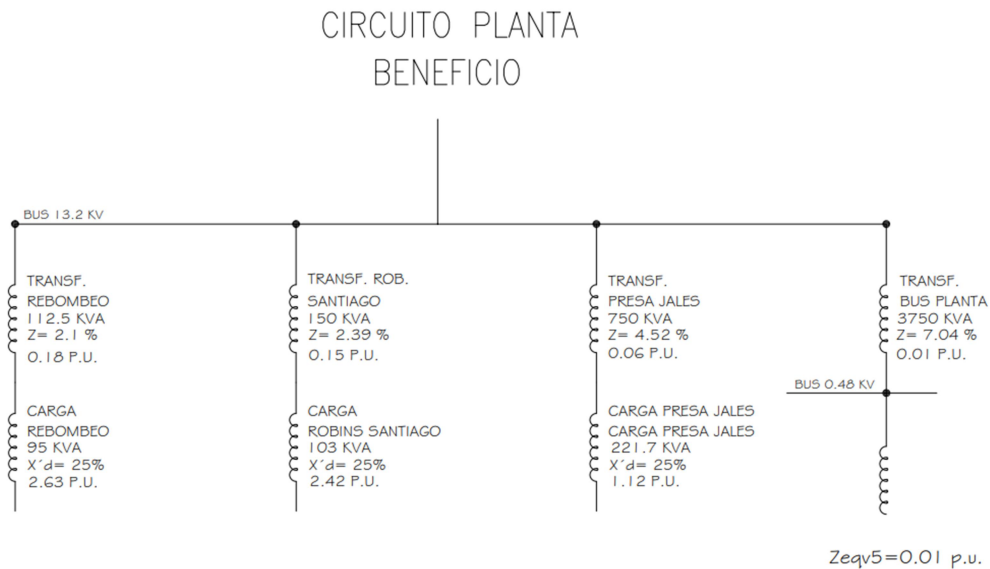


Figura 3.9.- Diagrama de reducciones de impedancias Circuito Planta Beneficio 3.

Se continúa con la reducción, realizando en paralelo la Zeqv5 y la impedancia de transformador bus de planta, ya que están conectados en diferentes voltajes:

$$Z_{eqv6} = \frac{1}{\frac{1}{0.01} + \frac{1}{0.01}}$$

$$Z_{eqv6} = \frac{1}{200}$$

$$Z_{eqv6} = 0.005 \text{ p.u.}$$

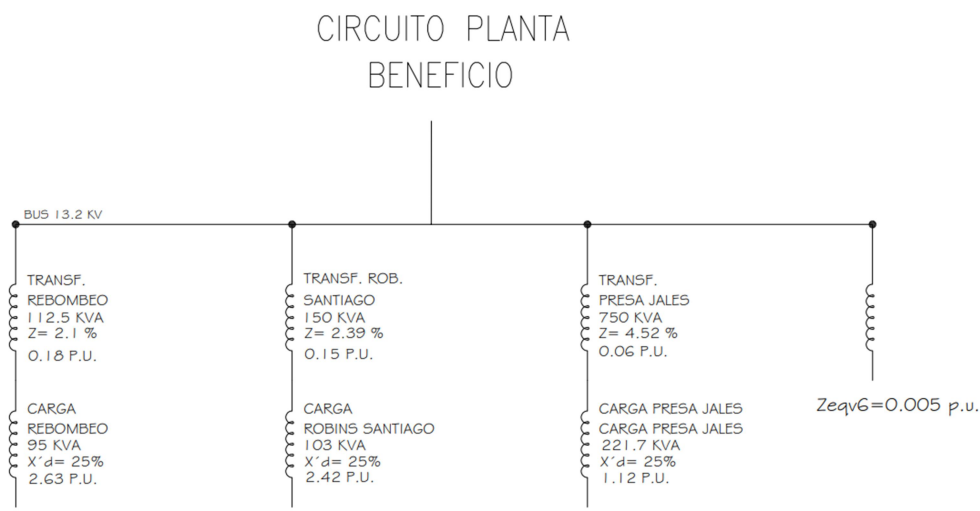


Figura 3.10.- Diagrama de reducciones de impedancias Circuito Planta Beneficio 4.

Se continúa con la reducción, realizando en serie las impedancias de cada uno de los ramales del bus de 13.2:

Transformador rebombero con carga de rebombero:

$$\begin{aligned} Z_{eqv7} &= Z_{transf. Rebombero} + Z_{carga Rebombero} \\ Z_{eqv7} &= 0.18 + 2.63 \\ Z_{eqv7} &= 2.81 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

Transformador robbins Santiago con carga de robbins Santiago:

$$\begin{aligned} Z_{eqv8} &= Z_{transf. robbins Santiago} + Z_{carga robbins Santiago} \\ Z_{eqv8} &= 0.15 + 2.42 \\ Z_{eqv8} &= 2.57 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

Transformador presa jales con carga de presa jales:

$$\begin{aligned} Z_{eqv9} &= Z_{transf. Presa jales} + Z_{carga presa jales} \\ Z_{eqv9} &= 0.06 + 1.12 \\ Z_{eqv9} &= 1.18 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

CIRCUITO PLANTA BENEFICIO

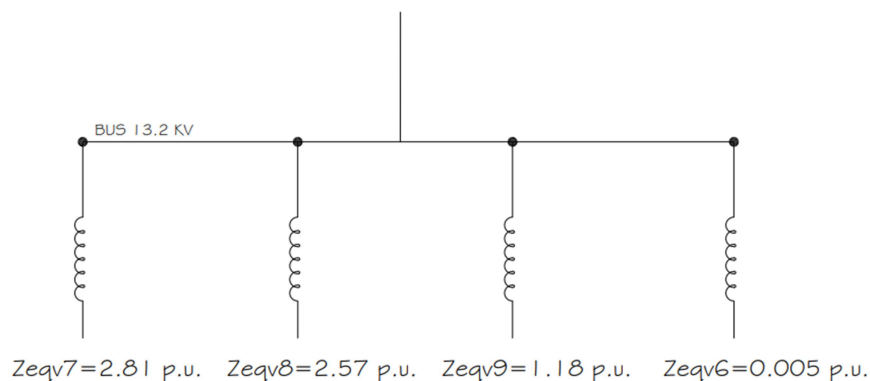


Figura 3.11.- Diagrama de reducciones de impedancias Circuito Planta Beneficio 5.

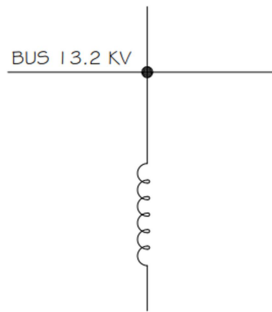
Por último se calcula la impedancia total del circuito planta beneficio, realizando la reducción en paralelo:

$$Z_{TOTAL} = \frac{1}{\frac{1}{2.81} + \frac{1}{2.57} + \frac{1}{1.18} + \frac{1}{0.005}}$$

$$Z_{TOTAL} = \frac{1}{201.59}$$

$$Z_{TOTAL} = 0.005 \text{ p.u.}$$

CIRCUITO PLANTA BENEFICIO



$$Z_{TOTAL} = 0.005 \text{ p.u.}$$

Figura 3.12.- Impedancia total del Circuito Planta Beneficio.

El análisis aplicado para el circuito de planta beneficio anterior será aplicado para los dos circuitos restantes del sistema y a continuación se nombran las impedancias totales:

CIRCUITO RAMPA NORTE.

$$Z_{eqv} = 0.03 \text{ p.u.}$$

CIRCUITO RAMPA SUR.

$$Z_{eqv} = 0.20 \text{ p.u.}$$

Una vez analizados todos los circuitos, generadores y transformadores obtendremos un circuito de impedancias de todo el sistema.

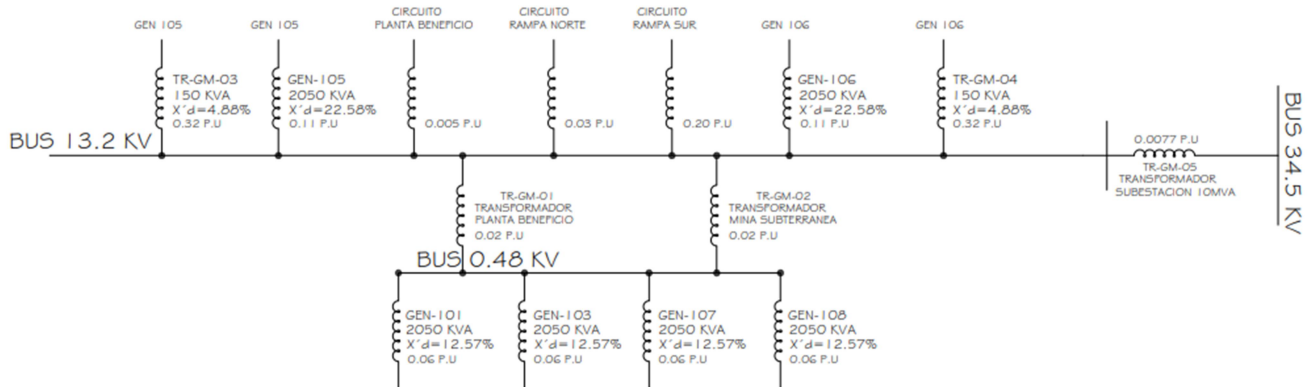


Figura 3.13.- Diagrama de impedancias equivalentes por circuitos

Se harán reducciones necesarias para obtener una impedancia equivalente de todo el sistema, comenzando con las reducciones en el BUS de 13200 volts y 480 volts.

