



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ARAGÓN

***“ELEMENTOS QUE INTERVIENEN PARA EL
MANEJO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS
DE TRANSPORTACIÓN MASIVA POR VÍA FÉRREA”***

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
ÁREA: INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA

P R E S E N T A:

JUNIOR APARICIO ÁNGEL PÉREZ

ASESOR:

ING. FRANCISCO RAÚL ORTÍZ GONZÁLEZ

SAN JUAN DE ARAGÓN, ESTADO DE MÉXICO, 2010.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

A Dios por llenarme de dicha y bendiciones, también haberme permitido llegar a esta etapa de mi vida, logrando una meta la cual forja mi superación personal.

A mi madre, quien la ilusión de su vida ha sido convertirme en persona de provecho, a quien nunca podré pagar sus desvelos, porque gracias a su apoyo y consejo, he llegado a realizar las más grandes de mis metas, la cual constituye, la herencia más valiosa que pudiera recibir que es la culminación de mis estudios universitarios.

Al ingeniero Ortiz González el cual le estoy y estaré rotundamente agradecido por haberme guiado en esta travesía y, culminación de mis estudios universitarios logrando a través de sus consejos una meta de mi vida.

A la Máxima Casa de Estudios y a la FES Aragón, del cual estoy orgulloso de pertenecer, por haberme inculcado a través de sus aulas y sus profesores los conocimientos y valores para mi desarrollo profesional.

Y a todos ¡GRACIAS!

	Página
Introducción	I
Capítulo 1: Generación de la electricidad	
1.1 ANTECEDENTES	1
1.1.1 LEYES QUE RIGEN LA ELECTRICIDAD	2
1.2 GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	5
1.2.1 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS	6
1.2.2 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	8
1.2.3 CENTRALES ELÉCTRICAS MAREOMOTRICES	11
1.2.4. CENTRALES ELÉCTRICAS NUCLEARES	13
1.2.5 CENTRALES EÓLICA	14
1.3 GENERACIÓN DE ENERGIA ECOLÓGICA	16
1.3.1 BIOMASA	16
1.3.2 ENERGIA FOTOVOLTAICA	18
Capítulo 2: Transformación de la electricidad	
2.1 GENERADOR ELÉCTRICO	22
2.2 SUBESTACIONES	26
2.2.1 COMPONENTES DE UNA SUBESTACIÓN	34
2.2.2 TRANSFORMADORES	35
2.2.3 BANCO DE TRANSFORMACIÓN	43
2.2.4 CUCHILLA DESCONECTADORA	44
2.2.5 DESCONECTADORES	44

2.2.6	RESTAURADORES Y SECCIONADORES	45
2.2.7	INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN Y TABLEROS	46
2.2.8	INTERRUPTORES	46
2.3	SISTEMAS DE TIERRAS PARA SUBESTACIONES	48
2.3.1	APARTARRAYOS	51
2.3.2	PARARRAYOS	54
2.4	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	55
2.4.1	CARACTERÍSTICAS PARA EL ANALISIS Y DISEÑO DE TORRES	57
2.4.2	DERECHOS DE VÍA	59
2.4.3	CONDUCTORES	59
2.4.4	AISLADORES	61
2.4.5	APARTARRAYOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	63
2.4.6	HILOS DE GUARDA	63
2.4.7	HERRAJES	64
2.4.8	TORRES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	65
Capítulo 3: Distribución de la electricidad		
3.1	GENERALIDADES	69
3.1.1	ESTRUCTURAS DE MEDIANA TENSIÓN	71
3.2	INSTALACIONES ELÉCTRICAS RESIDENCIALES	74
3.2.1	NORMA OFICIAL MEXICANA: NOM-001-SEDE-2005; INSTALACIONES ELÉCTRICAS (UTILIZACIÓN)	75
3.2.2	CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA UN PROYECTO ELÉCTRICO	80
3.2.3	PROYECTO ELÉCTRICO	90
3.2.4	INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES	99
3.2.5	SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA EN UNA INSTALACIÓN	103

INDUSTRIAL

Capítulo 4: Transportación masiva por vía férrea

4.1	ANTECEDENTES	116
4.1.1	CATENARIAS EN VÍAS FÉRREAS	120
4.2	CATENARIA EN LÍNEA FÉRREA "A"	125
4.2.1	DISTRIBUCIÓN Y TRANSFORMACIÓN DE LA ENERGÍA	126
4.2.2	FUNCIONAMIENTO GENERAL DE UN PUESTO DE RECTIFICACIÓN	131
4.2.3	CÁLCULO DE LA SECCION TRANSVERSAL PARA LA CATENARIA DE LA LÍNEA "A"	142
4.2.4	CARACTERÍSTICA CONSTITUCIONAL DE LA CATENARIA TIPO NORMAL	144
	Conclusiones	153
	Bibliografía	154

Principalmente en Europa toda la transportación masiva por vía férrea en transportes públicos, siendo el insumo principal la energía eléctrica, se ha desarrollado simultáneamente con los sistemas de distribución de la electricidad evitando así los efectos contaminantes que producen los combustibles fósiles utilizados por los transportes públicos generando preocupaciones federativas y gubernamentales.

La generación y transporte de energía en forma de electricidad tiene importantes ventajas económicas debido al costo por unidad generada ya que tienen como objetivo transmitir esa energía en grandes cantidades y eficientemente, desde las plantas de generación hasta los lugares de consumo.

Aunque para transportar la energía eléctrica para su utilización se debe tener el conocimiento de cómo se diseña un proyecto eléctrico ya sea en baja, media o alta tensión, debe cumplir con normas establecidas (ANSI, NMX, UNE, NEMA, etc.) para el diseño y calculo eléctrico (ley de Ohm, leyes de Kirchhoff, etc.).

A continuación se describen brevemente el contenido de los capítulos:

CAPÍTULO I: El objetivo de este capítulo es revisar brevemente los antecedentes y las leyes que rigen la electricidad así como los principales medios que existen para generar la energía eléctrica.

CAPÍTULO II: La energía eléctrica para transportarla ya sea en baja, media o alta tensión según las necesidades; requiere de componentes que intervienen como son las

subestaciones, líneas de transmisión, transformadores, conductores, etc., y algunas normas, recomendaciones o especificaciones las cuales intervienen en ello.

CAPÍTULO III: En la distribución de la electricidad ya sea en acometidas industriales o residenciales dependiendo de su uso, en este capítulo se mencionan los artículos fundamentales de la NOM-001-2005 SEDE “Instalaciones eléctricas utilización”, el cual es de vital importancia tener conocimiento de ellos para poder plantear una correcta distribución de la energía eléctrica.

CAPÍTULO IV: Uno de los principales consumidores de energía eléctrica por su gran demanda son los transportes eléctricos masivos ferroviarios. En este capítulo se enfatiza principalmente en la catenaria, ya que de alguna manera es una estructura similar a los sistemas de alta, media y baja tensión de las líneas de transmisión y los cálculos y procedimientos de diseño son similares a estos sistemas eléctricos como es el caso de la línea “A” en la ciudad de México.

1.1 ANTECEDENTES

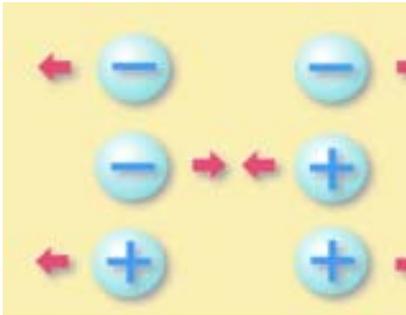


Figura 1.1: Electrones, protones

La electricidad es un conjunto de fenómenos referentes a los efectos producidos por las cargas eléctricas (electrón, neutrón y protón “ver figura 1.1). También se manifiesta en la naturaleza por fenómenos naturales como la descarga del rayo eléctrico.

El primer estudio científico de los fenómenos eléctricos apareció hasta el año 1600 d.C., por el médico británico William Gilbert, en el que descubrió que este efecto lo presentan muchos cuerpos al ser frotados, aplicando el término “eléctrico” del griego electrón “ámbar”.



Figura 1.2: Tales de Mileto.

Pero las primeras observaciones con respecto a los fenómenos eléctricos se remontan al siglo VII a.C., por el filósofo griego Tales de Mileto (figura 1.2), en el año 600 a.C., considerado como uno de los grandes sabios de la antigua Grecia, descubrió que al frotar un trozo de ámbar (resina fosilizada) con un paño, este empezaba a atraer pequeñas partículas como hojas secas, plumas e hilos de tejido.

El científico francés Charles François de Cisternar Du Fay, descubrió que existían dos clases de electricidad a las que llamo vítrea y resinosa, relacionadas con el vidrio y el ámbar respectivamente.

El investigador estadounidense Benjamín Franklin dedicó tiempo a la investigación de la electricidad, lo cual llamó positiva a la electricidad vítrea y negativa a la resinosa. Para demostrar este hecho considere una barra dura de caucho que haya sido frotada con un paño y que después se suspende por medio de un hilo no metálico. Cuando una barra de cristal que se ha frotado con seda se acerca a la barra de caucho, esta es

atraída hacia la barra de vidrio. Por otra parte, si dos barras de caucho cargadas (o dos barras de vidrio cargadas) se acercan una a otra, la fuerza entre ellas es repulsiva.

Esta observación demuestra que el caucho y el vidrio están en dos estados de electrificación diferentes. A partir de estas observaciones se concluye que cargas similares se repelen entre si y que cargas opuestas se atraen entre sí. Durante su

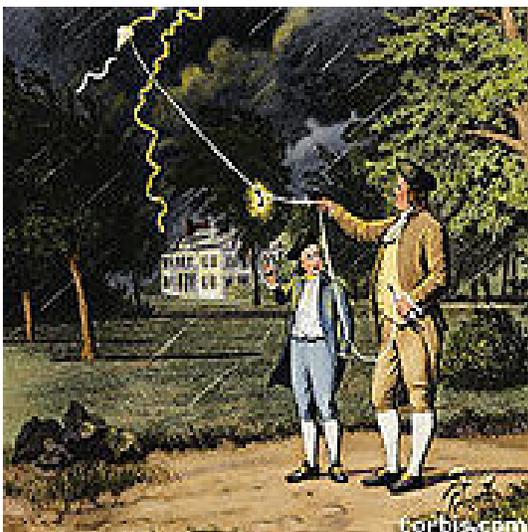


Figura 1.3: Benjamin Franklin

estancia en Francia, en el año de 1752, llevó a cabo el famoso experimento de la cometa lo cual permitió demostrar que las nubes están cargadas de electricidad y que, por lo tanto, los rayos son esencialmente descargas de tipo eléctrico. (Figura 1.3)

Para la realización de este experimento, no exento de riesgo, utilizó una cometa dotada de un alambre metálico unido a un hilo de seda que, de acuerdo con su suposición, debía cargarse con la electricidad captada por el alambre. Este

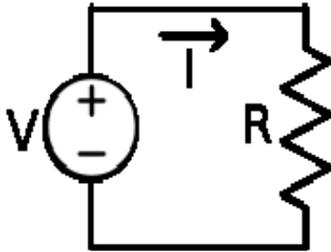
descubrimiento le permitió que inventara el pararrayos.

1.1.1. LEYES QUE RIGEN A LA ELECTRICIDAD

Para el estudio de la electricidad existieron diferentes personajes los cuales realizaron experimentos para poder comprender y analizar la electricidad y el resultado de ello los llevó a publicar leyes que rigen en el estudio de la electricidad.

Para el año de 1827, un físico y matemático alemán aportó la teoría de la electricidad (la ley de Ohm), conocido principalmente por su investigación sobre las corrientes eléctricas, estudió la relación que existe entre la intensidad de una corriente eléctrica, su fuerza electromotriz y la resistencia formulando en 1827, la ley que lleva su nombre que establece: **“que la intensidad de la corriente que circula por un conductor eléctrico es directamente proporcional aplicada e inversamente proporcional a la resistencia del mismo”**, expresándose en la siguiente ecuación:

$$V = IR$$



Donde empleando unidades del Sistema Métrico decimal:

- I = intensidad en amperios (A)
- V = Diferencia de potencial en voltios (V)
- R = resistencia en ohmios (Ω)

Figura 1.4: circuito serie mostrando la ley de ohm

Para el año de 1831, Michael Faraday trazó el campo magnético alrededor de un conductor por el que circula una corriente eléctrica (ya descubierto por Oersted), y ese mismo año descubrió la inducción electromagnética, demostrando la inducción de una corriente eléctrica por otra, e introdujo el concepto de líneas de fuerza para representar los campos magnéticos. Es importante mencionar que trabajo con la electricidad estática, demostró que la carga eléctrica se acumula en la superficie exterior del conductor eléctrico cargado, con independencia de lo que pudiera haber en su interior. Este efecto se emplea en el dispositivo denominado “Jaula de Faraday”, en reconocimiento a sus importantes contribuciones, la unidad de capacidad eléctrica se denomina “faradio”.

(1) $\text{div } \mathbf{E} = \rho_0$

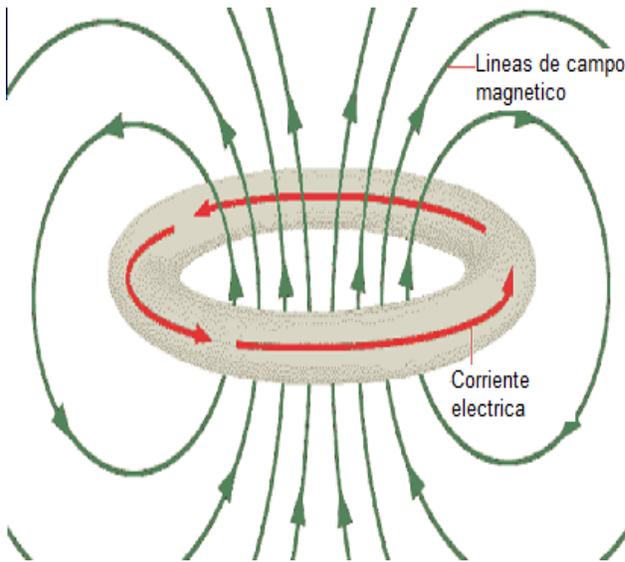
(2) $\text{div } \mathbf{B} = 0$

(3) $\text{rot } \mathbf{B} = \mathbf{J} + d\mathbf{E} / dt$ (derivada parcial)

(4) $\text{rot } \mathbf{E} = -d\mathbf{B} / dt$ (derivada parcial)

En 1873, las ecuaciones de Maxwell demostraron que la electricidad, el magnetismo y hasta la luz, son manifestaciones del mismo fenómeno: el

campo electromagnético, el cual se publicó en 1873, en su obra más importante (tratado sobre electricidad y magnetismo). Las ecuaciones de Maxwell son un conjunto de cuatro ecuaciones que describen por completo los fenómenos electromagnéticos.



La gran contribución de James Clerk Maxwell fue reunir en estas ecuaciones largos años de resultados experimentales, debidos a Coulomb, Gauss, Ampere, Faraday y otros, introduciendo los conceptos de campo y de corriente de desplazamiento y unificando los campos eléctricos y magnéticos en un solo concepto : el campo electromagnético

En 1785, Coulomb estableció la ley fundamental de la fuerza eléctrica entre dos partículas cargadas estacionarias. Los experimentos muestran que una fuerza eléctrica tiene las siguientes propiedades:

- La fuerza es inversamente proporcional al cuadrado de la separación (r) entre las dos partículas y está dirigida a lo largo de la línea que une a las partículas.
- La fuerza es proporcional al producto de las cargas q_1 y q_2 sobre 2 partículas.
- La fuerza es atraída si las cargas son de signo opuesto y repulsiva si las cargas tienen el mismo signo.

A partir de estas observaciones, podemos expresar la magnitud de la fuerza eléctrica entre las dos cargas como:

$$f = k_e \frac{q_1 q_2}{r^2}$$

Donde k_e , es una constante conocida como la constante de coulomb cuyo valor en el

Sistema Internacional de Unidades es: $k_e = 8.9875 \times 10^9 \text{ N} \cdot \frac{\text{m}^2}{\text{C}^2}$

En cuanto Gustav Kirchoff en el año de 1845, aun cuando era estudiante formuló las siguientes leyes:

- La ley de los nodos o ley de las corrientes. La suma de las corrientes que entran a cualquier unión debe ser igual a la suma de las corrientes que salen de esa unión (Figura 1.5 "A").
- La ley de las mallas o ley de tensiones. La suma algebraica de los cambios de potencial a través de todos los elementos de alrededor de cualquier lazo de circuito cerrado deber ser cero (Figura 1.5 "B").

Las cuales ayudaron al diseño de los circuitos eléctricos y electrónicos, y son muy utilizadas para obtener valores de intensidad de corriente y potencial en cada punto de un circuito eléctrico

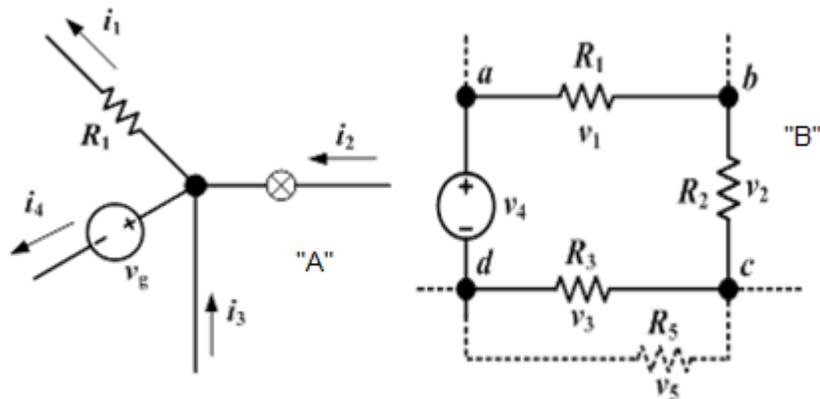


Figura 1.7: Ley de los nodos "A", ley de mallas "B".

1.2. GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

La generación de la energía eléctrica se lleva a cabo mediante técnicas diferentes, ya que las que suministran las mayores cantidades y potencias de electricidad aprovechan un movimiento rotatorio para generar corriente continua en un dinamo o corriente alterna en un alternador. Estos aparatos construidos con el fin de generar electricidad se llaman generadores eléctricos.

En el año de 1882, en la ciudad de Nueva York (Estados Unidos de América), realizó la primera instalación para la producción eléctrica comercial del mundo y aunque fue una planta enorme para su época, podía producir y distribuir electricidad para Manhattan. El sistema eléctrico de Tomas Alba Edison, utilizaba la corriente continua (CC), era poco adecuado para responder a nuevas demandas. El problema del transporte era aun más difícil, puesto que la transmisión interurbana de grandes cantidades de CC en 110 voltios era muy costosa y sufría enormes pérdidas por disipación de calor. Hasta que Nikola Tesla, uno de los ingenieros más importantes de su época, en el año de 1882, descubrió el principio del campo magnético rotatorio, formando las bases para la corriente alterna, y los sistemas polifásicos de corriente alterna (CA), creando el primer motor eléctrico de inducción de corriente alterna, y así sustituir la corriente directa (CD), por la corriente alterna. Desde ahí se a llevado una inmensa actividad tecnológica para llevar la energía eléctrica a todos lugares habitados del mundo, por lo que, junto a la construcción de grandes y variadas centrales eléctricas, se han construido sofisticadas redes de transporte y sistemas de distribución.

Dependiendo de la fuente primaria de energía utilizada, las centrales generadoras se clasifican en termoeléctricas, nucleares, hidroeléctricas, eólicas y mareomotrices principalmente.

1.2.1. CENTRALES TERMOELÉCTRICAS.



Figura 1.8: Planta termoeléctrica

Se denominan centrales termoeléctricas clásicas o convencionales a aquellas centrales que producen energía eléctrica a partir de la combustión de carbón, fuel oíl o gas en una caldera diseñada al efecto, las cuales generan electricidad a partir de un ciclo termodinámico.

Una central termoeléctrica (Figura 1.8), es una instalación empleada para la

generación de energía eléctrica a partir del calor. Este calor puede obtenerse tanto de combustibles fósiles (petróleo, gas natural o carbón) como de la fisión nuclear del uranio principalmente. Básicamente consiste en una caldera en la que se quema el combustible para generar calor que se transfiere a unos tubos por donde circula agua, la cual se evapora. El vapor obtenido a alta presión y temperatura, se expande en una turbina de vapor, cuyo movimiento impulsa un alternador que genera la electricidad, para después el vapor es enfriado en un condensador donde circula por tubos agua fría de un caudal abierto de un río por torre de enfriamiento.

El principio de funcionamiento de una central térmica se basa en el intercambio de energía calorífica en energía mecánica y luego en energía eléctrica. Las primeras centrales que construyeron eran máquinas de vapor a pistón, similares en su funcionamiento de una locomotora.

Las ventajas que ofrece este sistema es porque son las más baratas de construir, especialmente las de carbón, debido a la simplicidad de construcción y a la gran cantidad de energía generada. Además el vapor de agua es reciclado para un nuevo ciclo dentro de la central.

Su inconveniente es el uso de combustibles fósiles que generan emisiones de gases de efecto invernadero y de lluvia ácida a la atmósfera, junto con partículas que pueden contener metales pesados. Al ser los combustibles fósiles una fuente de energía no renovable, su uso está limitado a la duración de las reservas y su rentabilidad económica, consecuentemente afectan negativamente a los ecosistemas de los ríos debido a los vertidos del agua caliente en estos.

1.2.2. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

La primera central hidroeléctrica se construyó en 1880, en Northumberland, Gran Bretaña. El principal impulsor de la energía hidráulica se produjo por el desarrollo del generador eléctrico, seguido por el perfeccionamiento de la turbina hidráulica y debido al aumento de la demanda de electricidad a principios del siglo XX. En el año de 1920,

las centrales hidroeléctricas generaban ya una parte importante de la producción total de electricidad.

Las centrales dependen de un gran embalse de agua contenido por una presa. El caudal de agua se controla y se puede mantener casi constante. El agua transporta por un conductor o tuberías forzadas, controlados con válvulas y turbinas para adecuar el flujo de agua con respecto a la demanda de electricidad. El agua entra en la turbina sale por los canales de descarga. Los generadores están situados justo encima de las turbinas y conectados con arboles verticales. El diseño de las turbinas depende del caudal de agua; por ejemplo las turbinas Francis se utilizan para caudales grandes y saltos medios y bajos. Y las turbinas Pelton para grandes saltos y pequeños caudales.

Estas centrales se pueden clasificar de distintos modos atendiendo a sus características principales, una primera clasificación:

- Centrales de agua fluente. Son centrales que aprovechan el cauce natural del río, son poco frecuentes, pues requieren caudales importantes en cualquier época del año.
- Centrales de agua embalsada. Almacenan agua en un embalse valiéndose de presas, con objeto de regular el caudal, variable dependiendo de la época del año.

Existen otras clasificaciones que son las que embalsan el agua tras una presa, tales como:

- Centrales de regulación (de caudal). Tiene la posibilidad de almacenar volúmenes de agua en el embalse, que representan periodos más o menos prolongados de aportes de caudales medios anuales.
- Centrales de bombeo. Para su instalación se necesita de dos embalses. Son aquellas en función de la demanda, pueden volver a bombear el agua que ha pasado por la turbina desde el embalse inferior hacia el embalse superior.

Y la última clasificación que se basa en la altura de salto se puede hacer otra clasificación:

- Centrales de alta presión. Aquellas cuyo salto está por encima de los 200 metros de altura (alcanzando incluso los 2,000 metros). En estas los caudales son relativamente pequeños de unos $20 \frac{m^3}{s}$ por turbina. Suelen ser ubicadas en zonas de alta montaña.
- Centrales de media presión. Comprende los saltos entre 20 y 200 metros de altura. Según altura la central puede estar bajo la presa o alejada de ella si con ello se consigue mas altura.
- Centrales de baja presión. Corresponde a saltos pequeños de menos de 20 metros, con caudales en la turbina de unos $300 \frac{m^3}{s}$, aun que los hay más del doble, llegando a $600 \frac{m^3}{s}$ u

Las ventajas de las centrales hidroeléctricas son evidentes:

- a) No requieren combustible, sino que usan una forma renovable de energía, constantemente renovada por la naturaleza de manera gratuita.
- b) Es limpia, pues no contamina ni el aire ni el agua.
- c) A menudo puede combinarse con otros beneficios, como riego, protección contra las inundaciones, suministro de agua, caminos, navegación y aun ornamentación del terreno y turismo.
- d) Los costos de mantenimiento y explotación son bajos.
- e) Las obras de ingeniería necesarias para aprovechar la energía hidráulica tienen una duración considerable.

- f) La turbina hidráulica es una máquina sencilla, eficiente y segura, que puede ponerse en marcha y detenerse con rapidez y requiere poca vigilancia siendo sus costes de mantenimiento, por lo general, reducidos.

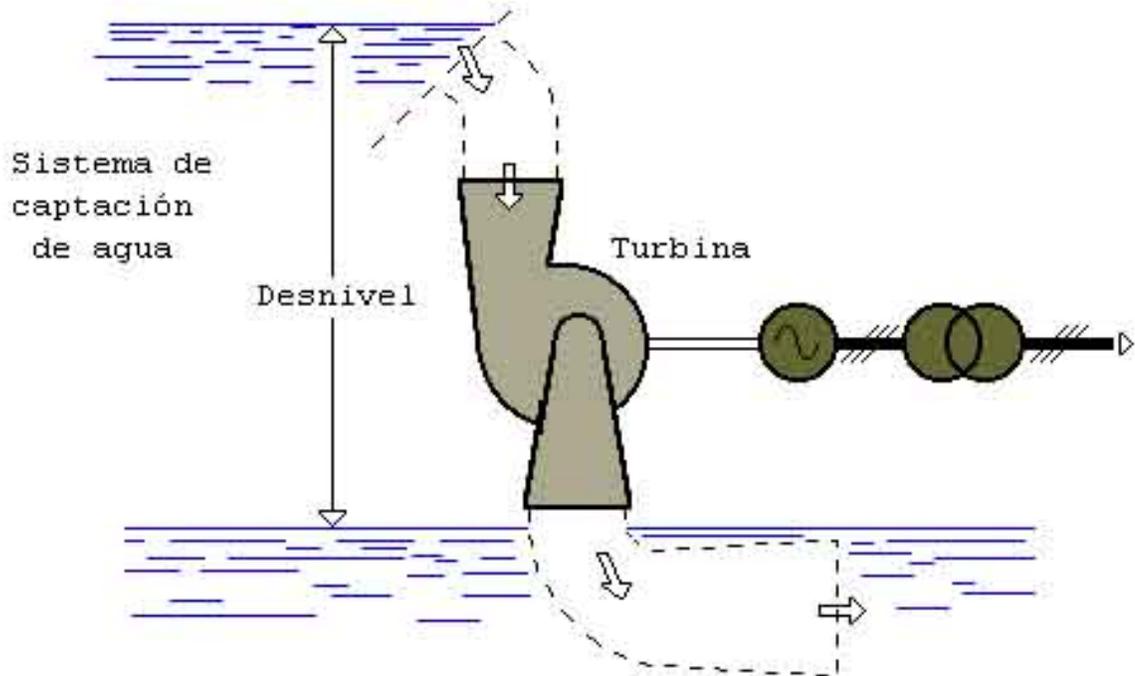


Figura 1.9: Planta hidroeléctrica

Contra estas ventajas deben señalarse ciertas desventajas.

- Los costos de capital por kilovatio instalado son con frecuencia muy altos.
- El emplazamiento, determinado por características naturales, puede estar lejos del centro o centros de consumo y exigir construcción de un sistema de transmisión de electricidad, lo que significa un aumento de la inversión y en los costos de mantenimiento y pérdida de energía.
- La construcción lleva, por lo común, largo tiempo en comparación con la de las centrales termoeléctricas.

- d) La disponibilidad de energía puede fluctuar de estación y de año en año.

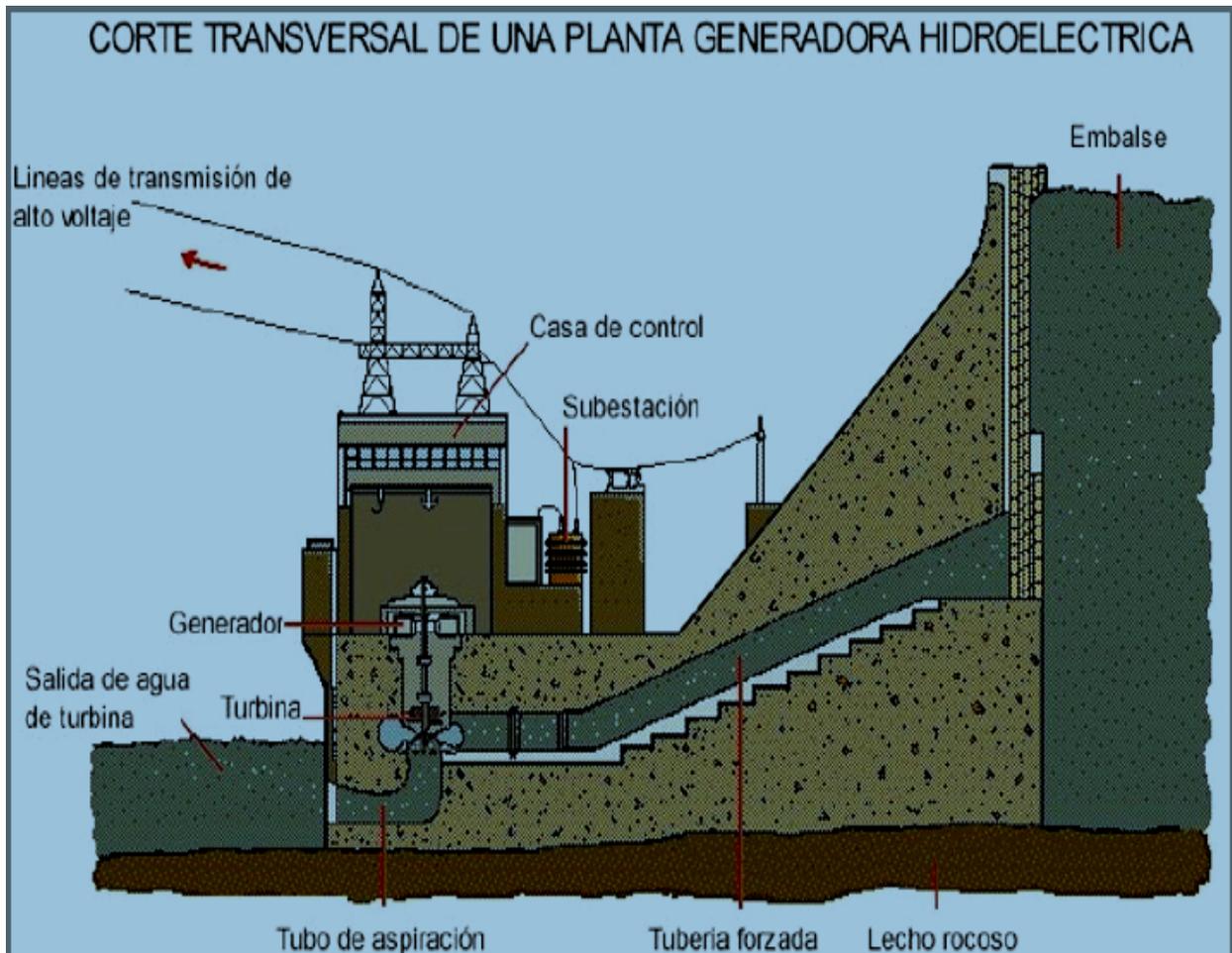


Figura 1.10: Corte transversal de una planta generadora hidroeléctrica

1.2.3. CENTRALES ELECTRICAS MAREOMOTRICES.

La energía mareomotriz es la que resulta de aprovechar las mareas; es decir, la diferencia de altura media de los mares según la posición relativa de la tierra y de la luna.

La energía mareomotriz tiene la cualidad de ser renovable, en tanto que la fuente de energía primaria no se agota por su explotación, y es limpia, ya que en la

transformación energética no se producen subproductos contaminantes gaseoso, líquidos o sólidos. Sin embargo la relación entre la cantidad de energía que se puede

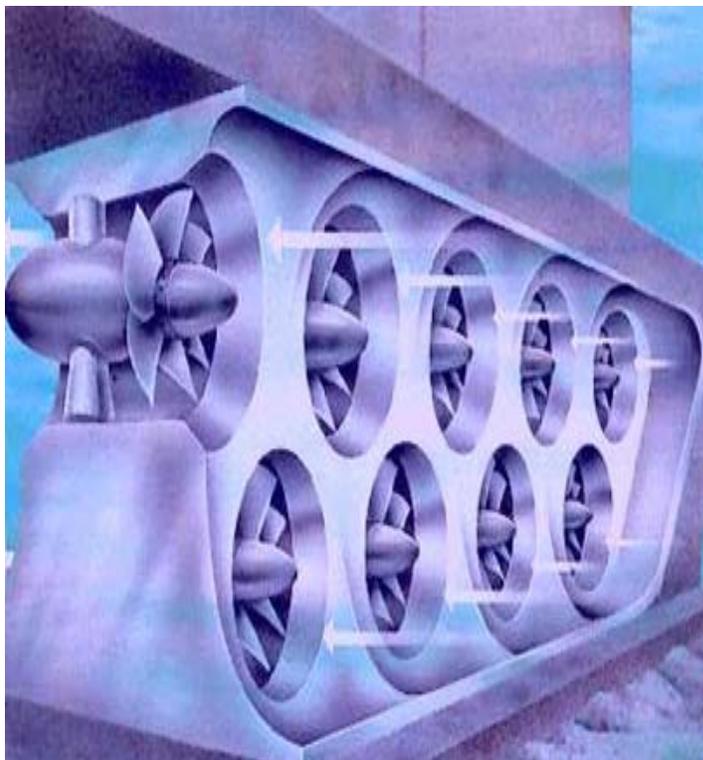


Figura 1.11: Turbina de una central mareomotriz

obtener con los medios actuales y el coste económico y ambiental de instalar los dispositivos para su proceso han impedido una proliferación notable de este tipo de energía.

La técnica utilizada consiste en encauzar el agua de la marea en una cuenca y en su camino accionar las turbinas de una central eléctrica. Cuando las aguas se retiran, también generan electricidad. La primera central mareomotriz fue la de Rance,

en Francia, que estuvo funcionando casi dos décadas desde 1967.

Una de las ventajas más importantes de estas centrales es que tienen las características principales de cualquier central hidroeléctrica convencional, permitiendo responder en forma rápida y eficiente a las fluctuaciones de carga del sistema interconectado, generando energía libre de contaminación, externa de variaciones estacionales o anuales, a un costo de mantenimiento bajo y con una vida útil prácticamente ilimitada.

Dentro de las desventajas se encuentran: la necesidad de una alta inversión inicial (por otra parte características de cualquier obra de explotación energética) sumando al suministro intermitente ya que depende de la amplitud de las mareas, y el traslado es muy costoso.

1.2.4. CENTRALES ELÉCTRICAS NUCLEARES

Una nucleoelectrica es una central térmica de producción de electricidad. Su principio de funcionamiento es esencialmente el mismo que el de las plantas que funcionan con carbón, combustóleo o gas.

Esta conversión se realiza en tres etapas. En la primera, la energía del combustible se utiliza para producir vapor a elevada presión y temperatura; en la segunda etapa la energía del vapor se transforma en movimiento de una turbina; y la tercera, el giro del eje de la turbina se transmite a un generador, que produce energía eléctrica.

Una central nuclear es una instalación empleada para la generación de energía eléctrica a partir de energía nuclear, que se caracteriza por el empleo de materiales fisionables que mediante reacciones nucleares proporcionan calor. En la segunda mitad de la década de los sesenta del siglo XX, los Estados Unidos de América (EUA) lanzo el primer programa nuclear destinado a la generación de electricidad.

Aunque cuatro años antes, el Reino Unido inauguro Calder Hall, la primera central nuclear del mundo. Donde este calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energía eléctrica. Estas centrales constan de varios reactores los cuales son contenedores (llamados habitualmente vasijas). En cuyo interior se albergan varillas u otras configuraciones geométricas de minerales con algún elemento fisil (es decir que puede fisionarse).

Las centrales nucleares constan principalmente de cuatro partes:

1. El reactor nuclear, donde se produce la reacción nuclear.
2. El generador de vapor de agua (solo en centrales tipo PWR).
3. La turbina, que mueve un generador eléctrico para producir electricidad con la expansión del vapor.

4. El condensador, un intercambiador de calor que enfría el vapor transformado nuevamente en líquido.



Figura 1.12: Central nucleoelectrónica

Una de las ventajas de los reactores nucleares es que casi no emiten contaminantes al aire aunque periódicamente purgan pequeñas cantidades de gases radioactivos), y los residuos producidos son menores en volumen y más controlados que los residuos generados por las plantas alimentadas por combustibles fósiles.

Los reactores nucleares generan residuos radiactivos. Algunos de ellos con un semiperiodo elevado, como el americio, el neptunio o el curio ya que son de una alta toxicidad.

1.2.5. CENTRALES ÉOLICA

Se tiene conocimiento de que la primera forma de utilización de la energía del viento para beneficio de hombre fue para impulsar los barcos del Rilo Nilo hace 5,000 años. Mucho más tarde los europeos la usaron para moler granos y para extraer agua en los siglos XVIII y XIX.

El primer molino de viento para generar energía eléctrica fue instalado en los Estados Unidos de América en 1980, hoy en día, grandes plantas de generación eólica están compitiendo con centrales eléctricas en el suministro económico de energía limpia en muchas partes del mundo. Esta energía del viento es utilizada mediante el uso de máquinas eólicas (aeromotores) capaces de transformar la energía eólica en energía

mecánica de rotación utilizable ya sea para accionar directamente las máquinas operatrices, como para la producción de energía eléctrica. En este último caso, el sistema de conversión, (que comprende un generador eléctrico con sus sistemas de control y de conexión a la red) es conocido como aerogenerador (Figura 1.13).

En la actualidad se utiliza, sobre todo, para mover aerogeneradores, en estos la energía eólica mueve una hélice y mediante un sistema mecánico se hace girar el rotor del generador, normalmente alternador, que produce energía eléctrica. Para que su instalación resulte rentable, suelen agruparse en concentraciones denominadas parques eólicos.



Figura 1.13: Centrales eólicas

En la actualidad se utiliza, sobre todo, para mover aerogeneradores, en estos la energía eólica mueve una hélice y mediante un sistema mecánico se hace girar el rotor del generador, normalmente alternador, que produce energía eléctrica. Para que su instalación resulte rentable, suelen agruparse en concentraciones denominadas parques eólicos.

La potencia del viento depende

principalmente de 3 factores:

1. Área por donde pasa el viento (rotor).
2. Densidad del aire.
3. Velocidad del viento.

La generación de energía eólica es limpia ya que no produce emisiones atmosféricas ni residuos contaminantes, es inagotable y frena el agotamiento de combustibles fósiles

contribuyendo a evitar el cambio climático. No requiere una combustión que produzca dióxido de carbono (CO_2), por lo que no contribuye al incremento del efecto invernadero ni el cambio climático, es una de las fuentes más baratas, además la utilización de la energía eólica para la generación de electricidad presenta nula incidencia sobre las características fisicoquímicas del suelo o su erosionabilidad, ya que no produce ningún contaminante que incida sobre este medio.

Debido a la falta de seguridad en la existencia de viento, la energía eólica no puede ser utilizada como única fuente de energía eléctrica. Además de que en el impacto visual la instalación genera una alta modificación del paisaje.

