

**Escuela Superior
Politécnica del Litoral**
D. PARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

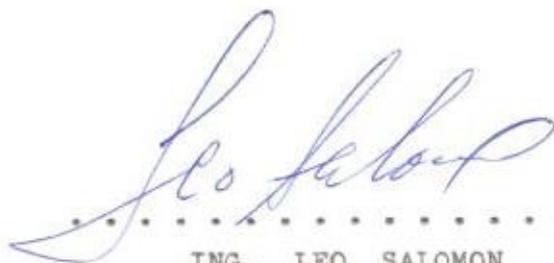
**“Análisis y Medidas Correctivas al Sistema
Eléctrico de la Planta Pascuales de la
Compañía de Cervezas Nacionales”**

TESIS DE GRADO
Previa a la obtención del TÍTULO de
INGENIERO ELECTRICO

Presentada por
HOLGER CEVALLOS ULLOA

Guayaquil - Ecuador

1981

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Leo Salomon". The signature is written in a cursive style with a large initial "L". Below the signature is a horizontal dotted line.

ING. LEO SALOMON

Director de Tesis

RESUMEN

La presente tesis consta de siete capítulos: el primero es una descripción a grandes rasgos de los diferentes procesos que realizan en la industria (en otra rama de estudios superiores podría ser un tema de tesis de grado); en el segundo y tercero se realizan estudios importantes dentro del diseño y funcionamiento de cualquier planta industrial como son la repartición de reactivos dentro del sistema, la regulación de voltaje y el cálculo de corrientes de fallas, tanto a tierra como trifásica; en el cuarto toma los resultados obtenidos en el capítulo tercero y se realiza el estudio de las protecciones del sistema; el capítulo quinto incluye una revisión del nivel de aislamiento de la subestación principal para estar seguro de la confiabilidad del sistema en cuanto se refiere a descargas atmosféricas; el sexto considera los resultados del segundo capítulo para realizar una corrección del factor de potencia (aspecto importante en toda industria), considerando ventajas económicas y técnicas; y, por último el capítulo séptimo el cual contiene las conclusiones y recomendaciones en base a los puntos tratados en los anteriores capítulos.

HOLGER CEVALLOS ULLOA

	Pág.
Resumen	II
Indice General.	III
Indice de Abreviaturas.	IV
Prologo	V
CAPITULO Nº 1. INTRODUCCION	1
1.1 Descripción de la Industria	2
1.2 Tipos de procesos que se realizan en la planta.	4
1.3 Importancia de la energía eléctrica den <u>tro</u> de la planta.	31
1.4 Grado de confiabilidad del servicio eléc <u>tr</u> trico	34
CAPITULO Nº 2. ESTUDIOS	35
2.1 Flujo de carga.	36
2.2 Repartición de reactivos dentro del sis <u>te</u> ma.	41
2.3 Regulación del voltaje.	52
2.4 Medidas correctivas	58
CAPITULO Nº 3. CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA	61
3.1 Falla a tierra.	71
3.1.1 Estudio del aterrizamiento del sistema. .	85
3.2 Fallas trifásicas	93
3.3 Dimensionamiento de Conductores	98

P R O L O G O

El trabajo presentado, constituye una aplicación práctica de parte de los conocimientos teóricos adquiridos durante los años de estudios superiores en ésta prestigiosa institución, a la cual me debo. Así incluye estudios fundamentales dentro de un diseño de una planta industrial como son: Regulación de Voltaje, Dimensionamiento de Conductores, Coordinación de la protección, Estudio del Nivel de Aislamiento y la Corrección del Factor de Potencia, este último punto clave dentro de la economía de la planta.

HOLGER CEVALLOS ULLOA

INTRODUCCION

1.1 DESCRIPCION DE LA INDUSTRIA.- La industria en consideración, es una de las más fuertes del país, dedicada exclusivamente a la Producción de Cerveza, es una fuente de trabajo para centenares de familias ecuatorianas. En la parte técnica constituye una buena escuela de aprendizaje para Ingenieros, Técnicos y Maestros dada la diversidad de equipos totalmente modernos que utiliza.

La fabricación de la cerveza no es una ciencia precisa; pese a muchos descubrimientos y mejoras técnicas en equipo y métodos, el maestro cervecero debe siempre contar con un fino sentido de tacto, de equilibrio y de buen inicio en la utilización de sus materiales y equipos.

La palabra "BEER" ("cerveza") proviene del infinitivo latino "BIBERE" que quiere decir beber. Los monasterios medievales fabricaban cerveza y, por supuesto, tuvieron la responsabilidad de la difusión del nombre que le daban através de toda la Europa Central.

Los monasterios y otros establecimientos cerveceros hacían cerveza, durante la época medieval en una forma que no difería mayormente de la que usamos ahora, empleando cebada malteada y lúpulo. Las bebidas hechas en base a granos fermentados, sin embargo, no datan de la época medieval. Ellas se remontan muy atrás, a la prehisto-

ria del hombre.

La planta bajo estudio consta de cinco secciones, y que sin el con curso de una de ellas no es posible obtener la cerveza. Las sec- ciones en referencia son: (Ver Fig. 1.1)

Materia.

Cocimiento.

Bodega de Frio.

Servicios.

Embotellamiento.

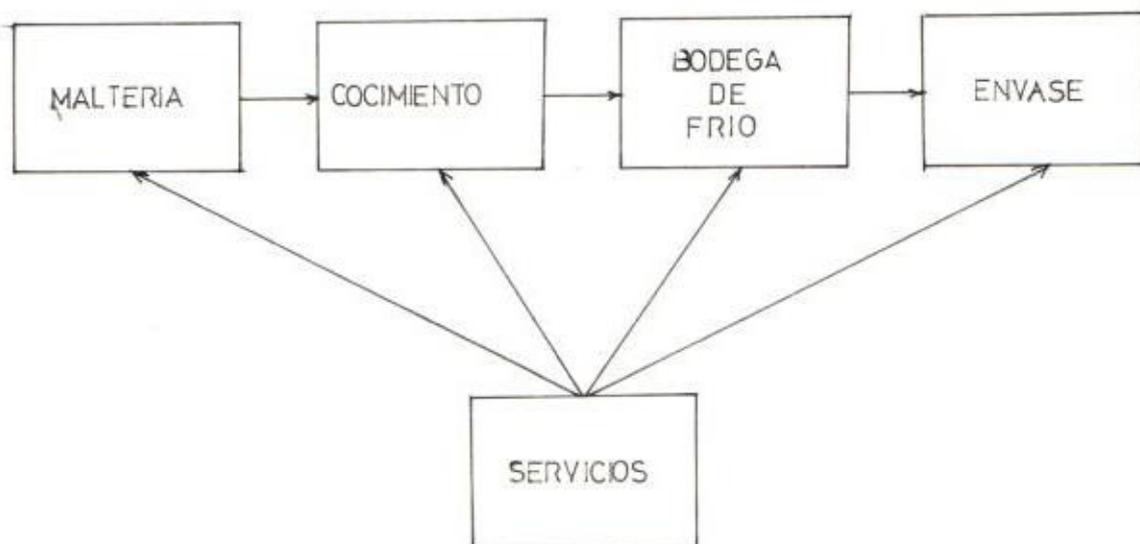


Fig. 1.1 Diagrama de flujo de la utilización de las di ferentes secciones.