BUS de 13200 volts:

$$Z_{eqv1} = \frac{1}{\frac{1}{0.32} + \frac{1}{0.11} + \frac{1}{0.005} + \frac{1}{0.03} + \frac{1}{0.20} + \frac{1}{0.11} + \frac{1}{0.32}}$$

$$Z_{eqv1} = \frac{1}{262.76}$$

$$Z_{eqv1} = 0.003 \text{ p.u.}$$

BUS de 480 volts:

$$Z_{eqv2} = \frac{1}{\frac{1}{0.06} + \frac{1}{0.06} + \frac{1}{0.06} + \frac{1}{0.06}}$$

$$Z_{eqv2} = \frac{1}{66.66}$$

$$Z_{eqv2} = 0.015 \text{ p.u.}$$

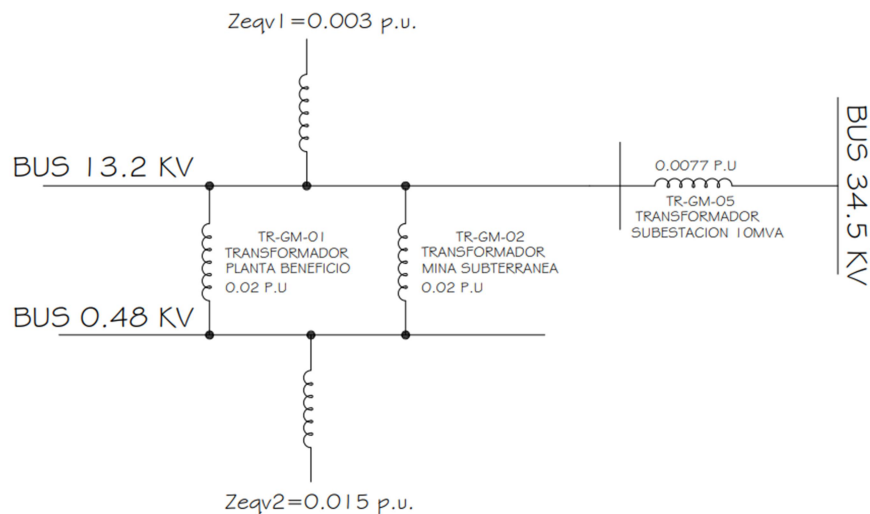


Figura 3.14.- Diagrama de reducción de impedancias por circuitos 1.

Impedancia equivalente de transformadores mina y planta:

$$Z_{eqv3} = \frac{1}{\frac{1}{0.02} + \frac{1}{0.02}}$$

$$Z_{eqv3} = \frac{1}{100}$$

$$Z_{eqv3} = 0.01 \text{ p.u.}$$

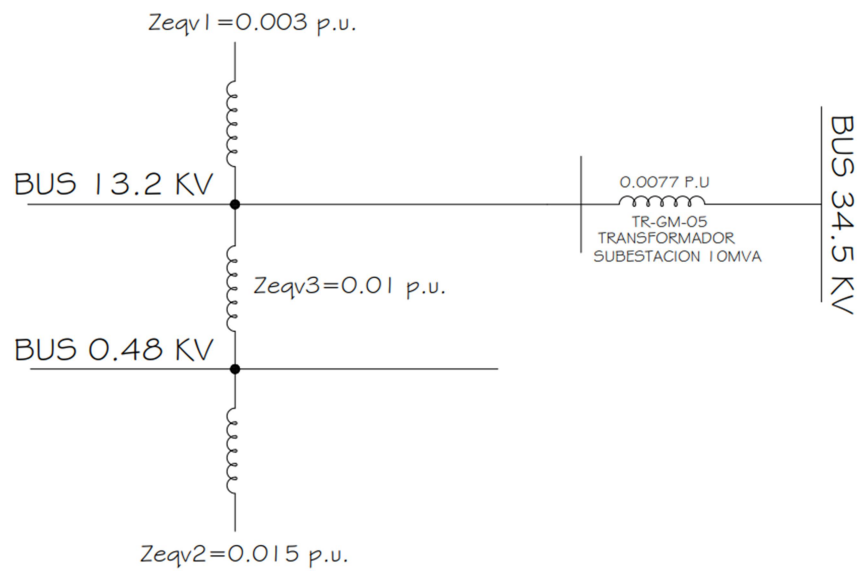


Figura 3.15.- Diagrama de reducción de impedancias por circuito 2.

Se hace reducción en serie de las impedancias del circuito equivalente del bus de 13.2 kV y el bus de 0.48 Kv y el circuito equivalente de los transformadores, obteniendo la impedancia equivalente del sistema:

$$Z_{eqv4} = \frac{1}{\frac{1}{0.003} + \frac{1}{0.01} + \frac{1}{0.015}}$$

$$Z_{eqv4} = \frac{1}{500}$$

$$Z_{eqv4} = 0.002 \text{ p.u.}$$

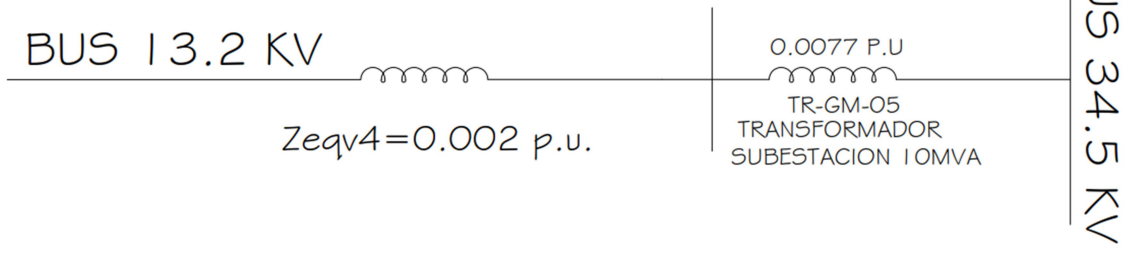


Figura 3.16.- Diagrama de reducciones de impedancias por circuito 3.

Por último se calcula la impedancia total del sistema, realizando la reducción en paralelo:

$$Z_{TOTAL} = \frac{1}{\frac{1}{0.002} + \frac{1}{0.0077}}$$

$$Z_{TOTAL} = \frac{1}{629.87}$$

$$Z_{TOTAL} = 0.001 \text{ p.u.}$$

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS POR CIRCUITO

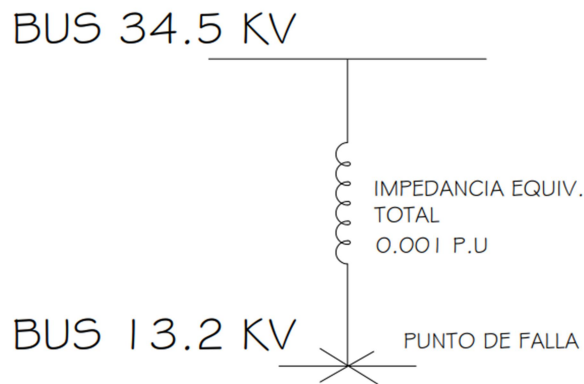


Figura 3.17.- Impedancia total del sistema.

Para determinar la corriente de corto circuito que circula por la barra de 13200 volts utilizaremos:

$$I_{cc} = \frac{E}{Z_{equiv}}$$

El valor de Z_{equiv} está en por unidad, se debe convertir también el voltaje a su valor en por unidad:

$$E_{BASE} = \frac{KV_{bn}}{KV_{bd}}$$

$$E_{BASE} = \frac{13.2}{13.2}$$

$$E_{BASE} = 1 \text{ p.u.}$$

Ahora desarrollamos la fórmula:

$$I_{CC} = \frac{E}{Z_{equiv}}$$

$$I_{CC} = \frac{1}{0.001}$$

$$I_{CC} = 1000 \text{ p.u.}$$

La corriente en amperes es:

$$I_{BASE} = \frac{KVA_{bn}}{\sqrt{3} * KV_{base}}$$

$$I_{BASE} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 13.2}$$

$$I_{BASE} = 43.73 \text{ Amp.}$$

Por lo que:

$$I_{CC} = I_{P.U.} * I_{BASE}$$

$$I_{CC} = 1000 * 43.73$$

$$I_{CC} = 43730 \text{ Amp}$$

Para determinar la corriente de corto circuito que circula por la barra de 34500 volts utilizaremos:

$$I_{BASE} = \frac{KVA_{bn}}{\sqrt{3} * KV_{base}}$$

$$I_{BASE} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 34.5}$$

$$I_{BASE} = 16.73 \text{ Amp.}$$

Por lo que:

$$I_{CC} = I_{P.U.} * I_{BASE}$$

$$I_{CC} = 1000 * 16.73$$

$$I_{CC} = 16730 \text{ Amp}$$

El sistema será diseñado en el lado de 13200 volts por lo que utilizaremos el valor de la corriente de corto circuito que circula en ese BUS.

$$I_{CC} = 43730 \text{ Amp}$$

Este valor será ajustado tomando en cuenta los siguientes factores:

Por ampliación de capacidad: Si la instalación sufre cambios de ampliación a futuro se agregaran transformadores independientes, por lo que el factor de ampliación será unitario:

Por tiempo de duración de falla: Al presentarse una falla, o entre fases de cualquier tipo. Los interruptores termomagnéticos abren en un tiempo mínimo aproximado de 8 ciclos, los fusibles limitadores en baja y media tensión lo hacen en ¼ de ciclo máximo, los fusibles en media tensión no limitadores de corriente en 6 ciclos. Por lo que se le aplica el factor de decremento de acuerdo con el dispositivo de protección que se tenga y según la tabla siguiente

Tabla 3.4

Duración y factor de decremento de fallas.

Duración de falla (ciclos)	Factor de decremento (D)
½	1.65
6	1.25
15	1.10

30 o mas	1.10
----------	------

Entonces:

$$I_{CC} = I_{CC} * A * D$$

$$I_{CC} = 43730 * 1 * 1.25$$

$$I_{CC} = 54662.5 \text{ Amp}$$

3.4.- Selección de Transformadores de medición.

Para la selección de los transformadores de potencia y los transformadores de corriente se deben considerar los instrumentos que alimentarán y su consumo.