Pero uno de los problemas que más preocupa en el campo de la generación de la energía eólica es la variabilidad de la fuente, es decir del viento. Los aerogeneradores, en general, están preparados para funcionar en forma óptima cuando el viento sopla dentro de un rango determinado de velocidades. Por el otro lado se requiere cierta velocidad mínima para mover las aspas.

1.3. GENERACION DE ENERGIA ECOLOGICA

Como bien sabemos las clases de energías no contaminantes están en aumento, su tecnología por el progreso que están significando estas en la descontaminación del planeta tierra y la ampliación de mercado, esto no significa que las industrias contaminantes más grandes del mundo hayan parado su actividad para dedicarse a los tipos de energías ecológicas.

1.3.1. BIOMASA

El término biomasa se refiere a toda materia orgánica que proviene de árboles, plantas y desechos de animales que pueden ser convertidos en energía, o las provenientes de la agricultura (residuos de maíz, café, arroz, macadamia), del aserradero (ramas, aserrín, cortezas) y de los residuos urbanos (aguas negras, basura orgánica y otros). Esta fuente de energía renovable más antigua conocida por el ser humano, pues ha sido usada desde nuestros ancestros, que descubrieron el secreto del fuego.

La formación de biomasa a partir de la energía solar se lleva a cabo por el proceso denominado fotosíntesis vegetal que a su vez es desencadenante de la cadena biológica. Mediante la fotosíntesis las plantas que contienen clorofila, transforman el dióxido de carbono y el agua de productos minerales sin valor energético, en materiales orgánicos con alto contenido energético y a su vez sirven de alimento a otros seres vivos.

La energía almacenada en el proceso fotosintético puede ser posteriormente transformada en energía térmica, eléctrica o carburantes de origen vegetal, liberando de nuevo el dióxido de carbono almacenado. También puede usarse la biomasa para obtener biogás, en los cuales se hace en depósitos en los que se van acumulando residuos de cosechas, restos orgánicos y otros materiales que pueden descomponerse.

Para evaluar la factibilidad técnica de un proceso de conversión de biomasa en energía, es necesario considerar ciertos parámetros y condiciones que la caracterizan.

Como es el tipo de biomasa ya que los recursos biomásicos se presentan en diferentes estados físicos que determinan la factibilidad técnica y económica de los procesos de conversión energética que puedan aplicarse a cada tipo en particular. Por ejemplo los desechos forestales indican el uso de los procesos de combustión directa o procesos termo-químicos; y, los residuos animales indican el uso de procesos anaeróbicos (bioquímicos), etc.

La electricidad generada a partir de los recursos biómasicos puede ser comercializada como “energía verde”, pues no contribuye al efecto invernadero por estar libre de emisiones de dióxido de carbono (CO_2). Este tipo de energía puede ofrecer nuevas opciones al mercado, ya que su estructura de costos permitirá a los usuarios soportar mayores niveles de inversión en tecnologías eficientes, lo cual incrementará la industria bioenergética.

La biomasa es una fuente de energía importante para muchas industrias rurales en América Central; por ejemplo, para la fabricación de ladrillos y cal, y para el procesamiento de productos agrícolas, en comparación con el sector doméstico, su uso

en el sector industrial es menor, pero todavía considerable. Seguidamente se mencionan las aplicaciones industriales más importantes:

- Generación de calor: particularmente en zonas rurales, varias industrias utilizan fuentes de biomasa para generar el calor requerido para procesos como el secado de productos agrícolas (café) y la producción de cal y ladrillos. En algunas industrias, los procesos energéticos muchas veces son ineficientes debido a la baja calidad de los equipos y a procedimientos inadecuados de operación y mantenimiento.
- Co-generación: esta aplicación se refiere a la generación simultánea de calor y electricidad, lo cual resulta considerablemente más eficiente que los dos sistemas separados. Se utiliza con frecuencia en industrias que requieren de las dos formas de energía. A veces se utilizan el calor y la electricidad en el proceso de la planta industrial y se vende el excedente a otros usuarios o a la red eléctrica.

1.3.2. ENERGIA FOTOVOLTAICA



Figura 1.14: Panel solar

La energía solar fotovoltaica se basa en la captación de energía solar y su transformación en energía eléctrica (Figura 1.14). El componente principal de todos los sistemas de energía fotovoltaica es la celular solar de silicio, ya que al recibir la radiación solar se excitan y provocan saltos electrónicos generando una pequeña diferencia de potencial en sus extremos. El acoplamiento en serie de varios de estos fotodiodos permite la obtención de voltajes

mayores en configuraciones muy sencillas y aptas para alimentar pequeños dispositivos electrónicos.

Esto se basa en el descubrimiento de Alexandre Edmon Becquerel que notó que algunos materiales liberan electrones al ser golpeados con los rayos de los fotones de la luz, produciendo una corriente eléctrica. La primera célula o celda solar fue construida por Charles Fritts en la década de 1980-1990.

La energía fotovoltaica es de gran utilidad en el campo de la edificación para aquellos casos en los que por el aislamiento, no es posible o no es rentable hacer llegar la red eléctrica, como ocurre en determinadas zonas rurales. Igualmente, se emplean para activar señales luminosas y en determinados puntos como complemento a la iluminación de espacios públicos.

Existen dos tipos principales de instalaciones solares: las de torre, en que centenares de heliostatos (espejos orientables hacia el sol el cual es movido por un servomotor) reflejan la luz solar en lo alto de una torre (receptor a mil grados), y las de colectoras, donde el fluido receptor se calienta hasta unos 400 grados centígrados, al circular por un conducto paralelo a cada colector (heliostato cilindroparabolico) y situado en su eje



Figura1.15: Colectores solares parabólicos concentran la radiación solar aumentando temperatura en el receptor

focal. El receptor genera vapor de agua en el circuito de turbina mediante un intercambiador de calor.

En la actualidad se estudian varios sistemas para captar la energía solar, el más utilizado es el fototérmico y el fotovoltaico.

Mediante el sistema fototérmico se trata de captar la energía de la radiación solar, calentando un fluido generalmente líquido, de forma que en otro lugar se pueda aprovechar la energía interna. Cuando el fluido capta energía está en un recipiente que tiene algunas características especiales. El líquido circula por unos tubos oscuros situados sobre una superficie del mismo color, todo el

conjunto está tapado con un vidrio de forma que se produzca el efecto invernadero (se permite el paso de la radiación pero se impide la salida del calor).

Las células fotovoltaicas constan de dos electrodos separados por una delgada capa de semiconductor. Las pilas solares por ejemplo, están fabricadas mediante pequeñas capas de silicio cubiertas por una fina capa de impurezas. Un número considerable de estas plaquitas, convenientemente acopladas, producen corriente eléctrica continua de bajo voltaje, suficiente para ser utilizada para usos domésticos, dado que se pueden alcanzar rendimientos superiores a los 110 Watts por metro cuadrado de captador fotovoltaico. El almacenaje de la electricidad captada para su utilización durante la noche se lleva a cabo por medio de baterías convencionales de gran capacidad.

Igualmente existen fundamentalmente dos tipos de aplicaciones de la energía solar fotovoltaica: instalaciones de la red eléctrica y centrales de generación conectadas a la red.

Los sistemas aislados de energía solar fotovoltaica, gracias a esta tecnología podemos disponer de electricidad en lugares alejados de la red de distribución eléctrica. De esta manera, podemos suministrar electricidad a casas de campo, refugios de montaña, bombes de agua, instalaciones ganaderas, sistemas de iluminación o balizamiento, sistemas de comunicaciones etc. Los sistemas aislados se componen principalmente de captación de energía solar mediante paneles solares fotovoltaicos y almacenamiento de la energía eléctrica generada por los paneles de baterías.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a red, consiste en generar electricidad mediante paneles solares fotovoltaicos e inyectarla directamente a la red de distribución eléctrica. Este tipo de centrales fotovoltaicas pueden ir desde pequeñas instalaciones de 1 a 5 kW en terraza o tejado de las casas, a instalaciones de hasta 100 kW sobre cubiertas de naves industriales o en suelo, e incluso plantas de varios Megavatios.

La energía fotovoltaica de concentración es aquella en la que la radiación solar se concentra en una célula fotovoltaica altamente eficiente. Para conseguir esa concentración, variadas tecnologías consiguen que el nivel de radiación solar se

multiplique por mil para que esa célula pueda producir más energía. Prismas, espejos y lentes son los elementos más usados para conseguir ese propósito

La mayor central de energía solar fotovoltaica del mundo se encontraba en la ciudad de Espenhain, cerca de Leipzig esto en Alemania. Con 33,500 paneles solares modulares monocristalinos y una capacidad de producción de 4 Megavatios, con eso es suficiente para abastecer a 1,800 hogares.



Figura 1.16: Impresionante paisaje el cual promete una esperanza para el futuro

La ventaja que poseen los sistemas fotovoltaicos se relacionan con la capacidad de almacenamiento que tienen, ya que al utilizar a los rayos del Sol como fuente de energía, los paneles son capaces de acumularlos y luego repartirlos en horas en donde no haya Sol.

2.1 GENERADOR ELÉCTRICO.

Los generadores eléctricos son máquinas destinadas a transformar la energía mecánica en eléctrica. A una máquina que convierte la energía mecánica en eléctrica se le denomina generador, alternador, y una máquina que convierte la energía eléctrica en mecánica se le denomina motor. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura (denominada también estator). Si mecánicamente se produce un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se genera una fuerza electromotriz (FEM).

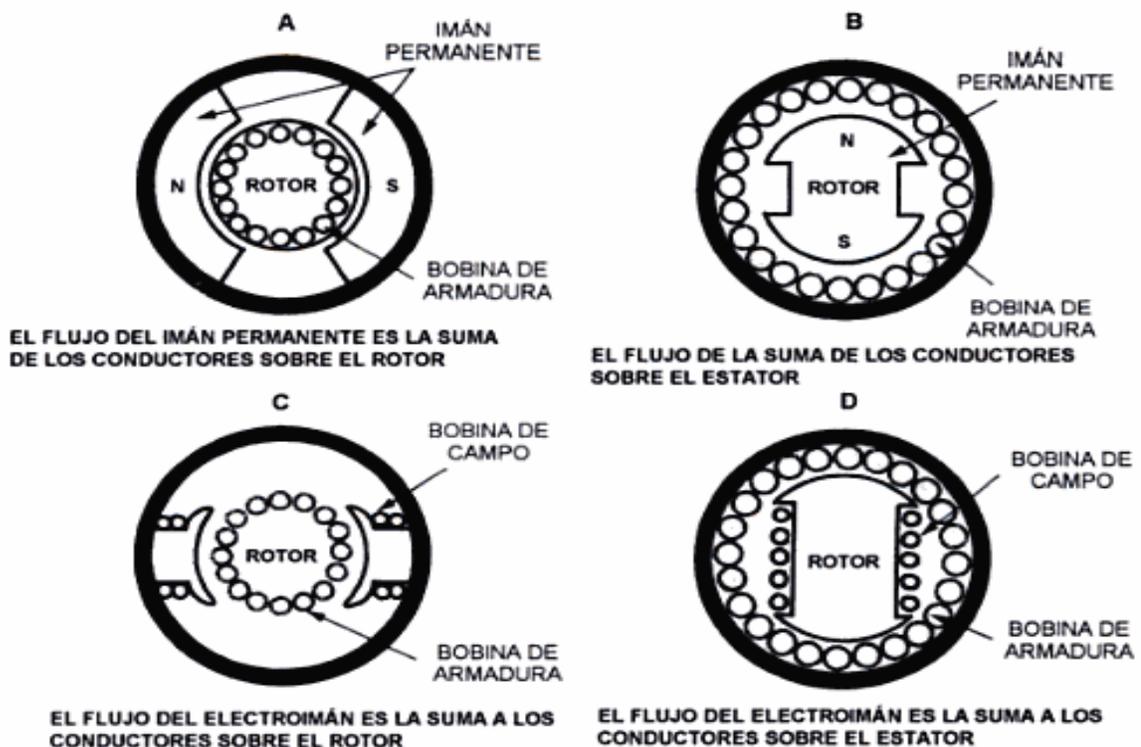


Figura 2.1: La electricidad se genera combinando la suma de movimientos de los flujos

En la figura 2.1 se muestran cuatro tipos de generadores. Para generar electricidad se debe empezar con un campo magnético principal, entonces este campo se debe cortar por un conductor, el campo principal se puede producir por un imán permanente que puede ser parte del estator, o bien parte del rotor (ver figura 2.1 "A, B"). El campo principal puede ser un campo electromagnético en lugar de un imán permanente, la bobina que lo produce se llama devanado de campo.

El campo se puede devanar sobre el estator, o sobre el rotor. (Ver figura 2 “C, D”), los conductores en los que se induce la electricidad, forman el devanado de armadura. En los generadores de corriente directa, el devanado de la armadura esta sobre el rotor o parte giratoria; sin embargo, en los generadores de corriente alterna para ciertas aplicaciones. El devanado de armadura está en la parte estacionaria estator.

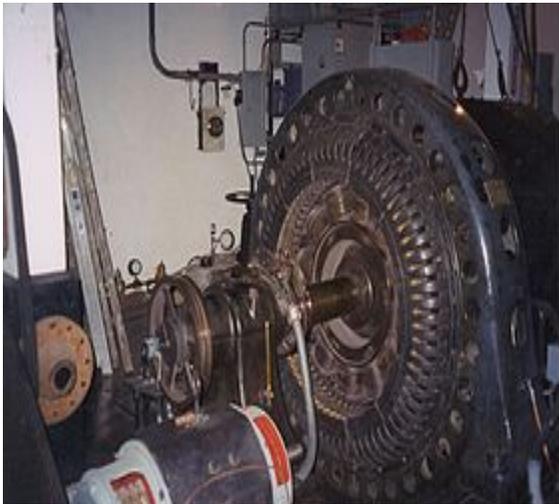


Figura 2.2: Eléctrico de una central eléctrica.
Fuente, Wikipedia.

Los generadores de corriente alterna son ventajosos para la transmisión de potencia eléctrica, por lo que la mayoría de los generadores eléctricos son de este tipo. En su forma más simple, un generador de corriente alterna se diferencia de una de corriente continua en solo los dos aspectos. Los extremos de la bobina de su armadura están sacados a los anillos colectores sólidos sin segmentos del árbol del generador en lugar de los conmutadores, y las bobinas de campo

se excitan mediante una fuente externa de corriente continua más que con el generador en sí.

La frecuencia de la corriente que suministra un generador de corriente alterna es igual a la mitad del producto del número de polos y el número de revoluciones por segundo de la armadura. La corriente que se genera mediante los generadores, aumenta hasta un pico positivo, cae hasta cero y desciende hasta un pico negativo y sube otra vez a cero varias veces por segundo, dependiendo de la frecuencia a la que este diseñado el generador. A este tipo de corriente se le conoce como corriente alterna monofásica, si la armadura la componen 2 bobinas, montadas a 90 grados una de otra, y con conexiones externas separadas, se producirán dos ondas de corriente, de las cuales una estará a su máximo y otra estará en cero, a este tipo de corriente se le denomina corriente alterna bifásica (ver figura 2.3). Si se agrupan tres bobinas de armadura en ángulos de 120 grados, se producirá corriente en forma de onda triple, conocida como

corriente trifásica, se puede incrementar un número de fases incrementando el número de bobinas en la armadura pero en la práctica de la ingeniería eléctrica moderna se une con el alternador trifásico, que es la máquina dinamoeléctrica que se emplea normalmente para generar potencia eléctrica.

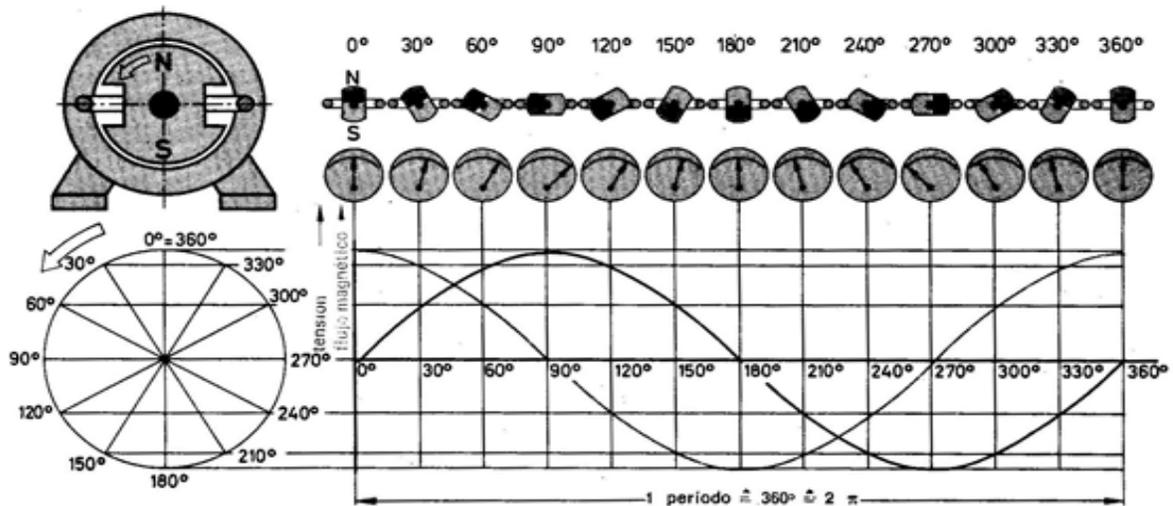


Figura 2.3: generador bipolar de corriente alterna

Los generadores de corriente continua funcionan normalmente a voltajes bastante bajos para evitar las chispas que se producen entre las escobillas y el conmutador a voltajes

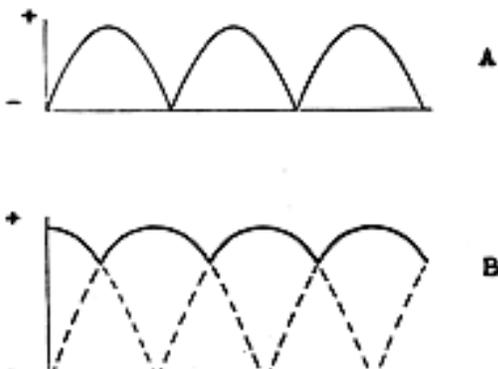


Figura 2.4: A. Forma de onda de un generador de corriente continua de una sola espira. B, forma de onda con más de una espira

altos. El potencial más alto desarrollado para este tipo de generadores suele ser de 1,500 V.

Los generadores de corriente continua son similares a los generadores de corriente alterna.

Los generadores modernos de corriente continua utilizan armaduras de tambor, que suelen estar formadas por un gran número de bobinas agrupadas en hendiduras longitudinales

dentro del núcleo de la armadura y conectadas a los segmentos adecuados de un conmutador múltiple. Si una armadura tiene un solo circuito de cable, la corriente que se produce aumentará y disminuirá dependiendo de la parte del campo magnético a

través del cual se esté moviendo el circuito. Un conmutador de varios segmentos usado con una armadura de tambor conecta siempre el circuito externo a uno de cable que se mueva a través de un área de bobinas de la armadura es prácticamente constante.

Los campos de los generadores modernos se equipan con cuatro o más polos electromagnéticos que aumentan el tamaño y la resistencia del campo magnético.

Los generadores de corriente continua se clasifican según el método que usan para proporcionar corriente de campo que excite los imanes del mismo; un generador de excitado en serie tiene su campo en serie respecto a la armadura; un generador excitado en derivación, tiene su campo conectado en paralelo a la armadura.

Un generador de excitado combinado tiene parte de sus campos conectados en serie y en paralelo. Los dos últimos tipos de generadores tienen la ventaja de suministrar un voltaje relativamente constante, bajo cargas eléctricas variables. El de excitado en serie se usa sobre todo para suministrar una corriente constante a voltaje variable.

Después de que las centrales eléctricas mediante el uso de los generadores eléctricos produzcan corriente eléctrica, el siguiente paso es transformarla por medio de las subestaciones y así ser enviada por líneas de transmisión aun voltaje en media, baja o alta tensión, dependiendo de los centros de consumo ya sea naves industriales, hospitales, residenciales, transporte eléctrico, etc.

Para que esto se pueda realizar existe una serie de análisis de ingeniería los cuales se rigen por medio de normas, especificaciones de diseño y construcción según sea el caso. Lo cual determina y define el tipo de emplazamiento de la subestación, transformadores, tipo de torres para las líneas de transmisión, cables a utilizar, etc., con el fin de que se pueda ofrecer seguridad, confiabilidad, calidad y sobre todo no afecte al medio ambiente.

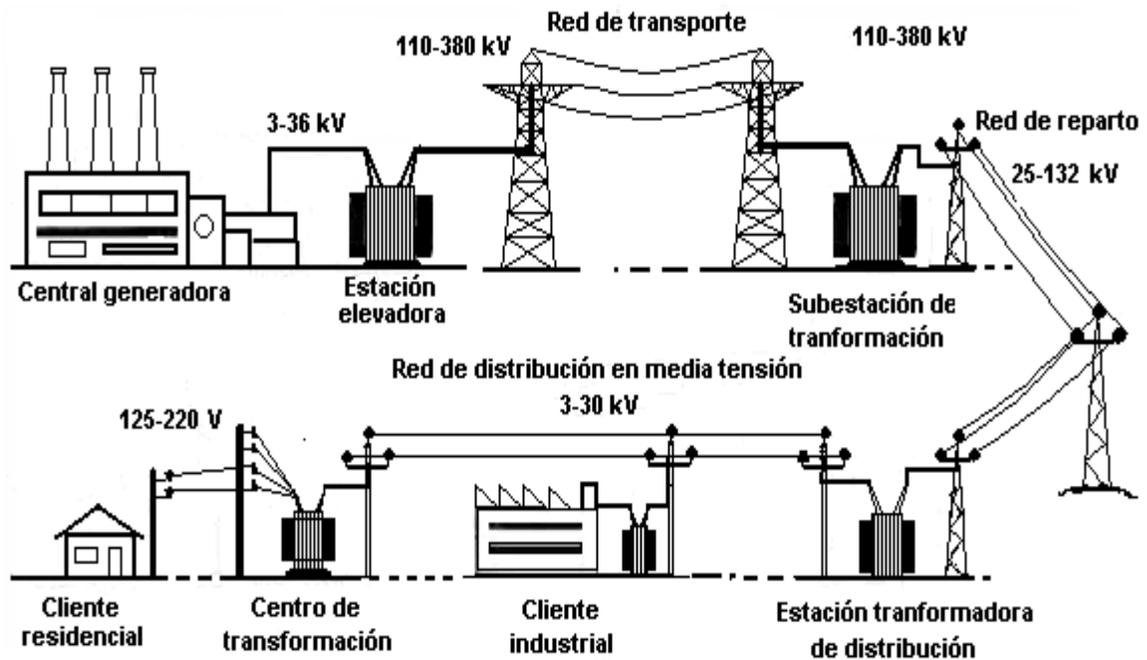


Figura 2.5: Sistema de generación, transporte y distribución de la energía.

2.2 SUBESTACIONES



Figura 2.6: Subestación eléctrica.

Las subestaciones eléctricas, son componentes de los Sistemas Eléctricos de Potencia (S.E.P), en donde se modifican los parámetros de la potencia (V y I), sirven de punto de interconexión para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica.

La nomenclatura y simbología de los arreglos unifilares y trifilares de una subestación eléctrica, están basados en la normas internacionales CEI (Comisión Electrotécnica Internacional), la norma americana ANSI, así como las normas mexicanas CCONNIE (Comité Consultivo Nacional de

Normalización de la Industria Eléctrica) y la NOM (Norma Oficial Mexicana) como por ejemplo:

La NORMA Oficial Mexicana NOM-113-ECOL-1998, establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas de potencia o de distribución que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas, rurales, agropecuarias, industriales de equipamiento urbano o de servicios turísticos.

La presente norma define una subestación eléctrica de la siguiente manera: Conjunto de diversos equipos, sistemas y edificaciones que tienen como función la transformación de la energía eléctrica para elevar o reducir la tensión, de acuerdo con las necesidades de transmisión y distribución a los centros de consumo, y está constituida por los siguientes equipos:

- Transformadores
- Cuchillas desconectadora
- Transformadores de instrumento
- Apartarrayos

La norma NOM-113-ECOL-1998 las clasifica de la siguiente manera:

- **Subestación eléctrica convencional:** subestación cuyo aislamiento de las partes energizadas se logra con aire o con un material sólido como la porcelana, el vidrio o una resina sintética.
- **Subestación eléctrica de distribución:** Subestación eléctrica cuya tensión primaria es de 138 KV o menor.
- **Subestación eléctrica de potencia:** Subestación cuya tensión primaria es de 161 KV o mayor.
- **Subestación eléctrica encapsulada:** Subestación que tiene sus partes energizadas confinadas en envolventes herméticas y aisladas internamente con

SF6 (Hexafloruro de Azufre), de manera que requiere de un área menor a la convencional

La simbología y nomenclatura ayudan a la pronta interpretación de los diagramas eléctricos de las subestaciones eléctricas, en los cuales se representa en forma simbólicamente el equipo mayor en un solo hilo (diagrama unifilar) o en tres hilos (diagrama trifilar) que forma parte de la instalación, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos

Existen 4 puntos importantes que se deben considerar al diseñar una subestación eléctrica.

- Las tensiones a las que trabajará las subestaciones eléctricas.
- Nivel de aislamiento admisible en los aparatos por instalar.
- Corriente máxima que se prevé en servicio continuo (máxima potencia en condiciones normales de operación).
- Corriente máxima de falla (corriente de corto circuito).

Además las subestaciones eléctricas pueden clasificarse de acuerdo a:

a) FUNCIÓN QUE DESEMPEÑAN

- Subestaciones eléctricas en plantas generadoras.
 - Subestaciones receptoras primarias (reductoras). Son alimentadas directamente de las líneas de transmisión ya que reducen la tensión a valores menores para la alimentación de sistemas de subtransmisión o redes de distribución, dependiendo de la tensión de transmisión se puede tener en el secundario tensiones del orden de 230 KV, 115 KV, o 69 KV y eventualmente de 34.5 KV, 13.2 KV, 6.9 KV, o 4.16 KV.
 - Receptoras secundarias. Se alimentan por las redes de subtransmisión y suministran la energía eléctrica a las redes de distribución a tensiones comprendidas entre 34.5 KV y 6.9 KV.

- Subestaciones elevadoras. Se usan normalmente en las centrales eléctricas cuando se trata de elevar los voltajes de generación a valores de voltaje de transmisión.
- Subestaciones reductoras. En estas subestaciones los niveles de voltaje los niveles de voltaje se reducen a niveles de voltaje de subtransmisión o de distribución, y así constituyen el mayor número de subestaciones en el sector eléctrico.
- Subestaciones de enlace. En los sistemas eléctricos se requiere tener mayor flexibilidad de operación, para incrementar la continuidad del servicio, y consecuentemente la confiabilidad y este tipo de subestaciones brinda estos aspectos
- Subestaciones en anillo. Se usan con frecuencia en los sistemas de distribución para interconectar subestaciones que están interconectados a su vez con otras subestaciones.
- Subestaciones radiales. Cuando una subestación tiene un solo punto de alimentación y no se interconecta con otras se denomina subestación radial.
- Subestaciones de switcheo. En estas subestaciones no se tiene transformadores de potencia, ya que no se requiere modificar los niveles de voltaje de las fuentes de alimentación, y solo se realizan operaciones de conexión y desconexión (maniobra y switcheo).

b) POR SU FORMA DE CONSTRUCCION

- Intemperie. Son las subestaciones eléctricas diseñadas para operar expuestas a las condiciones atmosféricas, y ocupan grandes extensiones de terreno, estas subestaciones manejan alta tensión y extra alta tensión.
- Interior. Son las subestaciones eléctricas construidas en el interior de edificios, las cuales no son aptar para operar en condiciones atmosféricas y actualmente son utilizadas en la industria, incluyendo variante del tipo blindado.

- Encapsuladas. En este tipo de subestaciones el equipo eléctrico se encuentra totalmente protegido del medio ambiente, el espacio que ocupan es la tercera parte de una subestación convencional, todas las partes vivas y equipos que soportan la tensión, están contenidos dentro de envolventes metálicos que forman módulos fácilmente conectados entre si.

c) POR EL ARREGLO DE LOS BUSES.

- Arreglo de barra sencilla: Constan de una barra para cada tensión por lo que no ofrecen mayor grado de flexibilidad, ya que una falla en las barras produce la salida del sistema, por lo que se procura que tengan la capacidad de poder ser seccionados a través de cuchillas. El mantenimiento de ellas se dificulta al no poder transferir el equipo. Su utilización es principalmente en subestaciones de pequeña capacidad.

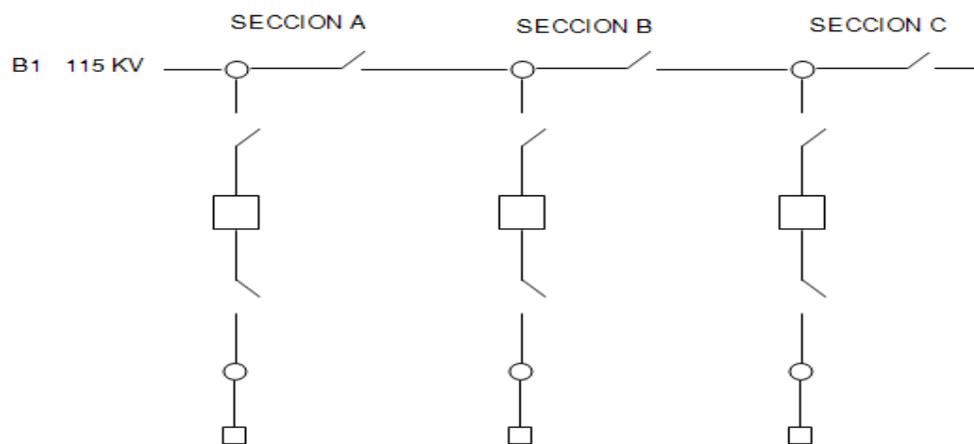


Figura 2.7: Arreglo de barra sencilla, Referencia; Elementos de diseño de subestaciones eléctricas, Autor; Enriquez Harper.

- Arreglo de barra radial. La configuración radial ofrece la menor flexibilidad operativa; comúnmente se usa en subestaciones de distribución o de transmisión.

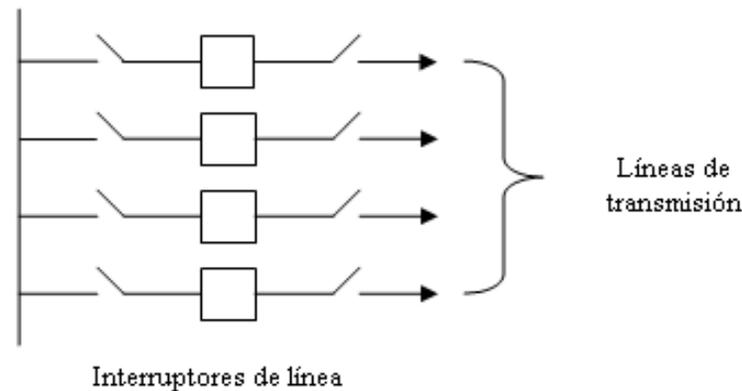


Figura 2.8: Esquema de barra radial, Referencia; Elementos de diseño de subestaciones eléctricas, Autor; Enríquez Harper.

- Arreglo de barra en anillo. El nombre de la barra en anillo viene del hecho de que los interruptores y el bus de trabajo forman un anillo eléctricamente.

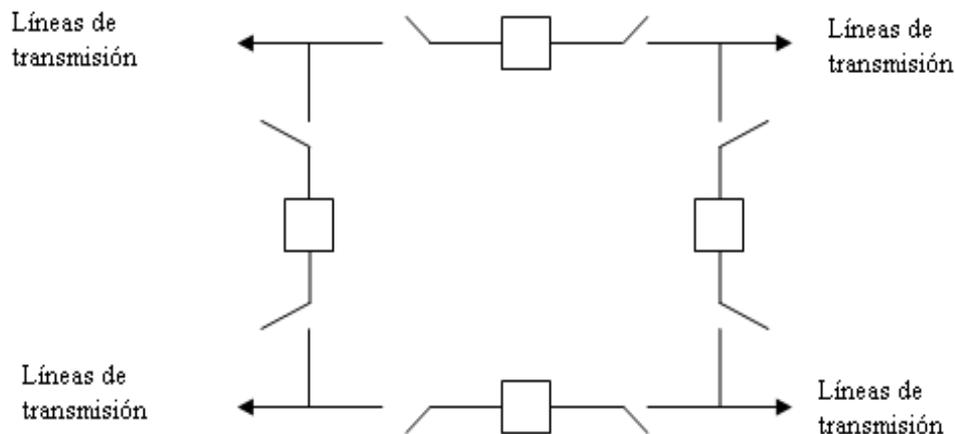


Figura2.9: Barra en anillo, Referencia; Elementos de diseño de subestaciones eléctricas, Autor; Enríquez Harper.

En esta figura se puede observar que el numero de interruptores es igual al número de líneas de transmisión que terminan en la subestación por lo tanto ofrece menor confiabilidad y flexibilidad de operación.

- Arreglo de barra de transferencia. En este tipo de arreglo cada línea de transmisión está conectada a la barra principal por medio de una cuchilla desconectadora. La barra o bus de transferencia está conectada a la barra o

bus principal por medio de un interruptor de transferencia por lo tanto el bus de transferencia sirve como una alternativa de suministro para cualquiera de las líneas de transmisión. En condiciones normales de operación el bus de transferencia y el bus principal están energizados.

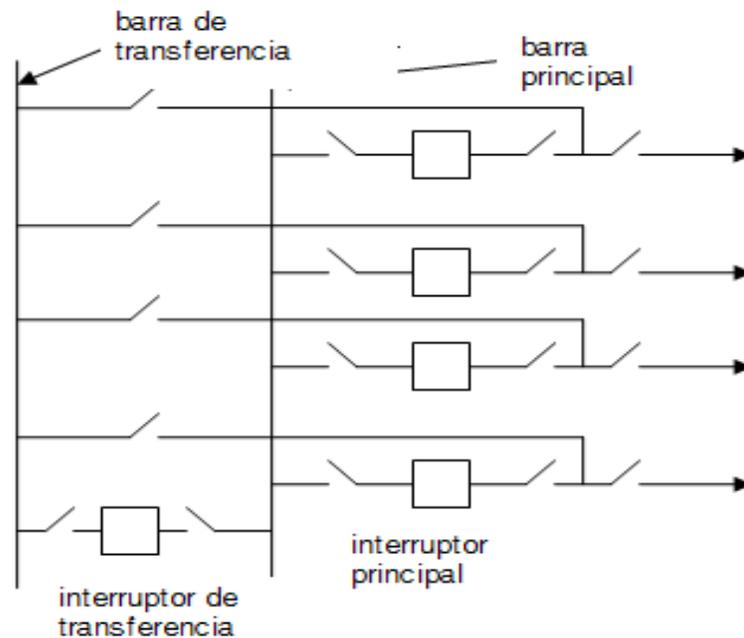


Figura 2.10: esquema de barra de transferencia, Referencia; Elementos de diseño de subestaciones eléctricas, Autor; Enriquez Harper.

- Arreglo interruptor y medio. Se usa normalmente en subestaciones eléctricas de la red de transmisión en voltajes de 220 KV, 230 KV o superiores. En este esquema de arreglo de barras para subestaciones existen 2 barras o buses principales con 3 interruptores que conectan a las 3 barras.

Las líneas de transmisión terminan en un punto eléctricamente entre cualquiera de los 2 interruptores. El nombre de interruptor y medio viene probablemente del hecho que existen 3 interruptores por cada 2 líneas de transmisión o bien $1\frac{1}{2}$ interruptor por línea, el interruptor a medio es compartido por 2 líneas de transmisión.

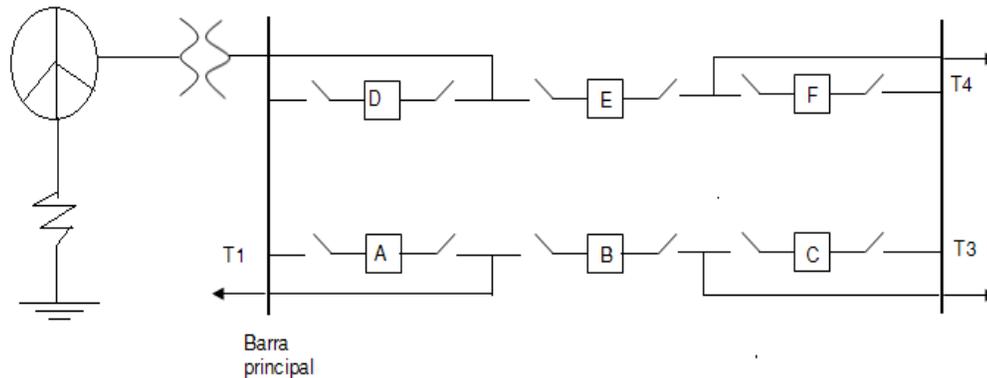


Figura 2.11: esquema de interruptor a medio. Referencia; Elementos de diseño de subestaciones eléctricas, Autor; Enriquez Harper.

d) POR TENSIONES QUE PUEDEN MANEJAR EN FUNCIÓN DE.

- Si la subestación eléctrica es alimentada en forma radial, la tensión se fija en función de la potencia de la misma.
- Si la alimentación proviene de un anillo, la tensión de la subestación eléctrica queda obligada por el anillo.
- Si la alimentación es tomada de una línea de transmisión cercana, la tensión de la subestación eléctrica queda obligada por la que maneje la línea de transmisión.

Las tensiones normalizadas en México son:

- 440, 220, y 127 V Baja tensión (B.T.).
- 400, 230, 85 y 23 KV Alta tensión (A.T.).
- Arriba de 400 Extra alta tensión (E.A.T.).

e) PARA SOPORTAR KV EN EL PASO DE DOS CORRIENTES

- CORRIENTE NOMINAL (Máxima) “IN”; Está corriente fija los esfuerzos térmicos que debe soportar la instalación eléctrica en condiciones de operación desfavorables, sirve para determinar la sección de las barras colectoras y las

características de conducción de corriente de los interruptores de potencia, cuchillas, etc.,

- CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO (Máxima) “ICC”; Determina los esfuerzos electrodinámicos máximos que pueden soportar las barras colectoras y los tramos de conexión, esta corriente de corto circuito es un parámetro importante en el diseño de la red de tierras de la subestación eléctrica.

La ICC al circular por los devanados de cualquier transformador produce un incremento brusco de temperatura que degrada los aislamientos y disminuye la vida útil de estos, de tal manera que una sobre tensión posterior aunque sea pequeña puede originar una falla seria en los devanados inclusive su destrucción.

2.1.1 COMPONENTES DE UNA SUBESTACION

Los principales componentes de una subestación eléctrica son:

- Transformadores de potencia.
- Interruptores de potencia.
- Cuchillas desconectadoras.
- Cuchillas de puesta tierra.
- Apartarrayos.
- Barras colectoras.
- Estructuras de soporte.
- Transformadores para instrumentos (T.C. y T.P.).

En conclusión las subestaciones eléctricas en plantas generadoras o centrales eléctricas adyacentes a las centrales eléctricas, modifican los parámetros de la potencia suministrada por los generadores eléctricos para permitir la transmisión de la energía eléctrica. Para definir el diseño de la subestación se debe considerar el arreglo de barras, y el grado de flexibilidad y confiabilidad requerido en la operación. Existen variaciones para los arreglos de barras, su selección depende de factores como

flexibilidad y confiabilidad de operación, tensión del sistema, posición de la subestación eléctrica en la red, continuidad en el suministro y costo de la instalación.