La importancia de cada una de éstas secciones dentro del proceso - de la fabricación de la cerveza, quedará claramente establecida -

cuando se realice el análisis de los diferentes procesos utilizados en la industria cervecera. Sin embargo como podemos notar (figura 1.1.) el alma de la planta la constituye la sección servicios existen seis servicios que son comunes a todas las cervecerías: vapor, agua, refrigeración, electricidad, aire comprimido y dióxido de carbono (CO_2). Con excepción de la recuperación del CO_2 y el tratamiento del agua, los servicios representan una fuente de energía que se suministra según se requiere dentro del proceso de fabricación de cerveza y las operaciones de empaque. En la planta en consideración la electricidad no es un servicio entregado por esta sección (servicios), ya que la fuente de suministro de energía eléctrica lo constituye la empresa eléctrica.

1.2 TIPOS DE PROCESOS QUE SE REALIZAN EN LA INDUSTRIA.- La materia prima utilizada dentro de los procesos de obtención de la cerveza son:

a.- LA CEBADA DE MALTEO.- Es el principal ingrediente utilizado en la producción de la cerveza.

Dos son los tipos de cebada de malteo que se utilizan mayormente: Hexístico (6- hileras) y Dístico (2- hileras). Existen opiniones diversas con relación a los méritos respectivos de cada tipo. En general, la cebada 2 -hileras es más gruesa y con una cáscara más ajustada y delgada que las 6- hileras. Produce malta que tiene una mayor calidad de extracto, color más claro y menor contenido

do de enzimas que la hexística.

ESTRUCTURA Y COMPOSICION DE LA CEBADA.- Un diágrama longitudinal de la estructura del grano de cebada se muestra en la Fig. 1.2.

A.- CASCARA.- Esta es la capa protectora externa del grano. Puede ser pegada o suelta, según la variedad. Es más gruesa en la zona que rodea y protege el gérmen y más delgada en el extremo opuesto. Las cebadas de dos hileras generalmente tienen cáscaras más delgadas que las cebadas de seis hileras. En la cebada de seis hileras, la cáscara comprende aproximadamente el 10% del peso del grano. Su ceniza contiene un alto porcentaje de sílice (aproximadamente 65%), que da a la cebada su característica abrasiva en el equipo de manipuleo. La cáscara es una de las principales fuentes de hemicelulosa en el grano. También contiene proteínas y resinas.

B.- PERICARPIO Y EPICARPIO.- Las capas que están inmediatamente debajo de la cáscara son el pericarpio y epicarpio. Se funcionan durante el crecimiento del grano. El epicarpio es una membrana semipermeable que cubre todo el grano y que en gran parte impide el paso de agua, ácidos, álcalis, sales disueltas y la mayoría de sustancias ionizadas. Al igual que la mayor parte de las membranas biológicas, contiene lípidos (grasa).

C.- CAPA DE ALEURONA.- La capa de aleurona es un agrupamiento -

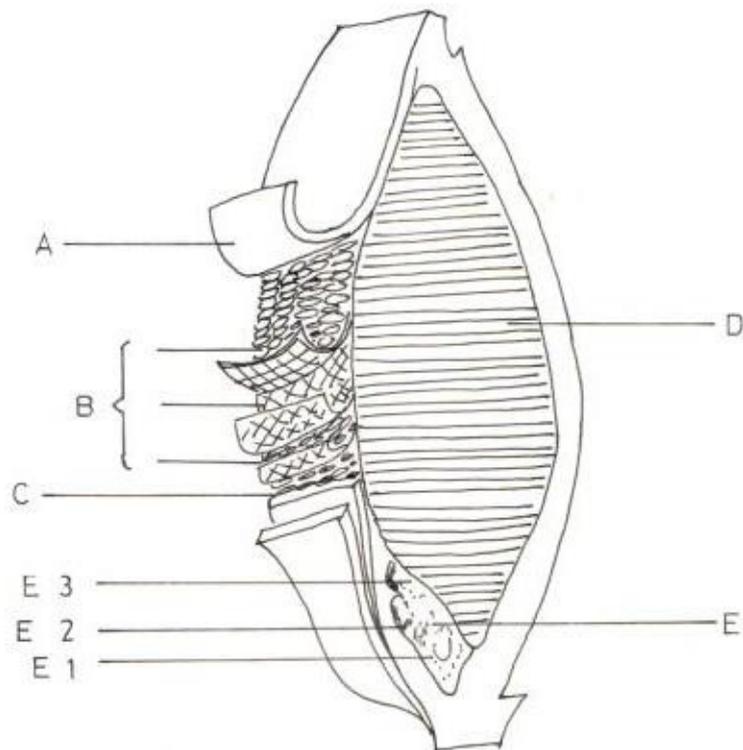


Fig. 1.2 : ESTRUCTURA DEL GRANO DE CEBADA.

A.- Cáscara; B.- Capa del fruto (pericarpio), capa de semilla son superficie lutinizada interior y exterior (testa).- Pericarpio; C.- Capa de aleurona. Fuente de enzimas; D.- Endospermo; E.- Embrión: 1. Raicillas; 2. Plúmula y 3. Escudillo.

de células casi cúbicas con una profundidad de dos a tres células separadas la una de la otra por gruesas paredes celulares. A diferencia del endospermo, estas células se hallan vivas y tienen una intensa actividad enzimática. También contienen lípidos muchas de las enzimas hidrolíticas que se necesitan para modificar

la cebada se producen aquí y se transportan al punto de actividad.

D.- ENDOSPERMO.- Bajo la capa de aleurona y formando el grueso del grano de cebada, está el endospermo de almidón, la reserva alimenticia de la planta. Células alargadas en palizadas están llenas de dos tipos de gránulos de almidón, grandes y pequeños. Ellas se encuentran empotradas en una matriz proteica y normalmente se hallan separadas de las células de aleurona por una capa de proteína.

E.- GERMEN.- El gérmen es el lugar donde se produce la mayor absorción de agua por parte del grano. Es una estructura viva que contiene una elevada cantidad de proteínas y ácidos nucleicos. Produce las raicillas de la planta en desarrollo. En éste órgano, las reservas del endospermo son resintetizadas dentro de los tejidos de la planta en crecimiento. La germinación empieza aquí.

F.- ARRUGA O PLIEGUE VENTRAL.- Desde el extremo del gérmen hasta el extremo distal hay una arruga o pliegue en el lado ventral del grano. Este pliegue ventral parece encauzar o canalizar el agua hacia su punto de entrada en el gérmen.

CALIDAD DE LA CEBADA.- Idealmente, la cebada debe ser gruesa, de tamaño relativamente igual y de un color uniformemente claro. Así mismo debe estar libre de moho, de manchas (especialmente en el

extremo de gérmen) y de semillas extrañas. Debe tener un mínimo de granos rotos y pelados. En la práctica pueden verse granos de cebada verdes é inmaduros provenientes de campos que fueron cosechados demasiado pronto. Su color normal no es comunmente el blanco del papel sino que varía entre paja y canela, reflejando las diversas condiciones de humedad y lluvia en las etapas posteriores del crecimiento. En los años en que prevalecen condiciones húmedas al momento de efectuarse la cosecha, puede verse moho, el cual aparece como puntos oscuros en la arruga ventral. Estos mohos pueden impartir sabores y olores mohosos.

El aspecto más importante en el análisis de la cebada de malteo es la germinación. Para producir malta, la cebada debe germinar. Normalmente una germinación de 95% es el nivel más bajo aceptable. La cebada debe germinar uniformemente para producir malta de calidad. La cebada recién cosechada no germinará debido a que se encuentra en estado latente. Este estado latente es una protección de la naturaleza que impide la germinación prematura del grano inmediatamente después de cosechado. Un grano que germinara así, sería inmediatamente destruido durante el invierno. Para evitar esta germinación prematura, existen inhibidores naturales dentro del grano que impiden tal germinación. Estos inhibidores naturales se descomponen ya sea por el transcurso del tiempo o por bajas temperaturas, similares a las del enfriamiento del invierno. Todos los malteros comprueban la desaparición del estado latente

antes de comenzar el malteo de una nueva cosecha de cebada.