3.4.1.- Selección de los Transformadores de potencia (TP's):

El transformador de potencia (TP) alimentará los siguientes instrumentos:

- 1 Factorímetro 10 VA de consumo
- 1 Watthorímetro 15 VA de consumo
- 1 Varmetro 10 VA de consumo
- 1 Volmetro 15 VA de consumo

Se considera también la sección del conductor que alimentará los instrumentos y la distancia a la que se encontraran conectados. Para este caso se selecciona un conductor calibre 12 AWG (de tablas se sabe que tiene una sección de 2.5 mm² y una resistencia de 3.46 Ω/km) y se ubicarán a una distancia de 50 metros.

La potencia total de los instrumentos que alimentara el TP es de 50 VA, pero debemos también tomar en cuenta los VA del conductor, para esto se debe conocer la corriente que circulará por el conductor.

$$I = \frac{P}{V}$$

Dónde:

P = potencia total de los instrumentos

V = Voltaje al que serán alimentados los aparatos

I = Corriente en amperes

Las tensiones nominales secundarias, según ANSI, es de 120 volts para los transformadores de tensión nominal de servicio hasta 25kV y de 115 volts con aquellos de 34.5 kV o más.

$$I = \frac{50}{115}$$
$$I = 0.43 \text{ Amp.}$$

Para el cálculo de los VA que tendrá el conductor utilizamos la siguiente formula:

$$VA = r * 2 * l * i$$

Dónde:

r = resistencia del conductor en Ω/km

l = longitud del conductor

i = corriente en amperes

$$VA = 3.46\Omega/\text{km} * 2 * 50\text{m} * 0.43$$

$$VA = 0.064$$

Entonces los VA totales son:

$$VA = 50 VA + 0.064VA$$

$$VA = 50.064$$

En la tabla se muestra la clasificación según ANSI de las potencias comerciales para los transformadores de potencia.

Tabla 3.5

Cargas normales para transformadores de potencia según normas ANSIc.57.13

CARGAS NORMALES	CARACTERISTICAS EN BASE A 120 V Y 60 Hz
-----------------	---

DESIGNACION	VA	F.P.	RESISTENCIA Ω	INDUCTANCIA HENRYS	IMPEDANCIA Ω
W	12.5	0.10	115.2	3.042	1152
X	25	0.70	403.2	1.092	576
Y	75	0.85	163.2	0.268	192
Z	200	0.85	31.2	0.101	72
ZZ	400	0.85	30.6	0.0554	36

De la tabla anterior podemos observar que con una potencia Y tendremos 75 VA los cuales cubrirán ampliamente los 50.046 VA que obtuvimos anteriormente en los cálculos. La clase de precisión del transformador de potencial será según el uso al que este destinado el transformador y para esto se tiene la siguiente tabla.

Tabla 3.6

Precisión recomendada según el uso a que se destine el transformador de potencial.

CLASE	UTILIZACION
01	Calibración
0.2 - 0.3	Medidas de laboratorio. Alimentación de integrados (wathorímetros) para sistemas de gran potencia
0.5 - 0.6	Instrumentos de medición e integrados (wathorímetro)
1.2	Volmetros de tablero, Volmetros registradores, Wattmetros de tablero, Wathorímetros, Frecuencímetros de tablero, Sin cronoscopios, Reguladores detensión, Relevadores de protección.

Datos para especificar los TP's

Tensión primaria	$34.5 \text{ kV}/\sqrt{3}$
Tensión secundaria	$115 \text{ V}/\sqrt{3}$
Potencia	Y
Clase	0.2 - 0.3

3.4.2.- Selección de los transformadores de corriente (TC's):

Los TC'S contarán con dos devanados secundarios, uno para medición y otro para

protección de nuestra subestación.

Primer devanado:

Alimentará a los siguientes instrumentos:

- 1 Frecuencímetro 0.9 VA de consumo
- 1 Watthorímetro 0.2 VA de consumo
- 1 Varmetro 0.2 VA de consumo

Se selecciona un conductor calibre 12 AWG (de tablas se sabe que tiene una sección de 2.5 mm^2 y una resistencia de $3.46 \Omega/\text{km}$) y se ubicarán a una distancia de 50 metros.

El consumo total de los instrumentos es:

$$VA = 0.9 + 0.2 + 0.2$$

$$VA = 1.3$$

En la siguiente gráfica se muestra el consumo de conductores y para nuestro caso se tiene que el conductor consumirá 8.5 VA ya que la sección del conductor es de 2.5 mm^2 , por lo cual los VA totales serán:

$$VA = 0.9 + 0.2 + 0.2 + 8.5$$

$$VA = 9.8$$

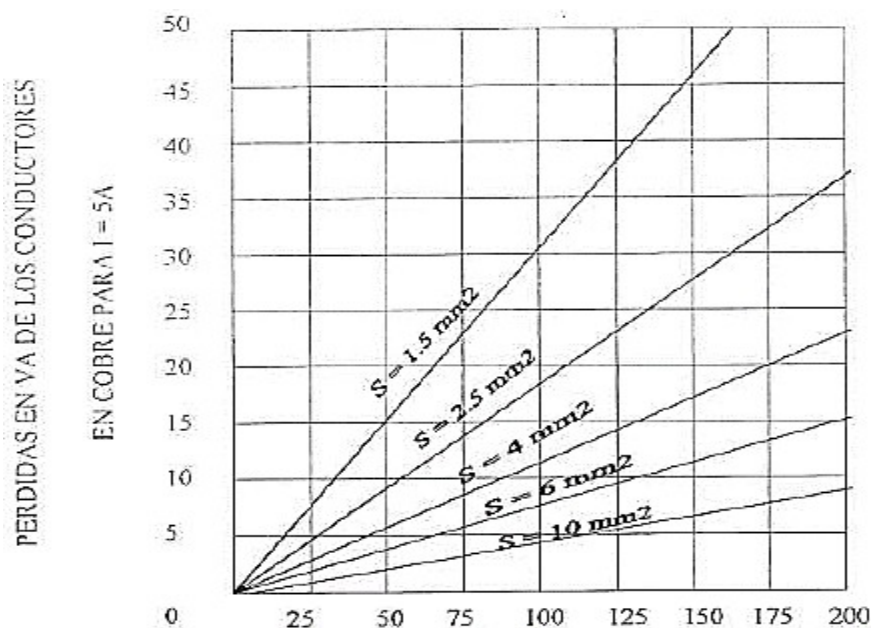


Figura 3.18.- Consumo en VA de alambrado utilizados para conexiones.

De normas está estipulado que todo transformador de corriente debe transformar la corriente que circulara en él a 5 Amp más menos un porcentaje de acuerdo a la calidad del TC.

Tabla 3.7

Cargas normales para transformadores de corriente según ANSI c.57.13

DESIGNACION DE LA CARGA	RESISTENCIA EN Ω	INDUCTANCIA MILIHENRYS	Z EN Ω	VA	F.P.
B0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B0.2	0.18	0.232	0.2	5	0.9
B0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
B1.0	0.5	2.3	1	25	0.5
B2.0	1	4.6	2	50	0.5
B4.0	2	9.2	4	100	0.5
B8.0	4	18.4	8	200	0.5

Tomando en cuenta la tabla anterior podemos selección una designación B0.5 que cuenta con 12.5 VA los cuales cumplirían ampliamente nuestra potencia obtenida anteriormente.

Segundo devanado:

En este devanado estarán alimentados los siguientes aparatos:

- Relevador 50/51 10 VA de consumo
- Relevador 51N 10 VA de consumo
- VA de conductor 8.5 VA de consumo

$$VA = 10 + 10 + 8.5$$

$$VA = 28.5$$

De la tabla anterior podemos seleccionar una designación B2.0 que cubrirá ampliamente los VA obtenidos.

La clase de precisión del transformador de potencial será según el uso al que este destinado el transformador y para esto se tiene la siguiente tabla.

Tabla 3.8

Precisión recomendada según el uso que se destine el transformador decorriente.

CLASE	UTILIZACION
01	Calibración y medidas de laboratorio
0.2 - 0.3	Medidas de laboratorio. Alimentación de wathorímetros para alimentadores de gran potencia
0.5 - 0.6	Alimentación de wathorímetros para facturación de circuitos de distribución y wathorímetros industriales
1.2	Amperímetros registradores, Fasorímetros indicadores, Wathorímetros indicadores, Wathorímetros industriales, Wathorímetros registradores y protecciones industriales
3 - 5	Protecciones en general (relevadores de sobrecorriente)

Datos para especificar los TC's:

I_{ns} : 5 Amp.

Clase: 0.3 para los dos devanados

Potencia: B2.0 para el segundo devanado y B0.5 para el primero.

3.5.- Selección de las cuchillas desconectadoras.

Los aspectos a consideraras para la selección de las cuchillas desconectadoras ya han sido calculados anteriormente por lo que resultará un poco más fácil su selección.

- Corriente nominal
- Voltaje nominal
- Nivel de aislamiento al impulso
- Corriente de corto circuito.

3.5.1.- Corriente nominal:

La corriente nominal será la misma que circula por el interruptor y por el transformador en el lado de alta tensión, para esto recordando la corriente que circula por el

transformador tenemos:

$$I_n = \frac{KVA}{1.732 * KV}$$

$$I_n = 167.35 \text{ Amp.}$$

En base a esta corriente se selecciona de catálogo o en base a normas correspondientes a cuchillas desconectadoras la más cercana, tomando en cuenta que las corrientes nominal normalizadas para cuchillas son: 600, 1200, 1600 y 2000 amperes.

3.5.2.- Voltaje nominal.

El voltaje nominal para las cuchillas desconectadoras dependerá del lugar de la instalación de dichas cuchillas, para este caso, estarán instaladas en el lado de alta tensión, por lo cual, tomaremos como voltaje nominal 34.5 kV.

3.5.3.- Nivel básico de aislamiento al impulso.

El nivel de aislamiento al impulso es la capacidad de aislamiento para soportar esfuerzos eléctricos, este nivel de aislamiento se tiene normalizado en base a los voltajes nominales, según la siguiente tabla:

Tabla 3.9

Clase de aislamiento y valores para pruebas dieléctricas en transformadores sumergidos en aceite.