Aunque también para el diseño de una subestación se debe consultar la especificación de CFE-00-200-02 “ESPECIFICACION DE DISEÑO DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION” (en lo aplicable).

2.1.2. TRANSFORMADORES

El transformador es la parte más importante de una subestación eléctrica, estas unidades se encuentran formando subestaciones eléctricas, según el empleo que se les da reciben el nombre de transformadores de potencia o de distribución, los cuales pueden ser elevadores, reductores o de enlace; además existen transformadores especiales y transformadores de instrumento que son empleados como auxiliares para conectar aparatos, para la medición, la protección y el control de los circuitos de potencia.

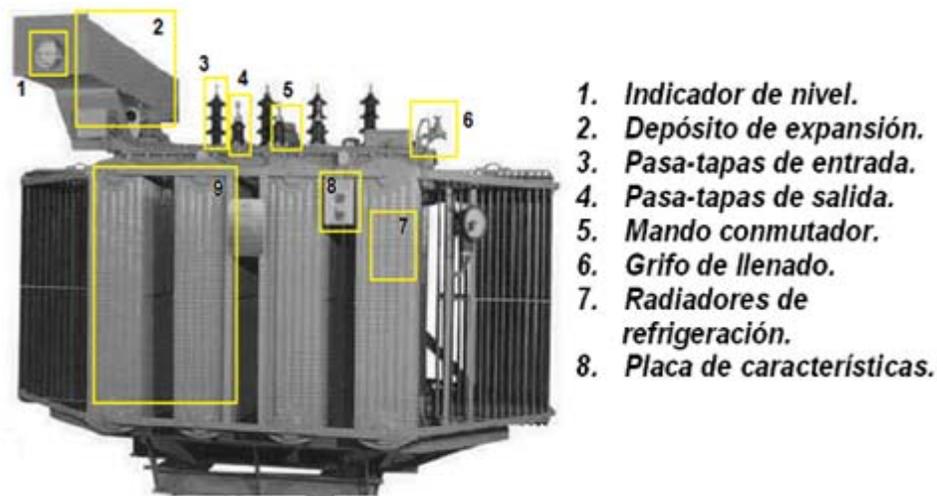


Figura 2.12: Partes que componen el transformador sumergido en aceite con depósito de expansión

En general los transformadores son la parte fundamental en los sistemas eléctricos de potencia y se pueden clasificar de distintas maneras según su operación, construcción y utilización.

OPERACIÓN: Se refiere a la energía o potencia que manejan dentro del sistema eléctrico se dividen en:

- Transformadores de distribución: son los que tienen una capacidad de 5 hasta 500 KV, ya sean monofásicos o trifásicos.
- Transformadores de potencia: son los que tienen capacidad de 500 KVA en adelante.

POR NÚMERO DE FASES: De acuerdo a las características del sistema que se conectará, y se dividen en:

- Monofásico: De acuerdo a las características del sistema eléctrico en el que se conectará y pueden ser transformadores de potencia o de distribución que son conectados a una línea o fase y un neutro o tierra; Cuentan con un solo devanado de alta tensión y de baja tensión.
- Trifásico: Son transformadores de potencia o de distribución conectados a 3 líneas o fases y pueden estar conectados un neutro común o tierra, cuentan con 3 devanados de alta tensión y 3 de baja tensión.

POR SU UTILIZACION: De acuerdo a la posición que ocupan dentro del sistema:

- Transformador para generador: son transformadores que son conectados a la salida del generador ya que proporcionan energía a las líneas de transmisión.
- Transformadores de subestación: son transformadores de potencia que se conecten al final de las líneas de transmisión para reducir la tensión a nivel de subtransmisión.
- Transformadores de distribución. Reducen la tensión de subtransmisión a tensiones aplicables en las diferentes ramas de consumo.
- Transformadores especiales: Son transformadores de potencia diseñados para aplicaciones no incluidas en las anteriores y que pueden ser reguladores de tensión, transformadores para rectificador, transformadores para horno de arco eléctrico, transformadores elevadores, autotransformadores para mina, transformadores para prueba, transformadores para corriente directa, etc.

- Transformadores de instrumentos: Son transformadores de potencia y transformadores de corriente que son usados en la medición, en la protección y para el control eléctrico.

POR LA CONSTRUCCIÓN Ò FORMA DEL NÚCLEO: De acuerdo con la posición que existen entre la colocación de las bobinas y el núcleo, se conocen como:

- Núcleo acorazado. También llamado tipo “Shell” es aquel en el cual en el núcleo se encuentra cubriendo los devanados de baja y alta tensión.
- Núcleo no acorazado. También conocido como tipo columna o tipo “Cone” y es aquel en el cual las bobinas absorben una parte considerable del circuito magnético

EN FUNCION DE LAS CONDICIONES DE SERVICIO.

- Para uso interior. Son transformadores diseñados para ser instalados en lugares donde las condiciones de temperatura son estables y están instalados en un cuarto o una subestación de tipo interior.
- Para uso intemperie. Son transformadores para ser instalados en condiciones de temperatura, ambiente del aire, humedad etc.

EN FUNCION DE LOS LUGARES DE INSTALACION

- Tipo poste. Son utilizados en las redes de distribución de energía eléctrica en áreas urbanas y rurales. Su objetivo principal es hacer que el usuario final pueda utilizar la energía eléctrica de bajo consumo
- Tipo subestación. Este tipo de transformador es aplicable en sistemas de distribución tanto en subestaciones interiores como exteriores. Se pueden fabricar transformadores para aplicaciones especiales para diferentes industrias como el sistema de transporte subterráneo (Metro) y otras.
- Tipo pedestal. Este tipo de transformado es diseñado para operar a la intemperie, se instala en sistemas de distribución subterráneos, generalmente

utilizados en fraccionamientos, residenciales, desarrollos turísticos centros comerciales, hoteles y en aquellos lugares donde la continuidad del servicio la seguridad y la estética son un factor determinado.

- Tipo bóveda o sumergible.

DE ACUERDO AL TIPO DE ENFRIAMIENTO: Existen el tipo sumergible en aceite o el tipo seco. De los cuales entre los tipos sumergibles en aceite tenemos:

- TIPO OA.
- TIPO OA/FA.
- TIPO OA/FA/HOA.
- TIPO FOA.
- TIPO OW.
- TIPO FOW.

Entre los tipos secos tenemos:

- TIPO AA.
- TIPO OFA.
- TIPO AA/FA.

NORMAS Y ESPECIFICACIONES APLICABLES:

- NOM 001-2005-SEDE.
- NOM-J-116 Transformadores de distribución tipo poste y tipo subestación.
- NOM-J-284 Transformadores de potencia.
- NOM-J-169 Productos eléctricos, transformadores y auto transformadores de distribución y de potencia, métodos de prueba.
- NOM-J-271 Técnicas de prueba en alta tensión.
- NOM-J-123 Aceite aislante no inhibido para transformadores.

C.F.E-K 0000 (ESPECIFICACIONES COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD)

- K-0000-01 Transformadores tipo poste.
- K-0000-02 Inspección por muestreo de transformadores de distribución.
- K-0000-03 Criterios de evaluación de pérdidas para concursos y para penalizaciones.
- K-0000-09 Transformadores de potencia de 10MVA y menores.
- K-0000-06 Transformadores de potencia de 10 MVA y mayores.
- K-0000-10 Reparación de transformadores de potencia.

Un transformador es probado para verificar hasta donde puede soportar las cargas eléctricas para el cual fue diseñado, y que al mismo tiempo resista todas las condiciones peligrosas que puedan surgir en el sistema eléctrico en el que será instalado.

A los transformadores se les practica una serie de pruebas que se inician desde el inicio de su fabricación; es decir, desde la materia prima, hasta las de mantenimiento.

Estas pruebas son de orden cronológico y son las siguientes:

1. Pruebas a la materia prima. Materiales electrotécnicos como son los aisladores sólidos (cartón, papel, madera, cintas etc.), líquidos (aceite mineral, aceite de silicones, etc.), ferromagnéticos (acero eléctrico) y los aislantes externos (boquillas de alta tensión y de baja tensión).
2. Pruebas de fábrica. Estas pruebas dividen en 3 partes:
 - Pruebas que nos determinan la calidad de fabricación; estas pruebas son para verificar la calidad de los materiales con que el transformador fue fabricado así como también para evaluar el estado en el que se encuentra para soportar las condiciones normales de operación y, las anormales

producidas por condiciones de falla o sobretensiones de tipo atmosférico. Por lo que se recomienda realizar:

- Resistencia de aislamiento.
 - Factor de disipación de aislamiento.
 - Rigidez dieléctrica del aceite.
 - Relación de transformación y polaridad.
 - Resistencia óhmica de los devanados.
 - Potencial aplicado.
 - Potencial inducido.
 - Impulso por descarga atmosférica.
 - Prueba de temperatura.
 - Prueba de corto circuito o tensión nominal.
- Pruebas que nos determinan la calidad del servicio, este conjunto de pruebas nos da a conocer la eficiencia de trabajo del transformador así como la regulación de tensión, además determina si esta dentro del rango de impedancias y de corrientes de excitación establecidas en garantía. Por ello se realiza lo siguiente:
 - Pruebas de los devanados y porcentaje de impedancias.
 - Pruebas en el núcleo y porcentaje de corriente de excitación.
 - Pruebas para determinar la calidad de operación del transformador; estas pruebas nos determinan la vida útil del transformador ya que dependiendo con la rapidez que envejezca el aislamiento, en esa misma proporción será el acortamiento de la vida útil del transformador, Por lo que hay que verificar:
 - Temperatura
 - Hermeticidad
 - Descargas parciales.

3. Pruebas de embarque (solo en transformadores de potencia), son las siguientes:

- Fugas de aceite.
- Punto de rocío.
- Detección de impactos.
- Corriente de excitación 2,500 V.

4. Pruebas de campo (solo en transformadores de potencia), son las siguientes:

- Puesta en servicio.
 - Punto de rocío.
 - Resistencia de aislamiento.
 - Factor de disipación.
 - Resistencia de los devanados.
 - Rigidez dieléctrica del aceite.
 - Relación de transformación.
 - Corriente de excitación a 2,500 V.
- Mantenimiento preventivo. Son las siguientes:
 - Punto de rocío.
 - Resistencia de aislamiento.
 - Factor de disipación.
 - Rigidez dieléctrica del aceite.

Todas la pruebas eléctricas antes mencionadas se aplican al 100 % en los transformadores a excepción de las de impulso y temperatura, ya que estas se realizan en prototipos, las de factor de disipación de calor se aplican por norma a todos los transformadores de potencia que sean mayores de 500 KVA, y las descargas parciales a todas las que tienen una clase de aislamiento igual o mayor a 115 KVA..

Al realizarse un pedido de transformadores se le debe indicar al fabricante los datos expresados a continuación:

- Tipo y modo de efectuar el enfriamiento.
- Frecuencia en periodos por segundo.

- Numero de fases.
- Potencia nominal en KVA (con indicación de la naturaleza del servicio).
- Tensión primaria de los bornes.
- Tensión secundaria de los bornes en vacío y en carga con expresión del factor de potencia del circuito alimentado.

Para los transformadores trifásicos se indica también la clase de acoplamiento de los arrollamientos primario y secundario, así como también se debe indicar cuando el transformador debe llevar el borne del neutro accesible, ya que será necesario realizar la oportuna indicación, si los transformadores deben funcionar en paralelo con los preexistentes y con el supuesto de la reportación de carga entre los mismos, la capacidad respectiva y el factor de potencia normal, también deberá indicarse la tensión y la corriente normal en el secundario conectado este en corto circuito, en el caso de transformadores provistos de tomas, dicha indicación se referirá al número máximo de espiras. Los transformadores de potencia pequeña y mediana suelen llevar tomas auxiliares que permiten variar la tensión en $\pm 5\%$ de lo normal y, ello pueden hacer frente a las caídas de tensión en líneas primarias, deberá realizarse esta indicación al fabricante. Si se trata de transformadores provistos para regular el voltaje provisto con varias tomas y con cargas (conmutadas a escalera), deberán indicarse al fabricante los límites de tensión máxima o mínima y el número de escalones necesarios.

En los transformadores deberá colocarse una placa con las características siguientes:

- Frecuencia HZ.
- Numero de fases.
- Potencia nominal en KVA.
- Tensión primaria en voltios.
- Tensión secundaria en voltios en potencia normal con la indicación del factor de potencia.
- Corriente secundaria a la potencia normal en Amperios.
- Relación entre el número de espiras.

- Tensión de corto circuito referido a la temperatura de 75° C, y expresado en % de la tensión primaria.

Para los transformadores trifásicos se deberá indicar la clase de acoplamiento de las bobinados por medio de la denominación convencional, si existen tomas auxiliares se expresara la variación de tensión que puede obtenerse en % de la tensión nominal. En los transformadores conectados en serie también se indicara la tensión de la red en la cual se instalara el nuevo transformador.

La C.F.E. (Comisión Federal de Electricidad) utiliza en subestaciones de transmisión, transformadores y autotransformadores trifásicos y monofásicos con tres devanados en conexión estrella-estrella-delta, con la estrellas sólidamente conectadas a tierra por lado fuente y lado carga (alta tensión y baja tensión.) y delta en el terciario utilizado para el control de armónicas y también para alimentar transformadores de distribución para los servicios propios de la subestación eléctrica y/o reactores que auxilien en la regulación de tensión

Tanto para los cálculos como para las medidas de voltaje secundario de los transformadores en sus diferentes cargas se utiliza el término regulación; la cual se define como la diferencia de tensión entre el lado de carga del transformador; entre su valor en vacío y plena carga, expresada en porciento de voltaje de plena carga es:

Es admisible una sobrecarga (sin producir daños al transformador) de un 50% sobre potencia nominal por períodos de una hora por cada 24 hrs., sobre cargas superiores son admisibles por un tiempo menor.

2.2.3 BANCO DE TRANSFORMACIÓN



Figura 2.13: Banco de transformadores

Un banco de transformación puede estar formado por cuatro unidades monofásicas, de las cuales 3 están en servicio y una está en reserva, estos bancos presentan la ventaja de que en caso de fallar un transformador

este se saca de servicio y se pone en operación el de reserva, dando con esto mayor confiabilidad a las subestación eléctrica que tiene bancos de transformación con unidades monofásicas que los que tienen una unidad trifásica.

2.2.4 CUCHILLA DESCONECTADORA



Figura 2.14: Cuchilla desconectadora diseñada para seccionar o aislar servicios.

Dispositivos análogos al interruptor de potencia, con la diferencia que estos dispositivos no deben operar bajo condiciones de carga y en ningún caso responden a condiciones de falla, su función solo es desconectar.

La dimensión y características de las cuchillas dependen del circuito y la subestación eléctrica, donde serán instaladas. En las subestaciones eléctricas modernas su accionamiento se efectúa a distancia a través de motores, las hay también de accionamiento manual en grupo o individual.

2.2.5. DESCONECTADORES

Utilizados para apreciar físicamente la separación en la subestación entre circuitos desconectados y circuitos energizados, y para maniobras de interconexión de circuitos sin carga (arreglo de barras). De acuerdo a su función los desconectores siempre se encuentran a los extremos energizados de los equipos para su posible separación.

Así tenemos por ejemplo siempre desconectores a ambos lados de un interruptor de potencia. Los desconectores no pueden cerrar o abrir circuitos energizados, pero deben una vez cerrados resistir conducir las corrientes nominales y hasta de corto circuito, además deben de ofrecer un aislamiento entre fase y tierra.

En el caso de los desconectores a tierra, son desconectores como los anteriormente descritos, pero no requieren soportar corrientes nominales o resistir

corrientes de corto circuito ya que se utilizan únicamente para aterrizar elementos del sistema que están aislados previamente, pero que es necesario aterrizarlos para desenergizarlos completamente. Como es el caso de las líneas de transmisión o cargas capacitivas.

2.2.6 RESTAURADORES Y SECCIONADORES.



Figura 2.15 : Restaurador diseñado para interrumpir 3 fases simultáneamente.

Los restauradores, son equipos que sirven para reconectar alimentadores primarios de distribución, normalmente el 80% de las fallas son de naturaleza temporal, por lo que es conveniente restablecer el servicio en la forma más rápida posible para evitar interrupciones de largo tiempo. Los restauradores son dispositivos auto controlados para interrumpir y cerrar automáticamente circuitos de corriente alterna con una secuencia determinada de aperturas y cierres seguidos de una operación final de cierre o apertura definitiva. En caso de que la falla no fuera

eliminada, entonces el restaurador opera manteniendo sus contactos abiertos. Los restauradores están diseñados para interrumpir en una sola fase o en tres fases simultáneamente y pueden tener control hidráulico o electrónico.

Los siguientes requisitos son básicos para asegurar la efectiva operación de un restaurador:

1. La capacidad de interrupción del restaurador deberá ser igual o mayor de la máxima corriente de falla.
2. La capacidad normal de corriente constante del restaurador deberá ser igual o mayor que la máxima corriente de carga
3. El mínimo valor de disparo seleccionado deberá permitir al restaurador ser sensible al cortocircuito que se presente en la zona que se desea proteger.

Los seccionadores son elementos que no están diseñados para interrumpir corrientes de cortocircuito ya que su función es el de abrir circuitos en forma automática después de cortar y responder a un número predeterminado de impulsos de corriente de igual a mayor valor que una magnitud previamente determinada, abren cuando el alimentador primario de distribución quede desenergizada.

En cierto modo el seccionador permite aislar sectores del sistema de distribución llevando un conteo de las operaciones de sobrecorriente del dispositivo de respaldo.

2.2.7 INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN Y TABLEROS

La medición de la Subestaciones Eléctricas está compuesta por un conjunto de diferentes instrumentos conectados a los secundarios de los transformadores para instrumento cuya función es medir las magnitudes de los diferentes parámetros eléctricos de la instalación del lado de A.T., así como del lado de B.T. Los instrumentos de medición se colocan sobre tableros ya sea en forma sobre puesta o embutidos en los tableros.

En una subestación eléctrica es importante conocer: la corriente, la tensión, frecuencia, potencia activa y reactiva, energía temperatura, etc.

2.2.8 INTERRUPTORES.

Llamado también en lenguaje técnico disyuntor es un aparato destinado a establecer o a cortar la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga y construido de tal modo que esta continuidad puede ser mantenida después de toda la maniobra de cierre o de apertura.

Al realizarse la interrupción de la corriente, se forma entre los contactos que se separan un arco eléctrico cuya extinción eléctrica tiene lugar en un determinado tiempo y el cual depende de la construcción y clase del interruptor. Los estados de operación son los siguientes:

- ABIERTO (0). Aislamiento seguro entre terminales, para corrientes nominales de operación o hasta de corto circuito según el caso.
- CERRADO (1). Soporte de esfuerzos térmicos y dinámicos que implica la conexión bajo corrientes nominales de operación.

Los interruptores se clasifican de la siguiente manera:

- Interruptor de baño en aceite.
- Interruptor reducido en baño de aceite.
- Interruptores de expansión.
- Interruptores de aire (neumáticos).
- Interruptores en hexafluoruro de azufre (SF₆).

Las pruebas a las que se deben de someter son de dos clases: pruebas tipo y pruebas de verificación, donde cada una comprende:

Pruebas tipo:

- a) De prestación: Sirve para determinar la corriente de ruptura nominal y la corriente de cierra nominal.
- b) De sobrecarga: Sirve para comprobar que el interruptor esta dispuesto para soportar la corriente de sobre carga fijada.
- c) De temperatura: Tiene por objeto comprobar el comportamiento del interruptor a los efectos del calentamiento con la corriente nominal.
- d) De aislamiento: Esta prueba es de tipo como de verificación y su objetivo es comprobar la aptitud del interruptor para funcionar a la tensión nominal y verificar la bondad de todo el material aislante.
- e) De resistencia mecánica: Esta prueba tiene por objetivo comprobar que toda la parte mecánica del interruptor, comprendiendo el mando, es suficientemente robusta para el cometido que debe desempeñar.

Pruebas de verificación:

- a) De funcionamiento: debe realizarse esta prueba con el interruptor instalado y su objetivo es comprobar la seguridad de montaje, especialmente al funcionamiento de mando y la simultaneidad de la maniobra en los 3 polos.
- b) De control del tipo: Se realiza para verificar el suministro de varios interruptores, además de que todos los interruptores respondan al interruptor tipo en el cual se han efectuado las pruebas tipo.

Debe ser provista por el fabricante una placa en la que consigne: el nombre del constructor, tipo de aparato, número de fabricación y los siguientes datos:

- Tensión nominal.
- Corriente nominal.
- Corriente de ruptura nominal.
- Corriente de cierre nominal en Amperes (máxima)

Los datos que deben tenerse presentes en las ofertas y demandas de un interruptor son las siguientes:

- Tensión nominal o de ejercicio (eficaz).
- Corriente nominal (máxima intensidad de corriente de fase expresada en valor eficaz que puede soportar en servicio continuo cada polo del interruptor).
- Frecuencia nominal.
- Corriente de sobrecarga (el más alto valor eficaz de la corriente que puede atravesar el interruptor durante 5 segundos sin que este sufra daños).
- Corriente de ruptura nominal (el valor máximo eficaz de la corriente de ruptura compatible con una determinada prestación del interruptor).
- Corriente de cierre nominal (el valor instantáneo máximo de la primera semi onda de la corriente).

2.3 SISTEMA DE TIERRAS PARA SUBESTACIONES

La red de tierras en una subestación eléctrica es una de las principales herramientas para la protección contra sobre tensiones de origen atmosférico o por alguna maniobra, a ella se conectan los neutros de los aparatos, las bayonetas, los hilos de guarda, las estructuras metálicas, los tanques y todas aquellas partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

El objetivo de una conexión a tierra es proveer un medio para facilitar el flujo de la corriente del sistema de potencia a tierra en condiciones normales y condiciones de falla; la oposición que se presenta a la circulación de esta corriente se llama resistencia de tierra. Las características de una conexión a tierra varían con la composición y el estado físico del terreno, así como la extensión, calibre del conductor y configuración de la malla de tierras. El terreno puede estar formado por combinaciones de materiales naturales de diferente resistividad, puede ser homogéneo y en algunos casos estar formado por granito, arena o roca, etc.

La construcción de redes de tierra tiene por objeto reducir la resistencia de tierra; la cual está formada por un conjunto de conductores enterrados a una profundidad de 30 a 50 centímetros, formando una configuración cuadrículada y conectados (mediante soldadura cadwell) entre si y a varillas (electrodos) de 3 metros de longitud. Todo el equipo eléctrico y estructuras metálicas instalados en la subestación deben estar sólidamente conectados a esta malla de tierras.

La red debe cumplir con:

- Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para conducir o drenar a tierra las corrientes producidas por sobretensiones.
- Evitar que durante la circulación de las corrientes de tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestaciones eléctrica que pueden ser peligrosos para el personal.
- Brindar una referencia de potencial “cero” durante la operación del sistema eléctrico, como lo hace para las conexiones de los neutros de equipos eléctricos

conformados por devanados, evitando sobrevoltaje que pudieran resultar peligrosos para los mismos y para el personal.

- Conexiones a tierra que se realicen temporalmente durante maniobras o mantenimientos de la instalación.
- La disponibilidad de una conexión a tierra para protección contra descargas atmosféricas.
- Facilitar la operación de los dispositivos de protección para la liberación de fallas a tierra.
- Dar mayor confiabilidad al servicio eléctrico.

Para el sistema de tierras en subestaciones eléctricas existe una norma de referencia denominada “NRF-11-CFE” de CFE la cual aplica a plantas y subestaciones contiguas a la planta generadora a una distancia no mayor a 100 m, con subestaciones de transmisión y transformación, subestaciones de distribución, convencionales o aisladas en gas. Considerando que para los elementos y materiales a utilizar en el sistema de tierra se encuentran referidos en esta norma.

Un sistema de tierras se compone esencialmente de electrodos, que son los elementos que están en íntimo contacto con el suelo (enterrados) y de conductores, utilizados para enlazar a los electrodos entre si y a estos, con los gabinetes de los equipos y demás instalaciones expuestas a corrientes nocivas, manteniendo al mismo tiempo, una superficie equipotencial a su alrededor.

Sobre este tema la NOM-001-sede 2005, señala en su capítulo para subestaciones, que el área de la sección transversal mínima de los conductores para una malla de tierra es de 107.2 mm (4/0 AWG), la resistencia eléctrica total del sistema de tierra, debe conservarse en un valor (incluyendo todos los elementos que forman al sistema) menor a 25 Ohms, para subestaciones hasta 250 KVA y 34.4 KV

La correcta operación del sistema eléctrico y dado que se involucran equipos electrónicos, se construirán cuatro tipos de sistema de tierras:

- Sistema de tierras para electrónica.
- Sistema de tierras para fuerza.
- Sistema de tierras de pararrayos.
- Sistema de tierras para señales electromagnéticas y cargas estáticas.

2.3.1 APARTARRAYOS



Figura 2.16: Dispositivo denominado apartarrayos

Es un equipo que drenan a tierra los efectos de esfuerzos dieléctricos transitorios producidos por sobre tensiones por descargas atmosféricas, sobretensiones por maniobra y sobre tensiones a la frecuencia del sistema por fenómenos de ferresonancia. Además es un dispositivo primario de protección, usado en la coordinación de aislamiento.

A estos dispositivos se les denomina apartarrayos porque en un principio su única misión era la de limitar las sobretensiones de origen atmosférico, posteriormente se ampliaron sus funciones, utilizándose frente a otro tipo de sobretensiones, como las de origen interno, por lo que parece más adecuada la nomenclatura de descargadores de sobre tensión aunque se mantienen por costumbre la denominación apartarrayos, estos se instalan en subestaciones eléctricas a la entrada y salida de cada línea que entra a la subestación es decir en el lado de alta y baja tensión del transformador.

Las funciones específicas de los apartarrayos son:

1. Operan sin sufrir daño por tensiones en el sistema y corrientes que circulen por este.
2. Reducir las sobretensiones peligrosas a valores que no dañen el aislamiento del equipo. Para cumplir con lo anterior se debe seleccionar el aislamiento apropiado.

Las características de protección del apartarrayos se pueden dividir en 2 partes.

1. Tensión de arqueo.
2. Tensión de descarga.

La tensión de arqueo o magnitud de la tensión a la cual se produce el arqueo en el apartarrayos es una función de la forma de onda y tensión aplicada.

La selección de apartarrayos para protección contra sobretensiones de origen atmosférico y por maniobras de interruptores, se debe hacer de acuerdo con el criterio establecido para la coordinación de aislamiento que debe imperar en una instalación en todo su conjunto; es decir se debe de verificar que un tipo de apartarrayos cumpla con los requerimientos tanto de la línea como el transformador, aisladores, etc., en la subestación.

Las características importantes para la selección de un apartarrayos son:

- a) Tensión nominal del circuito alimentador valor fase-fase.
- b) Corriente nominal de descarga.
- c) Tipo de sistema de aterrizaje del neutro del circuito primario.

La tensión nominal de un apartarrayos es el valor efectivo de la tensión alterna de frecuencia fundamental (60 Hz), a la cual se efectúa la prueba de trabajo y que puede aparecer en forma permanente en el apartarrayos sin dañarlo. A esta tensión el apartarrayos extingue la corriente de frecuencia fundamental, por lo que se conoce también como “tensión de extinción de apartarrayos”. La instalación de apartarrayos, estos debe conectarse a tierra, así como al sistema de tierra del equipo cuando exista,

también es conveniente remarcar que los hilos de guarda y pararrayos así como una bien diseñada red de tierra, son un complemento que hace que la protección contra sobrevoltaje sea más eficaz.

Se fabrican diferentes tipos de apartarrayos, basados en el principio general de operación; por ejemplo: los más empleados son los conocidos como “apartarrayos tipo autovalvular” y “apartarrayos de resistencia variable”.

El apartarrayos tipo autovalvular consiste de varias chapas de explosores conectados en serie por medio de resistencias variable, cuya función es dar una operación más sensible y precisa; se emplea en los sistemas que operan a grandes tensiones, ya que representa una gran seguridad de operación. El apartarrayos de resistencia variable funda su principio de operación en el principio general; es decir, con dos explosores, y se conecta en serie a una resistencia variable. Se emplea en tensiones medianas y tiene mucha aceptación en el sistema de distribución.

La función del apartarrayos no es eliminar las ondas de sobretensión presentadas durante las descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales para los equipos del sistema. Las ondas que normalmente se presentan son de 1.5 a 1 microsegundos. La función del apartarrayos es cortar su valor máximo de onda (aplanar la onda). Las sobretensiones originadas por descargas indirectas se deben a que se almacenan sobre las líneas cargas electrostáticas que al ocurrir la descarga se parten en dos y viajan en ambos sentidos de la línea a la velocidad de la luz. Los apartarrayos protegen también a las instalaciones contra descargas directas, para lo cual tiene un cierto radio de protección. Para mayor seguridad a las instalaciones contra las cargas directas se instalan unas varillas conocidas como bayonetas e hilos de guarda semejantes a los que se colocan en las líneas de transmisión.

La tensión a que operan los apartarrayos se conoce técnicamente como tensión de cebado del apartarrayos. Los apartarrayos se emplean para limitar las sobretensiones

que se producen por acción tanto de efectos transitorios (sobretensión debida a operación de interruptores) como de descargas atmosféricas a niveles en los que los aislamientos del equipo no sufran deterioro, así como para asegurar la continuidad del servicio al presentarse dichas sobretensiones.

Cada apartarrayos se encuentra normalmente abierto y se encuentra calibrado para que a partir de cierta tensión entre línea y tierra se cierre automáticamente y filtre los frentes de onda. Esto se hace con un circuito de resistencia variable, con tensión, de los elementos dependiendo de la naturaleza de éstos. Al desaparecer la sobretensión el apartarrayos vuelve a la posición de abierto.

Deben instalarse apartarrayos en plantas industriales, especialmente en lugares donde las tormentas son frecuentes y de gran intensidad. Su instalación, tanto para proteger al equipo de la subestación como al equipo de utilización, puede hacerse tanto en el exterior como en el interior del local que contiene al equipo que se va a proteger, tan cerca de éste como sea factible, tomando en cuenta que deben estar fuera de pasillos y alejados de otro equipo, así como de partes combustibles del edificio. Además, deben resguardarse, ya sea por su elevación o por su localización, en sitios inaccesibles a personas no idóneas, o bien, protegidos por defensas o barandales adecuados.

2.3.2 PARARRAYOS



Figura2.17: Pararrayos

Los pararrayos o puntas de descarga son dispositivos de protección para la subestación y de toda la instalación en general contra descargas atmosféricas. Consisten en una varilla de material conductor con terminación en punta (Figura 2.17).

Estas varillas se conectan a la red de tierras. El método de los pararrayos es que al existir descargas en la atmósfera, proporcionarles un

camino de muy baja impedancia a fin de que se garantice que en caso de ocurrir una descarga, ésta se vaya a tierra a través de las puntas y no a través de otros elementos en donde pudieran ocurrir desgracias que lamentar. El objetivo de los apartarrayos es:

- a) Capturar el rayo en el punto diseñado para tal propósito llamado terminal aérea.
- b) Conducir la energía de la descarga a tierra, mediante un sistema de cables conductores que transfiera la energía de la descarga mediante trayectorias de baja impedancia
- c) Disipar la energía de un sistema de terminales (electrodos) en tierra.

2.4 LINEAS DE TRANSMISION



Figura 2.18: línea de transmisión de doble fase

Las líneas de transmisión son aquellas que están constituidas por conductores desnudos o aislados, tendidos en espacios abiertos y que están soportados por estructuras o poste, con los accesorios necesarios para la fijación, separación y aislamiento de los mismos. Los sistemas de transmisión presentan valores característicos desde el punto de vista circuitos eléctricos, determinados por su configuración, por su material y por el tamaño de sus conductores.

En el diseño de las líneas de transmisión existen especificaciones técnicas por parte de CFE las cuales tienen por objeto el definir, tipificar y establecer los lineamientos y requerimientos mínimos, deben cumplir los diseños de líneas de transmisión aéreas a cargo de la coordinación de proyectos de transmisión de CFE.

Las líneas de transmisión se determinan por sus propiedades eléctricas, como la conductancia de los cables y la constante dieléctrica del aislante, y sus propiedades físicas, como el diámetro del cable y los espacios del conductor

La resistencia y la inductancia ocurre a lo largo de la línea, mientras que entre los dos conductores ocurren la capacitancia y la conductancia, las constantes primarias se distribuyen de manera uniforme a lo largo de la línea, por lo tanto, se les llama comúnmente parámetros distribuidos. Los parámetros distribuidos se agrupan por una longitud unitaria dada, para formar un modelo eléctrico artificial de la línea. Las características de una línea, además una línea de transmisión almacena energía en su inductancia y capacitancia distribuida.

En las líneas de transmisión frecuentemente se consideran totalmente sin pérdidas. Sin embargo, en realidad, hay varias formas en que la potencia se pierde en la línea de transmisión son: pérdida del conductor, pérdida por radiación por el calentamiento del dieléctrico, pérdida por acoplamiento y descarga luminosa (efecto corona).

Generalmente las líneas de transmisión se clasifican como balanceadas o desbalanceadas; con líneas balanceadas de dos cables, ambos conductores llevan una corriente; un conductor lleva la señal y el otro es el regreso.

Para el diseño de las líneas de transmisión se deben considerar las siguientes definiciones según Norma ASTM para líneas de transmisión.

- DEFLEXION. Es el ángulo máximo de cambio de dirección en la trayectoria de la línea de transmisión que permite la torre en estudio sin afectar su estabilidad.
- CLARO MEDIO HORIZONTAL: Es la semisuma de los claros adyacentes a la torre y se utiliza para calcular las cargas transversales que actúan sobre la estructura debidas a la acción del viento sobre los cables.
- CLARO VERTICAL. Es la suma de las distancias horizontales entre los puntos más bajos de las carenarías de los cables adyacentes a la torre y se utiliza para

determinar las cargas verticales que actúan sobre la estructura, debidas a la masa de los conductores y cables de guarda.

Todos estas definiciones antes mencionadas en su conjunción forman el denominado “uso” de la torre: deflexión/claro medio horizontal/claro vertical.

Los diferentes tipos de torres que se solicitan en cada línea de transmisión se clasifican en los siguientes tipos:

- a). POR SU USO, y pueden ser para: Suspensión, Deflexión, Remate, Transposición.
- b). POR SU TENSION DE OPERACIÓN, y pueden ser para: 400 Kv, 230 Kv, 115 Kv.
- c). POR EL NUMERO DE CIRCUITOS, y pueden ser de: 1, 2, 3 o 4 circuitos
- d). POR SU CONDICION DE APOYO, y pueden ser: Autosoportadas o con retenidas.

2.4.1 CARACTERISTICAS PARA EL ANALISIS Y DISEÑO DE TORRES

Las torres se componen de:

- Hilos de guarda
- Stub
- Extensiones (patas)
- Cerramientos
- Cuerpo piramidal
- Cuerpo recto.
- Aisladores, herrajes y cables.
- Crucetas

Los diferentes tipos de torres que se solicitan en cada línea de subtransmisión y transmisión, se indican en la memoria de cálculo en este caso y estas deben de tener clave de diseño normalizado, como se indica a continuación (ver figura 2.19).

- a) Primer dígito.

- Indica la tensión de operación:
 - 4 para 400 KV.
 - 2 para 230 KV.
 - 1 para 115 KV.

b) Segundo Dígito

- Indica el uso de la estructura:
 - A Suspensión claros cortos.
 - B Suspensión claros medios.
 - C Suspensión claros largos.
 - X Deflexión hasta 30°.
 - Y Deflexión hasta 90°.
 - R Remate.
 - T Transposición.
 - S Transición.
 - G = CT (suspensión claros largos y Transposición).
 - W = YR (Deflexión y Remate).
 - Z = XYR (deflexiones y Remate)

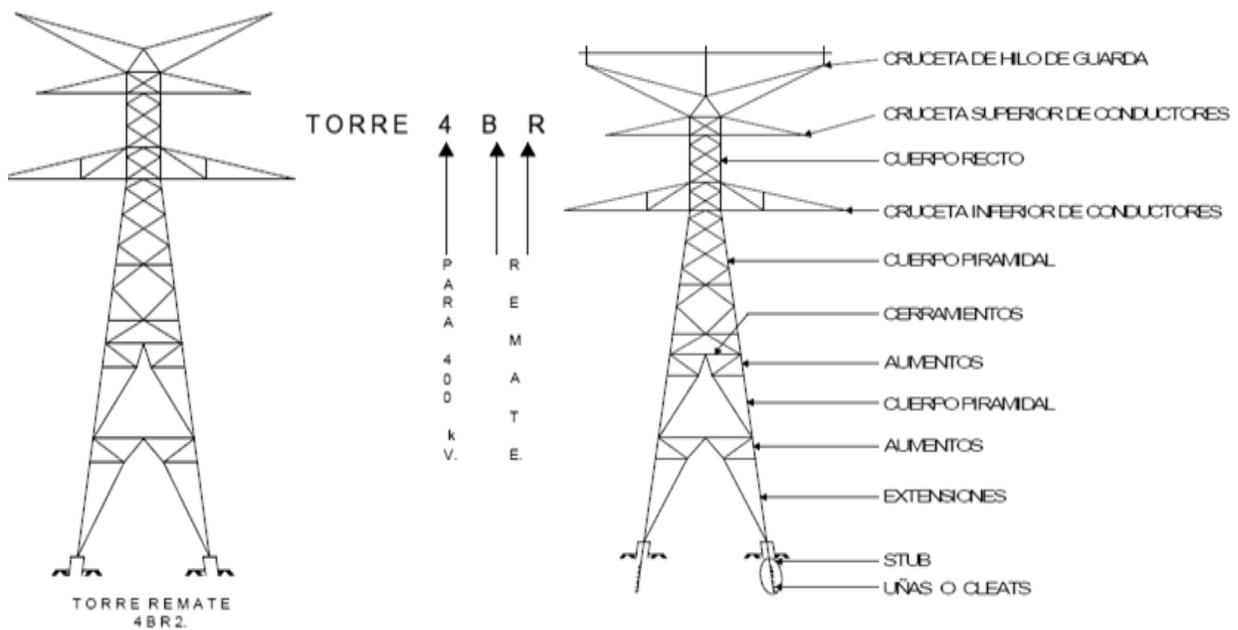


Figura2.19 Partes que componen una torre de transmisión

- c) Tercer Dígito
 - Indica el número de circuitos para torres, se selecciona el mayor.
- d) Cuarto Dígito
 - Indica el número de conductores por fase.
- e) Hasta dos dígitos adicionales (opcional).
 - Los cuales son para identificar alguna característica particular de la torre.

2.4.2 DERECHOS DE VÍA

Es una franja de terreno que se ubica a lo largo de cada línea aérea, cuyo eje coincide con el central longitudinal de las estructuras o con el trazo topográfico, los objetivos del derecho de vía son: disponer con la máxima confiabilidad y el menor índice de salidas, en beneficio del servicio público eléctrico; facilitar su inspección y mantenimiento con las mínimas interferencias; proporcionar la seguridad necesaria a los residentes que se ubiquen en la vecindad de los conductores, para evitar la posibilidad de accidentes, debido a una tensión eléctrica mortal por contacto directo o por fenómenos de inducción.

2.4.3 CONDUCTORES

CFE define los tipos de cables que deben ser considerados en el diseño de la Línea de Transmisión. Las características de los cables seleccionados se encuentran señaladas en las especificaciones CFE E0000-18 CABLES DE ALUMINIO CON CABLEADO CONCENTRICO Y NUCLEO DE ACERO CON RECUBRIMIENTO DE ALUMINIO SILDADO (ACSR/AS), CFE E0000-21 CABLE DE GUARDA CON FIBRAS OPTICAS Y CFE E-0000-22 CABLES DE GUARDA.