El contenido de humedad de la cebada es extremadamente importante. Normalmente resultan inaceptables humedades superiores a 13.5%. Por encima de este nivel, pueden producirse daños causados por microorganismos durante el almacenamiento, los cuales afectan la germinación y producen el calentamiento en los silos (granos quemados). Cuando se presentan condiciones de elevada humedad al momento de la cosecha, normalmente se procede a secar la cebada en hornos. Al hacerse esto, debe controlarse con extremo cuidado y efectuarse esta operación a bajas temperaturas (40°C máximo), ya que de otra manera puede quedar afectada su viabilidad.

b.- EL LUPULO.- El lúpulo, tal como se utiliza en la fabricación de la cerveza, son los frutos secados de la planta hembra del lúpulo (*humulus lupulus*), que es natural de muchas zonas templadas del hemisferio norte (el norte de Europa, el centro oeste asiático, - Japón y Norte América). La primera utilización regular del lúpulo se cree generalmente que ocurrió en Alemania durante el siglo XII. Aunque se habían usado muchos otros aderezos en bebidas fermentadas desde hace unos 10000 A.C., la utilización del lúpulo, para producir lo que ahora se considera como cerveza, adquirió gran popularidad, al principio, más que nada por sus efectos bacteriostáticos con dosis elevadas de lupulado (por ejemplo, más de 400 granos por hectolitro), los ácidos isoalfa del lúpulo impiden el

desarrollo de muchos tipos de bacterias que dañan las cervezas. Las cervezas primitivas hechas sin lúpulos, que se producían en cazos de cocina, tendían a agriparse después de unos pocos días y, - por lo tanto, no podían ni transportarse ni almacenarse.

La descripción del sabor característico del lúpulo dentro de la - cerveza ha sido tema de mucha discusión, pero todos concuerdan en que este sabor es una parte esencial del impacto órgano léptico total de la cerveza. El lúpulo contribuye también a la estabilidad del sabor y a la retención de espuma.

c.- ADJUNTOS.- Una característica que distingue a la práctica cervecera es la utilización de adjuntos en la fabricación de bebidas de malta. Los adjuntos son materiales formados por carbohidratos no maltosos, con una composición y propiedades apropiadas que complementan o suplementan en forma beneficiosa al principal material empleado en la fabricación de cerveza, es decir la malta hecha a base de cebada.

Se notó que cuando se utilizaba en la fabricación de la cerveza exclusivamente malta, se obtenía cervezas con una pobre estabilidad física. Los cerveceros pronto captaron que la mayor actividad distásica bastaba para convertir una cantidad mucho mayor de almidón que aquella que estaba contenida en la propia malta, de manera - que podían utilizarse otros materiales que contuvieran almidón pa

ra obtener más extracto a un menor costo por libra que aquel que se obtiene de una carga que solo contiene malta. También se percibió que las proteínas de cereales tales como el maíz y el arroz no se solubilizan mayormente durante la maleración, por lo cual - podían emplearse para diluir el elevado contenido de nitrógeno so luble de la malta y producir una cerveza con mayor estabilidad fi sica.

La mayoría de los cerveceros utilizan actualmente alguna forma de adjunto cervecero como suplemento de la malta. Estos adjuntos va rían considerablemente en su composición en lo que se refiere a los carbohidratos, al nitrógeno, a los lípidos y a los minerales que contienen y se utilizan expresamente por su influencia en la regulación de la composición del mosto resultante. Las propiedades del mosto se modifican deliberadamente de ésa manera mediante la incorporación de adjuntos cerveceros dentro de la carga y esta acción influye a su vez en las propiedades de la cerveza.

Aunque se utilizan adjuntos más que nada porque el extracto que - proporcionan cuesta menos que el extracto de malta, también se ob tienen otras ventajas indudables. El uso de adjuntos produce cer vezas de un color más claro, con sabor menos saciador, más vigori zante, con mayor luminosidad, mejor estabilidad física y superiores cualidades de aceptación de enfriamiento. Entre los principa les adjuntos que se utilizan tenemos los derivados de los cerea--

les del maíz y del arroz aunque a veces se usan granos de trigo y cebada.

d.- LEVADURA.- Los cerveceros guiados por su experiencia empírica, siempre prestaron muchísima atención a la levadura, inclusive cuando aún no comprendían el papel que desempeñaban en la fermentación.

Las levaduras son hongos unicelulares. El termino "Levadura" se aplica a un concepto que se ha desarrollado através de la historia y que cubre un grupo heterogeneo y mal definido de organismos. Su clasificación es extremadamente compleja y difícil y ha exigido el esfuerzo de muchos microbiólogos.

e.- AGUA.- La calidad del agua ha sido reconocida durante siglos como un factor importante para determinar la calidad de la cerveza.

El agua para el proceso de fabricación de la cerveza no sólo debe satisfacer los requerimientos del agua potable sino que debe cumplir también con requerimientos específicos para asegurar el debido PH de la masa, la debida extracción del lúpulo, buena coagulación en la paila u olla de cocción, sana fermentación y el debido desarrollo del color y sabor dentro de la cerveza terminada.

Los procesos que se realizan en la industria cervecera se encuen--

tran resumidos en la figura 1.3.

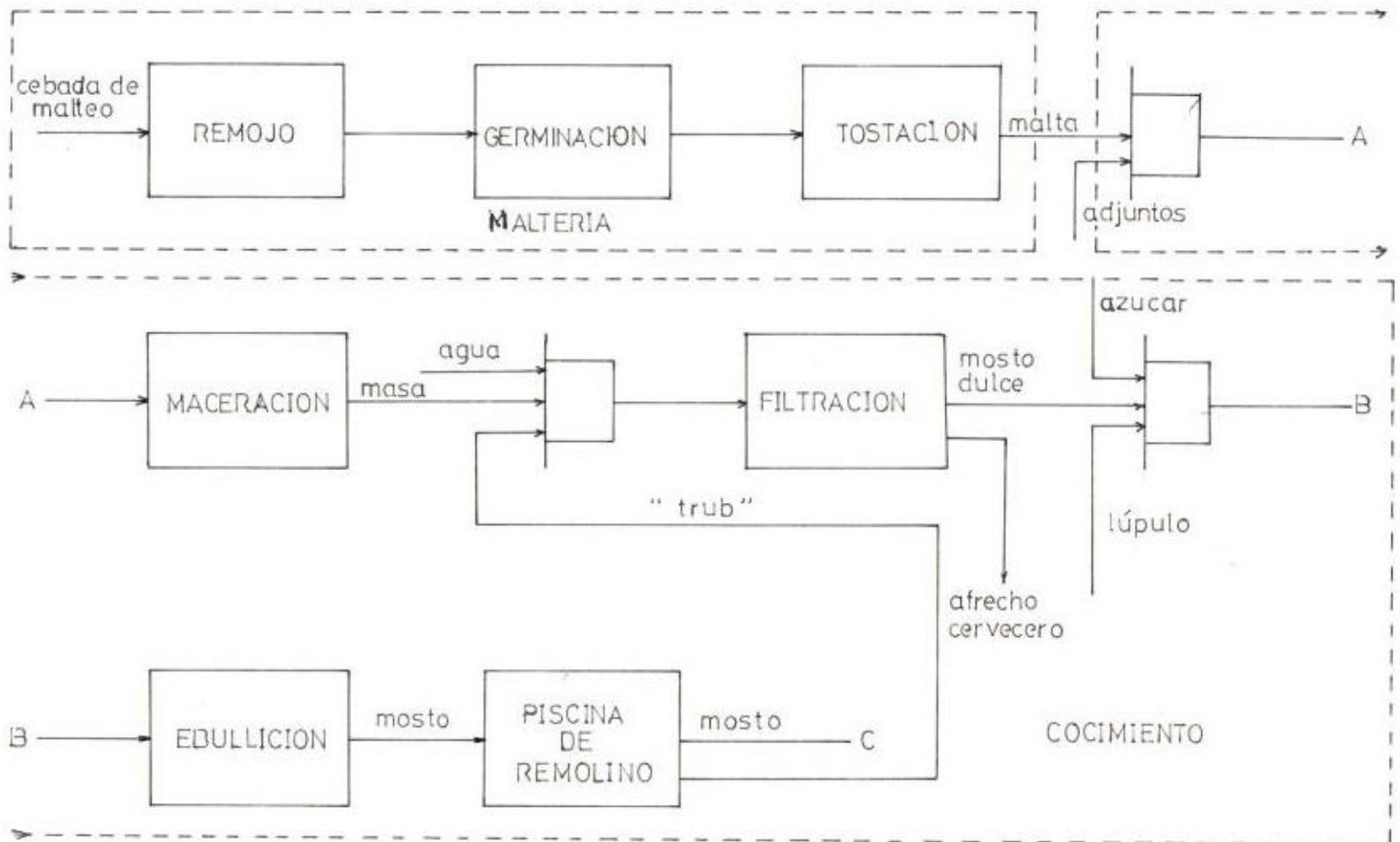
1.2.1 FABRICACION DE LA MALTA.- El malteo es la germinación controlada de la cebada durante la cual se forman las enzimas y se modifican suficientemente las reservas alimenticias de manera que puedan ser hidrolizadas adicionalmente durante la maceración.