CLASE DE AISLAMIENTO KV	PRUEBA A BAJA FRECUENCIA KV	NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO AL IMPULSO Y ONDA COMPLETA KV CRESTA	KV CRESTA	ONDA CORTA TIEMPO MINIMO DE ARQUEO EN MICRO SEGUNDOS
-------------------------	-----------------------------	--	-----------	--

1.5	10	45	54	1.5
2.5	15	60	69	1.5
5.0	19	75	88	1.6
8.7	26	95	110	1.8
15	34	110	130	2.0
18	40	125	145	2.25
25	50	150	175	3.0
34.5	70	200	230	3.0
46	95	250	290	3.0
69	140	350	400	3.0
92	185	450	520	3.0
115	230	550	630	3.0

Nuestro sistema será alimentado a una tensión de 34.5, por lo cual según la tabla tendremos un Nivel de Aislamiento al Impulso de 200 kV.

3.5.4.- Corriente de corto circuito:

Es necesario conocer la corriente de corto circuito que circulara en caso de falla en el punto donde se pretende instalar las cuchillas, pues la respuesta de los dispositivos de protección no es instantánea, por lo tanto, en ese tiempo de operación el equipo queda sometido a esfuerzos mecánicos muy grandes.

Recordando el cálculo de corriente de corto circuito para el lado de alta tenemos:

$$I_{CC} = I_{P.U.} * I_{BASE}$$

$$I_{CC} = 8374 \text{ Amp}$$

Para el caso de nuestro sistema, las cuchillas desconectores se utilizaran únicamente como un sistema de seccionamiento no como sistema de protección.

3.6.- Sistema de tierra.

Pasos a seguir para la construcción de la red de tierras:

Paso 1: Consideraciones generales:

La red de tierras se construirá para una subestación de 10 MVA.

Tipo de subestación: Potencia

Sistema: Trifásico

Conexión: Delta-estrella

Voltaje: 34.5 kV / 13.2 kV.

Impedancia: 7.73%

Paso 2: Corriente de corto circuito:

Esta corriente fue calculada anteriormente:

Corriente de corto circuito para la barra de 13.2 kV:

$$I_{CC} = \frac{E}{Z_{equiv}}$$

$$I_{CC} = \frac{1}{0.002}$$

$$I_{CC} = 500 \text{ P.U.}$$

La corriente en amperes:

$$I_{BASE} = \frac{KVA_{bn}}{\sqrt{3} * KV_{base}}$$

$$I_{BASE} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 13.2}$$

$$I_{BASE} = 43.73 \text{ Amp.}$$

$$I_{CC} = I_{P.U.} * I_{BASE}$$

$$I_{CC} = 1000 * 43.73$$

$$I_{CC} = 43730 \text{ Amp}$$

Corriente de corto circuito para la barra de 34.5 kV:

$$I_{CC} = \frac{E}{Z_{equiv}}$$

$$I_{CC} = \frac{1}{0.001}$$

$$I_{CC} = 1000 \text{ P.U.}$$

Corriente en amperes:

$$I_{BASE} = \frac{KVA_{bn}}{\sqrt{3} * KV_{base}}$$

$$I_{BASE} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 34.5}$$

$$I_{BASE} = 16.73 \text{ Amp.}$$

$$I_{CC} = I_{P.U.} * I_{BASE}$$

$$I_{CC} = 1000 * 16.73$$

$$I_{CC} = 16730 \text{ Amp}$$

Como se mencionó en el cálculo de corto circuito, el sistema es diseñado para el lado de 13.2 kV y la corriente de corto circuito obtenida en esa barra fue ajustada obteniendo

$$I_{CC} = I_{CC} * A * D$$

$$I_{CC} = 43730 * 1 * 1.25$$

$$I_{CC} = 54662.5 \text{ Amp}$$

Paso 3: Cálculo de la resistividad del terreno:

La resistividad eléctrica del suelo ρ está definida como la resistencia de un volumen de suelo con área unitaria A y una longitud unitaria l. Esta ecuación está dada como:

$$\rho = R \left(\frac{A}{l} \right) \Omega - m$$

Dónde:

R= resistencia medida del suelo.

La resistividad del suelo está determinada principalmente por la composición física del suelo en el sitio de prueba. Para los fines de la conexión a tierra, el suelo debe ser buen conductor, de manera que la corriente circule fácilmente hacia la tierra.

El método que se utilizó para la resistividad del terreno fue el método de Wenner ya que es más preciso para la determinación de la resistividad promedio de grandes volúmenes de tierra.

El método se basa en colocar cuatro electrodos de prueba enterrados y en línea recta, se conecta una fuente de energía a los dos electrodos externos de manera que se haga circular la corriente a tierra, como fuente de potencia se usa un óhmetro, los dos electrodos internos detectan un gradiente de voltaje, debido a la circulación de corriente a tierra.

Se registra un valor de resistencia óhmica directamente del instrumento basado a la corriente de salida y el gradiente de voltaje en los dos electrodos internos.

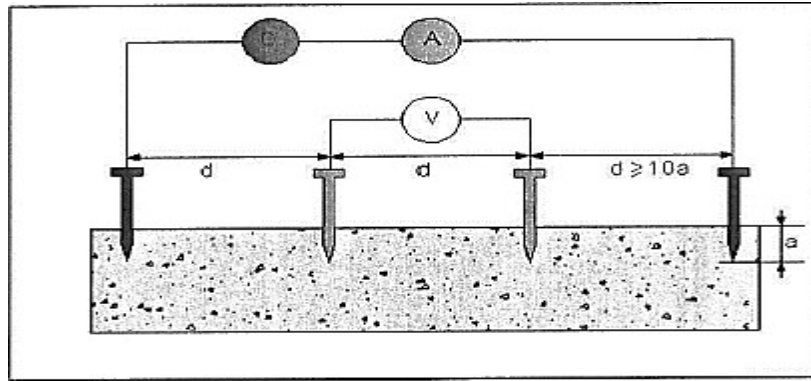


Figura 3.19.- Configuración de Wenner.

La ecuación que define la Resistividad aparente del suelo es la siguiente:

$$\rho = \frac{4(a)}{1 + \frac{2(a)}{\sqrt{a^2 - 4b^2}} - \frac{(a)}{\sqrt{a^2 + 4b^2}}}$$

Dónde:

ρ = Resistividad aparente del suelo en Ohms-metro

R= Resistividad medida en Ohms

a = Distancia entre electrodos metro

b = Profundidad de los electrodos metro

Con un arreglo de electrodos separados a la misma distancia y en línea recta, la resistividad del suelo está dada por:

$$* \rho = 2MaR$$

Resultados de la medición del terreno:

Mediciones a 1 metro de distancia entre electrodos:

Tabla 3.10

Resultados de mediciones de Wenner (Electrodos a 1 metro de distancia).

PUNTO	PROFUNDIDAD (metros)	Distancia entre electrodos (metros)	Resistividad aparente (ohms-metro)
1	1	1	11.33
2	1	1	11.33
3	1	1	11.33
4	1	1	11.33

Medición a 2 metros de distancia entre electrodos:

Tabla 3.11

Resultados de mediciones de Wenner (Electrodos a 2 metros de distancia).

PUNTO	PROFUNDIDAD (metros)	Distancia entre electrodos (metros)	Resistividad aparente (Ohms-metro)
1	1	2	9.41
2	1	2	9.41
3	1	2	9.41
4	1	2	9.41

Mediciones a tres metros de distancia entre electrodos:

Tabla 3.12

Resultados de mediciones de Wenner (Electrodos a 3 metros de distancia).

PUNTO	PROFUNDIDAD (metros)	Distancia entre electrodos (metros)	Resistividad aparente (Ohms-metro)
1	1	3	13.72
2	1	3	13.74
3	1	3	13.72
4	1	3	13.73

Mediciones a 4 metros de distancia entre electrodos:

Tabla 3.13

Resultados de mediciones de Wenner (Electrodos a 4 metros de distancia).

PUNTO	PROFUNDIDAD (metros)	Distancia entre electrodos (metros)	Resistividad aparente (Ohms-metro)
1	1	4	21.5
2	1	4	21.4
3	1	4	21.4
4	1	4	21.5

Con las mediciones obtenidas determinamos la resistividad promedio del terreno, que es de **13.99 Ohms-metro**

Paso 4: Cálculo del calibre del conductor

Para determinar el calibre del conductor que será utilizada para la red de tierra utilizaremos la ecuación de Onderdonk.

$$A = \frac{I_{cc}}{\sqrt{\log_{10} \left(\frac{T_M - T_a}{\frac{234 + a}{33(t)}} \right) + 1}}$$

Dónde:

I = Corriente de falla en la barra de 13.2 kV (calculada ya en páginas anteriores).

A = Sección del conductor en circular mil.

Tm = Temperatura máxima admisible en °C.

- 250°C para conectores mecánicos.
- 450°C para conectores soldables.

Ta = Temperatura ambiente (30°C).

t = Duración de la falla en segundos (0.1 = 6 ciclos).

$$A = \frac{27375}{\frac{450 - 30}{\sqrt{\log_{10}\left(\frac{234 + 30}{33(0.1)}\right) + 1}}}$$

$$A = \frac{27375}{\frac{420}{\sqrt{\log_{10}\left(\frac{264}{33(0.1)}\right) + 1}}}$$

$$A = \frac{27375}{\sqrt{\frac{\log_{10}(1.59) + 1}{33(0.1)}}}$$

$$A = \frac{27375}{\sqrt{\frac{0.20139 + 1}{33(0.1)}}}$$

$$A = \frac{27375}{\sqrt{3.64}}$$

$$A = 6999.14 \text{ KCM}$$

Para seleccionar el conductor nos basamos en la tabla que relaciona la corriente máxima de falla a tierra con el calibre del conductor.

Tabla 3.14

Calibre de conductor asignado según corriente máxima de falla.