Existen varios materiales que son utilizados en las líneas de transmisión, esto es de acuerdo a las necesidades de la línea, por ejemplo el cobre duro es utilizado en las líneas aéreas donde se requiere más propiedades mecánicas de tensión ya que si se pone cobre suave la línea tenderá a pandearse debido a la gravedad y a su propio peso.

Las consideraciones de las tensiones de los cables se deben de considerar verificando lo siguiente:

- La tensión del cable conductor en condiciones de temperatura media diaria sin viento y sin hielo ser máximo del 22% respecto a la tensión de ruptura del cable.
- La tensión del cable conductor en condiciones de viento máximo o con temperatura mínima con carga de hielo y viento reducido, será máximo del 33% respecto a la tensión de ruptura del cable.
- Las condiciones anteriores no deben rebasar la capacidad máxima longitudinal de diseño en la estructura
- Para la tensión máxima del cable de guarda con y sin fibras ópticas en condiciones de viento máximo o con temperatura mínima con carga de hielo y viento reducido, se debe considerar lo siguiente:
 - Conservar como mínimo la distancia vertical de separación entre los puntos de enganche del cable de guarda y el cable conductor superior en toda la longitud de línea de transmisión.
 - No se debe rebasar la capacidad máxima longitudinal de diseño en la estructura
- Para libramientos mínimos se debe considerar la condición de temperatura de 50 grados centígrados sin viento incluyendo para esta condición el efecto de elongación del cable conductor por envejecimiento de 10 años.
- Para revisar efectos de cargas ascendentes se debe considerar el parámetro a temperatura mínima con o sin hielo y viento reducido.

Uno de los tipos más comunes de conductores es el conductor de aluminio reforzado (ACSR), el cual consta de capas de hilos de aluminio que rodean un núcleo central de hilos de acero. Los conductores trenzados son más fáciles de fabricar, ya que se pueden obtener tamaños más grandes de conductores sencillamente al agregar capas sucesivas de hilos. Los conductores trenzados también son más fáciles de manejar y más flexibles que los sólidos, en especial con tamaños más grandes. El uso de acero les da a los conductores ACSR una alta relación resistencia mecánica a peso. Para disipar el calor, los conductores de las líneas de transmisión aéreas están desnudos (sin cubierta de aislamiento).

Otros tipos de conductores incluyen el conductor todo de aluminio (AAC), el conductor de aluminio reforzado con aleación (ACAR) y el conductor de aluminio revestido con acero (Alumoweld). También existe un conductor conocido como “ACSR expandido”, el cual tiene relleno de fibra o de papel entre los hilos de aluminio y de acero. El relleno aumenta el diámetro del conductor, lo cual reduce el campo eléctrico en la superficie del conductor, para controlar el efecto corona.

Las líneas EHV (extra alta tensión) a menudo tienen más de un conductor por fase; este grupo de conductores se conoce como haz, en México los cables deben de cumplir con las especificaciones como es la NRF-017-CFE.

2.4.4 AISLADORES



Figura 2.20: Aisladores en líneas de transmisión

Los aisladores se construyen de vidrio, pastas o “compound” patentadas y porcelana, para líneas de transmisión los aisladores de vidrio son recomendables sin están contruidos con vidrio especial resistente al calor, tal como el Pírex

Los aisladores de soporte de soporte o aisladores rígidos son aisladores que se

construyen para tensiones de arco hasta 200Kv a 60 Hz, si bien es raro usarlos para tensiones de arco superiores a 180 Kv (tensión nominal 75 Kv). Estos últimos son equivalentes en tensión de arco, a algo menos de tres elementos de cadena de suspensión del tipo 5 $\frac{3}{4}$ de pulgada (14.6 cm), lo reducido del margen de aislamiento y el riesgo de aplicar tensiones tan altas sobre un solo aislador,

Los aisladores de suspensión son aisladores se usan exclusivamente en líneas de tensión superior a 66 Kv, en vanos largos y con conductores pesados. Las unidades o discos modernos de caperuza y vástago han dado resultados satisfactorios y se han adoptado progresivamente para hacer frente a las necesidades de las más altas tensiones y de la construcción más pesada con simplicidad y economía.

En la práctica, el número de discos o unidades que conforman la cadena de aisladores es aproximadamente proporcional a la tensión, con ligero aumento para las tensiones más altas y con cierto margen en la longitud de cada unidad.

Para tensiones de 66 Kv se usan de 4 a 5 unidades, para 110 Kv de 7 a 8, para 132 de 8 a 10, para 154 Kv de 9 a 11 unidades, para 220 Kv de 14 a 20 unidades.

El aislador de suspensión de caperuza y perno con disco Pírex, emplea una aleación metálica en sustitución del cemento. Los constructores afirman que gracias al estudio de la distribución de esfuerzos, que solo es posible por la transparencia de semejante material, y también por el cuidado tratamiento térmico, estos aisladores alcanzan esfuerzos de tracción próximos al doble de los conseguidos con los aisladores corrientes del tipo caperuza y perno.

El aislador de tensión o amarre es un conjunto de unidades de suspensión dispuestas al extremo o final de una línea, en una estructura, se denomina aislador de amarre o tensión.

Estos aisladores deben soportar el pleno esfuerzo de tracción y han de ser calculados con un amplio factor de seguridad para la máxima cantidad de hielo y presión de viento, el esfuerzo máximo que pueden resistir los aisladores y sus herrajes debería ser

equiparado al del conductor, con el fin de tener en cuenta posibles cargas externas, superiores a las supuestas en el proyecto general: es práctica corriente proteger las cadenas de amarre al final de la línea, especialmente contra deterioro debido a arcos, empleando dos o tres discos adicionales e instalando cuernos o anillos de guardia.

En caso de esfuerzos muy elevados o conductores muy pesados, se disponen cadenas dobles y triples en paralelo mediante piezas especiales (culatas) de acero (muy conocidas por su denominación en inglés “yoke”). Se construyen piezas de esta clase para doble y riple cadena, como accesorios o herrajes corrientes de aisladores, para esfuerzos superiores sería preciso un estudio especial.

2.4.5 APARTARRAYOS EN LINEAS DE TRANSMISIÓN

Cuya definición se dio anteriormente pero en el caso de líneas de transmisión deben ser ligeros en peso, con un diseño que lo haga mecánicamente adecuados a las condiciones de intensivos vientos a los que se podrán ver sometidos en áreas abiertas y que no sean susceptibles a daño por impacto de proyectiles lanzados en acciones de vandalismo. Esto prácticamente excluye la utilización de apartarrayos con envoltente de porcelana, así que en caso de subestaciones no hay tanto problema.

2.4.6. HILOS DE GUARDA

Las subestaciones de transmisión y subestaciones receptoras de energía eléctrica están interconectadas por líneas de transmisión. En la parte superior de cada una de las torres llevan un hilo de guarda, cuya función es proteger a las líneas contra descargas atmosféricas. Esta protección consiste en interceptar las descargas atmosféricas y conducir las a tierra por medio de un conductor conectado a tierra. El hilo de guarda se instala en la parte más elevada de la torre de transmisión y subestación. Estos hilos de guarda llevan frecuentemente en su interior fibras ópticas que permiten a la compañía suministradora establecer una red de telecomunicación confiable, rápida y económica, a través de cualquier línea aérea de alta tensión.

Los hilos de guarda suelen ser de acero de alta o extra alta resistencia mecánica, alumoweld o ACSR con sección transversal mucho menor que la de los conductores de fase. El número y ubicación de los hilos de guarda se selecciona de modo que casi todas las caídas de rayos terminen sobre ellos en lugar de sobre los conductores de fase

2.4.7. HERRAJES

Son dispositivos que se utilizan en líneas de transmisión para sujetar los cables a las estructuras, para unir dos cables o bien para protegerlos de daños causados por factores externos.

Las características de los herrajes se encuentran señaladas en la Norma de Referencia NRF-043-HERRAJES Y CONJUNTOS DE HERRAJES PARA LINEAS DE TRANSMISION AEREAS CON TENSIONES DE 115 Kv A 400 Kv y su objetivo es establecer las características mecánicas, eléctricas, dimensionales y pruebas, que deben cumplir los herrajes y sus accesorios, así como los conjuntos de herrajes utilizados en la construcción y mantenimiento de líneas de transmisión aéreas con tensiones de 115 Kv a 400 Kv, exceptuando su empleo en cables de guarda con fibras ópticas y de cable conductor "ACSS".

Todos los herrajes para cable conductor deben ser del tipo "Libre de Efecto Corona", adecuado para mantenimiento con línea energizada (Hot Line). Las grapas de suspensión deben estar diseñadas para absorber las variaciones de las pendientes de entrada y salida de los cables, sin que se generen esfuerzos adicionales de fatiga en el punto de amarrar con el cable.

El conjunto de herrajes es la combinación de herrajes y sus accesorios con diferentes arreglos cuya función es la de sujetar los cables a la estructuras. Las condiciones de operación de los herrajes y sus accesorios, y los conjuntos de herrajes de la presente

norma de referencia, deben operar correctamente en las diferentes zonas del país donde se ubican las líneas de transmisión aéreas con tensiones de 115 Kv a 400 Kv.

Por su uso los conjuntos de herrajes se dividen en:

- De suspensión en “I”,
- De suspensión en “V”
- De tensión.

Y estos pueden ser para uno, dos, tres o cuatro conductores por fase.

Para los conjuntos de suspensión para cable conductor a instalar en postes troncocónicos. Estructuras “H” formadas por postes de concreto o madera y en las cadenas en “V” de la fase central de las torres de un circuito con disposición de fases horizontal, se deben utilizar herrajes cortos.

2.4.8 TORRES PARA LINEAS DE TRANSMISION

La elección de estas torres se hace sobre la base de criterios económicos, de sismicidad, que es la distancia entre dos torres. Los estudios técnicos económicos, que tienen en cuenta los factores técnico, climáticos y precios, permiten generar programas de computación con los cuales se determina lo que se denomina vano económico, que es la distancia entre torres que hace mínimo el costo por kilometro. Las estructuras de soporte, torres o postes, pueden ser de suspensión o de retención.

Las primeras se instalan en los tramos rectos de las líneas, mientras que las segunda son para los lugares en que, además, la línea debe soportar esfuerzos laterales, producto del cambio de dirección (Angulo) o finales de línea. La figura siguiente nos enseña dos tipos de torres de hormigón centrifugado.

Para el diseño de torres de una línea de transmisión se deben tomar en cuenta:

- Velocidad del viento

- Presiones debidas al viento
- Cargas. Las principales cargas a considerar son:
 - Cargas que transmiten los cables. Estas se deben a: deflexión, claros, tensión mecánica, masa propia y presión del viento.
 - Acción del viento sobre la estructura y cadenas de aisladores
 - Masa propia de la estructura.
 - Masa de cadenas de aisladores y herrajes.
 - Por acumulación de hielo (cuanto así sea).

Existen tres definiciones básicas del tipo de torres de acuerdo a la función que desempeñan en la línea de transmisión. Las estructuras de suspensión, las cuales soportan el peso de los cables, cadenas de aisladores y herrajes, además se localizaran en tangentes; las torres de deflexión se colocan en los puntos de inflexión a lo largo de la trayectoria de la línea y por último las de remate se colocan al inicio y final de la línea de transmisión, además en tangentes largas mayores a 5.0 kilometros. A continuación se presentan algunos de los ejemplos de la estructuración en torres Autosoportadas y retenidas que son diseñadas de diferente manera de acuerdo a los requisitos y el criterio del diseñador de torres, con esto se amplía la gama de diseños en estructuras de esta índole.

Las torres metálicas son estructuras de perfiles angulos, vinculados directamente entre si o atreves de chapas, mediante uniones abulonadas. Para mejor mantenimiento son galvanizadas y el acero es de alta resistencia. Las estructuras se dimensionan por medio de sistemas computarizados que minimizan el peso de las estructuras. Los postes de hormigón, en cambio serán del tipo armado, centrifugada o pretensado. Las crucetas o ménsulas, serán del mismo material en la mayor de los casos.

El diseño mecánico se enfoca sobre la resistencia mecánica de los conductores, hileras de aisladores y estructuras de soporte. Los conductores deben ser suficientemente fuertes como para soportar un espesor especificado de hielo y un viento especificado, además de su propio peso. Las hileras de aisladores de suspensión deben ser capaces de sostener los conductores de fases con cargas de hielo y viento, de torre capaces

de sostener los conductores de fases con cargas de hielo y viento de torre a torre (longitud del claro). Las torres que satisfacen los requisitos mínimos de resistencia mecánica. Llamadas torres de suspensión, están diseñadas para sostener los conductores de fase y los hilos de guarda con cargas de hielo y viento y , en algunos casos, tirones no balanceados provocados por la ruptura de uno o dos conductores. Las torres de remate, ubicadas aproximadamente a cada milla, satisfacen el requisito de resistencia mecánica debido a la ruptura de todos los conductores en uno de los lados de la torre (Figura 2.21 y 2.22).

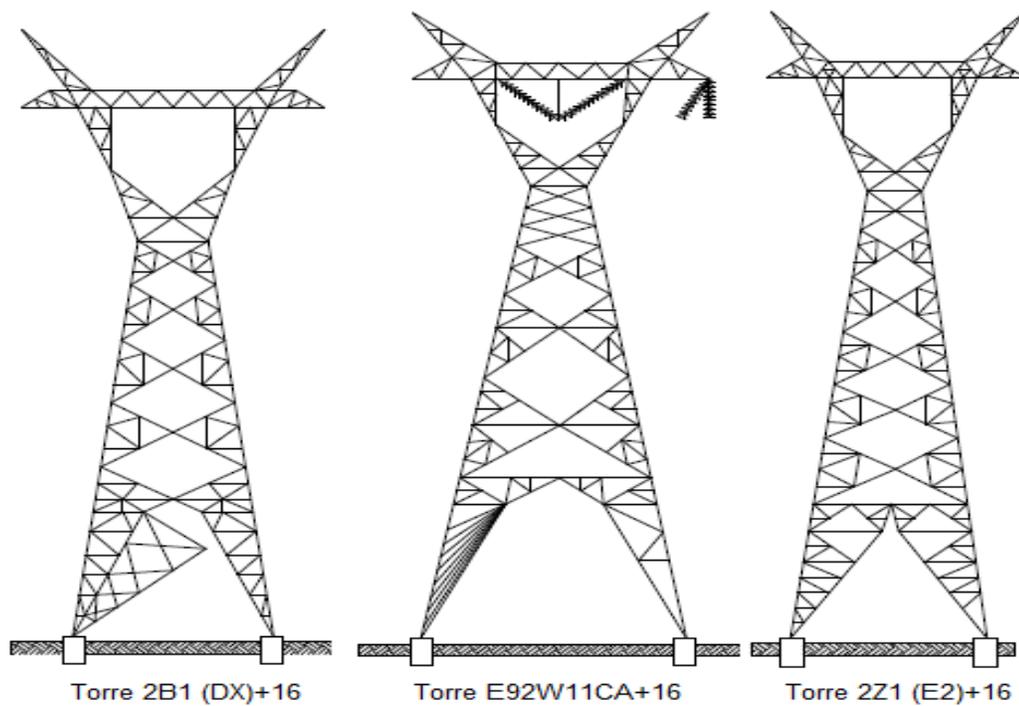


Figura 2.21: tipos de torres para líneas de transmisión

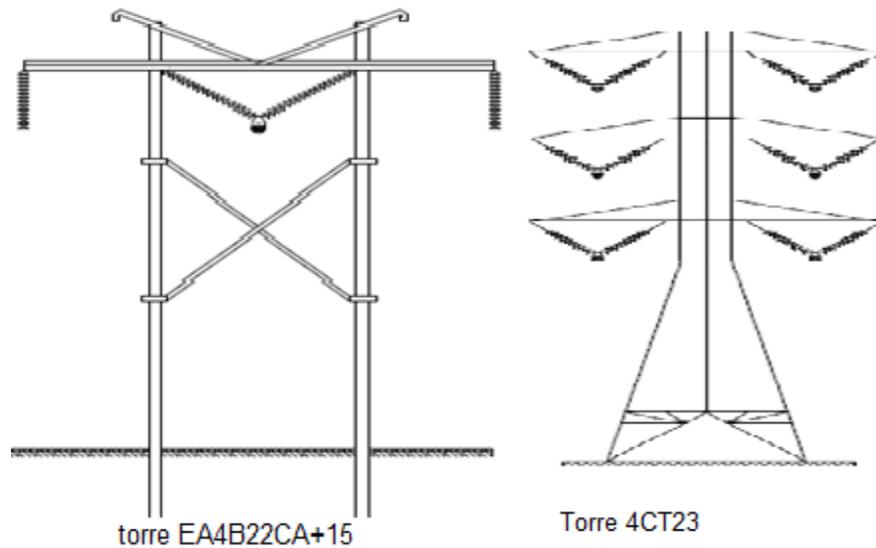


Figura 2.22: Tipos de torres de transmisión

Una línea importante de transmisión de energía es una obra de ingeniería, que tiene mucho que ver con la ingeniería eléctrica y la ingeniería civil. Cuando se decide ejecutar esta obra entre dos puntos distantes, lo primero que se debe examinar, es la traza, ósea el recorrido. Esto implica un cuidadoso estudio topográfico para encontrar la mejor solución, junto con el estudio de suelos, para poder dimensionar las fundaciones. Con los elementos se optimiza el problema y se determina el vano económico que se ha de usar (figura 2.23)..

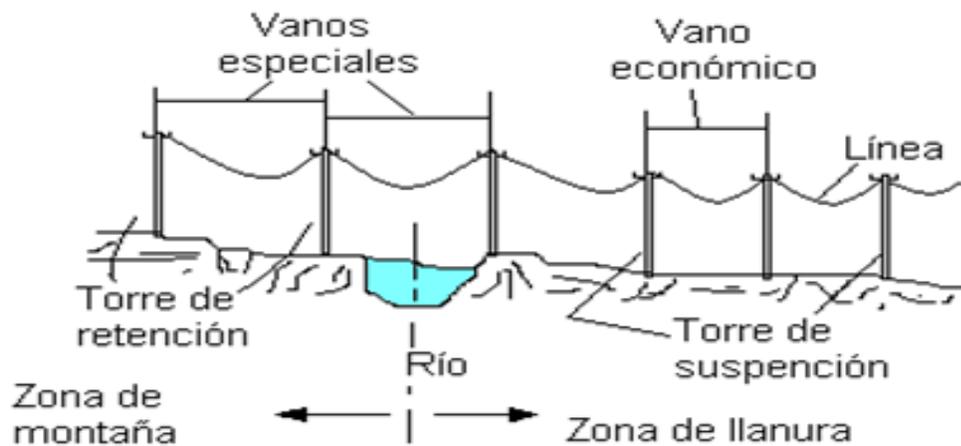


Figura 2.23: Tipos de vanos en las líneas de transmisión

3.1 GENERALIDADES

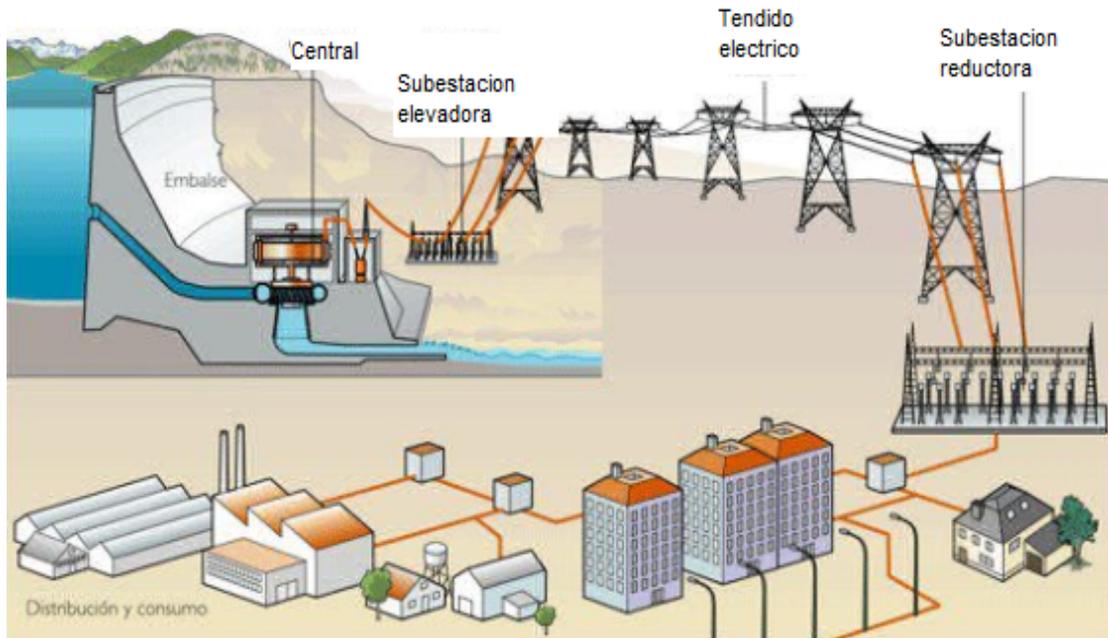


Figura 3.1: Distribución y consumo de energía eléctrica según sea la demanda en media o baja tensión

Se entiende por sistema de distribución de la energía eléctrica a la disposición adoptada por los conductores y receptores para lograr que la energía en las centrales pueda ser utilizada en los lugares de consumo ya sea en alta, media o baja tensión eléctrica. Todas las instalaciones eléctricas están determinadas en función de la tensión de utilización (ver tabla 3.2).

DENOMINACION	RANGO (V)
Extra baja tensión	≤ 50
Baja tensión	Hasta 1,000 V
Media tensión	1,000 – 72,000 V
Alta tensión	72,000 – 245,000 V
Extra alta tensión	245,000 -800,000 V
Ultra alta tensión	Mayor a 800,000 V

Figura 3.2: Valores para diferentes tipos de tensión eléctrica.

Y según la utilización de la energía:

- Domiciliarias o residenciales.
- Edificios destinados principalmente a viviendas.
- Edificios comerciales o de oficinas.
- Instalaciones industriales.
- Instalaciones especiales (hospitales, piscinas, aeropuerto, etc.,).
- Instalaciones provisionales (ferias, espectáculos, publicas).



Los sistemas de distribución se pueden diseñar en estructuras diferentes y según las necesidades pueden ser tanto en mediana y baja tensión, dependiendo de los parámetros que intervengan (figura 3.3).

Un punto importante en la decisión tanto del tipo de construcción como de la estructura del sistema de distribución que se va a desarrollar depende de la calidad del servicio que se desee, pudiéndose subdividir en dos partes fundamentales:

Figura 3.3: Diagrama de una estructura de una red de distribución

- Continuidad del servicio.
- Regulación de tensión.

En cuanto a su operación, hay solo dos tipos fundamentales de redes de distribución:

- Radial.

- Paralelo.

El sistema de servicio de energía eléctrica radial es probablemente el más antiguo y comúnmente usado en la distribución de energía eléctrica ya que su bajo costo y sencillez, las redes de operación radial se seguirán utilizando, pero tratando también de mejorar sus características de operación para hacerlas más confiables.

En un sistema de operación en paralelo el flujo de energía se divide entre varios elementos, teniendo más de una trayectoria. La operación en paralelo se utiliza principalmente en redes subterráneas de baja tensión. Con este tipo de redes se tiene una estructura sencilla en la red primaria, donde las subestaciones están conectadas en simple derivación radial. La continuidad está asegurada en la red de baja tensión por medio de la operación en paralelo.

3.1.1 ESTRUCTURAS DE MEDIANA TENSION

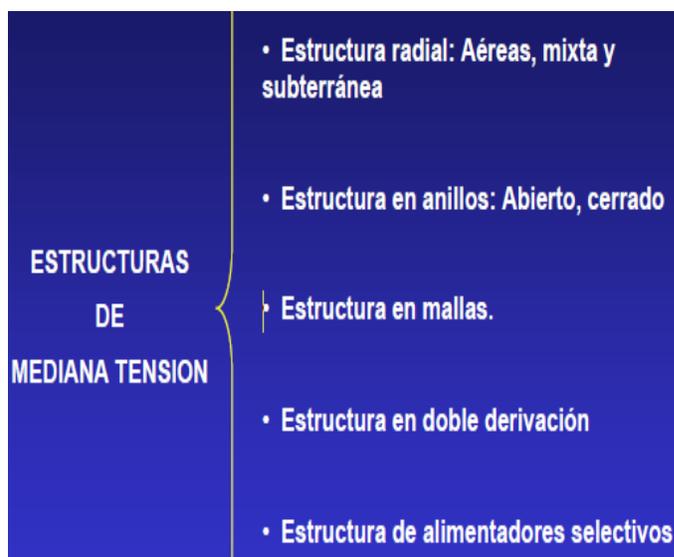


Figura 3.4: Estructuras de mediana tensión

En la distribución de la energía eléctrica existen estructuras de mediana tensión las cuales se conforman conforme se muestran en la figura 3.4 y se explican a continuación:

Estructura radial; esta estructura es la que más se emplea, aunque su continuidad se encuentra limitada a una sola fuente; su sencillez de operación y bajo costo lo hacen útil en muchos casos.

Esta estructura radial se emplea en los tres tipos de construcción que existen; red aérea, red mixta y red subterránea

- La red aérea es el tipo de construcción el cual se caracteriza por su sencillez y economía, razón por la cual su empleo está muy generalizado. Se adapta principalmente para zonas urbanas con: carga domestica, carga comercial y carga industrial bajo. Así como en zonas rurales con: carga domestica y carga de pequeña industrial (bombas de agua, molinos, etc.).

Los elementos principales de esta red son: transformadores, cuchillas, seccionadores, fusibles, cables, se instalan en postes o estructuras de distintos materiales. En servicios importantes como hospitales, edificios públicos o fabricas, que por la naturaleza del proceso no permiten falta de energía eléctrica en ningún momento, se les da nota de doble alimentación, ya sea con dos alimentadores de la misma subestación o de diferentes, independientemente de que la mayoría de los servicios deban contar con plantas de emergencia con capacidad suficiente para alimentar sus servicios públicos más importantes.

- La red mixta es muy parecida a la red aérea; difiere de esta solo en que sus alimentadores secundarios en vez de instalarse en la posteria se instalan directamente enterrados. Esta red tiene la ventaja de que elimina gran cantidad de conductores aéreos, favoreciendo con esto la estética del conjunto y disminuyendo notablemente el número de fallas en la red secundaria y por ende la falla en transformadores, con lo que aumenta por consecuencia la confiabilidad del sistema.

- La red subterránea se constituye con cables troncales que salen en forma “radiante” de la subestación eléctrica y con cables transversales que ligan a las troncales. La sección de cable que se utiliza debe ser uniforme, es decir, la misma para los troncales y ramales.

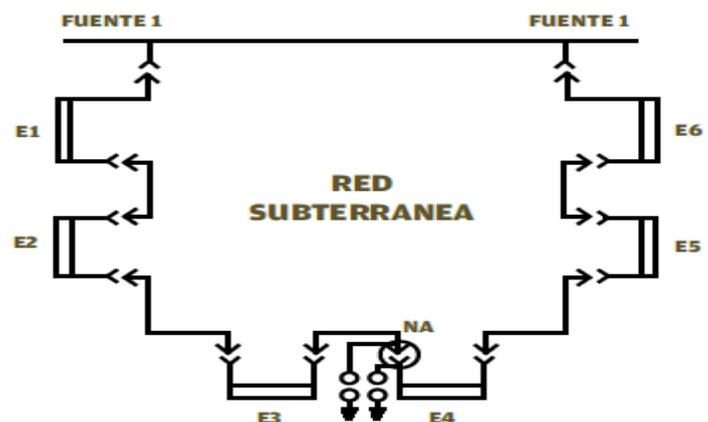


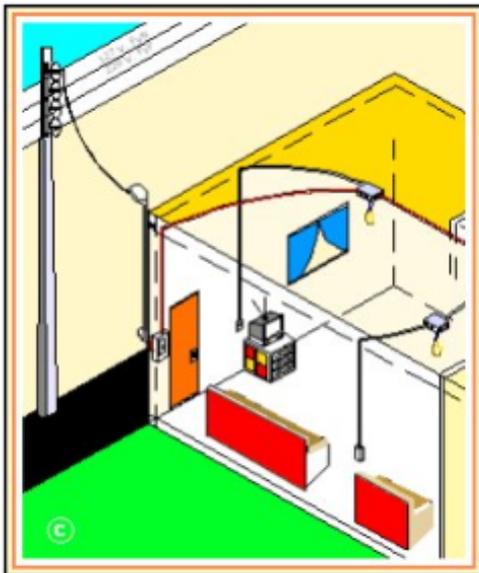
Figura 3.5: Configuración en anillo de una red subterránea

La aplicación de este tipo de estructura es recomendable en zonas extendidas, con altas densidades de carga (15 a 20 MVA), con fuertes tendencias de crecimiento. Las redes subterráneas se han visto favorecidas en su expansión en las zonas urbanas de alta densidad de carga en todo el mundo, debido a las ventajas que presentan ante las redes aéreas.

- Estructuras en anillos y pueden ser abierto o cerrado. Las subestaciones de distribución quedan alimentadas en seccionamientos exclusivamente. Las redes en anillo normalmente operan abiertas en un punto que por lo general es el punto medio, razón por la cual se les conoce como redes en anillo abierto. Al ocurrir una falla dentro de un anillo se secciona el tramo dañado para proceder a la reparación, siguiendo una serie de maniobras con los elementos de desconexión instalados a lo largo de la subtruncal. Esta estructura es recomendable en zonas con densidades de carga entre 5 y 15 MVA y en donde el aumento de la carga es nulo o muy pequeño de tal manera que se pueda absorber fácilmente con la estructura inicial, sin que sea necesario realizar trabajos para modificar la configuración de la red. Como ejemplo este caso se tiene las electrificaciones a conjuntos habitacionales.
- Estructura en mallas. Esta estructura las subestaciones de distribución están conectadas en seccionamiento, y conjunto con el cable constituyen anillos de igual sección, estos anillos operan en forma radial para lo cual se opera normalmente abierto uno de los médicos de seccionamiento, interruptor o cuchillas.

Existen ligas entre los anillos para asegurar una alimentación de emergencia. En caso de un incidente interno en el anillo, se resuelve con los propios recursos haciendo maniobras entre grupos de subestaciones, por lo cual la capacidad de la malla corresponde a la del cable. Esta estructura no se recomienda en zonas de crecimiento acelerado y de cargas no puntales, debido a sus características de posibilidad de expansión y reparto de carga. Su aplicación se recomienda en zonas comerciales importantes con densidades superiores a 20 MVA.

- Estructura en doble derivación. La disposición de cables en el caso de esta estructura se hace por pares, siendo las secciones uniformes para los cables troncales y menores para las derivaciones a la subestación y servicios, los cuales quedan alimentados en derivación. Es una estructura que resulta conveniente en zonas concentradas de carga y con densidades de carga del orden de 5 a 15 MVA. La aplicación más específica puede ser en zonas industriales, comerciales o turísticas de configuración extendida, en las que se tiene necesidad de doble alimentación para asegurar una elevada continuidad y que presenten características de carga y geometría concentradas.
- Estructura de alimentadores selectivos. Esta red se constituye por cables troncales que salen preferentemente de subestaciones diferentes y llegan hasta la zona por alimentar, de estas subestaciones diferentes y llegan hasta la zona por alimentar; de estas troncales se derivan cables ramales de menor sección que van de una troncal a otra enlazándolas, siguiendo el principio de la doble alimentación.



Las subestaciones o transformadores de distribución se reparten entre parejas de alimentadores troncales que quedan conectadas en seccionamiento. Es recomendable la implementación de esta estructura para zonas donde las construcciones existentes estén siendo sustituidas por edificaciones que representan grandes concentraciones de carga y requieren un alto grado de confiabilidad, siendo conveniente entonces pensar en implantar esta estructura en zonas de rápido crecimiento y densidades mayores a 15 MVA.

3.2 INSTALACIONES ELÉCTRICAS RESIDENCIALES

Una instalación eléctrica residencial es un conjunto de obras e instalaciones realizadas con el fin de hacer llegar electricidad a todos los aparatos y equipos eléctricos de una

casa habitación, además de que la instalación puede estar calculada para diversos tipos de carga (iluminación, motores, comunicación, equipos eléctricos., etc.). En realidad las instalaciones eléctricas residenciales son todas en baja tensión, es decir operan a tenciones de 110 o 127 V en corriente alterna.

Figura 3.6: Acomentada para una residencia monofasica

Se considera un voltaje de 110 V como suministro monofásico ya que es el voltaje más adecuado para satisfacer el consumo de energía en lugares donde la carga requerida no es muy alta. El voltaje 220 V se utiliza en lugares donde existen aparatos que requieren de carga más elevada para su funcionamiento por ejemplo: aires acondicionados, bombas de agua, motores eléctricos, etc. Y el voltaje 440 V se suministra en talleres y lugares donde utilizan equipos eléctricos como bombas sumergibles, tornos, motores, etc. Los voltajes nominales que se manejan en México son:

- En baja tensión: 127 V, 220 V, 254 V y 440 V
- En media tensión: 13.2 Kv, 23 Kv, 33Kv y 34.5 Kv.
- En alta tensión: 115 Kv, 230 Kv y 400 Kv.

El ingeniero electricista, al proyectar y ejecutar una instalación eléctrica, debe tener en cuenta tres objetivos primordiales:

- Ser segura contra accidente o incendios para evitar pérdidas materiales y humanas.
- Eficiencia en la instalación a fin de garantizar la operación de los aparatos eléctricos conectados a ella con un rendimiento máximo de acuerdo con sus características.
- Cumplir con los requisitos técnicos que fija el reglamento de obras e instalaciones eléctricas.

Las instalaciones electricas residenciales, industriales o domesticas antes de 1970 no estaban sujetas a normas tan estrictas para su diseño, cálculo e instalación, inclusive en areas rurales donde era posible que llegaran las redes distribuidoras de electricidad

no se le daba tanta importancia que los conductores estuvieran protegidos dentro de tuberías para prevenir que un corto circuito causara un incendio.

3.2.1 NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-SEDE-2005, INSTALACIONES ELÉCTRICAS (UTILIZACIÓN)

Cuando en una instalación eléctrica existe una mala distribución en el sistema eléctrico, existe la posibilidad de que ocurra una caída de tensión, lo cual implicaría que los aparatos eléctricos lleguen a sobrecalentarse o dañarse incluso hasta provocar una chispa y pueda causar un incendio, o en su caso una descarga eléctrica que puede afectar a la persona que esté en contacto con el equipo ya sea en alta, media o baja tensión.

En México existe la “Norma Oficial Mexicana NOM -001-SEDE-2005, instalaciones eléctricas (utilización)”, la cual contiene una serie de requisitos que son indispensables para el diseño, cálculo e implementación de una instalación eléctrica, de acuerdo a la NOM los voltajes se definen en:

- Baja tensión: 0 -1000 V.
- Mediana tensión: 1000 - 34,500 V.
- Alta tensión: 35,500 – 400,000 V.

La NOM cuya observancia es de carácter obligatorio en todo el país, contiene una serie de aspectos técnicos relacionados con la seguridad y la correcta funcionalidad de los equipos eléctricos, por lo que el personal técnico relacionado con las instalaciones eléctricas de utilización, dedicado a las tareas de proyecto, diseño y construcción verificación y mantenimiento de instalaciones eléctricas debe conocer a profundidad para poder aplicar

El objetivo de la norma es establecer las especificaciones y lineamientos de carácter técnico que deben satisfacer las instalaciones destinadas a la utilización de la energía

eléctrica, a fin de que ofrezcan condiciones adecuadas de seguridad para las personas y sus propiedades, en lo referente a la protección contra.

- Los choques eléctricos.
- Los choques térmicos.
- Las corrientes de falla.
- Sobretensiones.

El cumplimiento de las disposiciones indicadas en esta norma garantiza el uso de la energía eléctrica en forma segura, asimismo esta norma no intenta ser una guía de diseño, ni un manual de instrucciones para personas no calificadas. Las instalaciones destinadas para la utilización de la energía eléctrica, contempladas en esta NOM, deben contar con un proyecto eléctrico es decir deberá contener planos, y memorias técnico descriptivas.

El campo de aplicación de la norma cubre a las instalaciones destinadas para la utilización de la energía eléctrica en:

- Propiedades industriales, comerciales, residenciales y de vivienda, institucionales, cualquiera que sea su uso, públicas y privadas, y en cualquiera de los niveles de tensiones eléctricas de operación, incluyendo las utilizadas para el equipo eléctrico conectado por los usuarios. Instalaciones en edificios utilizados para las empresas suministradoras, tales como edificios de oficinas, almacenes, estacionamientos, talleres mecánicos y edificios de recreación.
- Casas móviles, vehículos de recreo, construcciones, flotantes, ferias, circos y exposiciones, estacionamientos, talleres de servicio automotor, estaciones de servicio, lugares de reunión, teatros, salas y estudios de cinematografía, hangares de aviación, clínicas y hospitales, construcciones agrícolas, marinas y muelles, entre otros.

- Sistemas de emergencia o reserva propiedad de los usuarios.
- Subestaciones, líneas aéreas de energía eléctrica y de comunicaciones e instalaciones subterráneas.
- Centrales eléctricas para Cogeneración o Autoabastecimiento.

Esta NOM cubre:

- Circuitos alimentados con una tensión nominal hasta 600 V de corriente alterna o 1,500 V de corriente continua, y algunas aplicaciones especificadas arriba de 600 V de corriente alterna o 1,500 V de corriente continua. Para corriente alterna, la frecuencia tomada en cuenta en esta norma es 60 Hz. Sin embargo no se excluye el uso de otras frecuencias para aplicaciones especiales.
- Circuitos que no sean los circuitos internos de aparatos, operando a una tensión superior a 600 V y que se derivan de una instalación con una tensión que exceda de 600 V c.a, por ejemplo: los circuitos de lámparas a descarga, precipitadores electrostáticos.
- Todas las instalaciones del usuario situadas fuera de edificios.
- Alambrado fijo para telecomunicaciones, señalización, control y similares (excluyendo el alambrado interno de aparatos).
- Las ampliaciones o modificaciones a las instalaciones, así como a las partes de instalaciones existentes afectadas por estas ampliaciones o modificaciones.

Los equipos eléctricos solo están considerados respecto a su selección y aplicación para la instalación correspondiente.

Esta NOM no se aplica en:

- Instalaciones eléctricas en barcos y embarcaciones.

- Instalaciones eléctricas para unidades de transporte público eléctrico, aeronaves o vehículos automotores.
- Instalaciones eléctricas del sistema de transporte público eléctrico en lo relativo a la generación, transmisión o distribución de energía eléctrica utilizada exclusivamente para la operación del equipo rodante o de señalización y comunicación.
- Instalaciones eléctricas en áreas subterráneas de minas, así como en la maquinaria móvil a autopropulsada de minería superficial y el cable de alimentación de dicha maquinaria.
- Instalaciones de equipo de comunicaciones que está bajo el control exclusivo de empresas de servicio público de comunicaciones donde se localice.