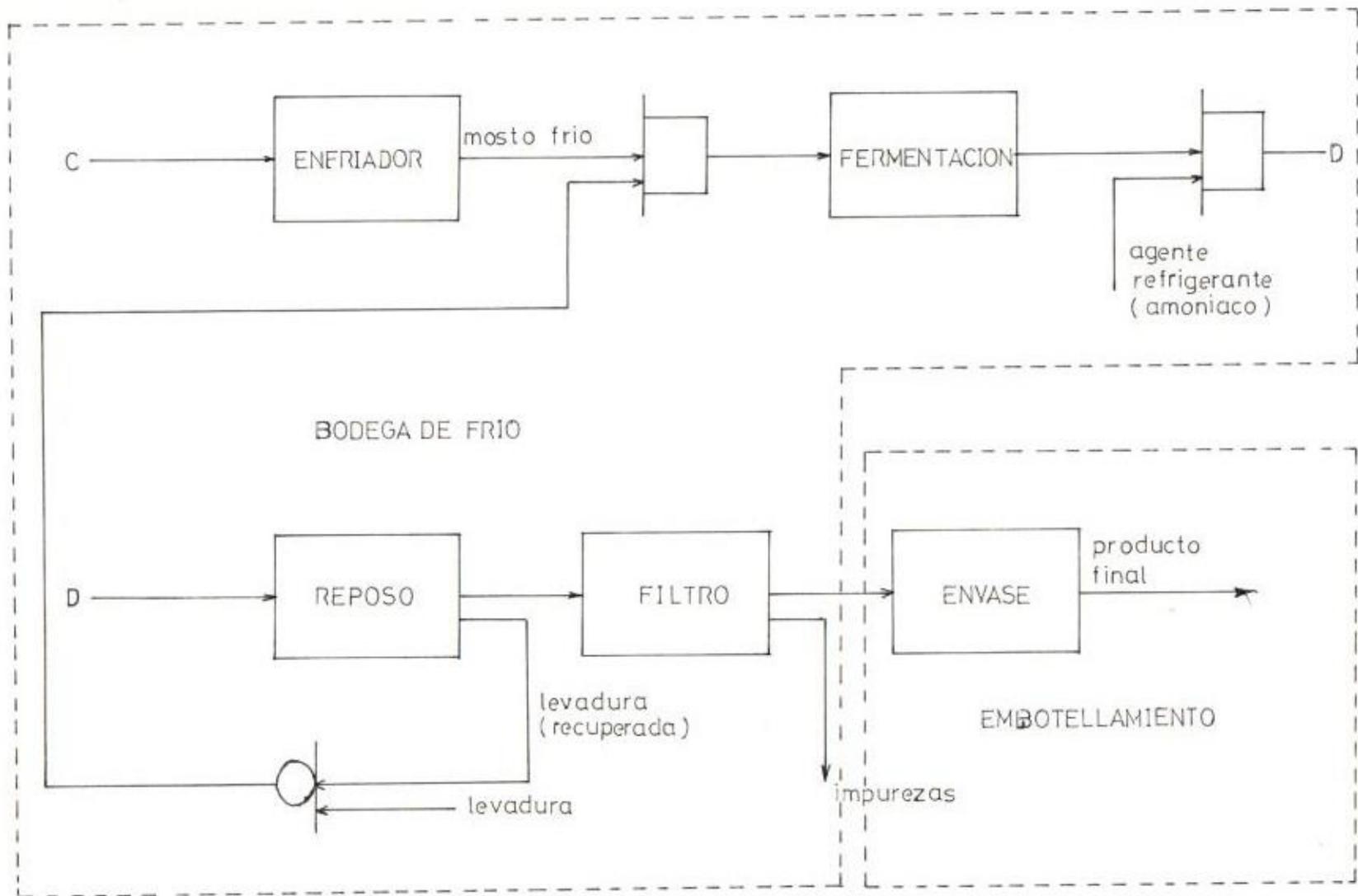
Resulta conveniente considerar que el malteo consta de tres etapas. En la primera etapa, denominada remojo, la cebada limpiada y clasificada es sumergida en agua hasta que alcanza a tener el contenido apropiado de humedad. En la segunda etapa, denominada germinación la cebada remojada se desarrolla bajo condiciones controladas. En la tercera etapa, denominada secado, la cebada germinada es secada mediante una corriente de aire caliente y se detiene su desarrollo. En todas estas etapas resulta necesario un control completo de la temperatura, de la humedad y del flujo de aire.

REMOJO.- La cebada limpiada y clasificada es transferida del elevador de los silos a los tanques de remojo mediante bandas transportadoras, dejándola caer directamente dentro de tanques que contienen agua (remojo húmedo) o bien dentro de tanques vacíos, agregándose el agua de remojo en un momento conveniente (remojo en seco).

En el proceso de remojo se aumenta el contenido de humedad de la

Fig. 1.3 : Diagrama simplificado de los procesos que se realizan en la Industria.





cebada desde 11 - 12.5% iniciales hasta 44 - 48%. Las temperaturas del agua de remojo de la industria varían grandemente, desde unos - 5 hasta unos 18°C. El tiempo requerido para alcanzar la humedad de remojo necesario depende de la temperatura del agua, tamaño de los granos, variedad de cebada y contenido proteínico.

La absorción del agua a una temperatura dada se produce principalmente en función del tamaño del grano, absorbiendo los granos pequeños el agua más rápidamente que los granos grandes. La uniformidad del grado de remojo de todos los granos se asegura por lo tanto mediante el remojo de cebada de tamaño uniforme. La absorción del agua depende también directamente de la temperatura del agua de remojo. Cuando más alta sea la temperatura, más rápida será la absorción. No obstante hay límites fisiológicos que señalan la temperatura de remojo a la cual puede quedar expresa la cebada. Deben evitarse las temperaturas elevadas del agua de remojo debido a la falta de oxígeno y a la multiplicación de microorganismos que se producen en ellas, siendo preferibles remojos más largos y fríos.