Corriente máxima de falla	Calibre de AWG o MCM
Hasta 4000	1/0
De 4001 a 5001	2/0
5001 a 7000	3/0
De 7001 a 8500	4/0
De 8501 a 1000	250
De 1001 en adelante.	500

La corriente obtenida está dentro de la corriente máxima de falla para un conductor 3/0, solo que estaría al límite y por lo tanto resulta más conveniente seleccionar un conductor de pues a tierra 4/0 para tener un margen de respaldo.

Paso 5: Longitud del conductor.

La longitud del conductor está dada por la siguiente formula:

$$L = \frac{\rho}{R_T - 4r}$$

Dónde:

L = longitud del conductor

r = radio del terreno (mts)

R_T = Resistencia a tierra

ρ = resistividad del terreno (hms-metro)

El radio del terreno se calculará con la siguiente fórmula:

$$r = \sqrt{\frac{A}{M}}$$

Sustituyendo en la fórmula tenemos:

$$\text{Área} = 326\text{m}^2$$

$$r = \sqrt{\frac{326}{M}}$$

$$r = \sqrt{103.76}$$

$$r = 10.18$$

Para calcular la resistencia a tierra tenemos:

$$R_T = \frac{0.55 * \rho}{\sqrt{A}}$$

$$\rho = 13.99 \text{ ohms-metro}$$

$$R_T = \frac{0.55 * 13.99}{\sqrt{326}}$$

$$R_T = 0.426$$

Los resultados obtenidos se sustituirán en la fórmula para obtener la longitud del conductor

$$L = \frac{13.99}{0.426 - \frac{13.99}{4 * (10.18)}}$$

$$L = \frac{\rho}{0.426 - 0.3435}$$

$$L = \frac{13.99}{0.0825}$$

$$L = 170 \text{ ml}$$

La longitud mínima para el arreglo de malla será de 170 ml.

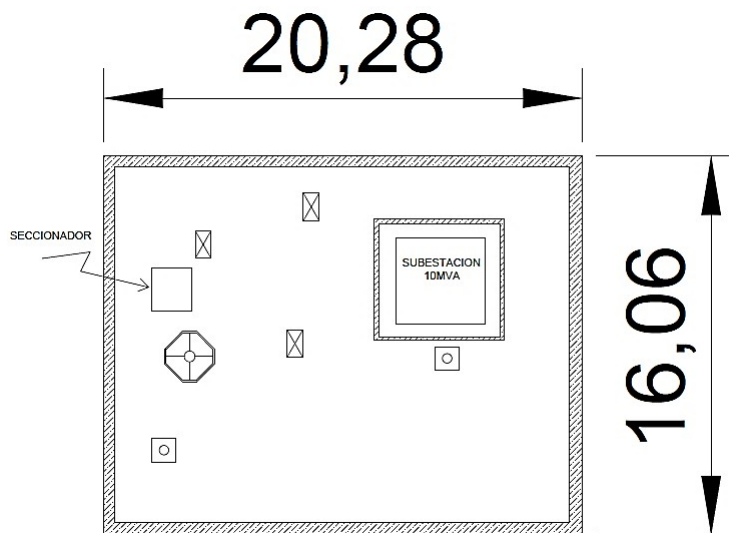


Figura 3.20.- Perímetro de área para subestación eléctrica.

El diseño de malla se considera:

- Conductor longitudinal: 5 tramos de 18 mts = 90 ml
- Conductor transversal: 7 tramos de 13.7 mts = 95.9 ml
- Longitud total = 90 + 95.9 = 185.9 ml.

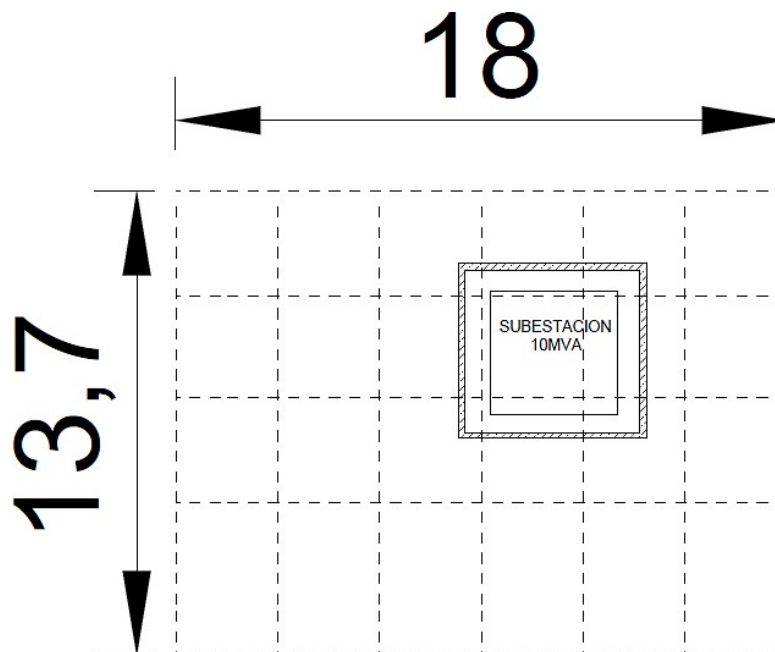


Figura 3.21.- División del perímetro de área para subestación eléctrica.

Paso 6: Cálculo del número de varillas.

Empleando la ecuación de Schwartz tenemos:

$$n = \frac{\rho}{2MR_{\tau}L_i} \left| \ln \left(\frac{4L_i}{b} \right) - 1 \right|$$

Dónde:

L = longitud del conductor (mts).

L_i = longitud de la varilla (3.05 mts).

b = sección de la varilla (0.016 mts).

R_{τ} = Resistencia a tierra (0.425).

ρ = resistividad del terreno (13.99).

$$n = \frac{13.99}{2M * 0.425 * 3.05} \left| \ln \left(\frac{4 * 3.05}{0.016} \right) - 1 \right|$$

$$n = \frac{13.99}{2M * 0.425 * 3.05} (6.63 - 1)$$

$$n = (1.71)(5.63)$$

$$n = 9.67$$

Se instalarán **10 varillas**.

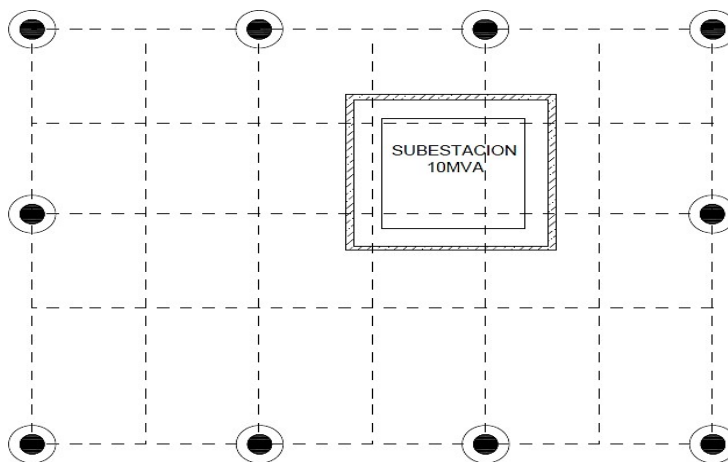


Figura 3.22.- Distribución de varillas para tierra.

De acuerdo al ART 250-83 de la NOM-001-SEDE-2012

Los electrodos de puesta a tierra especialmente contruidos deben de estar libres de recubrimientos no conductores, como pintura o esmalte. Cuando se use más de un electrodo de puesta a tierra para el sistema de puesta a tierra, todos ellos no deben de estar a menos de 1.8 metros de cualquier otro electrodo de puesta a tierra o sistemas de puesta a tierra. Dos o más electrodos de puesta a tierra que estén efectivamente conectados entre sí, deben considerarse como un solo sistema de electrodos de puesta a tierra.

Los electrodos serán puestos con una separación entre uno y otro de 6 metros.

Datos para especificar el sistema de tierra.

Resistividad del terreo: 13.99 Ohms-metro

Separación entre cada varilla de tierra: 6 metros

Numero de varillas de tierra: 10 varillas

Profundidad a enterrar varillas: 0.60 metros

Calibre del conductor de tierra: 4/0

Longitud del conductor: 185.9 metros

3.7.- Calibre del conductor alimentador.

El calibre del conductor será seleccionado en el lado de primario y en el lado secundario por:

- Capacidad de corriente.

3.7.1.- Selección del conductor alimentador en el lado primario por capacidad de corriente.

A fin de obtener la capacidad mínima del conductor requerido multiplicamos por 125%, esto se especifica en la sección 430-22 NOM-001-SEDE-2012

KVA: 10000

F.P.: 0.90

kV: 34.5

$$I_n = \frac{KVA}{\sqrt{3} * kV}$$

$$I_n = \frac{10000}{\sqrt{3} * 34.5}$$

$$I_n = 167.35$$

Se multiplica por el 125%:

$$I_{base} = I_n * 125\%$$

$$I_{base} = 167.35 * 125\%$$

$$I_{base} = 209.19 \text{ Amp.}$$

La capacidad del conductor se ve afectada por el factor de temperatura (temperatura ambiente). De la tabla 310-15(b)(2)(a) de la NOM-001-SEDE-2012 tenemos:

correspondiente de los que se indican a continuación: Para temperaturas ambiente distintas de 30 °C, multiplique las anteriores ampacidades permisibles por el factor			
Temperatura ambiente (°C)	Rango de temperatura del conductor		
	60 C°	75 C°	90 C°
10 o menos	1.29	1.2	1.15
nov-15	1.22	1.15	1.12
16-20	1.15	1.11	1.08
21-25	1.08	1.05	1.04
26-30	1	1	1
31-35	0.91	0.94	0.96
36-40	0.82	0.88	0.91
41-45	0.71	0.82	0.87

Figura 3.23.- Factores de corrección basados en una temperatura ambiente de 30°C

Se tomará el valor que corresponde al rango de temperatura 31-35 °C para un conductor a una temperatura de 90°C:

F. temperatura = 0.96

$$I_{\text{corregida}} = \frac{I_{\text{base}}}{F. \text{ temp.}}$$

$$I_{\text{corregida}} = \frac{209.43}{0.96}$$

$$I_{\text{corregida}} = 218.15 \text{ Amp}$$

Consultando la tabla 310-60(c)(77) de la NOM-001-SEDE-2012

Tabla 310-60(c)(77).- Ampacidad de tres conductores de cobre, individualmente aislados, en ductos eléctricos subterráneos (tres conductores por ducto eléctrico)					
Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor [Véase la Tabla 310-104(c)]			
mm ²	AWG o kcmil	Ampacidad para 2 001-5 000 volts		Ampacidad para 5 001-35 000 volts	
		Temperatura de los conductores de media tensión en °C			
		90	105	90	105
67.4	2/0	220	235	230	245
85	3/0	250	270	260	275
107	4/0	290	310	295	315
127	250	320	345	325	345

Figura 3.24.- Ampacidades de tres conductores de cobre, individualmente aislados en ductos eléctricos subterráneos.