Para asegurar que los materiales y equipos empleados en las instalaciones eléctricas son los adecuados, la NOM-001-SEDE-2005, establece en la parte 110-2 “Aprobación”, del artículo 100. REQUISITOS DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS”, los requisitos que deben cumplir y los cuales se indican a continuación:

- En las instalaciones eléctricas a que se refiere la presente NOM se aceptara la utilización de materiales y equipos que cumplan con las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas o con las normas internacionales. A falta de estas con las especificaciones del fabricante.
- Los materiales y equipos de las instalaciones eléctricas sujetos al cumplimiento de normas oficiales mexicanas, normas mexicanas o normas internacionales, deben contar con un certificado expedido por un organismo de certificación de productos acreditado y aprobado.
- En caso de no existir norma oficial mexicana o norma mexicana aplicable al producto de que se trate, se podrá requerir el dictamen de un laboratorio de pruebas que haya determinado el grado de cumplimiento con las

especificaciones técnicas internacionales con que cumplen, las del país de origen a falta de estas, las del fabricante.

La autoridad encargada de vigilar el cumplimiento de la NOM es la secretaria de Energía, a través de la Dirección General de Gas L,P y de Instalaciones Eléctricas. El mecanismo de vigilancia son las Unidades de Verificación de Instalaciones Eléctricas las cuales son personas físicas o morales. Las UVIE (Unidad Verificadora de Instalaciones Eléctricas), es la entidad que constata el cumplimiento de esta Norma Oficial Mexicana en las instalaciones eléctricas con ámbito en un nivel nacional, acreditada por la Entidad Mexicana de Acreditamiento (EMA) y aprobada por la Secretaria de Energía. Al ser verificadas las instalaciones eléctricas en forma temprana, en las fases de proyecto y de construcción, se evitan desviaciones a la normatividad ya que pueden ser corregidas sin ocasionar gastos posteriores. La verificación realizada por la UVIE consiste en:

- Revisión del proyecto eléctrico.
- Revisión física de la instalación eléctrica.
- Verificación de la continuidad eléctrica de canalizaciones y conductores eléctricos.
- Verificación de la resistencia de aislamiento de conductores eléctricos.
- Revisión del sistema de tierras.

Todas las instalaciones eléctricas cubiertas por la NOM que van a operar en el territorio nacional, deben cumplir con ella, pero solo requieren ser verificadas: las de alta tensión con valores superiores a 1,000 V entre conductores o más de 600 V con respecto a tierra, así como los lugares de reunión y concentración pública con la acometida en B.T. Cuando una instalación eléctrica cumple cabalmente lo dispuesto por las normas oficiales mexicanas (NOM), la Unidad Verificación entrega al usuario la evaluación de la conformidad con dichas normas, misma que el usuario debe mostrar ante las CFE, para poder realizar su contrato de suministro ya que estas compañías

piden un certificado que acredita que la instalación ejecutada fue verificada por estas unidades.

3.2.2 CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA UN PROYECTO ELECTRICO

En el diseño de las instalaciones eléctricas el primer paso a realizar es el proyecto eléctrico el cual debe realizarse antes de la ejecución de la obra eléctrica nueva, así mismo es sumamente importante respetar y utilizar las reglamentaciones vigentes para lograr una rápida aprobación de los planos antes de la ejecución realizando una memoria técnica completa que incluya entre otros cálculos: Dimensionamiento de cables, numero de circuitos, etc., Aunque también es necesario conocer los términos eléctricos e interpretarlos adecuadamente, los cuales se muestran a continuación:

Acometida aérea: Conductores de entrada de acometida, sistema aéreo, que van desde el ultimo poste u otro soporte aéreo hasta conductores de entrada de acometida en un edificio u otra estructura. (Figura 3.7).

Acometida subterránea: Conductores de acometida subterránea entre la calle principal, incluyendo conductores verticales a un poste u otra estructura o desde el o los transformadores y el primer punto de conexión de los conductores de entrada de acometida o fuera de la pared de la edificación. Donde no exista caja de terminales o medición u otro punto de conexión se considera ser un punto d entrada al interior de la educación de los conductores de acometida. (Figura 3.8).

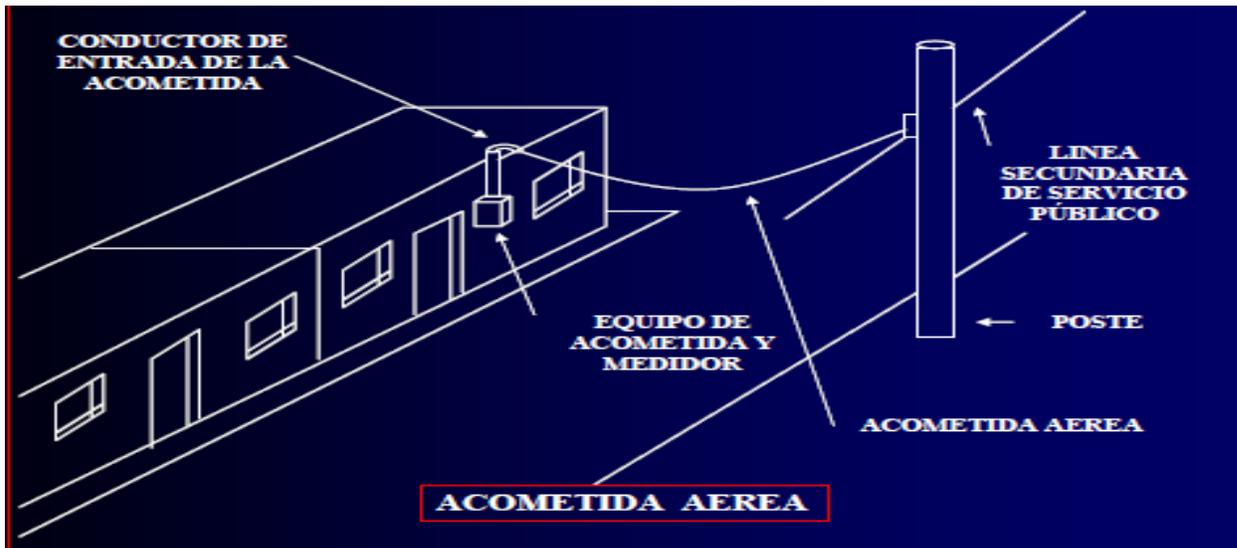


Figura 3.7: Acometida aérea



Figura 3.8: Acometida subterránea

Alimentador: Todos los conductores de un circuito entre el equipo de acometida o la fuente de un sistema derivado separadamente u otra fuente de alimentación y el dispositivo final de protección contra sobrecorriente del circuito derivado.

Aparatos Electrodomésticos: Equipo de utilización, generalmente no industrial, que usualmente se fabrica en tamaños normalizados y que se instala o conecta como una

unidad para realizar una o más funciones, como lavar ropa, acondicionar aire, mezclar alimentos, freír etc.

Autoridad competente: Secretaria de Energía; Dirección General de Instalaciones Eléctricas y Recursos Nucleares, conforme con sus atribuciones.

Cable de acometida: Conductores de acometida en forma de cable.

Capacidad de conducción de corriente: Corriente eléctrica expresada en amperes (A). Que un conductor eléctrico puede conducir continuamente, bajo condiciones de uso normal, sin exceder su temperatura nominal.

Capacidad del interruptor principal, centro de carga y circuitos derivados: Según el número de conductores de acometida y la corriente máxima que demande la instalación se determinara el interruptor, que generalmente es de cuchillas o de navajas, con fusibles de 15, 30, 60, 100 o más amperes. La corriente total de los alimentadores del sistema deberá ser aproximadamente del 80% de la capacidad de los fusibles.

El centro de carga podrá ser de tantos espacios para los interruptor termomagneticos como sea necesario y además podrá ser de una, dos o tres fases. La cantidad y capacidad del interruptor termomagnético dependerá de la cantidad de circuitos derivados y de la carga de cada uno de



Figura 3.9: Centro de carga con 4 espacios para las pastillas

ellos. La carga total instalada de la instalación eléctrica se repartirá en circuitos derivados de no más de 1,500 VA para alumbrado y contactos de uso general en cumplimiento con la NOM. Los contactos de uso general se consideran de 180 VA cada uno. En caso que la instalación cuente con cargas específicas como horno de microondas, bomba de agua y lavadora, cada uno de estos aparatos deberá alimentarse de un receptáculo (contacto) específico, el cual deberá proceder de un interruptor termomagnético cuya capacidad dependerá de la corriente nominal de la

carga más un 25% que podrá estar ubicado en el centro de carga general o en un centro de carga separado. Los receptáculos específicos no deberán ser menos a 1,500 VA.

Carga (eléctrica): Es la potencia instalada o demandada en un circuito eléctrico.

Carga continua: Es aquella cuya corriente eléctrica nominal circule durante tres horas o más. Un ejemplo son las lámparas k casi siempre están encendidos en todo el transcurso del día.

Circuito derivado: conductor o conductores de un circuito desde el dispositivo final de sobre corriente que protege a ese circuito hasta la o las salidas finales de utilización. Las cargas de los circuitos derivados deben calcularse como se indica a continuación: “Cargas continuas y no continuas. La capacidad nominal del circuito derivado no debe ser inferior a la suma de la carga del circuito derivado, sin aplicar ningún factor de ajuste o corrección, debe permitir una capacidad de conducción de corriente igual o mayor que la de la suma de la carga no continúa mas el 125% de la carga continúa”

La carga de alumbrado y receptáculos mínima que se debe utilizar para una unidad de vivienda es de 30 VA/m².

Circuito derivado de uso general: Circuito derivado que alimenta a diversas salidas para alumbrado y electrodomésticos.

Circuito derivado individual: Circuito derivado que alimenta a un solo equipo de utilización. Los circuitos derivados se clasifican de acuerdo a la capacidad de conducción máxima o de acuerdo al valor de ajuste del dispositivo de protección contra sobrecorriente La clasificación de los circuitos derivados no individuales debe ser de: 15 A, 20 A, 30 A, 40 A, 50 A. que es el tamaño nominal mínimo de los conductores de los circuitos derivados, los conductores de los circuitos derivados deben tener una capacidad de conducción de corriente no menor a la carga máxima que alimenten, además del que el tamaño nominal mínimo del conductor que se deberá de utilizar es el

de 2,082 mm (No. 14) de cobre, para las cargas eléctricas destinadas a los aparatos eléctricos de cocina.

Conductores de acometida: Conductores comprendidos desde el punto de la acometida hasta el medio de desconexión de la acometida.

Conductor del electrodo de puesta a tierra: Conductor utilizado para conectar el o los electrodos de puesta a tierra del equipo, al conductor puesto a tierra o a ambos a la acometida en cada edificio o a la estructura donde este alimentado desde una acometida común o a la fuente de un sistema derivado separadamente.

Conductores eléctricos: La selección de conductores eléctricos a utilizarse en una instalación eléctrica, deben ser adecuados a la carga para alimentar. Los conductores que se utilicen deben estar aislados, excepto cuando sean utilizados como conductores de puesta a tierra. Los conductores de tamaño nominal del No.8 AWG o mayores deben ser cableados, cuando estén instalados en canalizaciones. Los alambres y cables que se emplean en casas habitación, comercios, bodegas etc., estos cables para la industria de la construcción están formados por los siguientes elementos:

- Rígida: Conductor formado por un alambre.
- Semiflexible: Conductor formado por un cable (cableado clase B o C).
- Flexible: Conductor eléctrico formado por un cordón (clase I en adelante).

El conductor eléctrico que es el elemento por el que circula la corriente eléctrica es de cobre suave y puede tener diferentes flexibilidades.

El aislamiento cuya función principal es la de soportar la tensión aplicada y separar al conductor eléctrico energizado de partes puestas a tierra, es de un material generalmente plástico a base de policloruro de vinilo (PVC). Este aislamiento puede ser de tipo termofijo a base de etileno-propileno (EP) o de polietileno de cadena cruzada (XLP)

Una cubierta externa cuya función es la de proteger al cable de factores externos (golpes, abrasión, etc.) y ambientales (lluvia, polvo, rayos solares, etc.) Normalmente está cubierta externa es de policloruro de vinilo (PVC) y se aplica en cables multiconductores.

Los cables para la industria de la construcción están formados por un conductor de cobre suave de alta pureza, un aislamiento a base de policloruro de vinilo (PVC), etileno-propileno (EP), polietileno de cadena cruzada (XLP) o elastomérico (CP). Para seleccionar los conductores son cuatro factores que deben ser considerados en la selección de los conductores: material, flexibilidad, forma y dimensiones.

Los materiales más usados como conductores eléctricos son el cobre y el aluminio, aunque el primero es superior en características eléctricas y mecánicas (la conductividad del aluminio, aunque el primero es superior en características eléctricas y mecánicas (la conductividad del aluminio es aproximadamente es aproximadamente 60% de la del cobre y su esfuerzo de tensión a la ruptura el 40%), las características de bajo peso del aluminio han dado lugar a un amplio uso de este metal en la fabricación de los cables aislados y desnudos.

El aluminio ha tenido éxito como conductor eléctrico en líneas de transmisión y distribución aéreas, pero no así como conductor eléctrico para cables de baja tensión en aplicaciones de la industria de la construcción. El aluminio presenta problemas en las conexiones debido a sus propiedades físicas y químicas que tiene, ya que bajo condiciones de calor y presión, este material se dilata y por tanto, se afloja en las conexiones.

La flexibilidad va acorde a los requerimientos de una instalación en particular, las normas de productos clasifican la flexibilidad de los conductores en clases de cableado, combinando diferentes diámetros de alambres y el número de estos. La forma geométrica de los conductores eléctricos es generalmente redonda y dependiendo de su aplicación puede ser. Sólido, redondo sin compactar, redondo compacto y sectorial.

El tamaño o sección transversal o calibre de los conductores eléctricos debe indicarse en mm² y opcionalmente entre paréntesis el número de la escala de calibres americanos (AWG, KCM), de acuerdo a la norma oficial de conductores eléctricos NOM-063.

Para un fácil reconocimiento de los diferentes conductores de un circuito, como son los vivos o de fase, el conductor aterrizado o neutro, y el conductor de tierra. La NOM-005 establece el siguiente tipo de colores para el aislamiento,(Figura 3.10):

- a) Conductores vivos o de fase: cualquier otro color diferente del blanco, gris claro o verde. Generalmente se emplean el negro y el rojo para identificarlos.
- b) Conductor neutro: color blanco
- c) Conductor para conexión a tierra de los equipos o conductor de tierra: verde o verde con franjas amarillas, si está aislado; puede ir sin aislamiento (desnudo).
- 
- El diagrama muestra tres tipos de conductores con sus respectivos colores y etiquetas. El tipo 'a)' muestra tres cuadrados de color: azul, rojo y negro, con la etiqueta 'FASE' a su derecha. El tipo 'b)' muestra un cuadrado blanco con la etiqueta 'NEUTRO' a su derecha. El tipo 'c)' muestra dos cuadrados de color verde con franjas amarillas horizontales, con la etiqueta 'TIERRA DE PROTECCION' a su derecha.

En las instalaciones eléctricas residenciales normalmente se utilizan conductores eléctricos

Figura 3.10: Colores para los cables de fase, neutro y tierra

con calibre máximo #10 y el calibre #8 se utiliza casi siempre para la acometida y el calibre #14 es el mínimo a utilizar por lo regular se utiliza para el regreso de los contactos. En los conductores de acometida subterránea, deben de soportar las condiciones atmosféricas y otras circunstancias de uso, sin que se produzca fugas de corriente eléctrica perjudiciales.

En el artículo 230-31. Tamaño y capacidad nominales del conductor en su inciso, a) disposiciones generales indica que los conductores de acometida subterránea, deben tener suficiente capacidad de conducción de corriente para transportar la que se ha

calculado en la carga, según en el artículo 220, y deben tener una resistencia mecánica adecuada.

El conductor de puesta a tierra debe tener un tamaño nominal del conductor no menor que el requerido en el artículo 250-23 b). Los conductores de acometida deben soportar normalmente la exposición a los agentes atmosféricos y a otras condiciones de uso, sin que se produzcan fugas de corriente eléctrica perjudiciales. Los conductores individuales deben estar aislados o cubiertos con un termoplástico extruido o con un aislante termofijo (artículo 330-22).

Caída de tensión: La caída de tensión desde la entrada de servicio hasta el último punto de la canalización, correspondiente a la carga no deberá ser mayor de 4% para cargas de aparatos y motores, 3% para cargas de alumbrado.

Cuadro de cargas. Es una tabla en la que se registran todas las cargas de una instalación eléctrica, con el objeto de dividirla en circuitos

Determinación de las cargas. El primer paso para el diseño de una instalación eléctrica es la determinación de las cargas eléctricas que se necesitan para alimentar nuestra alimentación, y es necesario conocer los requerimientos del cliente y los requisitos mínimos de la NOM, tomando en cuenta la cantidad de receptáculos que se van a utilizar, luminarias, tomas especiales etc.

Diagrama unifilar. Es un diagrama en el que se presenta la instalación eléctrica en general a través de una línea y donde se especifican el tipo de cable que se utiliza, tipo de acometida, capacidad de corriente del receptáculo, tipo de acometida.

Interruptor automático: Dispositivo diseñado para abrir o cerrar un circuito por medios no automáticos y para abrir el circuito automáticamente cuando se produzca una sobrecorriente predeterminada, sin dañarse a sí mismo, cuando se aplica correctamente dentro de su valor nominal.

Interruptor de circuito por falla a tierra: Es un dispositivo diseñado para la protección de personas, que funciona para desenergizar un circuito o parte del mismo, dentro de

un periodo determinado, cuando una corriente eléctrica a tierra excede un valor predeterminado, menor que al necesario para accionar el dispositivo de protección contra sobrecorriente del circuito de alimentación. Para el diseño eléctrico de la instalación eléctrica es necesario conocer los términos eléctricos e interpretarlos adecuadamente. También se deberá tener conocimiento de se deben de conocer los siguientes términos:

Planos de obra civil. Existen diferentes tipos de planos en la construcción de edificaciones, como son: planos de cimentación, planos estructurales, planos de distribución, plano arquitectónico, planos hidráulicos, etc. A partir de los planos empieza el diseño de una instalación eléctrica.

Planos eléctricos. En el titulo 3 Principios fundamentales de la NOM-001-SEDE-2005, que es nuevo, en el punto 3.2.13 se obliga al usuario a contar con un proyecto (planos y memoria técnico descriptivos). El plano eléctrico se deberá dibujar en papel albanene o cualquier otro que permita obtener copias heliográficas con claridad, así como el tamaño de los planos se recomienda que tenga las siguientes dimensiones:

- 60 X 90 cm.
- 60 X 120 cm.
- 28 X 40 cm.

Las escalas que se utilicen deberán ser las adecuadas para que se tenga el espacio suficiente para lo que se desee representar. En cada plano se deberá indicar la escala utilizada.

Los planos eléctricos contendrán exclusivamente los datos relativos a las instalaciones eléctricas, serán claros e incluirán la información suficiente para la correcta interpretación de manera que permita construir la instalación eléctrica.

El proyecto eléctrico contendrá:

Diagrama unifilar. El cual contendrá:

- Acometida, indicando la tensión de suministro. Son los alimentadores hasta los centros de carga, tableros de fuerza, alumbrado, indicando en cada caso su longitud y caída de tensión representado en porcentaje.
- Circuitos alimentadores y circuitos derivados. Tipo y capacidad de los dispositivos de protección contra sobrecorriente, de los circuitos alimentadores y circuitos derivados.
- Tamaño nominal, tipo de material y tipo de aislamiento de los conductores de fase y de neutros de los circuitos alimentadores y derivados.
- Cuadro de distribución de cargas eléctricas por circuito.
- Planos de planta y elevación en su caso.

TIPOS DE ACOMETIDA

- 1F-2H (UN MEDIDOR).Consta de 2 conductores, uno de fase y un neutro, con voltaje de 127 V. Se utiliza para instalaciones eléctricas de 4000 VA o menos.
- 2f-3h (DOS MEDIDORES). Consta de 3 conductores, dos de fase y un neutro, con voltaje entre líneas de 220 V y 127 V de fase a neutro. Se utiliza para alimentar instalaciones eléctricas de entre 4000 a 8000 VA.
- 3F-4H (TRES MEDIDORES). Consta de 4 conductores, tres de fase y un neutro, con voltaje entre líneas de 220V y 127 V de fase a neutro. Se utiliza para alimentar instalaciones eléctricas de más de 8,000 VA y hasta 35,000 VA, estando limitado a la capacidad del transformador del proveedor.

Usuarios con cargas demasiado grandes cuya demanda rebasa la capacidad del transformador más cercano de la compañía suministradora, se les proporcionara la acometida en alta tensión (usualmente 13 Kv o 23 Kv), para la cual deberán contar con una subestación según sus necesidades.

Receptáculos: De acuerdo a la presente NOM los receptáculos instalados en circuitos derivados de 15 o 20 A deben ser de conexión de puesta a tierra. Es decir, estos receptáculos deben contar con una terminal de puesta a tierra para conectar el conductor de puesta a tierra del circuito derivado. Un receptáculo sencillo que se instala en un circuito derivado individual debe tener una capacidad no menor al dicho circuito. Es decir, si el circuito derivado es de 15 amperes se deberá de instalar un receptáculo con una capacidad de corriente de 15 o 20 amperes, además de que se debe de instalar las salidas necesarias para receptáculos de modo que cubran las necesidades particulares de cada recamara, cocina, sala, comedor, cuarto de lavado, cuarto de servicio etc. Esto es con el objeto primordial para reducir el uso de extensiones.

3.2.3 PROYECTO ELECTRICO

Para tener un caso de aplicación práctica de la información anterior, supongamos que se tiene una construcción de 12 X 15 metros en 2 niveles, la construcción cuenta con la siguiente carga total instalada:

- 18 salidas para lámpara incandescente de 100 MW (9 en cada nivel).
- 20 contactos de uso general (10 en cada nivel de 180 VA según el artículo 220-3 de la NOM.).
- Una bomba de agua de HP, 127 V, 14 A.
- Una lavadora con motor de $\frac{3}{4}$ HP, 127 V 11.5 A.
- Horno de microondas de 1524 W 127 V, 12 A.

PASO 1.

Con la información anterior procedemos a realizar la siguiente relación de cargas:

CARGAS	FOCOS DE 100W	CONTACTOS 180 VA	BOMBA DE AGUA	LAVADORA	HORNO DE MICROONDAS	TOTALES.
--------	------------------	---------------------	------------------	----------	------------------------	----------

Cantidad	18	20	1	1	1	51
Potencia	1800 VA	3600 VA	1,778 VA	1,460VA	1,524VA	10,162VA
Corriente	14.17 A	28.34 A	14 A	11.5 A	12 A	80.01 A

Figura 3.11: Tabla: Cuadro de cargas para determinar la relación de cargas

En cada caso, todas las cargas funcionan a 127 V, salvo que se especifique otra cosa. Cuando se tiene la potencia de una carga, podemos multiplicar la cantidad de unidades siempre y cuando sean de la misma potencia es decir para determinar la potencia de cada aparato se procede de la siguiente forma:

- Potencia de los focos: $18 * 100 W = 1,800 VA$.
- Potencia de contactos: $20 * 180 VA = 3,600 VA$.
- Potencia de bomba: $127 V * 14 A = 1,778 VA$.

Para determinar la potencia de una bomba se procede a multiplicar el voltaje de consumo por la corriente eléctrica que se especifica, en dado caso de no conocer estos datos y si solo se conoce la potencia de consumo, se procede a consultar las tablas de la NOM (tabla 430-148).

- Potencia del horno de microondas: $127 V * 12 A = 1524 VA$.

Sumamos todas las potencias obtenidas en este caso el valor obtenido es de $10,800 VA$

Para determinar la corriente en caso de no tener el dato se procede a utilizar la siguiente fórmula:

$$\frac{\text{Potencia}}{\text{Voltaje}} = \text{Corriente}$$

□

- Para la corriente de los focos: $\frac{1800 VA}{127 V} = 14.17 A$.
- Para la corriente de los contactos: $\frac{3,600 VA}{127 V} = 28.34 A$.
- Para la bomba de agua: $\frac{1778 VA}{127 V} = 14 A$.
- Para la lavadora: $1524V/127=12 A$ $\frac{1524 VA}{127 V} = 12 A$.

Sumamos estos valores y nos da un total de $80.01 A$.

Según el cuadro de cargas, la carga total instalada es de $10,162 VA$ y $80.01 A$ de consumo.

PASO 2. DETERMINACION DE LA CARGA TOTAL INSTALADA POR LA SUPERFICIE Y TIPO DE LOCAL

Sin embargo, la NOM-001-2005, establece un procedimiento para obtener la carga total instalada mínima a considerar, que debe compararse con la obtenida del cuadro de cargas y para los efectos siguientes se considera la que resulte mayor de ambas. Es decir, en el artículo 220-30; cálculos opcionales: unidades de vivienda establece lo siguiente:

b) Cargas. Las cargas a las que se denomina “otras cargas” y “todas las demás cargas” son las siguientes: 1,500VA por cada circuito derivado de dos conductores y 20 A para aparatos electrodomésticos pequeños y cada circuito derivado para lavanderías, especificados en el artículo 220-16. 30 VA/m² para alumbrado y receptáculos de uso general.

El valor nominal de la placa de datos de todos los aparatos electromésticos fijo, conectados permanentemente o colocados para conectarlos a un circuito dado, estufas

hornos de pared, secadoras de ropa y calentadores de agua El valor nominal en amperes (A) o en kilovolt-amperes (KVA) de todos los motores y de todas las demás cargas con bajo factor de potencia.

Para nuestro proyecto el inciso 2) nos sirve para determinar la carga total mínima a considerar y se obtiene multiplicando la superficie total de construcción en metros cuadrados por el factor de 30VA/m². En nuestro ejemplo tenemos que la superficie de construcción es de 360 m² entonces procedemos a multiplicar los 360m² X 30VA/m² y obtenemos 10,800 VA.

Comparamos las cargas totales obtenidas y tomamos la que resulte mayor, para este ejemplo utilizamos los 10,800 VA que es mayor al que obtuvimos.

PASO 3.DETERMINACION DE LA DEMANDA MAXIMA Y ALIMENTADORES

De la carga total instalada, que son los 10,800VA obtenidos en el paso anterior, aplicamos los factores de demanda indicados en la tabla 220-11 de la NOM, que indica para unidades de vivienda, se deben de considerar los primeros 3000VA al 100% y los restantes al 35%. Es decir:

CARGA TOTAL 10,800 VA		
Primeros 3000 VA	100%	3,000 VA
Restantes 7,800 VA	35%	2,730 VA
DEMANDA MAXIMA		5,730 VA

Figura 3.12: Tabla para determinar la demanda máxima según factores de demanda indicados en la tabla 220-11 de la NOM

Según el resultado obtenido la acometida debe ser de 2 fases y 3 hilos esto se obtiene por que para una instalación bifásica se tiene que tener una demanda máxima de 4,000VA a 8,000VA y los 5,730 VA caen entre este valor.

Para determinar la corriente total se determina dividiendo:

$$\frac{5,730 \text{ VA}}{127 \text{ V}} = 45.11 \text{ A}$$

Como la acometida es a 2 fases (es decir 2 medidores de la compañía suministradora), se procede a dividir:

$$\frac{45.11 \text{ A}}{2 \text{ fases}} = 22.50 \text{ A}$$

Cada fase aportara una corriente de **22.50 A** por lo tanto se procederá a instalar un interruptor principal de 2 X 30 A, es decir cada fase tendrá un fusible de 30 Amperes.

Para la selección de los conductores en este ejemplo para una corriente de **22.50 A**, el calibre del conductor podría ser del #12 AWG que puede conducir hasta 30A, pero la NOM indica en la tabla 210-24 que en circuitos de 30A el conductor mínimo a utilizar es el de el calibre numero 10 AWG por lo que concluye que los alimentadores serán de 3 conductores calibre numero 10 (2 para las fases y uno para el neutro).

Para determinar el conductor de puesta a tierra nos referimos a la tabla 250-95, para circuitos de 30 A, el conductor de puesta a tierra mínimo a emplear deberá ser calibre 10 AWG, y se recomienda que el conductor de puesta a tierra que proviene del o los electrodos de tierra sea de calibre 8 AWG pudiendo ser conductores desnudos o bien con aislamiento color verde continuo o verde con franjas amarillas; en este ejemplo consideramos calibre 8 AWG como conductor desnudo de puesta a tierra.

En este ejemplo consideramos que existen 3 circuitos que ameritan ser llamados circuitos derivados individuales, se trata de la bomba de agua, la lavadora y el horno de microondas ya que sobresalen del resto de la instalación por su alto consumo. Para determinar la potencia de los circuitos anteriores sumamos sus potencias: **1,778 VA + 1,460 VA + 1,524 VA = 4,762 VA**, esta potencia obtenida la restamos de la carga total: **10,800 VA - 4,762 VA = 6,038 VA**

Para los circuitos derivados de uso general de los 6,038 VA que nos faltan de repartir en circuitos derivados, es importante observar lo siguiente: se recomienda no mezclar

cargas de alumbrado con cargas de receptáculos o contactos en el mismo circuito derivado. Según el Art. 220-20 apartado 1) y el Art. 220-16 de la NOM, cada circuito derivado de alumbrado y de receptáculos para electrodomésticos pequeños no deberá ser mayor a 1,500VA.

De lo anterior se deduce que por lo menos debemos tener un circuito para iluminación y otro para los contactos, pero como la carga de alumbrado es de 1,800 VA y es mayor a los 1,500VA que nos indica la norma, entonces tendremos que dividir la carga de alumbrado en dos circuitos de 900 VA con cierta tolerancia de desbalanceo. El caso de los contactos es similar la carga de 3,600 VA la dividimos entre 1,500VA y nos da 2.4, por lo que se redondea a 3 y distribuimos los contactos en 3 circuitos derivados, repartiendo los contactos lo mas uniformemente posible.

Se concluye que los circuitos derivados de alumbrado y uso general quedaran:

- 2 circuitos derivados para alumbrado de 14.17 A
- 3 circuitos derivados para receptáculos de uso general de 28.34 A
- 1 circuito para cuarto de lavado 11.5 A
- 1 circuito para motor bomba de agua. 14 A
- 1 circuito para aparatos de cocina (horno de microondas). 12 A

Para determinar las protecciones, normalmente se calculan al 120% de la corriente de la carga a proteger, o dicho de otra manera, una protección en condiciones normales debe funcionar a un 80% de su valor nominal de corriente. Para nuestro ejemplo las pastillas termomagneticas quedan de la siguiente manera (ver tabla 1.3):

- Para alumbrado: $\frac{14.17 A}{2 \text{ circuitos de alumbrado}} = 7.08 A$; por lo tanto seleccionamos una pastilla termomagnetica de 10 A.

- $$\frac{28.34 A}{3 \text{ circuitos derivados}} = 9.44 A$$
- Para receptáculos uso general: **3 circuitos derivados** ; por lo tanto seleccionamos 3 pastillas termomagnéticas de 15 A.
 - Para el cuarto de lavado, la corriente es de 11.5 A seleccionamos pastilla termomagnética de 15 A.
 - Para el circuito del motor de bomba, la corriente es de 14 A, seleccionamos pastilla termomagnética de 20 A
 - Para circuito de aparatos de cocina (horno de microondas) seleccionamos pastilla termomagnética de 15 A.

PROTECCION	10 A	15 A	20 A	30 A	40 A
CORRIENTE	8 A	12 A	16 A	24 A	32 ^a

Figura 3.13: Capacidad de corriente según su protección

NOTA: No se permite utilizar un conductor con capacidad de corriente menor al valor de la protección (ITM o fusible), ya que esta dejaría de cumplir con su misión

Para la selección de los conductores nos referimos a la tabla de la NOM 210-14; "resumen de requisitos de los circuitos derivados" y nos indica que para conductores de corriente de 20 A, el conductor a instalar será del #12 AWG y que para conductores de corriente de 15 y 10 A el conductor a elegir es el #14 AWG, pero lo indicado en párrafos anteriores ocupamos el #12 AWG, por último para la selección del cable de tierra nos referimos a la tabla 250-95 de la NOM y checamos que para el ITM de 20 A el calibre del conductor de tierra será del número #12. Con los datos obtenidos realizamos un diagrama unifilar el cual queda representado en la figura 3.14.

Para determinar el cálculo de los conductores del circuito derivado o de un alimentador, se determinan mediante el uso de la tabla 310-16 de la NOM considerando los factores de corrección:

- Factor de corrección por temperatura (ver tabla 310-16). Se refiere a que si la instalación eléctrica de una residencia se encuentra a cualquier temperatura, se deberá de aplicar el factor de temperatura para cargas menores de 100 amperes, se debe de aplicar los siguientes factores (figura 3.15).

Temperatura	Factor	Temperatura	Factor
21-25	1.08	46-50	0.58
26-30	1	51-55	0.41
31-35	0.91	56-60
36-40	0.82	61-70
41-45	0.71	71-81

Figura 3.14: Factor de corrección por temperatura

DIAGRAMA UNIFILAR 220 Volts, 60 Hz, 2F-3h

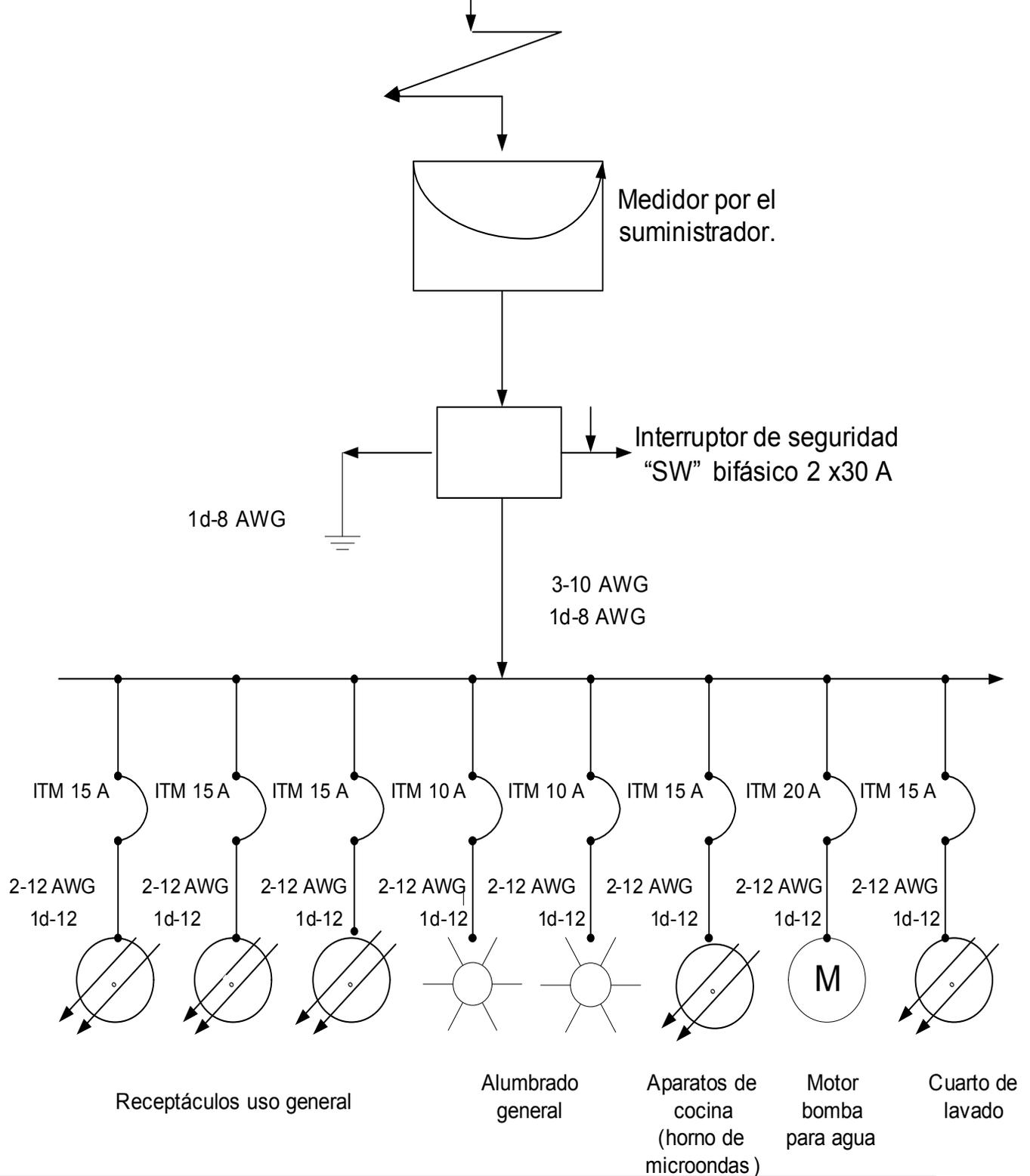


Figura 3.15: Diagrama unifilar el cual representa el proyecto eléctrico.

- Factor de corrección por agrupamiento (ver tabla 310-15). Se refiere a que si en la canalización (tubo) se instalan más de 3 conductores se deberá afectar a la capacidad de conducción de los conductores o a la corriente eléctrica calculada. Este factor se indica en la siguiente figura 3.16.

Número de conductores portadores de corriente	Por ciento de valor de las tablas ajustado para la temperatura ambiente si fuera necesario
De 4 a 6	80
De 7 a 9	70
De 10 a 20	50
De 21 a 30	45
De 31 a 40	40
41 y mas	35

Figura 3.16: Factor por corrección de agrupamiento.

- Factor de corrección por arranque (del 125% al 200% de la corriente nominal, aplicable solo a motores).
- Factor de corrección por distancia. el cual es aplicable en circuitos derivados alimentadores cuando existen más de 20 metros entre el equipo de medición de la acometida y el centro de carga al que alimenta.

En virtud de los factores de corrección anteriores, rara vez un conductor es seleccionado con el simple hecho de cumplir con la tabla 310-16. Por ejemplo, en un circuito de 15 A según la tabla basta con seleccionar un conductor calibre 14 AWG,

pero en la práctica no es recomendable, ya que el circuito queda muy limitado y en caso de una sobrecarga puede calentarse a niveles peligrosos y en un caso extremo producir un incendio. Según la NOM el calibre mínimo a utilizar en circuitos derivados es el calibre 14 AWG, aunque en la mayoría de los casos solo se utiliza como conductor de regreso de apagador en circuitos de alumbrado.

Por todo lo expresado anteriormente, en el ejemplo se utilizaron únicamente conductores calibre 12 AWG, aunque según la tabla, en los circuitos de alumbrado y de contactos de uso general pudo haberse seleccionado el 14 AWG.

Para el cálculo de las canalizaciones se determinan sumando las áreas o secciones transversales de los conductores con todo y aislamiento que irán en dicha canalización, respetando el factor de relleno correspondiente, así como los factores de corrección aplicables. Por ejemplo si una sección de la instalación eléctrica determinamos que se requiere canalizar 8 conductores calibre 12 AWG con aislamiento THHW-LS y un conductor desnudo calibre 12 AWG, buscamos en la tabla 10-5 en las filas del tipo de aislamiento antes mencionado y vemos que el conductor calibre 12 AWG tiene una sección de 11.7mm^2 , entonces multiplicamos este valor por el número de conductores que en este caso es 8 y obtenemos un valor de 93.6mm^2 y a este valor le sumamos la sección del conductor calibre 12 desnudo que es de 3.31mm^2 , obteniendo un total de 96.91mm^2 . Este valor obtenido representa la suma de las secciones transversales de todos los conductores que serán alojadas en una canalización, por lo que para determinar dicha canalización, buscamos un valor igual o mayor que 96.91mm^2 en la tabla 10-4 en la columna del 40%, que es factor de relleno aplicable a 3 o más conductores y obtenemos que le corresponde el valor de 137mm^2 correspondiente al tubo de 21 mm (3/4).