La absorción del agua por la cebada es un proceso puramente físico, independiente de la viabilidad del grano. Los granos muertos absorben el agua tan fácilmente como los vivos. El agua logra ingresar al grano cerca del germen, funcionando el pliegue ventral como canal de entrada de agua a esa zona. Las arrugas del epicarpio y pericarpio en aquella area permiten el ingreso del agua.

Debe proporcionarse aireación ya que la respiración de la cebada consume prontamente el oxígeno disponible y el oxígeno agotado debe ser repuesto a través de la aireación o del rebose con agua fresca. Los períodos de aereación varían y dependen del juicio del maltero.

La composición del agua de remojo tiene poca influencia sobre la absorción del agua, pero puede influir la disolución de ciertas sustancias en la cáscara.

El remojo inicial produce una rápida absorción del agua y luego se nivela esta absorción (Figura 1.4). Cuando el contenido de humedad es de 35%, la mayor parte del agua está contenida en el germen cuya dosis de humedad llega a ser de alrededor del 70% y comienza la germinación.

Normalmente se astiene el remojo cuando el grano ha comenzado a apuntar, esto es, cuando las raicillas están apenas preparándose a aparecer. El maltero generalmente probará el grano del remojo contando con su uña el grano y observando la blancura del endospermo, y sintiendo el grado de resistencia al presionar los dos extremos con los dedos.

Durante el remojo, se pierde de 0.5 - 1.5%, de peso del grano. Buena parte de esta pérdida de peso se produce con la primera agua de

remojo, que elimina diversos inhibidores de la germinación.

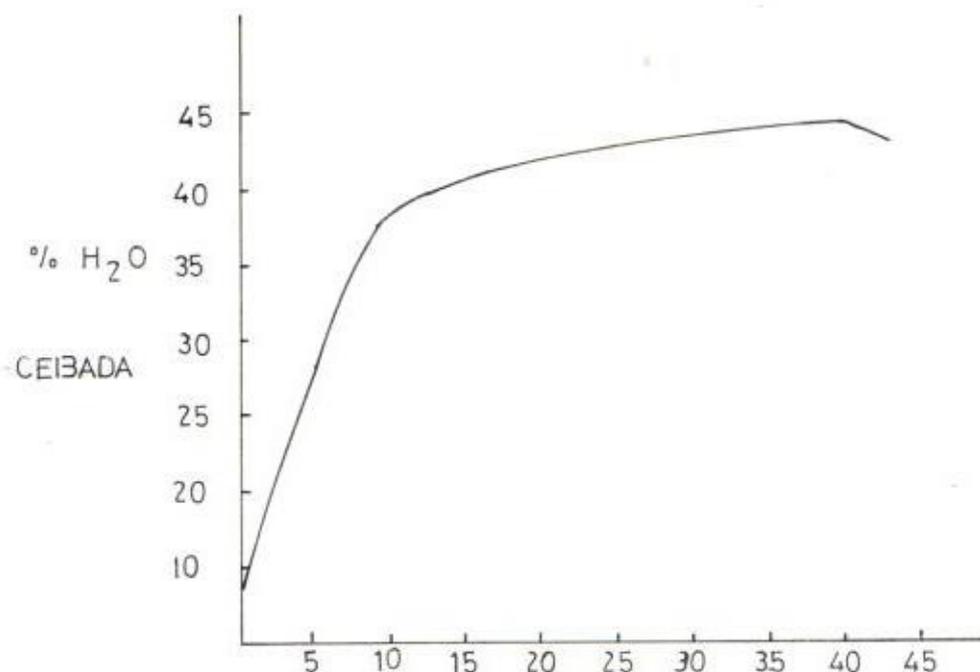


Fig. 1.4: Absorción de agua durante la humectación del grano.

GERMINACION.- La unidad saladin es uno de los más importantes sistemas de malteo actualmente usado. En el sistema saladin de compartimientos, la cebada remojada es transferida al compartimiento que tiene un piso de metal perforado. Se pasa aire humedecido y a temperado a través del lecho ya sea desde arriba o desde abajo. Un medio de mezclar la malta en germinación es utilizar volteadores helicoidales contrarrotantes llevados en una máquina que avanza en rieles a razón de aproximadamente 30 centímetros por minuto. Los volteadores rompen las masas de raicillas, mezclan la malta y ai--

rean el lecho.

Se utilizan grandes ventiladores de maltería, capaces de circular de 0.05 á 0.15 m³/ton./seg.. El aire que ingresa pasa a través de las duchas para saturarlo y atemperarlo antes de ser conducido al compartimiento de germinación. El flujo se ajusta y controla según sea necesario, en forma automática, de acuerdo con la temperatura de la malta. Además se aplica agua en cantidades medidas, a la malta en desarrollo, para compensar las pérdidas por deshidratación debida al paso del aire.

A medida que avanza la germinación, la mayor respiración genera un calor considerable. Las temperaturas se controlan generalmente mediante el suministro de un mayor volúmen de aire para eliminar el calor producido.

SECADO.- La malta totalmente germinada es colocada en pisos de metal perforados, que tienen aberturas considerablemente más pequeñas que los pisos del comportamiento de germinación, pero que cuentan con el mismo espacio libre total. El calor es suministrado desde abajo de los granos. El aire externo es precalentado antes de llegar a los quemadores de la secadora.

El aire calentado es pasado a través de los lechos de granos, la temperatura es controlada y registrada en forma automática.

En el proceso de secado se reduce humedad de un 48% hasta un 3.5 a 4.0%.

1.2.2 PRODUCCION DEL MOSTO.- La producción eficiente de mosto, de la formulación y calidad correcta que permita producir cerveza deseada es el objetivo principal del proceso de la sala de cocción. El mosto es un líquido acuoso que contiene un conjunto complejo de sustancias solubles y en suspensión derivadas de los ingredientes.

La producción del mosto empieza con la reunión y preparación de los ingredientes. El proceso de fabricación de cerveza propiamente dicho comienza con el segundo de los sistemas enzimáticos importantes que forman parte de la fabricación de la cerveza-la maceración-. El primero de los grandes sistemas enzimáticos es, por supuesto, el malteado, y el tercero es la fermentación.

La maceración consiste en mezclar las proporciones apropiadas de malta y de adjuntos en agua caliente y a continuación en una serie de ciclos de calentamiento y de reposo en el agua.

La solución de extracto en agua se denomina mosto ó, en esta etapa de procesamiento, mosto "dulce".

Después de la maceración, se separa el mosto dulce de los sólidos

mediante el calado o filtración. El mosto un líquido transparente de color paja con un aroma maltoso característico y un sabor dulce prosigue a través del proceso de fabricación de cerveza. Los sólidos de la masa se separan y se convierten en un producto derivado, el afrecho cervecero.

Los objetivos de la maceración son:

1. Disolver las sustancias de los ingredientes que sean inmediatamente solubles. Esta fracción constituye apenas del 10 al 15% del peso total de los ingredientes.
2. Solubilizar a través de acción enzimática sustancias que son insolubles en su estado natural.
3. Cambiar la estructura química, a través de la acción enzimática simultánea de algunas de las sustancias constituyentes, de una manera planificada y predecible.

1.2.3 EBULLICION DEL MOSTO.- La ebullición del mosto es una operación relativamente sencilla de por sí, pero las complejidades de las interacciones que afectan los constituyentes del mosto durante su ebullición tienden a frustrar los intentos que se han hecho para perfeccionar el proceso.

Aunque los cambios orgánicos dentro del mosto pueden ser complejos los objetivos que se persiguen mediante la ebullición pueden defi-

nirse de una manera sencilla. Se enumeran a continuación:

1. Estabilización.
2. Desarrollo del sabor
3. Concentración.
4. Eliminación del bagazo del lúpulo.

ESTABILIZACION.- La ebullición del mosto representa mucho más que una simple elevación de la temperatura del mosto. No sólo significa el empleo de la temperatura sino también la duración y el movimiento durante el proceso.