Para mayor seguridad se selecciona un conductor calibre 4/0 AWG con una Ampacidad de 295, esto pensando en ampliación de carga a futuro.

3.7.2.- Selección del conductor alimentador en el lado secundario por capacidad de conductor.

A fin de obtener la capacidad mínima del conductor requerido multiplicamos por 125%, esto se especifica en la sección 430-22 NOM-001-SEDE-2012

KVA: 10000

F.P.: 0.90

kV: 13.2

$$I_n = \frac{KVA}{\sqrt{3} * kV}$$

$$I_n = \frac{10000}{\sqrt{3} * 13.2}$$

$$I_n = 437.39$$

Se multiplica por el 125%:

$$I_{base} = I_n * 125\%$$

$$I_{base} = 437.39 * 125\%$$

$$I_{base} = 546.73 \text{ Amp.}$$

correspondiente de los que se indican a continuación: Para temperaturas ambiente distintas de 30 °C, multiplique las anteriores ampacidades permisibles por el factor

Temperatura ambiente (°C)	Rango de temperatura del conductor		
	60 C°	75 C°	90 C°
10 o menos	1.29	1.2	1.15
nov-15	1.22	1.15	1.12
16-20	1.15	1.11	1.08
21-25	1.08	1.05	1.04
26-30	1	1	1
31-35	0.91	0.94	0.96
36-40	0.82	0.88	0.91
41-45	0.71	0.82	0.87

Se tomara el valor que corresponde al rango de temperatura 31-35 °C para un conductor a una temperatura de 90°C:

$$F. \text{ temperatura} = 0.96$$

$$I_{corregida} = \frac{I_{base}}{F. \text{ temp.}}$$

$$I_{corregida} = \frac{546.73}{0.96}$$

$$I_{\text{corregida}} = 569.51 \text{ Amp.}$$

Consultando la tabla 310-60(c)(77) de la NOM-001-SEDE-2012

Tabla 310-60(c)(77).- Ampacidad de tres conductores de cobre, individualmente aislados, en ductos eléctricos subterráneos (tres conductores por ducto eléctrico)					
Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor [Véase la Tabla 310-104(c)]			
mm ²	AWG o kcmil	Ampacidad para 2 001-5 000 volts		Ampacidad para 5 001-35 000 volts	
		Temperatura de los conductores de media tensión en °C			
		90	105	90	105
67.4	2/0	220	235	230	245
85	3/0	250	270	260	275
107	4/0	290	310	295	315
127	250	320	345	325	345

Para mayor seguridad se selecciona un conductor calibre 4/0 AWG con una Ampacidad de 295, y para poder cumplir con la Ampacidad de 569.51 amperes se instalarán 3 conductores por fase los cuales podrán hacer circular 885 amp.

CONCLUSIÓN

Los cálculos realizados anteriormente fueron los necesarios para la correcta selección de los equipos que integran la subestación eléctrica, así también la capacidad es la adecuada para el funcionamiento de la unidad minera (tomando en cuenta un aumento de carga a futuro). La construcción fue retrasada un poco por cuestiones internas de la empresa y proveedores, pero se buscó siempre la forma para terminar en el menor tiempo posible.

Uno de los objetivos principales para la construcción de una subestación es el reducir el consumo de diésel para los generadores en los gastos de la empresa para tener dicha energía. Haciendo una comparación entre el costo de la construcción de la subestación y el costo de funcionamiento de los generadores, se concluye que el objetivo de generar menos gastos para la empresa se cumple.

Estar involucrado en este proyecto fue muy favorable, ya que la experiencia obtenida es amplia, se conoce desde la generación de la energía, hasta la transmisión y distribución, la empresa es accesible y permite de participación total y completa, ayuda también a extender nuevos panoramas de trabajo y conocimiento de muchas áreas donde se puede desarrollar la ingeniería eléctrica.

ANEXOS:

IMÁGENES:

Figura 1.1.- Macro localización de unidades mineras Gold Resource Corporation.
Figura 1.2.- Mina subterránea de la compañía Gold Resource Corporation.
Figura 1.3.- Plano de la mina Arista.
Figura 1.4.- Planta beneficio El Águila de Gold Resource Corporation.
Figura 2.1.- Ejemplo de diagrama unifilar.
Figura 2.2.- Subestación eléctrica tipo intemperie.
Figura 2.3.- Elementos principales de una subestación tipo intemperie.
Figura 2.4.- Vista en planta de subestación eléctrica tipo intemperie.
Figura 2.5.- Subestación eléctrica MINE POWER tipo interior.
Figura 2.6.- Esquema de subestación eléctrica tipo interior.
Figura 2.7.- Subestación eléctrica tipo blindada.
Figura 2.8.- Esquema de subestación eléctrica tipo blindada.
Figura 2.9.- Partes de un transformador (se muestra transformador trifásico).
Figura 2.10.- Transformadores trifásico y monofásico.
Figura 2.11.- Transformador de potencia.
Figura 2.12.- Ejemplo de interruptor de potencia.
Figura 2.13.- Interruptores en pequeño volumen de aceite.
Figura 2.14.- Partes de un interruptor en pequeño volumen de aceite.
Figura 2.15.- Partes de un interruptor en gran volumen de aceite.
Figura 2.16.- Partes de la cámara de extinción.
Figura 2.17.- Interruptor de potencia en vacío.
Figura 2.18.- Interruptores en Hexafluoruro de Azufre (SF6).
Figura 2.19.- Restauradores para subestación.
Figura 2.20.- a) Transformador de corriente. b) Transformador de potencial.
Figura 2.21.- Transformador de corriente.
Figura 2.22.- Divisor de voltaje.
Figura 2.23.- Cuchillas desconectadoras para subestaciones.
Figura 2.24.- Esquema de apartarrayo.
Figura 2.25.- Sistema radial de puesta a tierra.
Figura 2.26.- Sistema en anillo de puesta a tierra.
Figura 2.27.- Representación de superficie de terreno.
Figura 2.28.- Método de Wenner para resistividad del terreno.
Figura 3.1.- Diagrama unifilar de CCM Trituración.
Figura 3.2.- Diagrama unifilar CCM Trituración 2.
Figura 3.3.- Diagrama unifilar CCM Trituración.
Figura 3.4.- Diagrama de impedancias CCM Trituración.
Figura 3.5.- Diagrama de impedancia equivalente CCM Trituración.
Figura 3.6.- Diagrama de impedancias Circuito Planta Beneficio.
Figura 3.7.- Diagrama de reducción de impedancias en Circuito Planta Beneficio.
Figura 3.8.- Diagrama de reducción de impedancias en Circuito Planta Beneficio 2.
Figura 3.9.- Diagrama de reducción de impedancias en Circuito Planta Beneficio 3.
Figura 3.10.- Diagrama de reducción de impedancias en Circuito Planta Beneficio 4.
Figura 3.11.- Diagrama de reducción de impedancias en Circuito Planta Beneficio 5.
Figura 3.12.- Impedancia total del Circuito Planta Beneficio.
Figura 3.13.- Diagrama de impedancias equivalentes por circuito.
Figura 3.14.- Diagrama de reducción de impedancias por circuito 1.
Figura 3.15.- Diagrama de reducción de impedancias por circuito 2.

Figura 3.16.- Diagrama de reducción de impedancias por circuito 3.
Figura 3.17.- Impedancia equivalente total del sistema.
Figura 3.18.- Consumo en VA de alambrado utilizado para conexiones.
Figura 3.19.- Configuración de Wenner.
Figura 3.20.- Perímetro de área para subestación eléctrica.
Figura 3.21.- División del perímetro de área para subestación eléctrica.
Figura 3.22.- Distribución de varillas para tierra.
Figura 3.23.- Factores de corrección basados en una temperatura ambiente de 30°C.
Figura 3.24.- Ampacidades de tres conductores de cobre, individualmente aislados en ductos eléctricos subterráneos.

TABLAS:

Tabla 2.1.- Niveles de transmisión, sub-transmisión, distribución y utilización.
Tabla 2.2.- Niveles de transmisión, sub-transmisión, distribución y utilización en México.
Tabla 2.3.- Mecanismo de operación en interruptores.
Tabla 2.4.- Equivalencia de funciones en los transformadores de instrumento.
Tabla 3.1.- Carga instalada en CCM Trituración.
Tabla 3.2.- Carga instalada en CCM Trituración 2.
Tabla 3.3.- Carga total instalada.
Tabla 3.4.- Duración y factor de decremento de fallas.
Tabla 3.5.- Cargas normales para transformadores de potencia según normas ANSI C.57.13.
Tabla 3.6.- Precisión recomendada según el uso al que se destine el transformador de potencial.
Tabla 3.7.- Cargas normales para transformadores de corriente según ANSI C.57.13.
Tabla 3.8.- Precisión recomendada según el uso al que se destine el transformador de corriente.
Tabla 3.9.- Clase de aislamiento y valores para pruebas dieléctricas en transformadores sumergidos en aceite.
Tabla 3.10.- Resultados de mediciones de Werner. (Electrodos a 1 metro de distancia).
Tabla 3.11.- Resultados de mediciones de Werner. (Electrodos a 2 metros de distancia).
Tabla 3.12.- Resultados de mediciones de Werner. (Electrodos a 3 metros de distancia).
Tabla 3.13.- Resultados de mediciones de Werner. (Electrodos a 4 metros de distancia).
Tabla 3.14.- Calibre de conductor asignado según corriente máxima de falla.