3.2.4 INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

Para alimentar una instalación industrial antes que nada se debe tener en cuenta que debemos iniciarla desde el lugar en que vamos a recibir de la empresa suministradora el servicio de alimentación o acometida, siendo el lugar apropiado para este objeto,

además tiene que ser un lugar en el cual ofrezca mayores facilidades para la llegada de dicha alimentación o acometida, lectura e inspección de medidores y ofrezca el menor riesgo al personal de la empresa propietaria de la instalación. Ya que se tiene el lugar se procede a preparar el sitio en que se instalaran los equipos de medición de la compañía suministradora, instalando ductos subterráneos o tubos conduit hasta la entrada de los cables de dicha compañía. En ese mismo lugar, se instalara el interruptor principal y tableros de alimentación general, teniendo en cuenta que de acuerdo con la carga, el servicio será alimentado ya sea en baja tensión, o bien en alta tensión que pueda variar desde 2.5 Kv a 33 Kv.

Hay que distinguir 2 casos:

- La instalación con acometida en B.T en industrias cuya demanda de potencia es pequeña. El esquema general típico es igual que el de los edificios singulares según el tipo de industria.
- La instalación con acometida en A.T, en industrias cuya demanda de potencia es grande (según las normas de la empresa suministradora) la energía suele suministrarse en A.T por lo que es preciso instalar una subestación.

En los casos de alta tensión es indispensable la instalación de una subestación que comprende:

- Un transformador de capacidad y voltaje adecuados.
- Juego de cuchillas para servicios y pruebas.
- Interruptor automático o interruptor con fusibles de alta potencia (de acuerdo al voltaje).
- Tableros de transferencia.

Todo esto conforme a las normas nacionales o internacionales para mayor confiabilidad de la subestación.

Los conductores en las instalaciones eléctricas industriales son muy diferentes a los de las instalaciones residenciales ya que son para tensión nominal hasta 600V, en este caso la elección de los cables debe basarse por el tipo de cable, ya que una vez decidido el cable a emplear su correcta función exige prestar atención a los siguientes datos generales y particulares, de servicio que ha de prestar, que se deberán facilitar al proveedor para que suministre el material idóneo.

Las características generales son las siguientes:

- Empleo para el cual va a ser destinado el cable, corriente continua o alterna.
- Condiciones de la instalación fija o móvil.
- Numero y sección de los conductores, corriente, amperios o datos necesarios para su determinación (potencia en KVA o en KW), servicio continuo o intermitente y en su caso características de esta intermitencia (en la medida en que este se conozca).
- Normas o especificaciones a que el cable debe responder.
- Longitud necesaria del cable.
- Diámetro exterior máximo del cable..

El diagrama unifilar en este tipo de instalaciones debido a su magnitud debe ser detallado para su buena comprensión. La importancia de contar con el mismo, radica en conocer todos los puntos de interconexión dentro de las instalaciones, para así poder programar revisiones y mantenimiento en determinados puntos, hasta cierto punto crítico y con ello disminuir riesgos de incendio, de fallas eléctricas, daños a maquinaria y evitar mermas en la producción.

La NOM-029-STPS-2005, en su punto 5.2, requiere al patrón (empresa) “contar con el diagrama unifilar de la instalación eléctrica del centro de trabajo, actualizando y con el cuadro general de cargas instaladas y por circuito derivado, con el fin de que una copia

se encuentre disponible para el personal que realice el mantenimiento a dichas instalaciones.”, pero también deben de cumplir con la especificación CFE 00200-02 “Diagramas unifilares de arreglos para subestaciones.

Las canalizaciones eléctricas a los dispositivos que se emplean en las instalaciones eléctricas industriales para contener a los conductores de manera que queden protegidos contra deterioro mecánico y contaminación, y que además protejan a las instalaciones contra incendios por arcos eléctricos que se presentan en condiciones de cortocircuito. En la NOM-001-SEDE-2005, en su artículo 300-17, indica que la cantidad y tamaño de los conductores en cualquier canalización no debe ser mayor que lo que permita la disipación del calor y la fácil instalación y retiro de los conductores sin dañar a los mismos o a su aislamiento. Lo cual deberá de consultarse los siguientes artículos en la NOM:

- Tubo (conduit) no metálico 331-6.
- Tubo (conduit) de polietileno 332-6.
- Tubo (conduit) no metálico con cables preensamblados para usos subterráneos 343-15.
- Tubo (conduit) metálico tipo pesado 346-6.
- Tubo (conduit) metálico semipesado 346-7.
- Tubo (conduit) rígido no metálico 347-11.
- Tubo (conduit) tipo ligero 348-7.
- Tubo (conduit) metálico flexible tipo ligero 349-12.
- Tubo (conduit) metálico flexible 350-12.
- Tubo (conduit) flexible metálico y no metálico, hermético a líquidos 351-6 y 351-25.

- Canalizaciones bajo piso 354-5.
- Canalizaciones en pisos metálicos celulares 356-5.
- Ductos metálicos y no metálicos con tapa 362-5.
- Canalizaciones pre alambradas 365-3.

A diferencia de las instalaciones residenciales que van ocultas con tubo flexible de PVC, en las instalaciones industriales los medios de canalización más comunes son:

Tubos conduit: el tubo conduit es usado para contener y proteger los conductores eléctricos usados en las instalaciones. Estos tubos pueden ser de aluminio, acero o aleaciones especiales. En las canalizaciones por tubo conduit, los conductores no deberán ocupar más de un 40% de su espacio interior, esto es con objeto de facilitar su introducción sin averiar sus aislamientos.

Ductos. Como se usa en el artículo 310, se entiende por ductos eléctricos cualquiera de los sistemas de tubo (conduit) reconocidos en el capítulo 3 de la NOM-001-SEDE-2005 como adecuados para subterráneo y cualquier otra canalización de sección transversal circular aprobada para uso subterráneo, a sea enterrada o directamente embebida en concreto. Se usan solamente en las instalaciones eléctricas visibles ya que no pueden montarse embutidos en pared, ni dentro de lozas de concreto.



Figura 3.18: Ductos fabricados en concreto utilizados para las acometidas subterráneas

Los ductos se fabrican en lámina de acero acanalada de sección cuadrada o rectangular. La instalación de los ductos debe hacerse tomando algunas precauciones, como evitar se cercanía con tuberías transportadoras de agua o cualquier otro fluido. .

Charolas. El uso de charolas se tiene aplicaciones parecidas a las de los ductos con algunas limitantes propias de los lugares en los que se hace la instalación

Los registros condulets se utilizan en instalaciones visibles tienen una o varias salidas para acoplamiento con las tubería, si como una tapa removible para realizar las conexiones, su denominación depende del número o tipo de salidas que posea.

3.2.5 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA EN UNA INSTALACION INDUSTRIAL

Uno de los problemas más frecuentes que se presentan en una instalación eléctrica industrial, es definir si los diferentes sistemas de tierra para distribución de energía, telefonía, voz y datos, control de acceso y seguridad, sistema de computo, torres de comunicación, sistemas de pararrayos etc., se deben o no interconectar entre sí, y se

acentúa mas la duda cuando los diferentes proveedores de sistemas o equipos exigen al proyectista o constructor la instalación de sus sistema de tierras separado o aislado del resto de los sistemas similares, argumentando que una falla o descarga ocurrida en cualquier otro sistema de tierra como el de energía eléctrica y pararrayos, contaminara y afectara gravemente el propio sistema, reduciendo drásticamente su continuidad, confiabilidad y seguridad.

Como consecuencia existen dos alternativas:

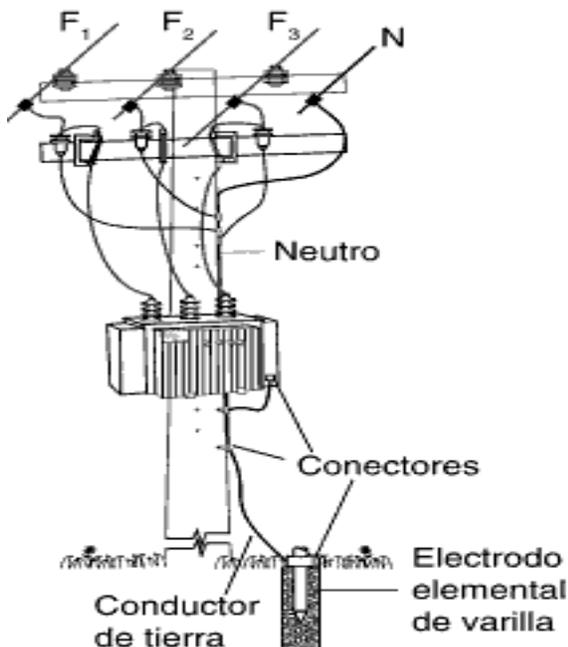


Figura 3.19:Componentes de una puesta a tierra elemental

- Separar los diferentes sistemas de tierra.
- Interconectar todos los sistemas de tierra.

Bajo este concepto, se tiene dos posibilidades que son:

Primero, que los electrodos o sistemas de tierra se encuentran físicamente separados y suficientemente alejados entre sí (sistemas independientes o aislados eléctricamente). Esto quiere decir que los conos de tensiones generados por los dos electrodos de tierra deben estar totalmente separados para que los campos electromagnéticos producidos no se interfieran.

Segundo que los electrodos o sistemas de tierra físicamente estén separados, pero muy cercanos entre sí (sistemas dependientes o interconectados eléctricamente). Para el primer caso se considera que los electrodos de sistemas de tierra son independientes cuando la intensidad de corrientes de falla o defecto de uno de ellos no origine en el otro una tensión mayor a 50 Volts, en el segundo caso se ha visto que cuando un electrodo o sistema de tierra circula la corriente de falla o defecto general, en el otro una tensión mayor a 50 Volts que puede afectar a los equipos y a las personas, dependiendo de la magnitud.

Lo anterior se basa en el argumento de la distinción que descansa en la idea de que unos sistemas de tierra han sido diseñados para **sistemas de tierra para protección** y otros **sistemas de tierra para servicio** y que su interconexión representa un serio conflicto.

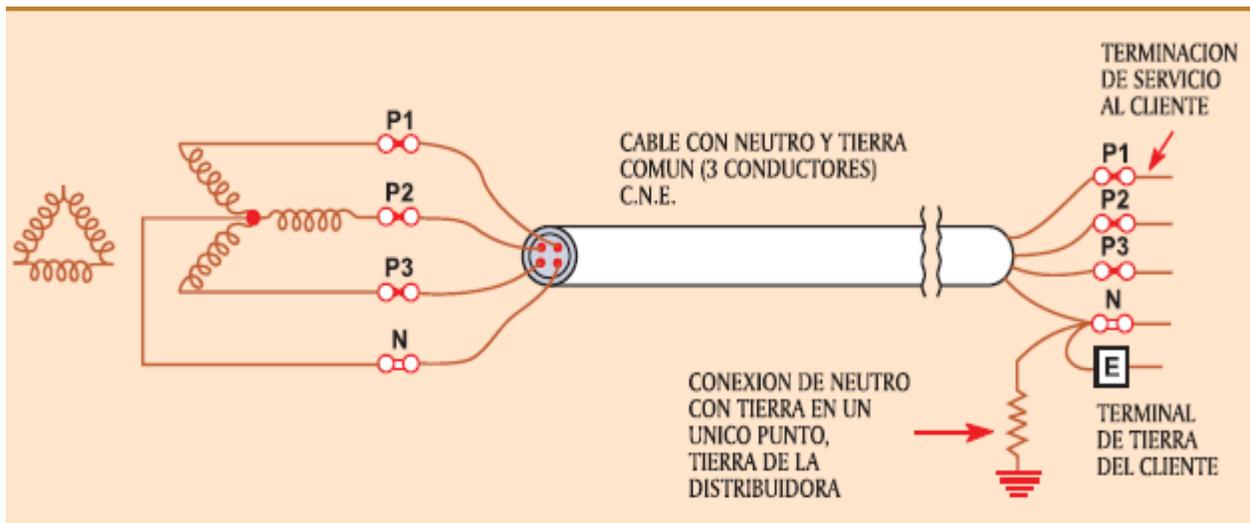


Figura 3.20: En esta figura se dispone de una terminal de tierra conectado al neutro de la alimentación, pero el neutro se conecta a tierra en un único punto, normalmente cerca del punto de alimentación

El **sistema de tierras para servicio** es la malla de tierra donde se conecta el punto neutro de un transformador de potencia o de una máquina eléctrica. La resistencia de la malla de servicio depende exclusivamente del valor de corriente de falla monofásica que se desea tener en el sistema.

El **sistema de tierra de protección** es la malla de tierra donde se conectan todas las partes metálicas de los equipos que conforman un sistema eléctrico, que normalmente no están energizados, pero que en caso de fallas pueden quedar sometidos a la tensión del sistema. Los valores de resistencia de la malla de protección están limitados por condiciones de seguridad de los equipos y de las personas que operan el sistema de potencia. Las tensiones de paso, de contacto y de malla máximas definidas por normas internacionales, definen el valor de la resistencia de la malla. Es común usar la misma malla de tierra de una subestación tanto como malla de servicio como malla de protección. En la medida que se cumplan las condiciones de seguridad esto no es problema. "Es importante mencionar que no está permitido conectar a la misma malla sistemas de tensiones diferentes".

En los sistemas eléctricos de potencia, desde el punto de vista de su conexión con respecto a tierra pueden clasificarse en: sistemas aislados y sistemas aterrizados

en los sistemas aislados, los cuales no tienen una conexión intencional a tierra. Cabe destacar que la conexión a tierra en sistemas aislados se hace a través de caminos de alta impedancia, como son las capacidades distribuidas de los alimentadores (cables y líneas aéreas) y a través de las impedancias de los pararrayos (Figura 3.21)

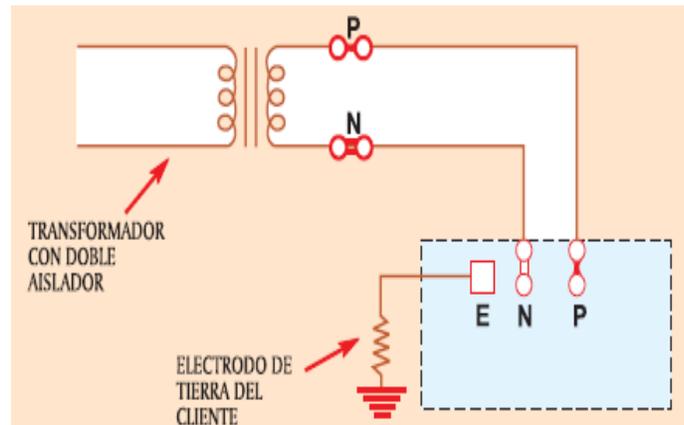


Figura 3.21: Este es un sistema que no tiene conexión directa entre partes vivas y tierra pero con las partes conductivas expuestas de la instalación

La principal característica de estos sistemas son las bajísimas corrientes de corto circuito monofásico que presentan, en caso de existir una falla en el sistema. Por esta razón es necesario disponer de protecciones especiales, muy sensibles que puedan detectar la presencia de una falla monofásica del orden de mili amperes. El retorno de la corriente de falla monofásica en sistemas aislados se produce a través de capacidades distribuidas de los cables y de las líneas. La principal ventaja de estos sistemas, es la mayor continuidad de servicio que se logra ya que se pueden seguir operando en la presencia de una falla monofásica. Sin embargo, son más las ventajas que presentan los sistemas aislados, con razón por la cual son poco utilizados en la actualidad. Los sistemas aislados no presentan más ventaja que los sistemas aterrizados a través de alta resistencia, con la diferencia que en estos últimos, las tensiones pueden limitarse.

Los sistemas aterrizados, se caracterizan por tener el neutro de los transformadores o generadores conectados a tierra. Estos sistemas no presentan el inconveniente de sobretensiones mencionado en el sistema aislado, ya que cuando se produce un cortocircuito monofásico, este es detectado inmediatamente por las protecciones de sobrecorriente residual y por lo tanto despejado rápidamente (Figura 3,22).

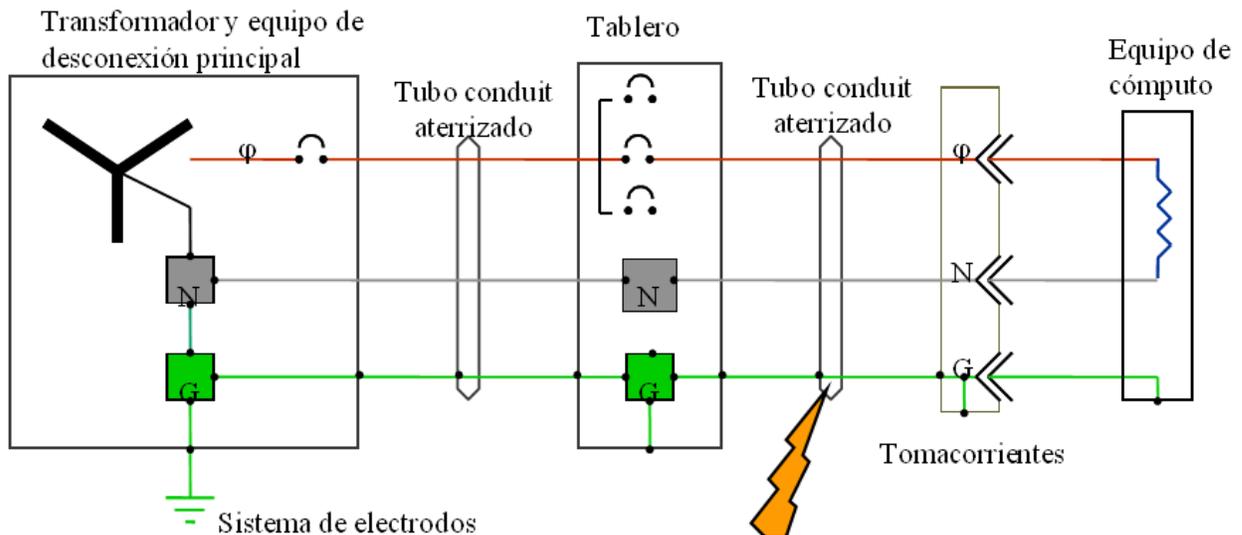


Figura 3.22: Sistema de tierras aterrizado

La conexión a tierra puede realizarse de distintas maneras, distinguiéndose principalmente las siguientes:

- Sólidamente aterrizados.
- Resistencia de bajo valor.
- Resistencia de alto valor.
- Reactor.
- Bobina de Petersen.

Los sistemas aterrizados, protegen la vida útil de la aislación de motores, transformadores y otros componentes de un sistema. Los sistemas aterrizados, al garantizar una corriente de falla elevada permiten utilizar protecciones rápidas y seguras que despejen las fallas a tierra en un tiempo no mayor a 5 seg.

La resistencia del neutro, tiene limitada su capacidad de corriente, definida por el tiempo que dura la corriente que pasa por ella, siendo su máximo de 10 segundos. La

tensión de resistencia corresponde al valor de corriente que fluirá por la resistencia durante el cortocircuito con la tensión nominal aplicada.

La malla de tierra es un conjunto de conductores desnudos que permite conectar los equipos que componen una instalación a un medio de referencia, en este caso la tierra, tres componentes constituyen la resistencia de la malla de tierra.

- La resistencia del conductor que conecta los equipos a la malla de tierra.
- La resistencia de contacto entre la malla y el terreno.

Una malla de tierra puede estar formada por distintos elementos:

- Una o más barras de entradas.
- Conductores instalados horizontalmente formando diversas configuraciones.
- Un reticulado instalado en forma horizontal que puede tener o no barras conectadas en forma vertical en algunos puntos de ella

Las barras verticales utilizadas en la construcción de las mallas de tierra reciben el nombre de barras copoerweld y están construidas con alma de acero revestidas en cobre. El de la resistencia de una malla de tierra depende entre otros parámetros de la resistividad del terreno.

El método más usado para determinar la resistividad del terreno es el de Schlumberg el cual permite determinar las capas que componen el terreno, como también la profundidad y la resistividad de cada uno de ellos (Figura 2.23).

Los objetivos fundamentales de una malla de tierra son:

- Evitar tensiones peligrosas entre estructuras, equipos y terrenos durante cortocircuitos a tierra o en condiciones normales de operación.
- Evitar descargas eléctricas peligrosas en las personas, durante condiciones normales de funcionamiento.

- Proporcionar un camino a tierra para las corrientes inducidas. Este camino debe ser lo más corto posible.

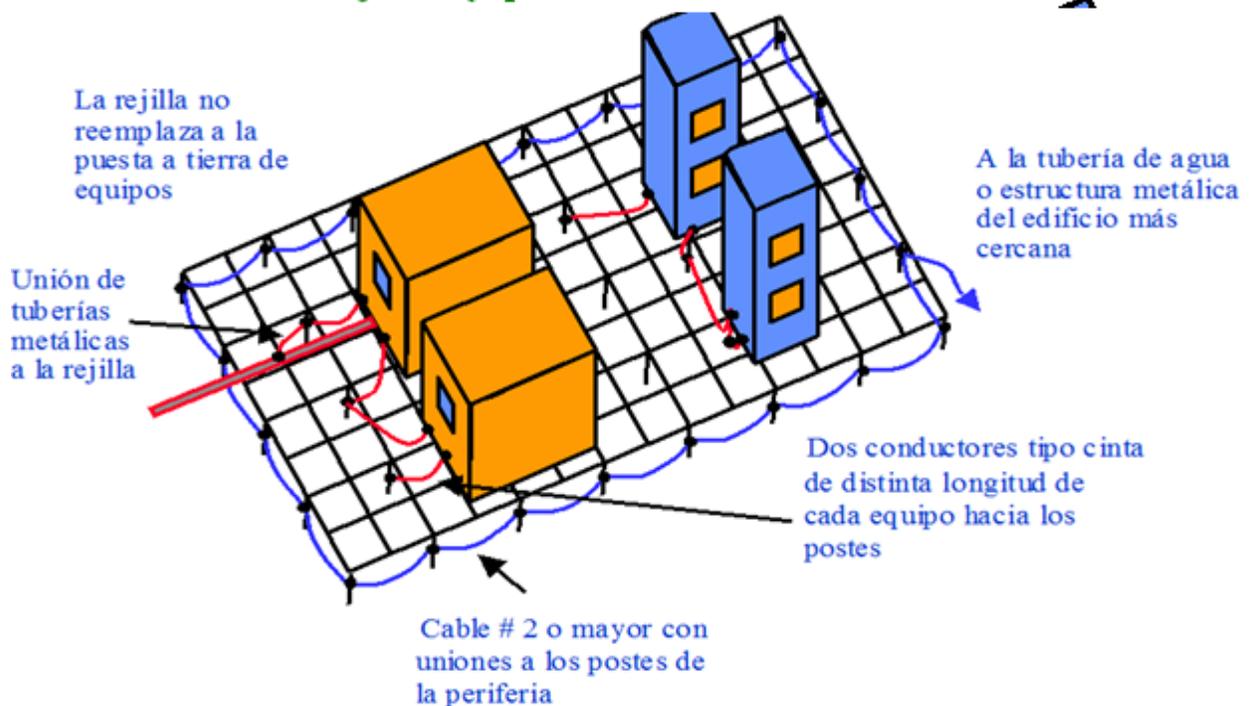


Figura 3.23; En esta figura se puede representar una configuración general de una malla de puesta a tierra

Los 4 tipos de electrodos naturales para puesta a tierra que indica la NOM-001-2005-SEDE en su artículo 250-81 son los siguientes:

250-81 a). Tubería metálica subterránea para agua. Una tubería metálica subterránea para agua en contacto directo con la tierra a lo largo de 3m o mas (incluidos los además metálicos de pozos efectivamente unidos a la tubería) y con continuidad eléctricamente mediante la unión de las conexiones alrededor de juntas aislantes, o secciones aislantes en tubos) hasta los puntos de conexión del conductor del electrodo de puesta a tierra y de los conductores de unión. La continuidad de puesta a tierra o de la conexión de unión de la tubería interior no se debe hacer a través de medidores de consumo o equipos familiares. Una tubería metálica subterránea para agua se debe complementar mediante un electrodo adicional del tipo especificado en 250-81 o 250-

83. Se permite que este electrodo de puesta a tierra suplementario este unido al conductor del electrodo de puesta a tierra, al conductor de la acometida puesto a tierra, la canalización de la acometida puesta a tierra o cualquier envolvente de la acometida puesto a tierra.

250-81 b). Estructura metálica del edificio. La estructura metálica del edificio, cuando este puesta a tierra eficazmente.

250-81 c). Electrodo empotrado en concreto. Un electrodo empotrado como mínimo 50 mm en concreto, localizado en y cerca del fondo de un cimiento o zapata que este en contacto directo con la tierra y que conste como mínimo de 6 m de una o más varillas de acero desnudo o galvanizado o revestido de cualquier otro recubrimiento eléctricamente conductor, de no menos de 13 mm de diámetro o como mínimo 6.1 m de conductor de cobre desnudo de tamaño nominal no inferior a 21.2 mm² (4 AWG).

250-81 d). Anillo de tierra. Un anillo de tierra que rodee el edificio o estructura, en contacto directo con la tierra y a una profundidad bajo la superficie no inferior a 800 mm que conste como mínimo en 6 m de conductor de cobre desnudo de tamaño nominal no inferior a 33.3 mm² (2 AWG).

La puesta a tierra sólidamente se refiere a la conexión del neutro del generador o del transformador de potencia o del transformador puesto a tierra directamente a tierra. Debido a que la reactancia del generador o transformador puesto a tierra en serie con el circuito del neutro, una conexión sólidamente a tierra no provee una impedancia cero en el circuito del neutro.

En el artículo 250-27. Conexiones de sistemas con neutro puesto a tierra a través de una alta impedancia. Los sistemas con neutro puesto a tierra a través de una alta impedancia, tal como se permite en la excepción 5 de 250-5 (b) debe cumplir con las siguientes condiciones:

- a) Ubicación de la impedancia de puesta a tierra. La impedancia de puesta a tierra debe instalarse entre el conductor del electrodo (o sistema de electrodos) de

puesta a tierra y el neutro del sistema. Cuando no haya neutro disponible, la impedancia de puesta a tierra se debe de instalar entre el conductor del electrodo (o sistema de electrodos). De puesta a tierra y el neutro derivado de un transformador de puesta a tierra.

- b) El conductor neutro. El conductor neutro procedente del punto neutro de un transformador o de un generador hasta su punto de conexión con la impedancia de puesta a tierra, debe estar completamente aislado. El conductor neutro debe tener una capacidad de conducción de corriente no inferior a la corriente eléctrica máxima nominal de la impedancia de puesta a tierra. En ningún caso el conductor neutro debe ser inferior a 8.37 mm² (8 AWG) en cobre o a 13.3 mm² (6 AWG) en aluminio.
- c) Conexión del neutro del sistema. El conductor neutro del sistema no debe ser puesto a tierra excepto a través de la impedancia de puesta a tierra.

NOTA: la impedancia se elige normalmente para que limite la intensidad de una corriente eléctrica de falla a tierra, a un valor igual o ligeramente superior a la carga capacitiva del sistema. Ese valor de impedancia debe limitar también las sobretensiones transitorias a valores seguros. Puede consultarse el Apéndice B2 para la orientación sobre los criterios para limitar las sobretensiones transitorias.

- d) Trayectoria del conductor neutro. Se permite instalar el conductor que conecta el punto neutro de un transformador o de un generador a una impedancia de puesta a tierra en una canalización independiente. No es necesario que este conductor se instale junto a los conductores de fase hasta el primer medio de desconexión o dispositivo contra sobrecorriente del sistema.
- e) Puente de unión del equipo. El puente de unión del equipo (la conexión entre los conductores de puesta a tierra del equipo y la impedancia de puesta a tierra) debe ser un conductor sin empalmes que corra desde el primer medio de desconexión o dispositivo de sobrecorriente del sistema hasta el lado puesto a tierra de la impedancia de puesta a tierra.

- f) Ubicación del conductor al electrodo de puesta a tierra. El conductor de electrodo de puesta a tierra se debe conectar en cualquier punto a partir del lado puesto a tierra de la impedancia de tierra a la conexión de puesta a tierra del equipo en la acometida o en el primer medio de desconexión del sistema.

Este sistema de protección consiste en unir las masas de la instalación al conductor neutro de tal forma que los defectos francos de aislamiento se transforman en cortocircuitos entre fase y neutro provocando el funcionamiento del dispositivo de corte automático y, como consecuencia, la desconexión de la instalación defectuosa. Solamente puede proyectarse una instalación de protección de este tipo si se cumplen una serie de condiciones previas, que enumeramos a continuación y que están previstas reglamentariamente:

- La sección de los conductores entre la subestación de transformación y la instalación receptora debe estar debidamente dimensionada de forma que en cada tramo resiste a la corriente de apertura de los dispositivos protectores, esto es con objeto de que cuando ocurra un fallo de aislamiento, el neutro resista hasta la fusión del correspondiente fusible de alimentación del tramo (o en su caso el disparo del elemento de protección). Si en una derivación de la línea, el neutro no cumple esta condición, no podrá emplearse como tierra.
- La conductancia del neutro ha de ser igual a la de los conductores vivos.
- El neutro debe contarse a tierra en las proximidades del generador o del transformador de alimentación; además en las líneas aéreas debe conectarse a tierra por tramos de 200m y al final de la línea. Las instalaciones a la intemperie deben considerarse como líneas aéreas.
- En las redes con puesta a neutro de las masas no deben ponerse a tierra las carcasas y los armazones de las maquinas y aparatos, ya que pueden aparecer elevadas tensiones en el conductor neutro. Solamente hay una excepción, cuando se utilice como tierra una red de conducción de agua pero, en este caso,

debe quedar conectada al neutro en varios puntos, por lo menos en la tubería principal o en la acometida del agua.

Condiciones en lo que respecta a la red de distribución:

- La sección del conductor neutro debe ser, en todo su recorrido, igual a la correspondiente a los conductores de fase, para secciones de estos iguales o inferiores a 50 mm² en redes aéreas, y 16mm² en redes subterráneas.
- Para secciones nominales de los conductores de fase, superiores a las indicadas anteriormente, la sección mínima del neutro ha de ser la que se indica en la siguiente tabla.

Sección de los conductores activos mm ²	Sección nominal del neutro mm ²	
	Redes aéreas	Redes subterráneas.
25	---	16
35	---	16
50	---	25
70	50	35
95	50	50
120	70	70
150	70	70
185	95	95
240	120	120
300	---	150
400	---	185

Figura 3.24: ¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento.

- En las redes subterráneas de distribución, cuando se utilicen conductores con envuelta protectora de aluminio puede emplearse esta como conductor neutro siempre que su sección sea por lo menos eléctricamente equivalente a la sección de los conductores activos.
- En las líneas aéreas, el conductor neutro se tendera con las mismas precauciones generales que son:
 - a) Para líneas aéreas: en el centro de transformación o central generadora y cada 500 metros de longitud de línea (preferiblemente en los apoyos de donde parten derivaciones importantes).
 - b) Para líneas subterráneas: en el centro de transformación o central generadora y cada 200m de longitud de línea(preferiblemente en las cajas de seccionamiento)

En el caso de que nos ocupa el conductor neutro debe ponerse también a tierra en los extremos de las líneas, cuando la longitud de estas sea mayor de 200 metros.

- La resistencia de la tierra del neutro no será superior a 5 ohmios en las proximidades de la central generadora o del centro de transformación, así como en los 200 últimos metros de cualquier derivación de la red.
- La resistencia global de la tierra, de todas las tomas de tierra del neutro no será superiora a 2ohmios.
- En las redes subterráneas debe procurarse la unión del conductor neutro en las cajas de empalme, cajas terminales, etc., con las tuberías de agua al emplazamiento de los elementos anteriores. Estas conexiones deben realizarse con conductores de cobre de 35mm² o de sección eléctricamente equivalente si se trata de otro material.
- El conductor neutro deberá conectase a las tomas de tierra de las instalaciones interiores, estableciendo esta conexión en la caja general de protección de la acometida o en oro punto lo más próximo posible a la misma.

Algunas prescripciones reglamentarias establecen lo siguiente:

- Las instalaciones que lo precisen dispondrán de un número suficiente de puntos de puesta a tierra, convenientemente distribuidos, que estarán conectados al mismo electrodo o conjunto de electrodos.
- El punto de puesta a tierra estará constituido por un dispositivo de conexión (regleta, placa, borne, etc.) que permita la unión entre los conductores de las líneas de enlace y principal de tierra, de forma que se pueda, mediante útiles apropiados separarse estas con el fin de poder realizar la medida de la resistencia de tierra.

La obtención de la equipotencialidad del sistema de conexión a tierras es fundamental, no solo para proteger de una descarga eléctrica a las personas, sino también para proteger los bienes materiales y conseguir un buen funcionamiento en el sistema de tierra, por estos motivos es importante cumplir todos los requisitos de las normas vigentes relativas a las instalaciones eléctricas y utilizar los productos adecuados.

Elegir un sistema de tierras parece simple a primera vista, sin embargo, resulta complicado cuando no se tienen claros los principios y criterios de diseño. La falta de la normatividad o las malas prácticas, sea el caso de tierras aisladas o de sistemas incompletos donde no se han incluido un pararrayos o erróneamente se tiene aislado del resto de los sistemas, creyendo que se ofrece mayor seguridad.

4.1 ANTECEDENTES

En los años sesenta del siglo XX la ciudad de México presentaba graves problemas de transporte público y congestión de la red vial, particularmente en la zona centro, donde se concentraba el 40 por ciento del total diario de los viajes realizados dentro de la ciudad, en este lugar y sus alrededores circulaban 65 de las 91 líneas de autobuses y transportes eléctricos de pasajeros.

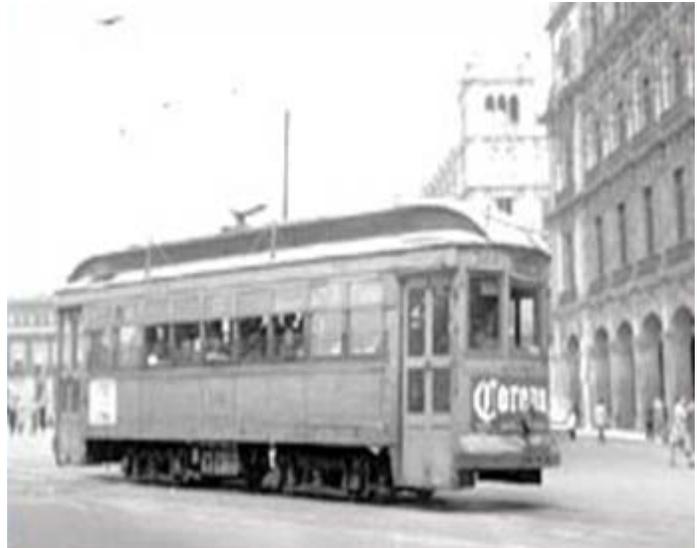


Figura 4.1: Transporte público de los años 60's del siglo XX en la zona centro de la Cd. México

El desarrollo del tranvía eléctrico es de especial importancia, tomando en cuenta las experiencias de varios países europeos y de los Estados Unidos de América. En el año de 1905 es presentado un proyecto para establecer un ferrocarril eléctrico, rápido, subterráneo, dentro de la ciudad, y elevado en viaducto en las afueras hasta las poblaciones de Azcapotzalco, San Angel, y Tlalpan. A partir del año de 1907, se consolida la compañía de tranvías eléctricos de capital extranjero y adquiere vigor el desarrollo de la red en la ciudad de México contando para el año 1928, con 330 kilómetros de vías, 341 carros motores y 341 remolques. Para el año de 1946, nace la institución descentralizada de Transporte Eléctrico en el Distrito Federal, y a partir de ahí el sistema tranviario recibe un nuevo impulso con la creciente expansión de los transportes utilizando motor de combustión interna, aunado a la necesidad de transportes más rápidos hace que en los tranvías queden rezagados, para dar cabida a la creación del Sistema de Transporte Colectivo "METRO".

La idea de construir un sistema de transporte eléctrico en la ciudad de México comenzó en 1950, en el tiempo cuando la capital de México tenía aproximadamente 4

millones de habitantes, era cuando los viejos tranvías entrecruzaban la ciudad, el tráfico comenzaba a incrementarse y el sistema del autobús no era suficiente para cubrir todas las demandas de las personas que vivían fuera de la ciudad.

En el año de 1969, la Cd. de México puso en servicio la primera red de transporte eléctrico denominado METRO. Oficialmente la construcción de este sistema comenzó el 17 de junio de 1967, en la primera etapa se construyeron tres líneas; con direcciones de este- oeste, norte –sur y del noroeste al centro y luego al sur. A partir de esa fecha, el Metro de la ciudad de México ha tenido una expansión que puede considerarse continua, ya que nos hace ver que en el futuro, el sistema de transporte deberá incorporar más ampliamente este sistema de movilización, ya que existen importantes razones que así lo determinan: menor consumo de energía, índice bajo de contaminación y gran capacidad de transportación a bajo costo.

El primer contacto del metro con el Estado de México fue el 22 de agosto de 1984, cuando se construyó la terminal Cuatro Caminos en el Municipio de Naucalpan, luego en 1991, un tramo de 3.2 Km de línea de Metro penetró al estado mexiquense, en el municipio de La Paz. Posteriormente, en 1994, por acuerdos del gobierno del D.F se logró el inicio de la construcción de un tramo metropolitano (Línea “B”,) dentro del estado de México, esta línea correría desde Buenavista en el d.f hasta Ciudad Azteca, municipio de Ecatepec.

En el periodo de gobierno 2006-2012, se programaron los estudios y las obras de una nueva línea del Sistema de Transporte Colectivo METRO (línea12), entre Mixcoac y Tlahuac, el cual tendrá 24 km de longitud y 22 estaciones.

Actualmente el metro de la Ciudad de México cuenta con un total de:

- 10 líneas en la red: Línea 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y B todas con rodadura neumática (ver figura 4.2).
- 1 línea férrea: Línea A, con rodadura férrea (ver figura 4.3)

- 1 tren suburbano: Buenavista – Cuautitlán, con rodadura férrea concesionado (ver imagen 4.4).
- 1 tren ligero: Taxqueña – Xochimilco, con rodadura férrea (ver imagen 4.5).



Figura 4.2: Metro con rodadura neumática



Figura 4.3: Tren con vía férrea de la línea "A"



Figura 4.4: Tren suburbano vía férrea



Figura 4.5: Imagen tren ligero

4.1.1 CATENARIAS EN VIAS FERREAS

Una de las tecnologías más importantes en la alimentación eléctrica de las líneas férreas es por medio de la catenaria ya que reduce costos de operación y mantenimiento. Desde los comienzos de la electrificación algunas compañías explotadoras de los ferrocarriles adoptaron la línea de contacto aérea con suspensión de catenaria. La línea de contacto es una línea de conducción eléctrica para transmitir y alimentar energía desde la subestación hasta el vehículo eléctrico, a través de los dispositivos de colección de corriente (pantógrafo).

En el transporte eléctrico, uno de los elementos decisivos para permitir estas prestaciones es el adaptador de corriente, normalmente designado con el nombre de pantógrafo, ya que constituye el elemento de interface entre la unidad móvil de tracción y el sistema fijo de alimentación eléctrica (catenaria).



Figura 4.6: Pantógrafo tomando corriente por medio de catenaria

En ferrocarriles se denomina catenaria al sistema que transmite potencia eléctrica a las locomotoras u otro material rodante motor. Las tensiones de alimentación más comunes van desde 600 V a 3 Kv en corriente continua, o entre 15 y 25 Kv en corriente alterna.