El proceso de ebullición del mosto le proporciona estabilidad en cuatro sentidos:

1. Biológico.
2. Bioquímico.
3. Coloidal.
4. Sabor.

1. BIOLÓGICO.- El mosto que ingresa a la olla podría contener - bacterias resistentes al calor. Las demoras entre la filtración - del mosto y su ebullición podrían ser peligrosas. La simple ebu-- llición durante quince minutos al Ph normal de 5.2 basta para estirilizar el mosto. Las cualidades antisépticas del lúpulo contribuyen también a la esterilización.

2. **BIOQUIMICO.-** Aunque la práctica habitual de elevar la temperatura en la tina de maceración al concluirse ésta, basta normalmente para desactivar las enzimas que puedan haber sobrevivido.

3. **COLOIDAL.-** Con el objeto de mejorar la estabilidad, deben eliminarse las proteínas coloidales inestables mediante la coagulación térmica, con la precipitación y eliminación subsiguientes. No obstante, el simple calentamiento del mosto no produce los mejores resultados. El tipo de coagulación es influido por otros factores tales como su duración, el vigor físico de la ebullición, la presencia de oxígeno, y los agentes reductores.

4. **DESARROLLO DEL SABOR.-** Los cambios de sabor diferentes a los producidos por el lúpulo se deben a la eliminación de los compuestos volátiles del sabor derivados de la cebada y del proceso de malteo.

Durante la ebullición, algunos aminoácidos quedan destruidos. Estos compuestos, sino se destruyen, representan una fuente de azufre para la reducción de ácido sulfhídrico por la levadura. El azufre liberado por la destrucción del aminoácido es eliminado del mosto como ácido sulfhídrico.

CONCENTRACION.- Ya que la cantidad de agua que debe usarse para hacer la masa y filtrar el extracto normalmente produce mosto de u

na densidad menor a la deseada, debe concentrarse mediante la evaporación. Para lograr la densidad requerida dentro de un plazo razonable, la ebullición debe ser vigorosa. Una ebullición que evapore entre 5 y 10% del volúmen del mosto en 1 hora, se considera satisfactoria.

ELIMINACION DEL LUPULO.- Cuando se ha concluido la ebullición y se transfiere el mosto a un tanque de mosto caliente se elimina al bagazo del lúpulo del mosto en camino. Esto se hace por medio de un dispositivo colocador mecánico.

1.2.4 ENFRIAMIENTO DEL MOSTO.- Los objetivos del enfriamiento son:

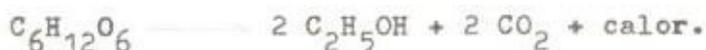
1. La reducción de la temperatura del mosto desde aproximadamente 100°C hasta la temperatura de siembra de 7 - 12°C.
2. La eliminación o la preparación de la eliminación subsiguiente de los constituyentes del mosto que sean productores de velo.
3. Acración adecuada del mosto para permitir que opere debidamente la levadura.

El enfriamiento se logra habitualmente por etapas de la manera siguiente:

- a) Enfriamiento por el aire de la atmósfera.
- b) Enfriamiento por agua.
- c) Enfriamiento por agentes refrigerantes, tal como el amoníaco -

de expansión directa o FREON.

1.2.5 FERMENTACION.- La descripción tradicional cuantitativa de la fermentación cervecera se ha expresado como el proceso anacróbico, mediante el cual la levadura convierte la glucosa en etanol y dióxido de carbono:



No sólo participa la glucosa en la fermentación cervecera sino también todo el extracto o carbohidratos fermentables presentes en el mosto; no obstante cualquier descripción a fondo a más allá del alcance del presente capítulo en ésta Tesis.

Pese a su complejidad, la fermentación depende más que nada de tres parámetros básicos: la composición del mosto (nutrientes de la levadura); la levadura misma y las condiciones del proceso (tales como duración, temperatura, volumen, presión, forma y tamaño del recipiente, agitación y corrientes dentro del mosto que está en fermentación).

La habilidad y experiencia del cervecero para poder comprender y aprovechar las interacciones de estos parámetros son las que determinan el resultado de la cerveza; si ha de ser una cerveza de fermentación alta (ALE) o baja (LAGER), un producto que tenga un contenido bajo, mediano o elevado de alcohol o una cerveza de sa-

bor especial.

El proceso de fermentación se realiza tal como muestra en el diagrama de flujo simplificado (Fig. 1.5), tanto para las fermentaciones de cervezas de fermentación baja (lager) como de fermentación alta (ale).

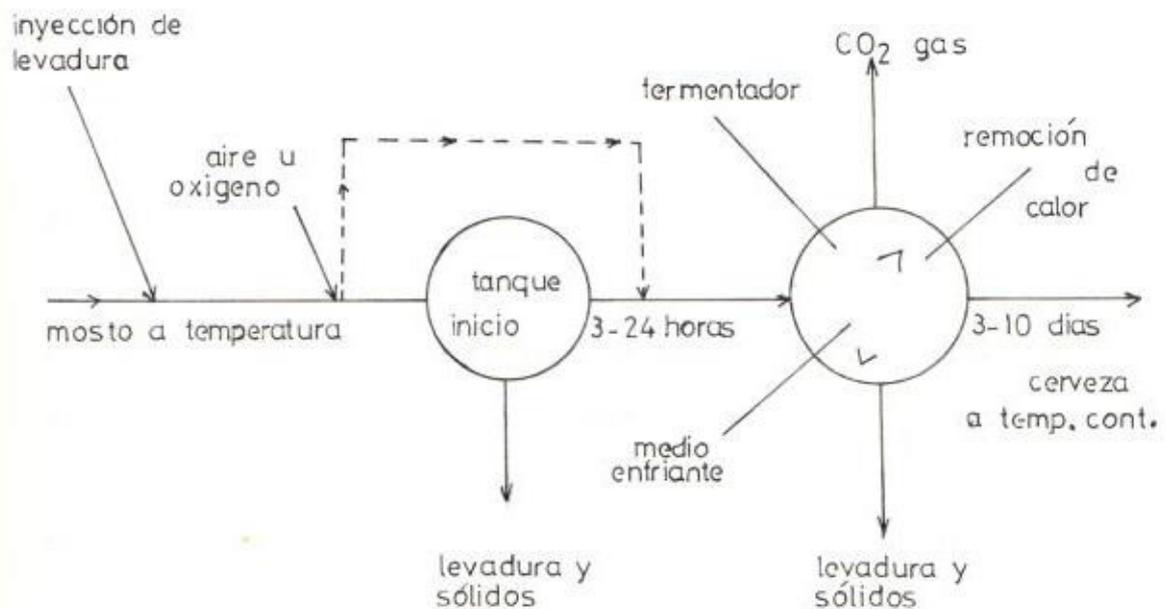


Fig. 1.5 : Principio del proceso de Fermentación.

Los fermentadores cerrados que existen en la planta ofrecen la ventaja de permitir la recolección del dióxido de carbono generado. Como el CO_2 se usa en otras etapas del procesamiento, la pureza del gas durante la recolección debe ser de 99.8% ó aún mejor, que es el caso aproximadamente 24 horas después del inicio de la fermentación. Cuando la fermentación es casi completa, la generación de gas es tan lenta que se termina la recolección.