O.T. 25-4094
 REVISION
 C# 25180141

ING. JAIRO RIVERA CHAVEZ
 17 / ENERO / 2017

MATERIAL:
 DIMENSIONES: 2032 X 818 X 4064 (184 CON CUATRO BARREROS)

DE 2 A 12 DE BARREROS
 PARA SER FABRICADO POR MEDIO DE BARREROS I

LAMINA DE ACERO NORDMINMET DE 0.8 (818/032) DE ESPESOR

CLASIFICACION: 2032 X 818 X 4064 (184 CON CUATRO BARREROS)

TIPO COLUMNAS
 CLASE
 ONAN/ONAF

65°C ELEVACION
 DE TEMPERATURA DE
 LOS DEVANADOS A
 PLENA CARGA
 CONTINUA A
 2 300 m s. n. m.

NUCLEO BOBINAS:
 9 884

TANQUE Y ACCESORIOS:
 5 670

ACEITE:
 4 406

PESO DE EMBARQUE:
 14 655

TOTAL:
 19 960

IMPEDANCIA PROBADA
 % Z EN BASE 85°C

10 000

12 500

CLASIFICACION: 2032 X 818 X 4064 (184 CON CUATRO BARREROS)

TIPO COLUMNAS
 CLASE
 ONAN/ONAF

65°C ELEVACION
 DE TEMPERATURA DE
 LOS DEVANADOS A
 PLENA CARGA
 CONTINUA A
 2 300 m s. n. m.

NUCLEO BOBINAS:
 9 884

TANQUE Y ACCESORIOS:
 5 670

ACEITE:
 4 406

PESO DE EMBARQUE:
 14 655

TOTAL:
 19 960

IMPEDANCIA PROBADA
 % Z EN BASE 85°C

10 000

12 500

CLASIFICACION: 2032 X 818 X 4064 (184 CON CUATRO BARREROS)

TIPO COLUMNAS
 CLASE
 ONAN/ONAF

65°C ELEVACION
 DE TEMPERATURA DE
 LOS DEVANADOS A
 PLENA CARGA
 CONTINUA A
 2 300 m s. n. m.

NUCLEO BOBINAS:
 9 884

TANQUE Y ACCESORIOS:
 5 670

ACEITE:
 4 406

PESO DE EMBARQUE:
 14 655

TOTAL:
 19 960

IMPEDANCIA PROBADA
 % Z EN BASE 85°C

10 000

12 500

CLASIFICACION: 2032 X 818 X 4064 (184 CON CUATRO BARREROS)

TIPO COLUMNAS
 CLASE
 ONAN/ONAF

65°C ELEVACION
 DE TEMPERATURA DE
 LOS DEVANADOS A
 PLENA CARGA
 CONTINUA A
 2 300 m s. n. m.

NUCLEO BOBINAS:
 9 884

TANQUE Y ACCESORIOS:
 5 670

ACEITE:
 4 406

PESO DE EMBARQUE:
 14 655

TRANSFORMADOR TRIFASICO DE POTENCIA EN ACEITE AISLANTE

No. SERIE: **25-4094**

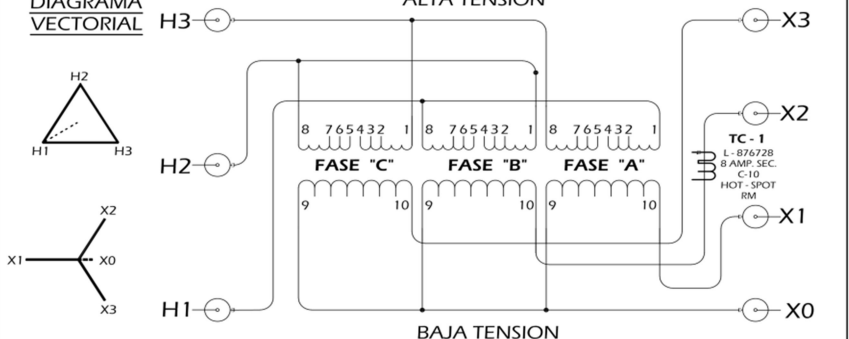
DEVANADO	CONEXIONES	TENSION EN VOLTS	CAPACIDAD EN kVA	
ALTA TENSION	DELTA	34 500	ONAN (65°C)	ONAF (65°C)
BAJA TENSION	ESTRELLA	13 200	10 000	12 500

MES Y AÑO DE FABRICACION: _____ CLIENTE: DON DAVID GOLD, S.A. DE C.V.

NIVELES BASICOS DE IMPULSO		N° DE SERIE:	DIAGRAMAS DE ALAMBRAO
TRANSFORMADOR		25-4094	ESQUEMATICO (PLACAS) FISICO
A.T.	200 kV	PEDIDO CLIENTE:	54094-04.06.07 54094-05
B.T.	110 kV	2-0011755	ESPECIFICACION ELECTRICA
NEUTRO	110 kV	PEDIDO CONSUMEX:	L-54094-08
		PV 4863	FRECUENCIA 60 Hz

MASA APROXIMADA EN kg.	TIPO DE MATERIAL	LIBRO DE INSTRUCCIONES
DEVANADO A.T.: COBRE.	DEVANADO B.T.: COBRE.	54094-12
TANQUE Y ACCESORIOS:	NUCLEO: ACERO AL SILICIO GRANO ORIENTADO.	PRESION DE DISEÑO DEL TANQUE Y ACCESORIOS
ACEITE:	CONTENIDO DE ACEITE EN 'LTS' A 25°C:	POSITIVA: 103 kPa
PESO DE EMBARQUE:	TOTAL: 4 950	NEGATIVA: VACIO COMPLETO
TOTAL: 19 960	LIBRE DE BPC	PRESION DE OPERACION DEL SISTEMA DE PRESERVACION DEL ACEITE: 'P ATMOSFERICA'

DIAGRAMA DE CONEXIONES



DEVANADO	VOLTS	AMPERES		CAMBIADOR DE DERIVACIONES SIN CARGA	
		ONAN	ONAF	POS.	CONECTA EN CADA FASE
ALTA TENSION EN DELTA	36 225	159,38	199,22	1	4 CON 5
	35 363	163,27	204,08	2	3 CON 5
	34 500	167,35	209,18	3	3 CON 6
	33 638	171,64	214,55	4	2 CON 6
BAJA TENSION EN ESTRELLA	32 775	176,16	220,19	5	2 CON 7
	13 200	437,38	546,73		

DATOS DE PRUEBA AL MOMENTO DE EMBARQUE		RESISTENCIA DE LOS AISLAMIENTOS A --- °C --- kV		FACTOR DE POTENCIA DE LOS AISLAMINETOS A --- °C --- kV	
A.T. CONTRA B.T. Y TIERRA	MEGAOHMS	A.T. CONTRA B.T. Y TIERRA	%		
B.T. CONTRA A.T. Y TIERRA	MEGAOHMS	B.T. CONTRA A.T. Y TIERRA	%		
A.T. CONTRA B.T.	MEGAOHMS	A.T. CONTRA B.T.	%		
HUMEDAD RESIDUAL	%	CORRIENTE DE EXCITACION A	kV.		
FASE 'A':	mVA	FASE 'B':	mVA	FASE 'C':	mVA
FECHA DE EMBARQUE: _____					

- PRECAUCION:
- LLENE EL TRANSFORMADOR CON LIQUIDO AISLANTE HASTA QUE EL INDICADOR DE NIVEL LLEGUE A LA MARCA DE 25°C.
 - NUNCA OPERE EL TRANSFORMADOR CUANDO EL INDICADOR DE NIVEL ESTE ABAJO DEL LIMITE INFERIOR DE SU ESCALA.
 - LAS CONEXIONES DE LAS DERIVACIONES DE ALTA TENSION SON EFECTUADAS POR UN CAMBIADOR OPERADO MANUALMENTE DESDE EL EXTERIOR DEL TANQUE. NUNCA LO OPERE ESTANDO EL TRANSFORMADOR ENERGIZADO.

AUT. NOM. - I/P. No. 54094-10 REV. 1
 HECHO EN MEXICO POR CONSUMEX, S.A. DE C.V.
 TLALNEPANTLA, EDO. DE MEX.

CLIENTE: DON DAVID GOLD, S.A. DE C.V.
 PEDIDO CLIENTE: 2-0011755
 PEDIDO CONSUMEX: PV 4863
 DESTINO: TOTOLAPAM, OAXACA

ESTE TRANSFORMADOR ESTA FABRICADO DE ACUERDO CON LA ESPECIFICACION NMX-J-284.