La mayor parte de las instalaciones funcionan con corriente (continua o alterna) monofásica, aunque existen algunas instalaciones trifásicas. Para el cálculo y ecuaciones que sustentan el diseño y especificaciones de una catenaria deben abarcar los siguientes tres ámbitos:

- Base matemática, para determinar las ecuaciones de las formas de la catenaria.
- Base eléctrica, para fijar los valores de la sección de los conductores por la caída de tensión, densidades de corriente o calentamiento de los conductores eléctricos, los problemas de retorno de la corriente, las corrientes de fuga y la protección del personal e instalaciones de fenómenos eléctricos.
- Base mecánica, para determinar el dimensionamiento de las secciones de los conductores y todas las ferreterías, aislaciones y dispositivos que permiten garantizar la estabilidad de la catenaria.

Un cable suspendido en sus dos extremos situados a la misma altura y cargado por su propio peso o con este y sobrecargado uniformemente (con suspensores, abrazaderas, etc) genera una curva llamada catenaria, la que sin cometer grandes distorsiones puede asimilarse a una parábola.

Las ecuaciones fundamentales se muestran a continuación:

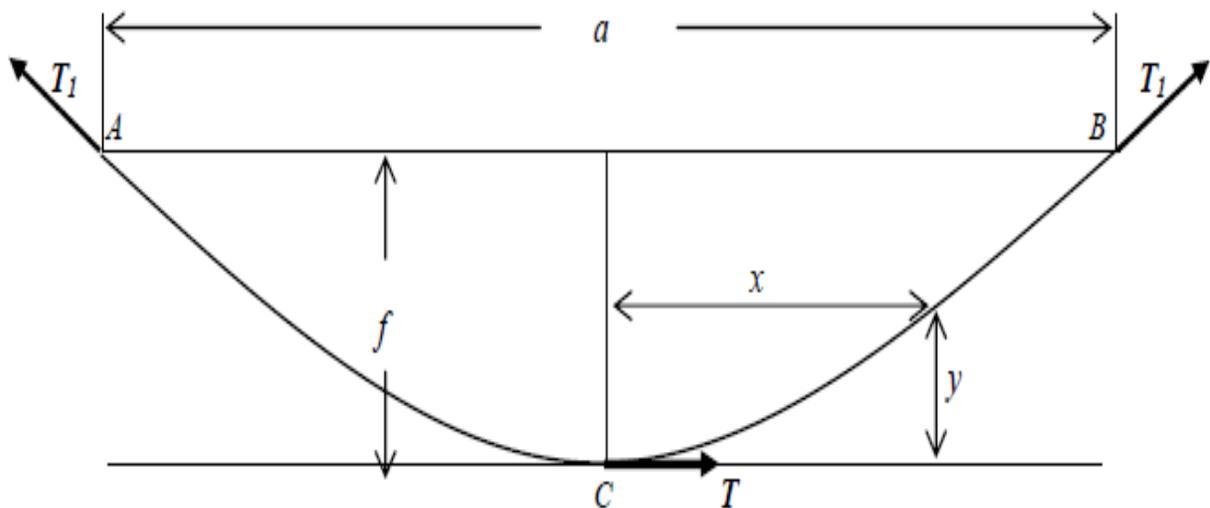


Figura 4.7: Representación matemática de la catenaria

En esta figura:

- x, y, Y son las coordenadas del punto considerado.

- a es la distancia entre apoyos.
- f es la flecha máxima del hilo.
- T_1 es la tensión del hilo en los apoyos.
- T es la tensión del hilo en el punto de máxima flecha.
- L es el peso lineal del hilo.
- P es el peso lineal del hilo.

Por lo que:

Ecuación 1:
$$y = \frac{p}{2T} x^2$$

Ecuación 2:
$$f = \frac{p x a^2}{8T}$$

Ecuación 3:
$$L = a + \frac{a^3 \times p^2}{24T^2} = a + \frac{8f^2}{3a}$$

Ecuación 4:
$$T_1 - T = p \times f$$

Generalmente, en las líneas aéreas de contacto, la flecha es inferior al 2% de la longitud del vano y por ello, el termino $p \times f$ tiene un valor muy reducido y se considera $T_1 = T$, es decir, que existe constancia en las tensiones de los diversos puntos de la curva y que estas son iguales a la tensión en el punto más bajo, para el cual la flecha es máxima.

Algunos autores prefieren utilizar el término “Línea Área de Contacto” o abreviadamente LAC que puede incluir los sistemas denominados “Línea Tranviaria”, “Línea trolebús”, “Catenaria Flexible” y “catenaria Rígida”. Existen otros sistemas de alimentación eléctrica para ferrocarriles que no deben ser considerados como catenarias, los más

importantes son el “tercer carril” y la levitación magnética. En las líneas aéreas, normalmente el polo positivo de la instalación es la catenaria y el negativo son los rieles sobre los que circula el tren. Las corrientes provenientes de la subestación (transformadora o rectificadora de la tensión de la red general) llegan al tren por la catenaria y vuelven a la subestación a través de los rieles de la vía férrea.

El nombre de catenaria proviene de la forma geométrica característica de la curva que forma un hilo flexible sometido a su propio peso, que es la que tiene el cable del que se suspende la verdadera línea de alimentación, que debe quedar casi perfectamente paralela al plano de los rieles. No obstante se denomina comúnmente así a todo el conjunto formado por los cables alimentadores, apoyos y elementos de tracción y suspensión de los cables que transmiten la energía eléctrica.

Existen diferentes formas de clasificar a las catenarias.

Por su Montaje:

- Catenaria aérea flexible. La catenaria flexible consiste en dos cables principales, el superior tiene aproximadamente la forma de la curva conocida como catenaria y se llama “portador principal”, mediante una serie de elementos colgantes (péndolas) sostiene otro cable.



Figura 4.8: Catenaria flexible

El de contacto llamado hilo de contacto, de modo que permanezca del modo mejor

posible manteniendo una linealidad paralela al plano de las vías. A veces hay un tercer cable intermedio para mejorar el trazado del contacto, este cable se suele llamar “portador auxiliar”.

El hilo de contacto no es propiamente lo que se conoce como cable, con varios hilos o alambres enrolados en varias capas, sino un trefilado, es decir, un alambre macizo de una sola pieza.

- Catenaria rígida. La catenaria aérea rígida consiste en un perfil metálico cuya sección garantiza por sí sola la horizontalidad o, mejor dicho, la alineación de la línea de toma. Se utiliza con frecuencia en las catenarias de las líneas de metro. Sus características particulares lo convierten en el sistema más empleado en túneles.



Figura 4.9: Catenaria rígida

- Catenaria tercer carril. La catenaria de tercer carril consiste en un conductor (perfiles de acero laminado) sobre apoyos en travesías. Sus ventajas incluyen la rigidez, la fácil captación, su facilidad de colocación y su bajo costo, pero la línea no es de alta tensión por su proximidad a tierra, no siendo



Figura 4.10: Catenaria tercer carril

de esta forma segura ni eficiente. El sistema de alimentación por tercer carril implica más subestaciones eléctricas, debido al menor voltaje, y eso a la larga demanda más dinero. Además, no es efectivo para líneas largas, ya que implica la instalación

de varias rectificadoras, y obliga al tren a tener un sistema de alimentación autónoma por un determinado tiempo, ya que la catenaria aérea siempre esta, pero el tercer carril a veces debe faltar (ejemplo: combinaciones, aéreas de paso peatonal, etc.). También se ve afectada por los agentes atmosféricos.

La catenaria tiene dos funciones importantes que cumplir:

- Transportar la energía eléctricamente desde las subestaciones hasta los trenes.
- Permitir por sus características Mecánicas el deslizamiento regular del pantógrafo sin discontinuidad.

Característica	Valor
Velocidad del tren	120 Km/h
Voltaje de operación	750V.c.c
Carga o potencia de los trenes	2250 Kw/Tren
Perfil de vía	1.5% pendiente
Trazo de la vía	Longitud 17Km Curvatura máxima de radio 300m
Condiciones climáticas.	Viento máximo: 80 Km/h Temperatura: -10°C a 60° C Temperatura promedio: 25° C

Tabla 4.1: Características que debe cumplir una catenaria en línea “A”

4.2 CATENARIA LINEA FERREA “A”

Inaugurada el 13 de agosto de 1991, la línea “A” está ubicada al oriente de de la ciudad de México sobre uno de los corredores de mayor demanda de transporte, la Calzada Ignacio Zaragoza.

La línea “A” es pionera en muchos sentidos, después de 22 años de inaugurada la primera línea del metro. Este servicio solo se había ofrecido a los habitantes de la Ciudad, sin embargo la línea “A” tiene un enfoque metropolitano y el metro “sale” por primera vez a prestar el servicio también al Estado de México.

A diferencia de las otras Líneas de Metro, en la Línea “A” se implanto por vez primera un Metro con rodadura férrea y captación de corriente por medio de Pantógrafo y Catenaria. La reducción de costos que trajo consigo la utilización de estas nuevas tecnologías permitió la construcción de un taller de mantenimiento para este tipo de tecnologías y un edificio operativo propio para esta línea.



Figura 4.11: Talleres la paz para mantenimiento de los trenes de la Línea A.

El PCL (puesto de control de línea) convirtió a la Línea “A” en la primera Línea totalmente descentralizada en su operación, tanto en la distribución de la energía eléctrica, en la explotación de la energía eléctrica, en la explotación de los trenes y en los recursos humanos.

4.2.1 DISTRIBUCIÓN Y TRANSFORMACIÓN DE LA ENERGÍA

La línea “A” tiene un sistema de alimentación eléctrica del tipo descentralizado, tanto en el suministro como en su operación. Para el caso de la alimentación de tracción esta se realiza por medio de 17 puestos de rectificación (PR) distribuidos a lo largo de toda la línea (a 1 km de distancia aproximadamente), la línea “A” en toda su extensión está dividida eléctrica y mecánicamente.

Eléctricamente se divide en 5 zonas que a su vez se dividen en 9 secciones (ver figura 4.12). Así como dos zonas de vías secundarias en los extremos, una en Pantitlan y otra en zona de talleres La Paz, la razón de dividir eléctricamente la línea resulta de la necesidad de que en caso de ocurrir un accidente en las instalaciones o en la catenaria y si así se requiere, se podrá dejar sin alimentación tracción el tramo posible afectado

aislándolo del resto de la línea. Para que el personal de mantenimiento pueda intervenir con condiciones de seguridad; es decir sin línea energizada en el tramo afectado y también se pueda seguir prestando el servicio al usuario en el resto de la línea que no ha sido afectada mediante la implantación de un servicio provisional.

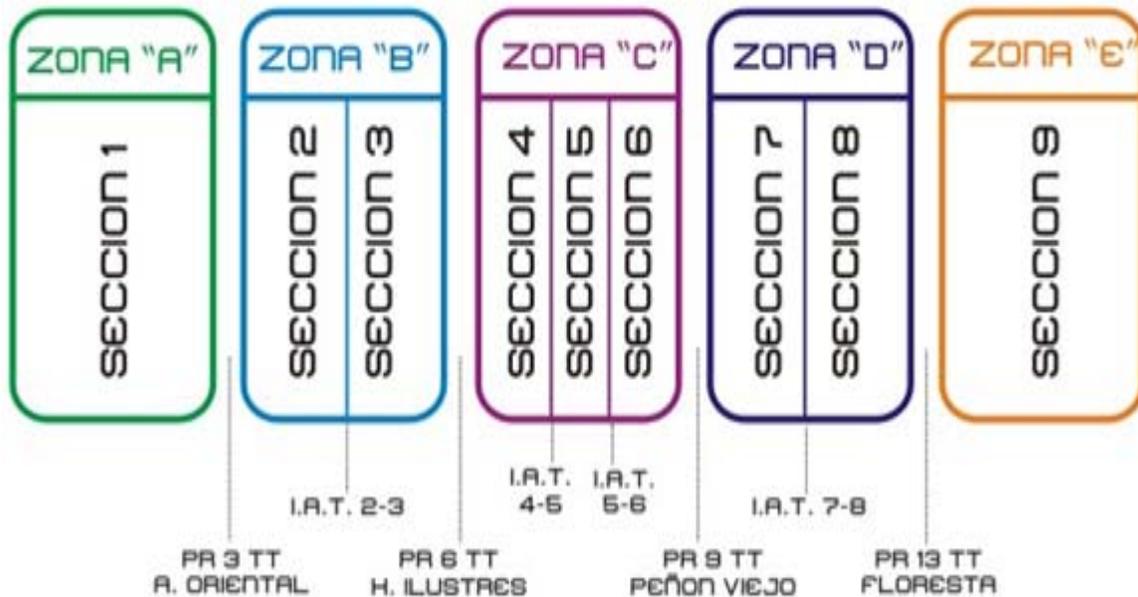


Figura 4.12: Diagrama esquemático de alimentación tracción en Línea "A".

La división eléctrica entre zonas, se lleva a cabo mediante PR (Puestos de Rectificación), denominados TT, a diferencia de los PR denominados T, cuya función es la de alimentar la catenaria con corriente tracción mediante un disyuntor de vía (DV), los PR en TT alimentan a dos zonas contiguas utilizando dos disyuntores de vía (DV), utilizando para ello un arreglo especial que incluye un tramo de protección de 12 metros, que impide el puenteo de energía de una zona a otra (ver figura 4.18 y 4.19).

La división eléctrica entre secciones se lleva a cabo mediante los interruptores de aislamiento telemandado (IAT) encontrándose uno de ellos por cada vía. Al abrir un IAT, quedan separadas o desconectadas eléctricamente dos secciones de la catenaria y aunque están superpuestas no hay un contacto eléctrico, a la separación que hay entre estos dos jalones se le denomina seccionamiento en lámina de aire.

Mecánicamente la catenaria de la Línea “A” se divide en “cantones” o “jalones” que son longitudes de tendido no mayores a 1,500 metros. En vías principales hay 29 jalones, la razón de dividir la línea mecánicamente viene dada por las necesidades de tráfico y velocidad donde se busca que la catenaria sea lo más funcional posible.

La división mecánica, se lleva a cabo mediante un cambio de catenaria. Que no es más que un arreglo que se utiliza en donde termina un cantón y empieza otro. Cabe mencionar que este tipo de seccionamiento no responde a la necesidad de dividir eléctricamente la línea, si no porque no sería funcional colocar un solo tendido desde Pantitlan a la Paz ya que por los efectos de temperatura el hilo tiende a alargarse o contraerse y sería difícil que un tendido de gran longitud conservara las características mecánicas que se requieren para que la captación de energía se lleve a cabo sin interrupciones ni golpeteos entre el pantógrafo y la catenaria.

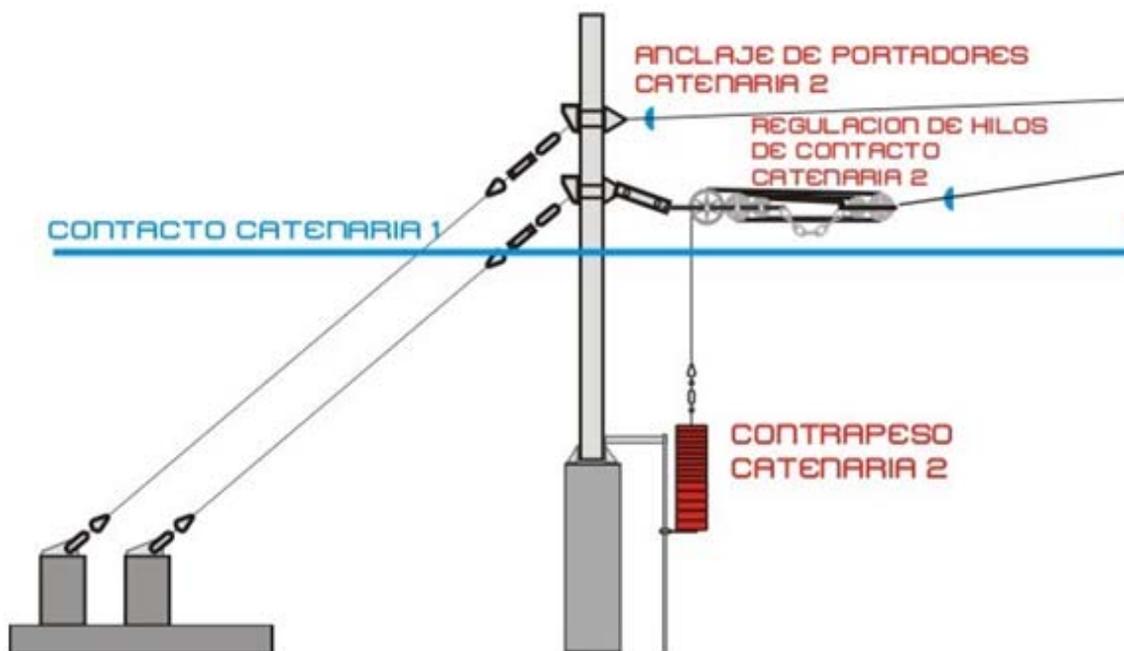


Figura 4.13: Cambio de catenarias (arreglo 1 de 5 postes), el cual muestra el cable que contiene el contra peso de la catenaria 2

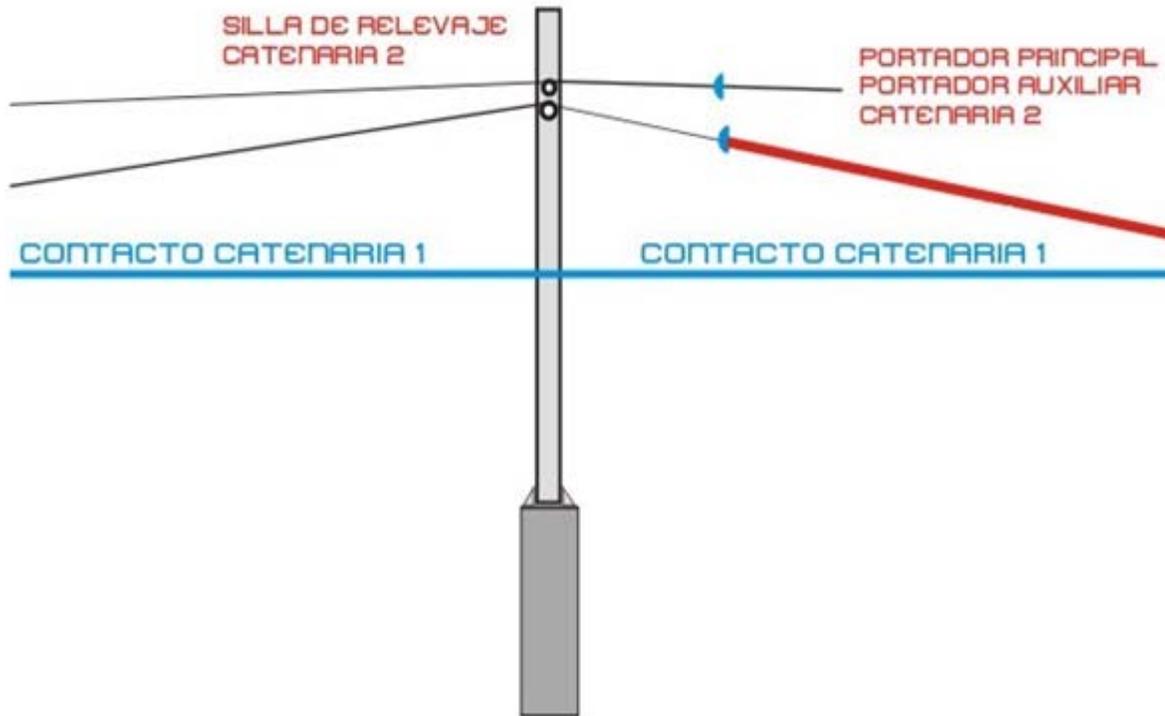


Figura 4.14: Cambio de catenarias (arreglo 2 de 5 postes), el cual muestra la silla de relevaje el cual contiene el portador principal de la catenaria 2

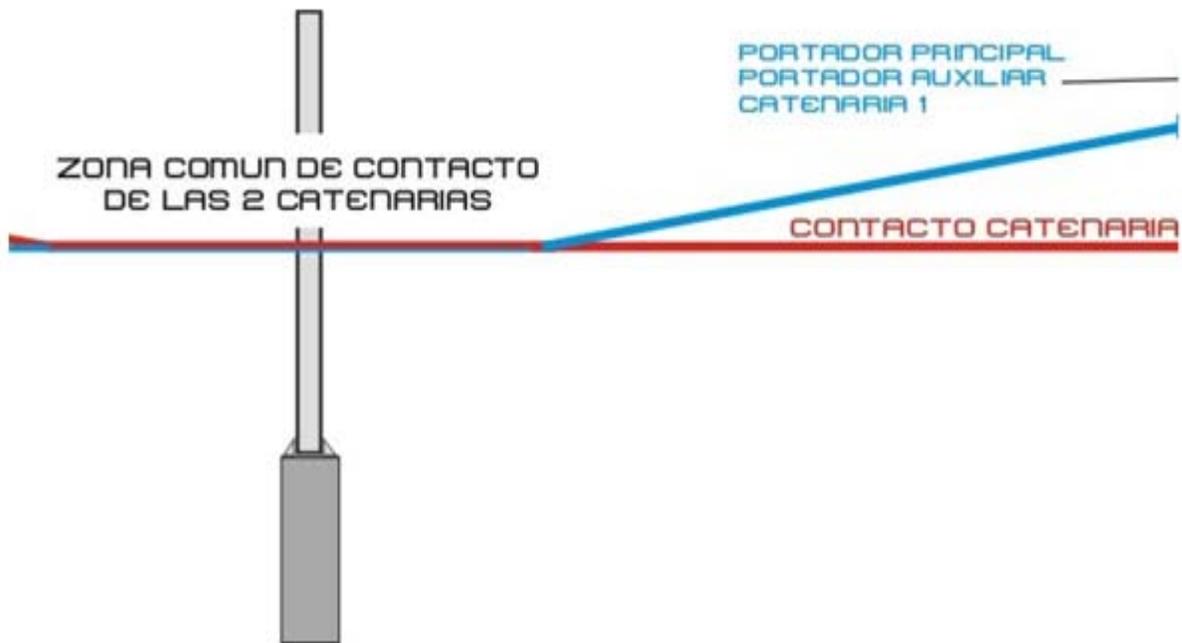


Figura 4.15: Cambio de catenaria (arreglo 3 de 5 postes), el cual muestra la zona común de contacto de las 2 catenarias

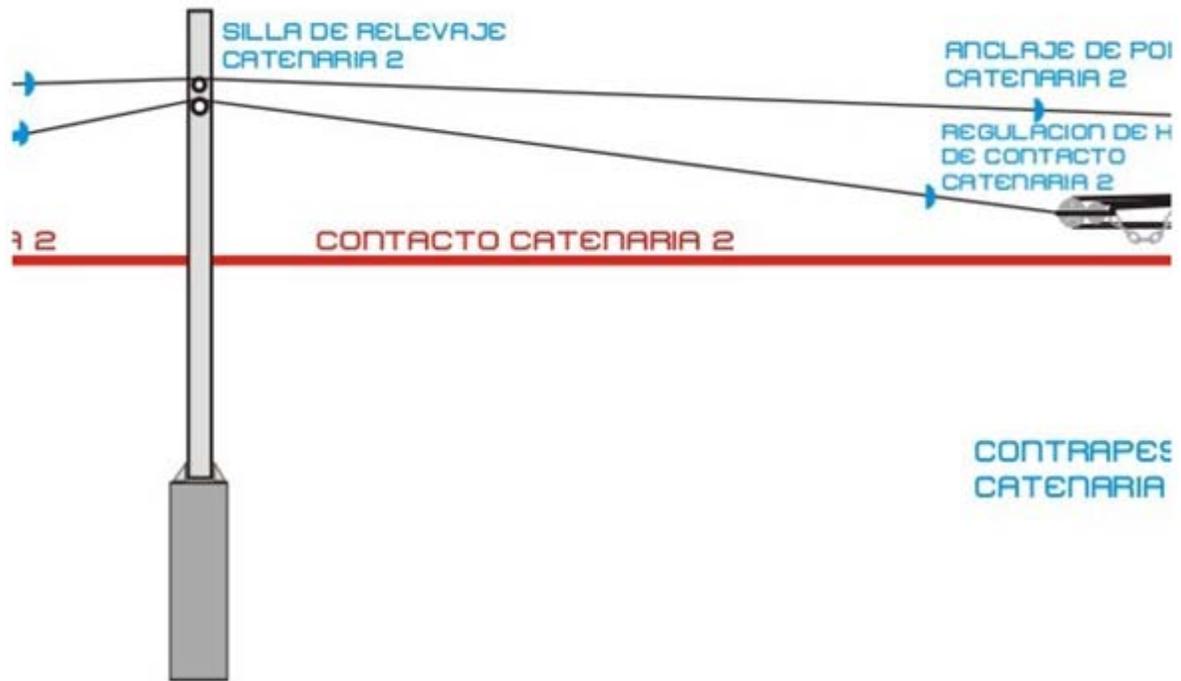


Figura 4.16: Cambio de catenaria (arreglo 4 de 5 postes), contacto con la catenaria 2

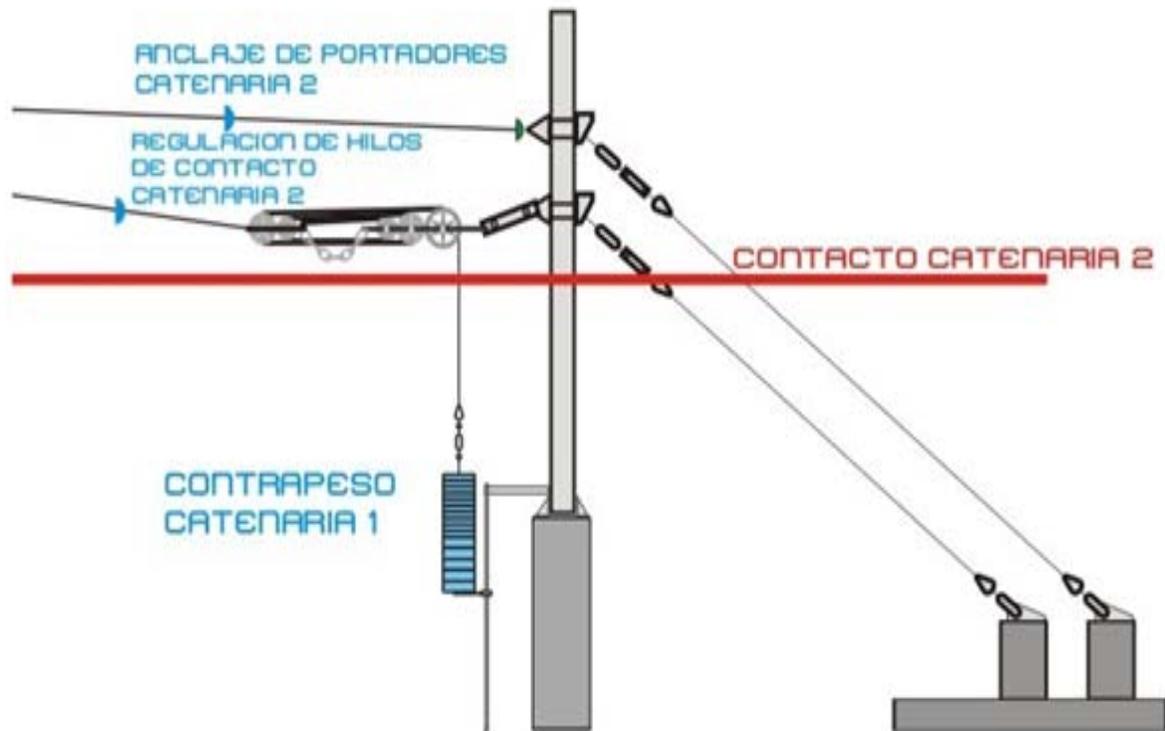


Figura 4.17: Cambio de catenaria (arreglo 5 de 5 postes), en el cual se muestra el contrapeso de la catenaria 1 y el contacto de catenaria 2

La catenaria dividida en jalones o cantones se conoce normalmente como catenaria regularizada” y esta regulación se lleva a cabo automáticamente por dispositivos de tensión automática llamados aparatos tensores los cuales se encuentran en los extremos de los cantones o jalones.

4.2.2 FUNCIONAMIENTO GENERAL DE UN PUESTO DE RECTIFICACIÓN

La extinta compañía de Luz y Fuerza entregaba 23,000 Volts de corriente alterna que llega hasta los puestos de rectificación, los cuales cuentan con un transformador que reduce la tensión de 23,000 Vca a 580 Vca en su salida. Después la energía pasa por un puente de rectificación de diodos de silicio, rectificando el voltaje a 750 volts de corriente directa, el polo positivo llega a un disyuntor de vía (DV) que interrumpe o permite el paso de la energía y de ahí llega a los seccionadores de tracción que alimentan la catenaria. El polo negativo llega a un seccionador negativo que se encuentra en el interior del PR y de ahí se conecta a los rieles. La subestación de rectificación en “T” suministra energía de tracción a una sola zona eléctrica y la distribución de energía se realiza a través de un solo disyuntor de vía para ambas vías, tal como se observa en el siguiente diagrama:

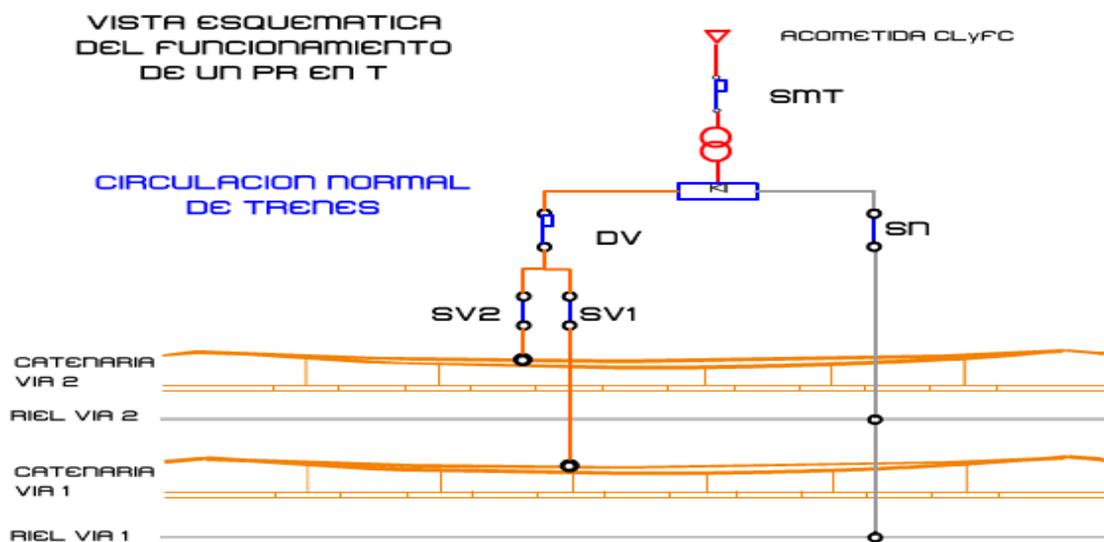


Figura 4.18: Vista esquemática del funcionamiento de un PR en T

La subestación de rectificación en doble “TT” se encuentran en las fronteras de zona y la distribución de la energía de tracción se realiza a través de disyuntores de vía (DVn y DVp) y un contactor de tramo de protección (CTP).

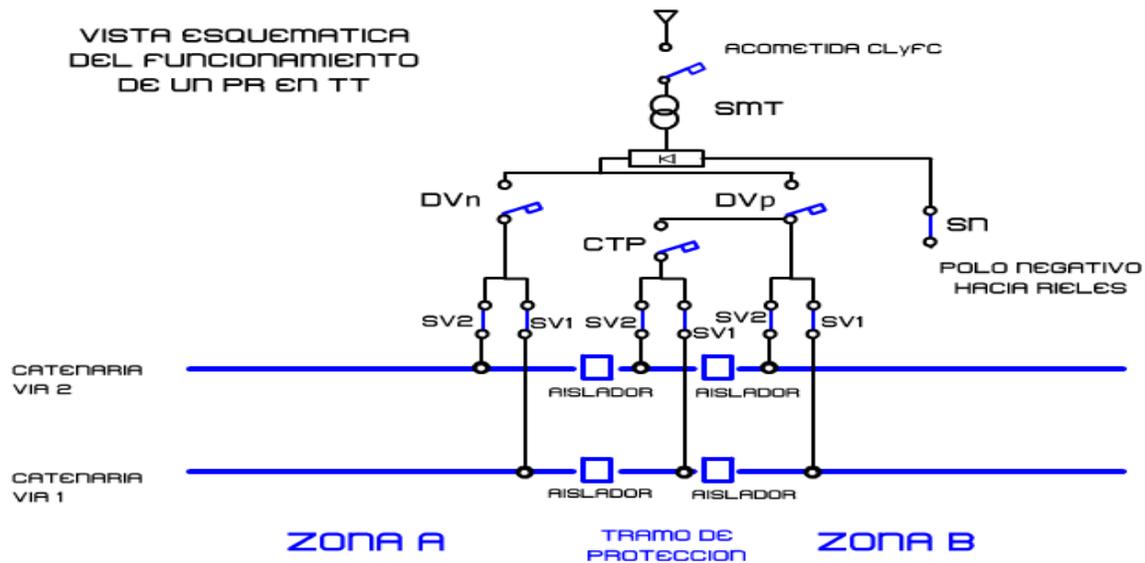


Figura 4.19: vista esquemática del funcionamiento de un PR en TT

El tramo de protección es un arreglo que impide el puenteo de corriente de una zona energizada a una zona desenergizada.



Figura 4.20: Vista superior de los hilos de contacto en tramo de protección

La alimentación de vías secundarias se realiza de la zona contigua mediante un interruptor terminal (en condiciones normales) y un disyuntor de vías secundarias, los arreglos que se utilizan en la línea “A” se muestran a continuación.

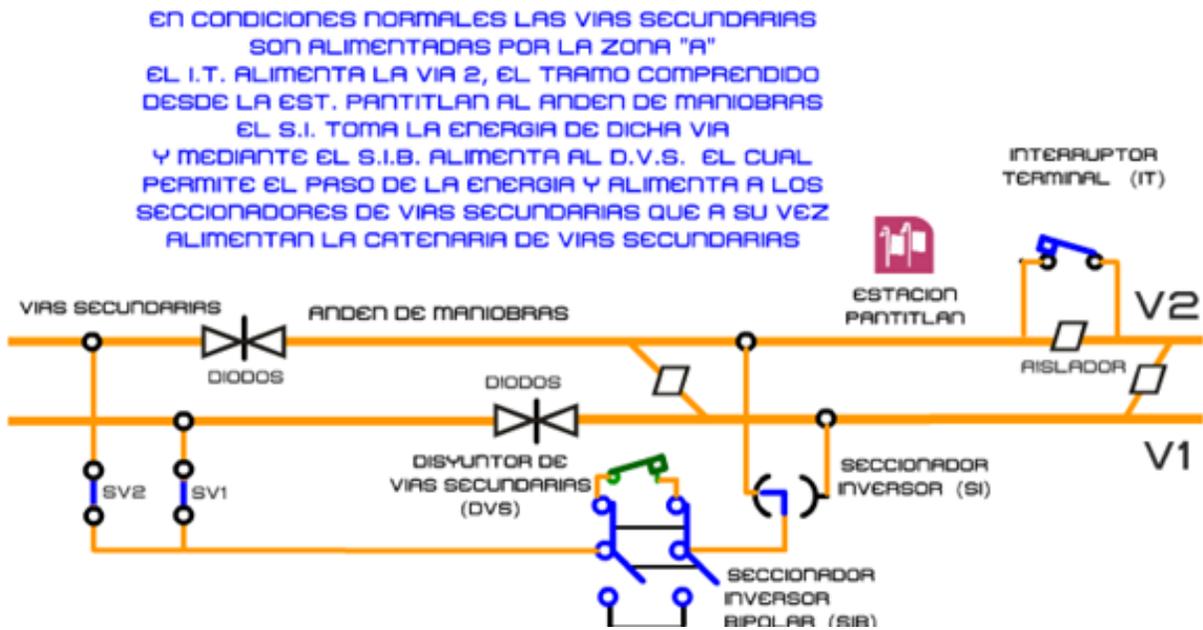


Figura 4.21: Alimentación en vías secundarias Pantitlan (DVS Pantitlan)

El disyuntor de vía secundaria (DVS La Paz) su principio de funcionamiento del disyuntor de vía secundaria (DVS) La Paz, es el mismo para este disyuntor e idéntico al anterior, con la diferencia que I.T. ahora está por vía 1 y el S.I. toma normalmente la alimentación de esta vía.



Figura 4.22 (A): El cual representa la Zona A sección 9 de las vías secundarias de la estación La Paz

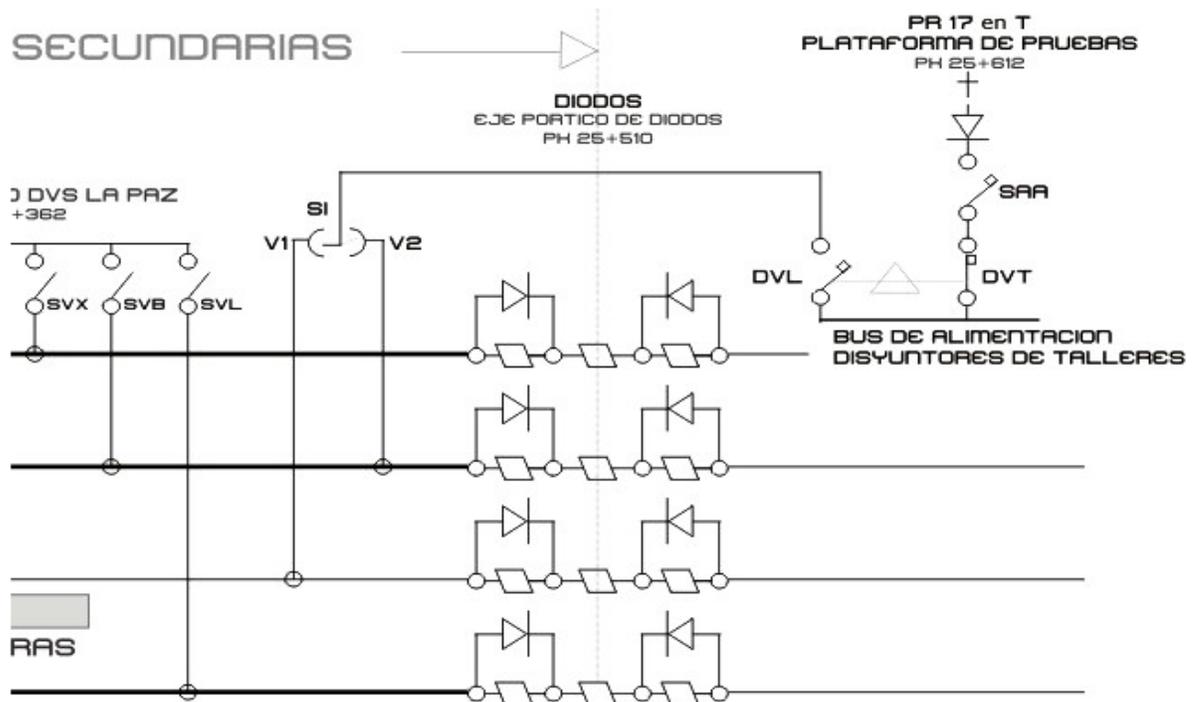


Figura 4.23 (B): El cual muestra la plataforma de pruebas de la estación La Paz

Por razones de operación, cuando un tren circulando en la línea tiene problemas y se encuentra alejado de la zona de talleres o de garaje, es posible estacionarlo en la vía Z donde se le podrá hacer una revisión y después ser retirado de la línea, según amerite la falla. Es por esta razón que la vía Z se encuentra a la mitad de la Línea, la vía Z tiene cuatro comunicaciones 2 en cada extremo y se comunican con vía 1 y vía 2. Otra función de la vía Z es la de permitir el cambio de vía del tren en caso de existir el servicio provisional ya sea de Pantitlan a Guelatao o de Guelatao a La Paz.