El CO_2 a 1 - 3 Kp/cm² abandona la parte de arriba del fermentador a través de un sistema separado de tubería y la trampa de espuma hacia una bomba de refuerzo. Esta bomba fuerza el gas a través de una batería de columnas, donde es lavado y purificado con carbón activado, para eliminar volátiles indeseables. El dióxido de carbono limpio es comprimido, licuado subsiguientemente en un condensador y mantenido en su fase líquida dentro de un tanque de presión. Cuando el proceso cervecero exige la utilización de CO_2 tal como en la carbonización, filtración y embotellamiento, este se pasa en estado líquido a través de un evaporador y se bombea en su fase de gas al área del usuario.

1.2.6 EMBOTELLAMIENTO.- Resulta esencial que una porción de cerveza, se encuentre dentro de una botella, llegue a su comprador en un recipiente que tenga un aspecto limpio y con su buen sabor intacto.

La cerveza terminada se transfiere del Departamento de Producción

a través de las tuberías de cerveza y es colocada dentro de éstos tanques bajo la regulación de un medidor. El aire y el dióxido de carbono dentro de cada tanque en que se hace la transferencia, deben verificarse y deben registrarse los resultados. La cerveza dentro de los tanques siempre debe hallarse bajo contrapusión, preferiblemente de CO₂, que sea suficiente para mantener el nivel especificado de carbonatación cuando no se está utilizando.

En el proceso de embotellamiento se realizan las siguientes operaciones.

RECEPCION.- La cervecería recibe los recipientes vacíos en Palets. El palet es sacado del camión mediante un montacargas. Se coloca posteriormente encima de una banda transportadora para ser transferido a la despaletizadora de cajas o almacenada.

DESPALETIZACION.- La despaletizadora de cajas saca las cajas del palet y ordena las cajas en hileras únicas en una banda transportadora que los lleva hacia la máquina desencajonadora. El palet es automáticamente transferido al apilador de palets.

DESENCAJONACION.- Las cajas llegan al desencajonador que retira las botellas de las cajas y las ubica en un transportador, el cual lleva a las botellas hacia la máquina lavadora de botellas; mientras que las cajas continúan su recorrido hasta llegar a la

lavadora de cajas; de aquí una vez lavada las cajas van a servir para alimentar con cajas a la máquina encajonadora.

LAVADO.- Las botellas son limpiadas mediante la insucción de estas dentro de los transportadores de la lavadora. Estos transportadores son llevados a través de un gran tanque rectangular con 5 compartimientos, cada uno de los cuales esta equipado con un controlador de temperatura. Los compartimientos son alistados para su utilización, llenándolos con una solución para el lavado de botellas que consiste en agua, sosacánstica (NaOH) y un agente humedecedor. La causticidad total de la solución en todos los compartimientos, salvo los últimos dos, debe ser de 4 - 1/2 á 5 %.

Los controladores de temperatura en los compartimientos son regulados de manera que las botellas alcancen una temperatura máxima de 85°C tan pronto como sea posible, pero a la vez que nunca experimenten un cambio de temperatura mayor de 30°C.

El último compartimiento debe contar con una provisión de agua fresca, que es bombeada al mismo con su flujo regulado de manera que se mantenga la fuerza caústica en 0.1% o menos.

INSPECCION DE BOTELLA VACIA.- Una vez que las botellas salen de la lavadora pasan a través de un inspector electrónico que se utiliza para revisar las botellas vacías antes de llenarlas. Si en-

cuentra materia extraña la botella será retirada del transportador.

LLENADO DE BOTELLAS Y TAPONEO.- La unidad de llenado o llenadora, es limpiada y sometida a medidas higiénicas después de la producción del día.

Durante su funcionamiento, se bombea cerveza fermentada a través de tuberías hasta la llenadora, donde la botella procedente del inspector electrónico es llenada y luego taponada.

PAUSTERIZACION.- La pasteurización, que asegura la estabilidad microbiológica de la cerveza, se logra calentándola a aproximadamente 60°C durante un periodo de tiempo determinado. Otras reacciones pueden afectar el sabor durante la pasteurización, por lo tanto el objetivo es el de alcanzar el grado mínimo de pasteurización que sea necesario para producir la inactivación de organismos que descompongan la cerveza.

INSPECCION DEL LLENADO Y TAPONEO.- Una vez que las botellas salen del pasteurizador pasan por un inspector electrónico el cual retira las botellas con un bajo nivel de llenado y sin tapas.

ETIQUETADORAS.- La cerveza envasada debe ser atractiva a la vista por lo tanto las etiquetas deben estar bien fijadas a las botellas y en la posición correcta.

ENCAJONADORA.- Una vez que las botellas pasan por la etiquetadora son dirigidas por medio de transportadores a la máquina encajonadora, donde son encajonadas.

PALETIZACION.- Las cajas son transportadas al paletizador, donde quedan automáticamente apiladas en palets, listas para el embarque.

Las operaciones realizadas en la sección embotellamiento se las puede ilustrar gráficamente (Ver Fig. 1.6) en forma resumida.

1.3 IMPORTANCIA DE LA ENERGIA ELECTRICA DENTRO DE LA PLANTA.- La fuerza eléctrica es una fuente energética que se la compra del servicio público (Empresa Eléctrica).

EMELEC proporciona a la cervecería corriente alterna (c.a.) trifásica y de 60 Hertz (ciclos). Los cambios de voltaje se hacen fácilmente mediante transformadores y es transmitida a la planta a un voltaje alto (69KV nominal), para obtener menor cantidad de pérdidas, a través de grandes distancias. De ésta forma llega la alimentación de energía eléctrica a la subestación principal, donde es tomada y por medio de un transformador principal de 5MVA, 3 ϕ , - 76 KV Δ /13.2KVY - 7.63 KV; es transmitida la energía al nivel de 13.2 KV a las distintas subestaciones ubicadas en las diferentes secciones de la planta; aquí el valor de tensión es reducido a 480 V por medio de transformadores 3 ϕ y en algunos casos bancos de