CLASIFICACION: 2032 X 818 X 4064 (184 CON CUATRO BARREROS)

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD
1	TRANSFORMADOR TRIFASICO	1	UNIDAD
2	TANQUE Y ACCESORIOS	1	UNIDAD
3	ACEITE	4 406	LITROS
4	PESO DE EMBARQUE	14 655	KILOGRAMOS
5	TOTAL	19 960	KILOGRAMOS

CLASIFICACION: 2032 X 818 X 4064 (184 CON CUATRO BARREROS)

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD
1	TRANSFORMADOR TRIFASICO	1	UNIDAD
2	TANQUE Y ACCESORIOS	1	UNIDAD
3	ACEITE	4 406	LITROS
4	PESO DE EMBARQUE	14 655	KILOGRAMOS
5	TOTAL	19 960	KILOGRAMOS

CLASIFICACION: 2032 X 818 X 4064 (184 CON CUATRO BARREROS)

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD
1	TRANSFORMADOR TRIFASICO	1	UNIDAD
2	TANQUE Y ACCESORIOS	1	UNIDAD
3	ACEITE	4 406	LITROS
4	PESO DE EMBARQUE	14 655	KILOGRAMOS
5	TOTAL	19 960	KILOGRAMOS

CLASIFICACION: 2032 X 818 X 4064 (184 CON CUATRO BARREROS)

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD
1	TRANSFORMADOR TRIFASICO	1	UNIDAD
2	TANQUE Y ACCESORIOS	1	UNIDAD
3	ACEITE	4 406	LITROS
4	PESO DE EMBARQUE	14 655	KILOGRAMOS
5	TOTAL	19 960	KILOGRAMOS

CLASIFICACION: 2032 X 818 X 4064 (184 CON CUATRO BARREROS)

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD
1	TRANSFORMADOR TRIFASICO	1	UNIDAD
2	TANQUE Y ACCESORIOS	1	UNIDAD
3	ACEITE	4 406	LITROS
4	PESO DE EMBARQUE	14 655	KILOGRAMOS
5	TOTAL	19 960	KILOGRAMOS

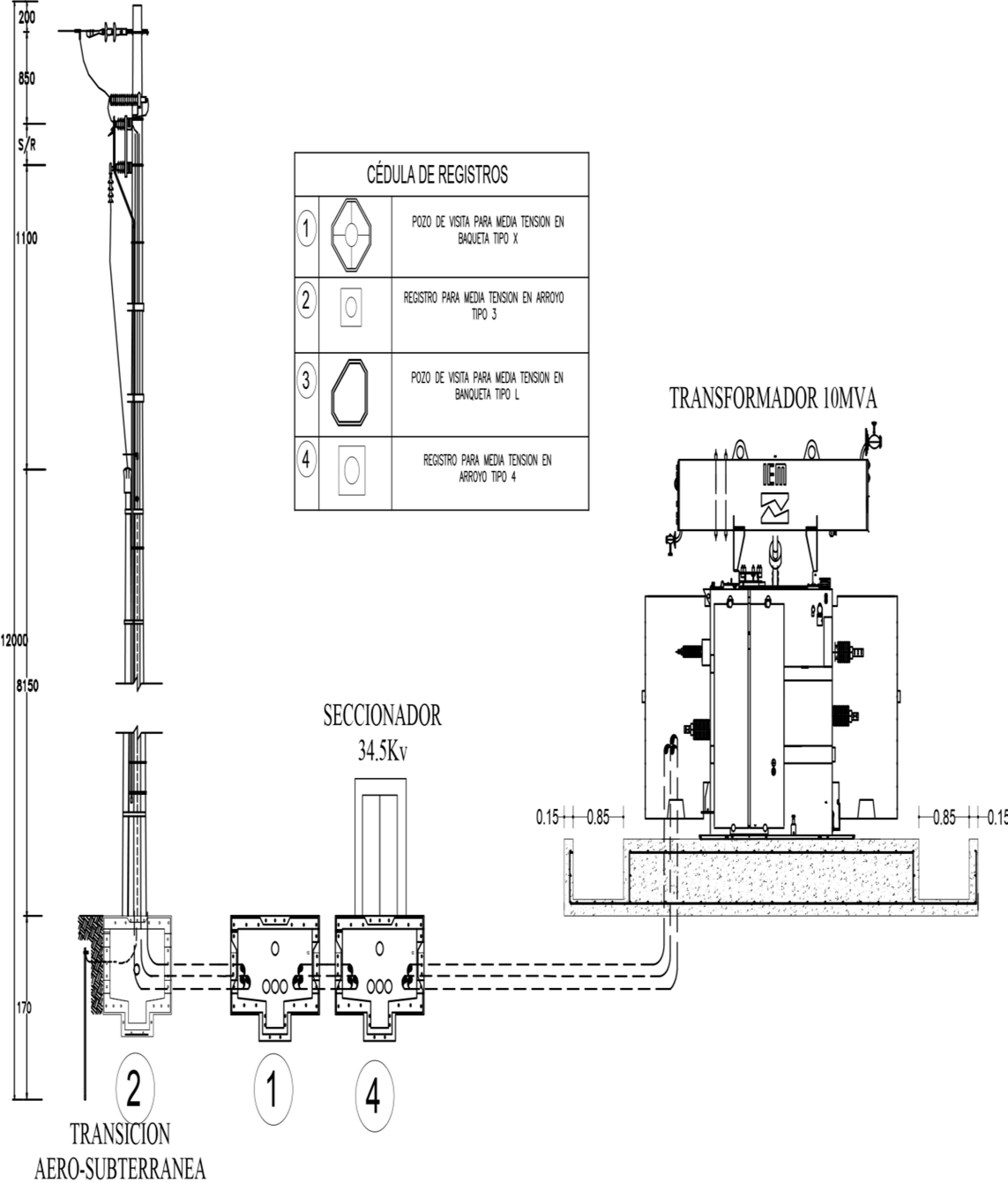
CLASIFICACION: 2032 X 818 X 4064 (184 CON CUATRO BARREROS)

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD
1	TRANSFORMADOR TRIFASICO	1	UNIDAD
2	TANQUE Y ACCESORIOS	1	UNIDAD
3	ACEITE	4 406	LITROS
4	PESO DE EMBARQUE	14 655	KILOGRAMOS
5	TOTAL	19 960	KILOGRAMOS

CLASIFICACION: 2032 X 818 X 4064 (184 CON CUATRO BARREROS)

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD
1	TRANSFORMADOR TRIFASICO	1	UNIDAD
2	TANQUE Y ACCESORIOS	1	UNIDAD
3	ACEITE	4 406	LITROS
4	PESO DE EMBARQUE	14 655	KILOGRAMOS
5	TOTAL	19 960	KILOGRAMOS

ESTRUCTURA TIPO RD30



Bibliografía

- [1] Alba, G. A. (2009). *es.slideshare.net*. Obtenido de *es.slideshare.net*.
- [2] Bazua, L. P. (24 de julio de 2015). Apuntes de Asignatura: Subestaciones Eléctricas. México.
- [3] Comisión Federal de Electricidad. (Noviembre de 1989). *scribd*. Obtenido de scribd:
<https://es.scribd.com>Daniel, G. M. (22 de 05 de 2012). <http://www.ptolomeo.unam.mx>. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx>:
<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/801/A7.pdf>
directindustry.es. (s.f.). *directindustry.es*.
- [4] Doldan, R. (2010). *Estaciones transformadoras*. Obtenido de <https://es.scribd.com>
Ecommerce.altechmexico.com. (2018). Obtenido de <http://ecommerce.altechmexico.com/ecommerce/site/content/Technical%20Information/Fundamentos%20del%20transformador%20de%20corriente.pdf>
- [5] Erika Johanna, H. C. (2012). *es.scribd.com*. Obtenido de *es.scribd.com*:
<https://es.scribd.com/doc/56290416/Sistemas-de-Protecciones-en-Las-Subestaciones>
- [6] Freire, J. R. (11 de 1978). Experimentación en Suelos para el Diseño de Mallas de Tierra. Quito,
- [7] Ecuador.Harper, E. (1990). *Elementos de diseños de subestaciones eléctricas*. Limusa Noriega.
- [8] Harper, E. (2010). *Fundamentos de Instalaciones Eléctricas en Media y Alta Tensión*. Limusa NoriegaEditores.
- [9] Jáuregui, G. R. (06 de 2002). Sistemas de Red de Tierras en Subestaciones. San Nicolás de los Garza,Nuevo León, México.
- [10] Jesús Redondo. (23 de 12 de 2017). *Erenovable.com*. Obtenido de *Erenovable.com*:<https://erenovable.com/subestaciones-electricas/>
- [11] Juan Rendón. (22 de 05 de 2013). *prezi.com*. Obtenido de *prezi.com*:<https://prezi.com/lyoytfxa9bti/transformadores-tc-y-tp/>
- [12] Julián. (2018). *Scribd.com*. Obtenido de *Scribd.com*:
<https://es.scribd.com/document/278787399/Transformadores-de-Potencial-TP>
- [13] Martin, J. R. (Julio de 1996). Diseño de Redes de Tierras en Subestaciones Eléctricas. MéxicoD.F. Martínez, E. V. (2009). *www.cucei.udg.mx*. Obtenido de *www.cucei.udg.mx*:
http://www.cucei.udg.mx/maestrias/electrica/sites/default/files/proteccion_diferencial_de_transformadores_de_potencia.pdf
- [14] Pablo Turmero. (2013). *Monografias.com* . Obtenido de *Monografias.com*:
<https://www.monografias.com/trabajos102/sistema-electrico-potencia/sistema-electrico-potencia.shtml>

- [15] Paz, J. A. (2011). *es.scribd.com*. Obtenido de *es.scribd.com*:
<https://es.scribd.com/document/238898686/Definicion-de-TC-y-TP>
- [16] Plantas Eléctricas. (2018). Obtenido de Tipos de cuchillas desconectadoras:<https://www.luzplantas.com/tipos-cuchillas-desconectadoras/>
- [17] RAMÍREZ, R. T. (2014). FACULTAD DE INGENIERIA. *CONSIDERACIONES GENERALES PARA OPTIMIZAR EL DISEÑO ELECTROMECHANICO DE SUBESTACIONES DE TRANSMISION*. MEXICO D.F., MEXICO.
- [18] Rodrigo Tafolla, R. (2014). Consideraciones generales para optimizar el diseño electromecánico desubestaciones de transmisión. México, México D.F., México.
- [19] Salvador Tepo Lechuga. (2005). Criterios técnicos para la selección de equipos en subestación eléctrica. Posarrica de Hidalgo, Veracruz, México.
- [20] Sector electricidad. (2017 de agosto de 2017). Obtenido de <http://www.sectorelectricidad.com>
- [21] Vega, J. R. (06 de 2000). Protección en Sistemas Eléctricos. San Nicolás de los Garza, Nuevo León, México.