La vía Z se alimenta por un seccionador y un interruptor, el interruptor IA se abre manualmente y se puede abrir con carga ya que está equipado con cuernos de arqueo, a diferencia de los IAT's o los IT's, el IZ no se puede abrir eléctricamente a distancia o en mando local eléctrico, ya que no cuenta con un motor que realice esta función. El seccionador SIZ sirve para seleccionar de donde va a tomar la alimentación la vía Z, esta puede ser por vía 1 o la vía 2, si se alimenta por vía 1 se encuentra alimentado de la sección 6 y si está alimentado por la vía 2 se encuentra alimentado de la sección 5

de la Línea. En condiciones normales la vía Z se encuentra alimentada por la vía 2, es decir la sección 5 de la Línea.

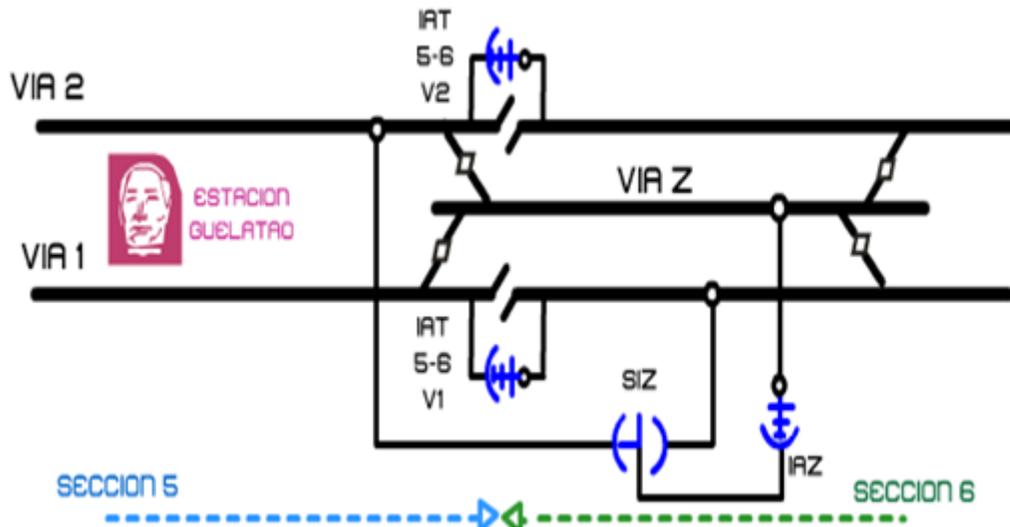


Figura 4.24: En esta figura se representa la Alimentación en vía z en la estación Guelatao

La vía de enlace Zaragoza es una comunicación que permite la entrada o salida de los vehículos de mantenimiento hacia los talleres de Zaragoza, también permite que un tren pueda circular en esa vía debido a que existe una catenaria simple instalada, esta catenaria toma la energía eléctrica de la zona A, por vía 1 mediante un disyuntor de vías (DVE) y un seccionador de tracción (SVE).

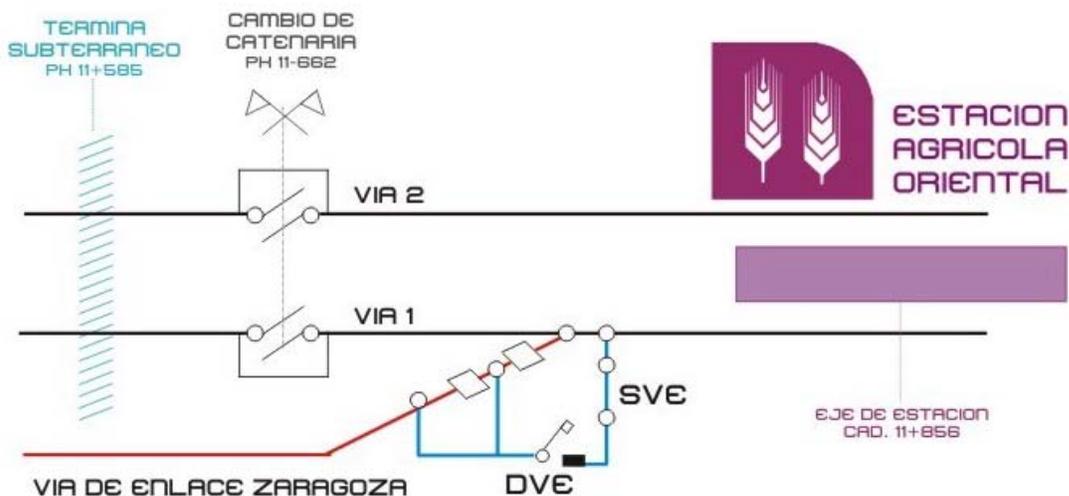


Figura 4.25: Vía de enlace Zaragoza de la estación Agrícola Oriental

La alimentación en los talleres la paz tiene una subestación de rectificación que alimenta la catenaria que se encuentra instalada en esa Zona. Eléctricamente la podemos dividir en:

- Vía de pruebas.
- Nave de mantenimiento mayor.
- Nave de depósito.
- Vía de lavado.

Por lo que en el PR N° 17 existen 4 disyuntores de vía para alimentar cada una de estas zonas, además existen seccionadores que alimentan a estos disyuntores y a su vez existe un arreglo que permite que aunque estos disyuntores no puedan cerrarse se cierre un seccionador que los coloque en posición auxilio para así poder alimentar la zona que les corresponde.

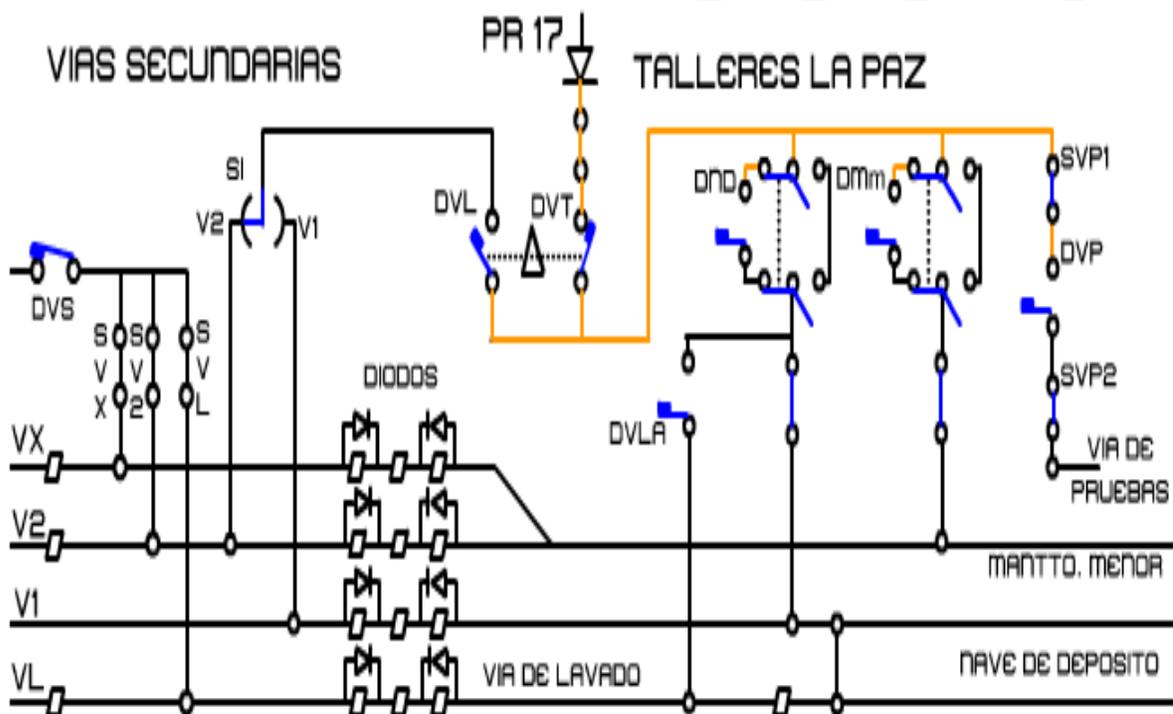


Figura 4.26: A continuación se muestra el diagrama de la vía de lavado, mantenimiento menor y nave de depósito de los talleres La Paz, con su PR N° 17

Los seccionadores, interruptores, conmutadores y disyuntores, son los equipos de tracción empleados en la catenaria, para conectar o desconectar la catenaria con una fuente de energía.

Un seccionador es un dispositivo que tiene un mecanismo que al manipularlo permite conectar o desconectar cuchillas y mordazas para conectar o interrumpir el flujo de corriente de un circuito a otro. Los seccionadores se operan manualmente y su operación siempre debe ser sin carga y sin tensión, ya que no cuentan con dispositivos de extinción de arco eléctrico y manipularlos sin las medidas de seguridad mencionadas, representa riesgos para los trabajadores e instalaciones.

Existen diferentes tipos de seccionadores, los cuales se mencionan a continuación:

- Seccionadores Simples.
- Seccionadores con talón de puesta a tierra.
- Seccionadores inversores.
- Seccionadores inversores bipolares.

El seccionador simple, este tipo de seccionador está compuesto por una, dos o más cuchillas que simplemente cierran o abren el circuito, son utilizados para alimentar la catenaria a lo largo de toda la línea en las subestaciones de rectificación. Existen seccionadores con diferentes capacidades 1,000 amp, 2,000 amp y 3,000 amp.



Figura 4.27: Se muestra un seccionador simple instalado en la Línea "A"

El seccionador con talón de puesta a tierra, Este tipo de seccionadores está provisto de dos cuchillas una que alimentan a la catenaria y otra que conecte la catenaria a tierra cuando es abierto. Los seccionadores con talón de puesta a tierra se utilizan para alimentar vías en talleres que única y exclusivamente tengan una sola alimentación y que sea por este seccionador, asegurando la integridad del personal de mantenimiento de material rodante.



Figura 4.28: Se muestra un seccionador con talón de puesta a tierra instalado en La línea "A"

El seccionador inversor, este tipo de seccionador nos permite alimentar un circuito desde dos diferentes fuentes y se cambiara de posición cuando la fuente que suministra energía normalmente quede sin tensión. Es posible manipular este seccionador para conectarse a una segunda fuente con el objeto de tomar la alimentación a partir de la segunda fuente.



Figura 4.29: se muestra en la figura un seccionador inversor instalado en La línea "A"

El seccionador inversor bipolar, normalmente este tipo de seccionador se emplea para puentear algún dispositivo de interrupción, tal como los disyuntores de vías secundarias, cuando se encuentran averiados. En su posición “normal” están conectados a un dispositivo de interrupción como se menciona un Disyuntor de

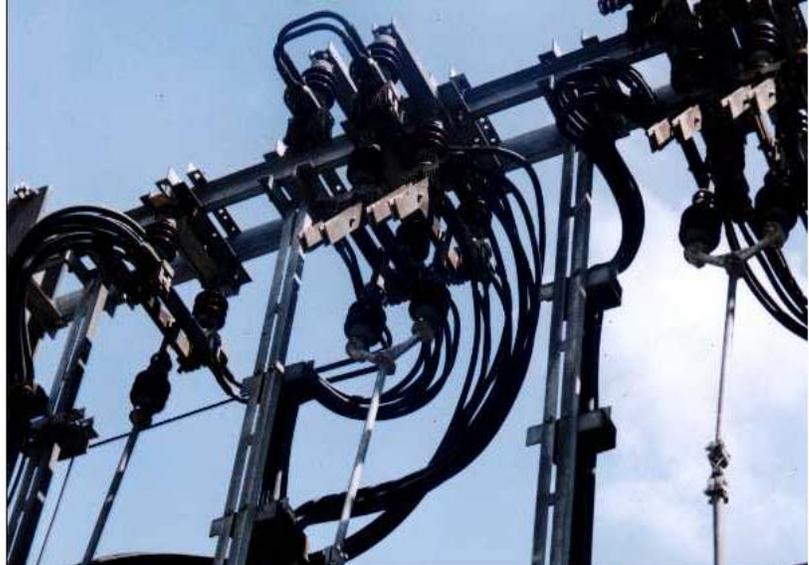


Figura 4.30: Seccionador inversor bipolar instalado en la Línea “A”

Vía. Pero en su posición “socorro”, el dispositivo de interrupción es sustituido por un simple puente, asegurando la continuidad de la energía de un circuito a otro y dejando fuera de servicio el dispositivo de interrupción.

La función del interruptor de asilamiento telemandado (IAT), este interruptor es de interconectar dos secciones contiguas o aisladas entre sí hay instalado uno para cada vía, es decir en la frontera de dos secciones existen dos IAT’s. Estos equipos están diseñados para ser operados con carga y cuentan con un accesorio para extinguir el arco eléctrico (cuernos de arqueo). Estos aparatos se encuentran situados en la parte superior del soporte y tienen tres tipos de mando: local eléctrico, local mecánico y telemandado.

El interruptor terminal (IT), físicamente un IT es igual a un interruptor IAT, funcionalmente tiene las siguientes diferencias. El I.T. está ubicado por una sola vía alimenta el andén de llegada de la estación terminal y el andén de maniobras.

Por esa vía normalmente está conectado el DVS. Por lo que se puede decir que en condiciones normales también alimenta las vías secundarias, aunque existe un arreglo “socorro que permite tener abierto el IT y alimentadas las vías secundarias.

Un disyuntor de vía es un interruptor de potencia, este equipo está destinado para operar automáticamente debido a que cuenta con una protección de sobre corriente de tipo electromagnética. Las intensidades de corriente en un momento dado, pueden hacer operar a los disyuntores en régimen de corto circuito, o sobre carga. Los disyuntores pueden ser operados por telemando o localmente. Los disyuntores tienen la función de alimentar a los seccionadores de la catenaria tomando la energía por lo general de un puesto de rectificación o en ocasiones como en los disyuntores de vías secundarias de la zona contigua, y tiene las siguientes capacidades:

- 3,300 Amp de corriente constante.
- 5,000 Amp en una hora.
- 10,000 Amp en un minuto.
- Los límites de reglaje por apertura por corriente van de 9,000 a 15,000 Amp.

Cuenta con protección contra sobrecarga y corto circuito, el detector de corto circuito manda una orden de apertura en caso de presentarse una corriente mayor o igual a 1,000 Amp en un segundo.

El disyuntor se alimenta con 380 Vca, su bobina de cierre recibe un voltaje de 500 Vcc, y la bobina de mantenimiento se alimenta a 85 Vcc, y consume una corriente de 0.68 Amp., los disyuntores tienen las siguientes condiciones de cierre/apertura:

- Comando a distancia/local.
- Alimentación de la bobina de presencia de tensión.
- Corte de urgencia.

- Señal de posición del DV.
- Señal de posición de los seccionadores.

Los tipos de disyuntores de acuerdo a la vía que alimentan son:

- Disyuntor de vías secundarias (DVS). Sirve para alimentar las vías secundarias, tomando la energía de las zonas adyacente mediante una botonera en el tablero del control de la energía eléctrica y en caso de una avería puede dejarse fuera de servicio mediante un seccionador inversor bipolar colocado en posición socorro.
- Disyuntor de mantenimiento menor (DMM). Ubicado en la plataforma de pruebas de la Paz, toma la alimentación de un buz de salida del PR17 y alimenta las vías de la nave de mantenimiento menor, incluyendo la de torno, este disyuntor tiene dos mandos:
 - Mando local: por medio de una botonera ubicada en el mismo local del disyuntor.
 - Mando distancia: por medio de una botonera ubicada en la nave de mantenimiento menor.

En caso de falla del disyuntor, tiene un seccionador inversor que permite alimentar El relevador de tensión aunque las subestaciones de rectificación cuentan con equipos que indican si están energizados o no para que el puesto de control tenga noticia de esto, debe existir un equipo



Figura 4.31: Interruptor telemandado automático

que indique que la energía de tracción se encuentran presente en la catenaria misma, estos equipos se llaman relevadores de tensión y su función es indicar si existe el voltaje de 750 V en la catenaria, normalmente se encuentran instalados en las SR's en TT en el nicho de los DVS y en la SR 7.

Las cajas de presencia de tensión son el equipo encargado de proporcionar una señal luminosa para indicar que la catenaria se encuentra energizada, se encuentra conectada a la catenaria y al riel.



Figura 4.32: Caja de presencia instalada en la zona de los talleres de La Paz

4.2.3 CÁLCULO DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL PARA LA CATENERIA DE LINEA "A"

La sección transversal de una catenaria está dada en relación a la carga (material rodante) y la tensión de alimentación. Así tenemos una relación inversamente proporcional entre la tensión y la corriente. Siendo la carga constante, a mayor tensión menor será la corriente y cuando disminuye la tensión mayor será la corriente que circulara por la catenaria.

La relación entre la corriente y la sección transversal de la catenaria es directamente proporcional, a menor corriente se requiere menor sección transversal de la catenaria y a mayor corriente la sección transversal también aumenta proporcionalmente.

Para calcular la sección transversal de los diferentes conductores, hay que tener en cuenta tres factores:

1. Carga eléctrica.
2. Sección transversal.
3. Conductividad.

Para obtener el valor por carga eléctrica hay que considerar la potencia de la carga eléctrica de un tren y la densidad eléctrica de un conductor, que es de 4.5 amp/mm².

Si suponemos que un tren en la Línea “A” demanda 3,000 amp, tenemos:

$$\frac{3000 \text{ A}}{4.5 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}} = 666.66 \text{ mm}^2$$

por

carga eléctrica.

Por sección transversal física, sumando el área transversal física de todos los conductores:

$$261 + 107(2) + 104 + 116 = 696$$

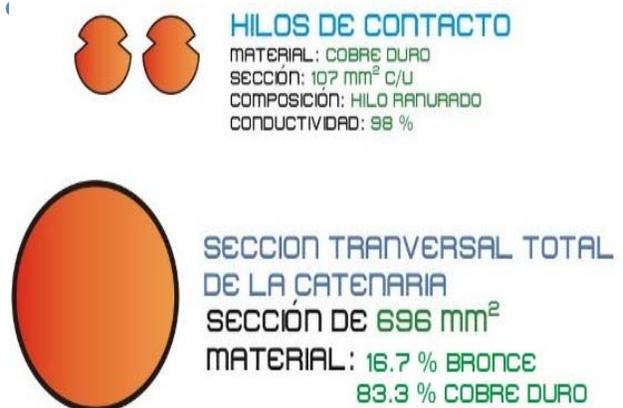
por sección transversal física.

En la sección transversal por conductividad, aquí se debe de considerar la conductividad eléctrica de los diferentes conductores según su material de fabricación, para este ejemplo tenemos que:

- Para el cobre = 98%.



Figura 4.33: Tipos de sección transversal del cable para alimentación eléctrica el cual se utiliza



- Para el Bronce=72%.

Figura 4.34: Valores de la sección transversa para el cálculo de catenaria

Por lo tanto:

$(261.53 + (107(2) + 104) \times 0.98) + (116.18 \times 0.72) = 665 \text{ mm}^2$. Tomando en cuenta la conductividad.

Así que la sección transversal de la catenaria de la línea “A” está alimentada a 750 Vcc, considerando un bajo voltaje, por la que la corriente que demanda es relativamente alta, esto ocasiona que la sección transversal de la catenaria sea también grande (696mm²). Por lo que esta catenaria es considerada de doble suspensión y tipo “pesada”.

4.2.4 CARACTERISTICA Y CONSTITUCIONAL DE LA CATENARIA TIPO NORMAL

La catenaria de tipo normal la encontramos instalada sobre vías principales, sus elementos constitutivos le permiten desarrollar velocidades de hasta 120 Km/hr. Aunque la velocidad comercial de la línea “A” es de 90 Km/hr, está compuesta por un portador principal, un portador auxiliar un alimentador o fedder y 2 hilos de contacto. Tiene una sección transversal de poco menos de 696 mm² que le permite soportar los aproximadamente 3,000 amperes que demanda un tren cuando tracciona. En la siguiente tabla 4.2, se muestran los diferentes elementos que constituyen la catenaria tipo normal y las características mecánicas más importantes.

Características de los Conductores	Portador Principal	Portador Auxiliar	Hilo de Contacto	Alimentador
Material	Bronce	Cobre Duro	Cobre Duro	Cobre Duro
Sección	116.18 mm ²	104 mm ²	107 mm ²	261.53mm ²
Diámetro	14 mm	11.5 mm	12.24 mm	21 mm
Composición	37 Hilos de 2 mm	Hilo Redondo	Hilo Ranurado	37 Hilos de 3 mm
Peso por Metro Lineal	1.08 Kg	0.925 Kg	0.951 Kg	2.375 Kg
Carga de Ruptura	6720 Kg	3590 Kg	3830 Kg	9100 kg
Coefficiente de Dilatación	17 X 10-6	17 X 10-6	17 X 10-6	17 X 10-6
Coefficiente de Alargamiento	118 X 10-6	95 X 10-6	83 X 10-6	118 X 10-6
Tensión a +25 °c	1820 Kg	590 Kg	1250 Kg	1600 Kg

Tabla 4.2: Características que debe de cumplir una catenaria normal

La catenaria tipo simple de la Línea “A”, la encontramos instalada sobre vías secundarias, cambios de vías vía “Z” y vía de enlace. Por sus elementos constitutivos permite desarrollar velocidades de hasta 100 Km/hr. Aunque la velocidad para la que es utilizada este tipo de catenaria de la Línea “A” es de 60 Km/hr. Está compuesta por un portador principal, un alimentador o fedder y por 2 hilos de contacto, tiene una sección transversal de poco menos de 592 mm². A continuación se muestran los diferentes elementos que constituyen la catenaria tipo simple y las características mecánicas más importantes.

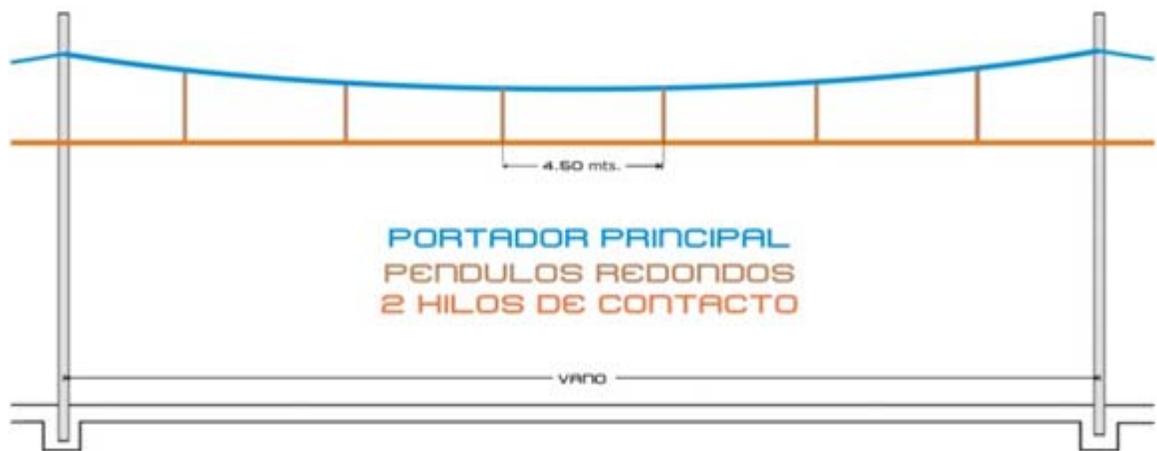


Figura 4.36: Catenaria tipo normal

La catenaria de Tipo Hilos trolley la encontramos instalada en talleres y por sus elementos constitutivos nos permite desarrollar velocidades de hasta 60 Km/hr. Aunque la velocidad para la que es utilizada este tipo de catenaria en la Línea “A” es de 40 Km/hr. Está compuesta solamente por 2 hilos de contacto, tiene una sección transversal de 214 mm².

La siguiente tabla 4.3 es una tabla donde se muestran los diferentes elementos que constituyen la catenaria tipo Hilos de Trolley e incluye las

Características de los Conductores	Hilo de Contacto
Material	Cobre Duro
Sección	107 mm ²
Diámetro	12.24 mm
Composición	Hilo Ranurado
Peso por Metro Lineal	0.951 Kg
Carga de Ruptura	3830 Kg
Coefficiente de Dilatación	17 X 10-6
Coefficiente de Alargamiento	83 X 10-6
Tensión a +25 °c	1250 Kg

características mecánicas más importantes.

Tabla 4.3: Características de la catenaria tipo Hilos Trolley



Figura 4.37: Catenaria Hilos Trolley

Se llama catenaria regularizada por estar seccionada en tramos llamados “cantones” o “jalones” que no tienen una longitud mayor a los 1,200 mts. Ya que por las propiedades mecánicas del cobre resultaría infuncional un tendido de un solo cable desde Pantitlan hasta La Paz. Una de las propiedades de los metales es que estos se ven directamente afectados por la temperatura, el calor provoca que los cables se enlorgen y el frio que se contraigan. A lo largo del día presentan variaciones en el temperatura que afecta a la catenaria haciendo que esta se enlorgen o se contraiga. Para contrarrestar este efecto que no nos permite la captación correcta de energía entre catenaria y el pantógrafo se diseño una catenaria regularizada es decir seccionada y se colocaron en los extremos de los hilos de contacto aparatos tensores automáticos, que cuando la temperatura suba, estos aparatos regularan los hilos de contacto instantáneamente, manteniendo siempre una uniformidad de ellos.

La instalación de tracción eléctrica se compone de tramos sucesivos de aproximadamente 120 metros de longitud llamados jalones de tendidos consecutivos. El seccionamiento mecánico se define como la separación entre las catenarias de dos jalones de tendido consecutivos.

En la que las extremidades de los jalones de tendido contiguos son mecánicamente independientes y la continuidad eléctrica se asegura en una conexión en cable de cobre recocido de 104.5 mm² de sección transversal, que une las dos catenarias y para asegurar el paso del pantógrafo de un vano a otro sin discontinuidad de captación, los hilos de contacto de cada jalón son expuestos poco a poco en una zona “común” donde la longitud de esta es variable, en función del radio de curvatura; cada grupo de hilos se eleva a continuación a su soporte medio para ser anclado.

La catenaria tiene instalado a nivel de los hilos de contacto equipos de regulación automática de la tensión mecánica, la cual permite mantener un plano de contacto rectilíneo, contribuyendo con una buena captación del pantógrafo.

Estos aparatos están contruidos por dos aparejos de poleas (una doble y una triple), con un contrapeso de 500 Kg., (10 pesas de 40 Kg, y de 5 de 20 Kg.), las cuales son multiplicadas por 5 debido a la relación de poleas, dando como resultado una tensión mecánica de 2,500 Kgf es decir 1,250 Kgf aplicados a cada hilo de contacto.

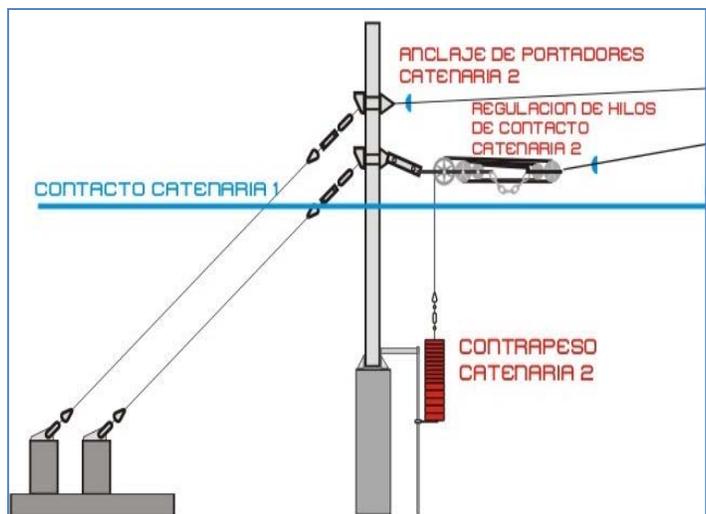


Figura 4.38: En esta figura se muestra el contrapeso de la catenaria 2 y la regulación de contacto mediante poleas

Cuando la distancia entre dos fijaciones es inferior o igual a 700 metros, se instala solamente un aparato tensor en uno de los extremos del jalón

Se llama reglaje a la acción de darles las longitudes adecuadas en función de la temperatura

Para realizar el correcto reglaje del aparato tensor es necesario tomar en cuenta los siguientes factores:

- Fenómeno térmico (dilatación).
- Fenómeno mecánico (cedencia, que depende de la fabricación de los conductores).
- Caminamiento (desplazamiento del aparato tensor por efectos del cambio de pendiente).

Para poder regular el aparato tensor es necesario conocer la longitud del jalón de tendido, tener en cuenta el caminamiento y absorber la cedencia.

Los soportes de la catenaria son los elementos encargados de sostener los diversos herrajes y conductores que la integran. Estos soportes pueden estar instalados sobre las paredes del túnel o en formas de postes, los cuales están fijados a una base de concreto.

Existen una gran variedad de postes según la altura y los esfuerzos a que están sometidos, los postes son de material de acero (A-36) una vigueta tipo I y están protegidos contra la corrosión con un galvanizado en caliente, en el cual el Zinc debe ser superior a 5 gramos por dm^2 .

Cuando el número de vías es menor o igual a tres con imposibilidad de implantación de soportes independientes por cada vía, son instalados pórticos rígidos. Los pórticos están constituidos de una viga horizontal sostenida con tirantes de longitud apropiada.

Si el número de vías es mayor de tres se suspende las líneas de contacto de pórticos flexibles, estos están constituidos por dos cables de acero o bronce (elementos neutro), aislados de los postes (masa) de la catenaria (elemento energizado) y reciben el nombre del transversal superior e inferior respectivamente para limitar las afectaciones del servicio en caso de incidente, se limita a 6 el número de vías a equipar con un pórtico flexible.

En vías principales cada soporte está marcado por un número que indica su posición con respecto de la línea. Ejemplo: 14-17, la primera cifra indica que el soporte se

encuentra en el Kilometro 14, la segunda cifra indica el numero de soporte en dicho kilometro y en este caso por ser número impar, también indica que se encuentra o esta acotado por vía 1, así el soporte que se encuentra por vía 2 tendrá un numero par.

Estos números ocasionalmente van seguidos de una letra que precisa la función del soporte.

Por ejemplo:

- La letra “A” indica que es un pórtico.
- La letra “B” y “C” indica un pórtico de alimentación.
- La letra “U” indica un soporte común a dos vías.
- La letra “R” indica un soporte ubicado en cambio de vía



Figura 4.39: En este poste se indica el número de un pórtico

Sobre las vías secundarias los soportes son números a partir del numero 1000. Cuando varios pórticos son situados de punta a punto, los soportes tienen el mismo orden (tres últimas cifras), pero la cifra primera cambia siguiendo el rango ocupado partiendo de las vías principales.



Figura 4.40: Tubo antibalanzante

De manera general se llaman consolas a todos los herrajes cuyo eje es horizontal y sillas a los herrajes cuyo eje es vertical. Las consolas nos sirven para fijar los tubos antibalanzantes sobre los postes, estas tienen la posibilidad de ajustarse a la altura de

fijación del antibalanzante. Las sillas soportan herrajes cuyo eje es vertical y nos sirven para la relevación de los jalones de tendido o para el desvío de cables para su anclaje.

El tubo antibalanzante es un tubo de longitud regulable cuya función es mantener rigurosamente al portador auxiliar a la vertical del portador principal. La cual absorbe los esfuerzos horizontales resultado de los esfuerzos del viento o de las curvas; lleva un aislador que lo separa eléctricamente del soporte

(masa) y la catenaria (tensión) por lo tanto es eléctricamente neutra.

La función del brazo atirantado es efectuar el descentramiento de los hilos de contacto, permitiendo los desplazamientos longitudinales del hilo, gracias a la posibilidad de rotación alrededor de su punto de fijación del tubo antibalanzantes.

Puede igualmente girar alrededor de este punto dentro de un plano vertical y permite así el levantamiento del hilo de contacto debido a su relativa ligereza.

Los abrazos de atirantado están exclusivamente montados en “tensión” de tal manera que la componente vertical del esfuerzo está dirigido hacia lo alto y no hacia abajo, lo que agravaría “el punto duro”.

Para aislar entre si los elementos de la catenaria que guarden potenciales eléctricos diferentes se utilizan diferentes arreglos de aisladores. Entre los que destacan los siguientes:

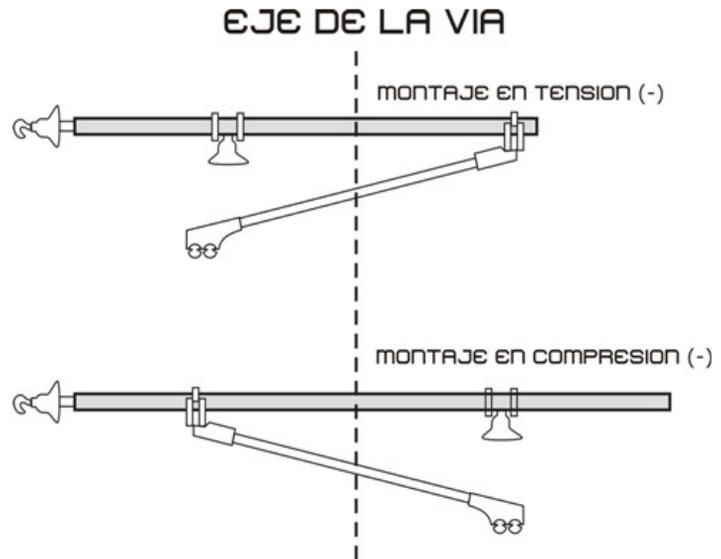


Figura 4.41: Los antibalanzantes pueden estar sometidos a esfuerzos de tensión y compresión

- Porcelana, vidrio templado, teflón, fibra de vidrio y su utilización esa en función de su uso

Los aisladores de vidrio son los más comunes, encontrándolos prácticamente en cada soporte

Los aisladores de porcelana se usan en las sillas de relevaje, seccionadores y en algunos soportes de estaciones.

Los aisladores de teflón se encuentran en partes mecánicas



Figura 4.42: Aislado de porcelana instalado en un soporte de La línea "A"

como por ejemplo los I.A.T.

Los aisladores de sección están hechos de fibra de vidrio, aunque separan elementos energizados, estos elementos suelen estar dividido eléctricamente por conveniencia en la explotación de la línea. Se instalan en fronteras de zonas y comunicaciones.

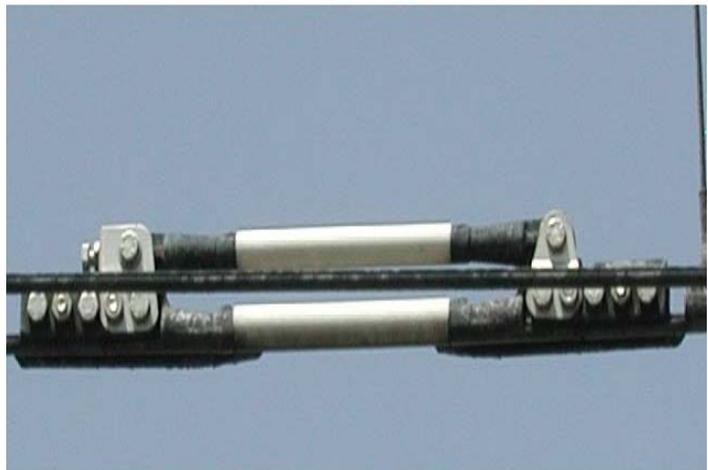


Figura 4.43: Aislador de sección instalado en La línea "A"

El sistema de alimentación aérea catenaria, se puede dividir en cuatro partes de acuerdo al estado eléctrico que guarda cada uno de ellos, los cuales son estado energizado, masa, negativo y neutro.

El estado energizado se refiere a todo a que elemento conectado al polo positivo de la salida del rectificador, comprende los cables de tracción positivos, los seccionadores, interruptores y disyuntores, barras de alimentación y los diferentes cables que componen la catenaria.

El estado masa es aquel que comprende toda parte de la instalación conectada directa o indirectamente a la tierra los cuales se mencionan a continuación:

- Los soportes y pórticos rígidos.
- Las consolas principales y sus tirantes.
- Los herrajes diversos.
- Las señalizaciones.

El estado negativo comprende la instalación que se conecta a la salida del negativo del rectificador los cuales se mencionan a continuación:

- Los cables de tracción aislados y desnudos negativos.
- Seccionador negativo (ubicado dentro del PR).
- Los rieles de la vía.

El estado neutro comprende las partes de la instalación que están totalmente aislados y no guardan continuidad eléctrica con ninguno de los estados anteriormente mencionados los cuales se mencionan a continuación.

- Los tubos antibalizantes.
- Las sillas de elevación aisladas.
- Los cables de anclaje.
- Los transversales y cables de sustentación de los pórticos flexibles.

Es una regla que todos los elementos de la catenaria deben de ir a doble aislamiento, las normas oficiales mexicanas (NOM) como es la NOM-001-2005, recomendaciones de la norma IEC 60071-2, 6007-1 o CFE-VA400-17, las cuales establecen que la capacidad de aislamiento del aire en condiciones normales es de 1 cm por cada 1000

Volts. Por lo cual en la catenaria de la línea “A”, se tiene por lo menos 15 cm entre los elementos energizados y la considerada masa.

El sistema de alimentación por catenaria ha sido un sistema exitoso y hoy sin duda es el más popular en trenes urbanos y suburbanos en el mundo. Aunque actualmente ya se desarrollan otras tecnologías basadas en aire y campos magnéticos, estas están aun en investigación y resultan más caras.

En la actualidad se sigue produciendo la energía eléctrica en la forma tradicional que se conoce, aunque la mayoría de ellas son nocivas para el medio ambiente por el exceso de consumo de combustibles fósiles y nucleares

Desde la antigüedad el hombre siempre ha tenido la curiosidad de investigar los fenómenos eléctricos y para ello se han desarrollado modelos matemáticos denominados leyes. En la actualidad existen organismos principalmente internacionales y nacionales, las cuales emiten recomendaciones, normas y especificaciones para el uso adecuado de la electricidad, todo eso para evitar siniestros, y ahorros económicos.

Por ello en el manejo de alta y media tensión para uso de transportación masiva se siguen utilizando los mismos principios que los de baja tensión para uso comercial y residencial o en sistemas de transporte eléctrico, así el futuro ingeniero que se dedique a este rubro de las instalaciones eléctricas tiene que tener el conocimiento de las leyes que rigen la electricidad, así como la habilidad y la destreza para emplearla en grandes proyectos eléctricos considerando para ello las normas vigentes; y, sabiendo cómo se genera, se transporta y se distribuye este insumo tan importante en la vida cotidiana del ser humano.

Tecnologías de generación de la energía eléctrica.

Enríquez Harper

Ed. Limusa

Electrotecnia de potencia: curso superior.

Muller Homemann

Ed. Reverte s.a

Manual práctico de electricidad para ingenieros.

Donald G. Fink, H. Wayne Beaty

Ed. Reverte s.a Tomo III

Pruebas y mantenimiento a equipos eléctricos.

Enriquez Harper

Ed.Limusa

Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión.

Enriquez Harper

Ed. Limusa

Transformadores de distribución.

Pedro Avelino Pérez

Ed, Reverte s,a segunda edición.

Guía para el diseño de instalaciones eléctricas residenciales e industriales.

Enriquez harper

Ed. Limusa.

Manual multimedia capacitación Catenaria tracción Línea “ A”.

Sistema de transporte colectivo metro