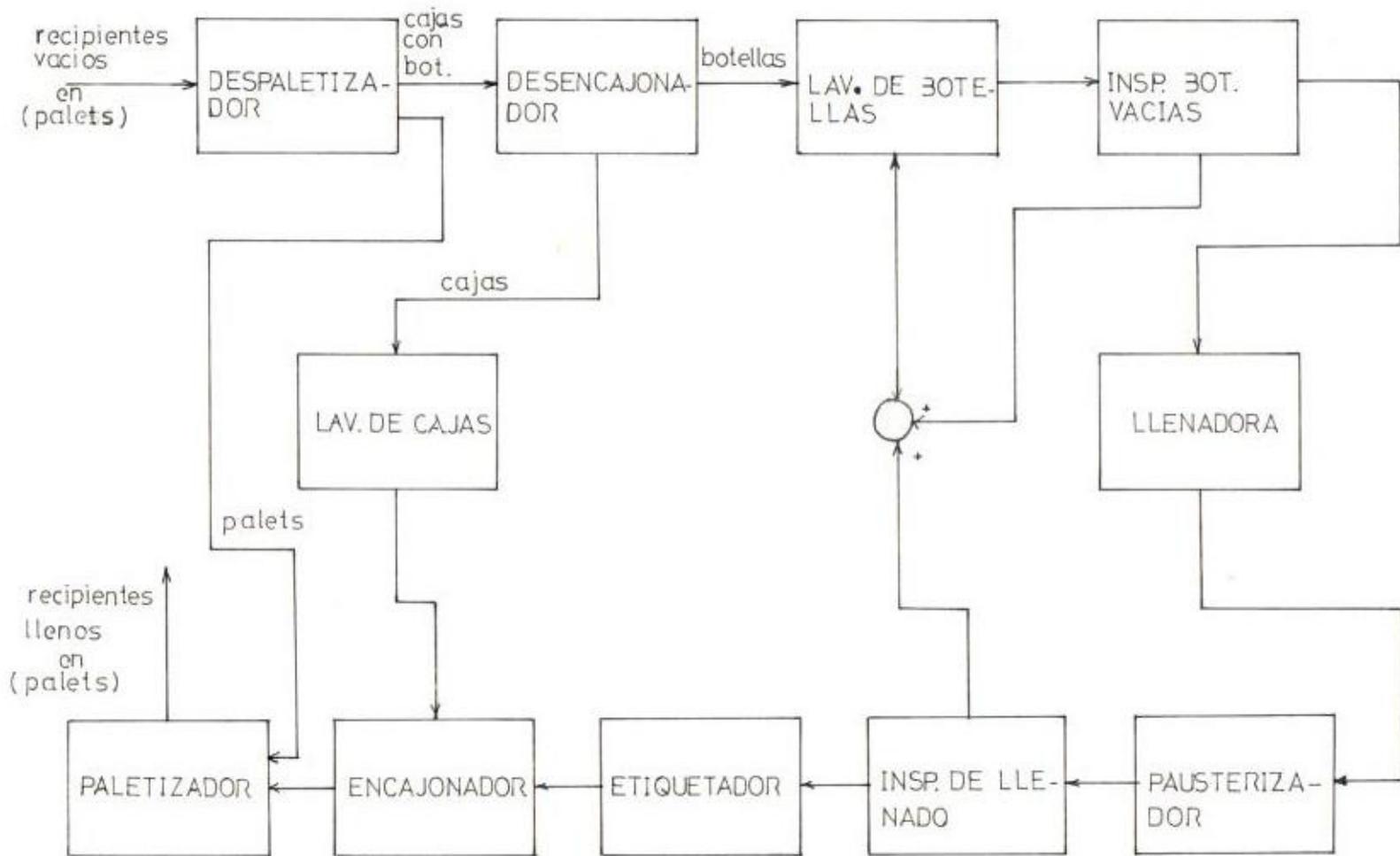


Fig. 1.6 : Operaciones realizadas en el Proceso de Envase, en una línea de embotellamiento.

transformadores monofásicos (1ϕ), conectados de tal forma de obtener voltajes 3ϕ ; con lo cual estamos en capacidad de suplir energía eléctrica a la carga en las diferentes secciones a un nivel de voltaje de 480 V.

El diagrama unifilar del sistema en estudio se encuentra en la Figura 2.1. En cuanto al dimensionamiento de conductores, transformadores, circuitos de interrupción y demás accesorios serán estudiados en próximos capítulos.

Una vez realizado un breve bosquejo de la alimentación de energía eléctrica a la planta, hay que indicar la importancia de la misma dentro de los procesos de producción que se realizan en ésta industria cervecera. Revisando el inicio del proceso de la fabricación de la cerveza notamos que desde un instante se hace imperiosa la energía eléctrica para transportar los granos de cebada a los silos de almacenamiento y posteriormente su traslado a las tinas de remojo. Además la necesidad de controlar los distintos procesos como el remojo, la germinación y el tostado, en donde se hace gala de un control minucioso de la humedad, aeración: para lo cual se utilizan grandes ventiladores de maltería, capaces de circular de 0.05 á 0.15 m³/Ton./Seg.. Las calderas que se utilizan para obtener el vapor que va a servir para calentar de aire en el proceso del secado, necesitan de la energía eléctrica. Se observa en la fig. 1.1 que la sección servicios se constituye, co

mo se indica anteriormente, en el alma de la planta, esta sección no podría brindar los servicios tan indispensables que presta -como son vapor, bombear agua de la cisterna a los centros de consumo mandar aire comprimido, la refrigeración la cual la hace por medio de grandes compresores de amoniaco, recolectar el CO_2 para luego utilizarlo en la refrigeración y el vapor- sin el concurso de la energía eléctrica. Que no decir de la sección de Embotellamiento - donde todas las máquinas hacen uso de la energía eléctrica.

En conclusión esta industria cervecera no existiera sin la presencia de tan vital fluido eléctrico.

1.4 GRADO DE CONFIABILIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO.- El servicio eléctrico debe ser sumamente confiable, puesto que la detención de cualquier proceso una vez iniciado, por falta de energía eléctrica en un tiempo de aproximadamente dos horas puede producir la des- -trucción de la materia prima con las consiguientes pérdidas, esto es considerando un tiempo de falta de energía eléctrica bastante -optimista; tiempos menores de parada producen cambios en la cali--dad de cerveza que no son aconsejables. En cuanto a la cerveza - que se encuentra lista para su envase puede soportar mucho más - tiempo, pero aquí tenemos el problema de ventas, ya que no se puede envasar el producto para su expendio, con lo cual también se observan considerables pérdidas.

ESTUDIOS

2.1 FLUJO DE CARGA.- Un estudio de cargas es la determinación de la tensión, intensidad, potencia y factor de potencia o potencia reactiva en varios puntos de una red eléctrica, en condiciones normales de funcionamiento. Los estudios de cargas son de gran importancia en la planificación de las ampliaciones de un sistema de energía, así como en la determinación del funcionamiento óptimo de los sistemas existentes.

El cálculo de las consecuencias de una variación en una red compleja es tan tediosa y lleva tanto tiempo que es necesario utilizar un analizador de redes de C.A. (corriente alterna) o una computadora, aunque en éste caso (red en estudio) no es compleja, para mayor efectividad en los resultados se ha usado el programa Análisis de Flujo de Potencia "LFL". La información que se obtiene en el estudio de carga del sistema en consideración es: el módulo y el ángulo de fase de las tensiones de cada barra y las potencias real y reactiva de cada línea.

Los datos necesarios para el estudio de cargas del sistema en cuestión son:

- El diágrama unifilar del sistema.
- Los valores en porunidad de las impedancias de las líneas y las admitancias en paralelo.

- Valores de las impedancias de los transformadores.
- Valores nominales de los condensadores en paralelo.
- Toma de los transformadores.
- Datos de carga en las barras.
- Datos de generación.

FLUJO DE CARGA EN CONDICIONES DE OPERACION ACTUAL.- El diagrama unifilar, en el cual consta los datos de las impedancias en porcentaje, de cables y transformadores; así como los valores de potencia activa y reactiva consumidas por las diferentes cargas en condiciones de máxima demanda y mínima demanda constan en la figura 2.2.

El transformador de la subestación principal de 2500 KVA de 67 KV /13.2 Y - 7.62 KV se encuentra desconectado (es de reserva) por lo que no aparece en el diagrama unifilar.

Los datos de entrada para el programa de flujo de carga "LFL" se encuentran tabulados a continuación. TABLA 2.1.

LINEA ENTRE BARRAS	R (%)	X (%)
1- 2	18	138.8
2- 3	71.39	347.87
2- 4	208.47	350.35
2- 5	41.51	221.87
2- 6	142.28	317.05
2- 7	204.51	350.95
2- 8	74.1	95.79
2- 9	120.9	757.3

TABLA 2.2: CONDICIONES DE MAXIMA DEMANDA*

BARRA	P (KW)	Q (KVAR)	V (PU)	OBSERVACIONES
1	--	--	1.0 $\angle 0^\circ$	Barra oscilante
2	--	--	--	
3	548.5	465.5	--	Barra de carga
4	120	70	--	Barra de carga
5	1579.37	1243.12	--	Barra de carga
6	110	105	--	Barra de carga
7	210	135	--	Barra de carga
8	275	240	--	Barra de carga
9	270	146.6	--	Barra de carga

* Las cargas (potencia activa y reactiva) son cantidades medidas.

Fig. 2.2 : Diagrama unifilar con datos de impedancia (porcentaje) de cables y transformadores y datos de carga (máxima y mínima demanda).

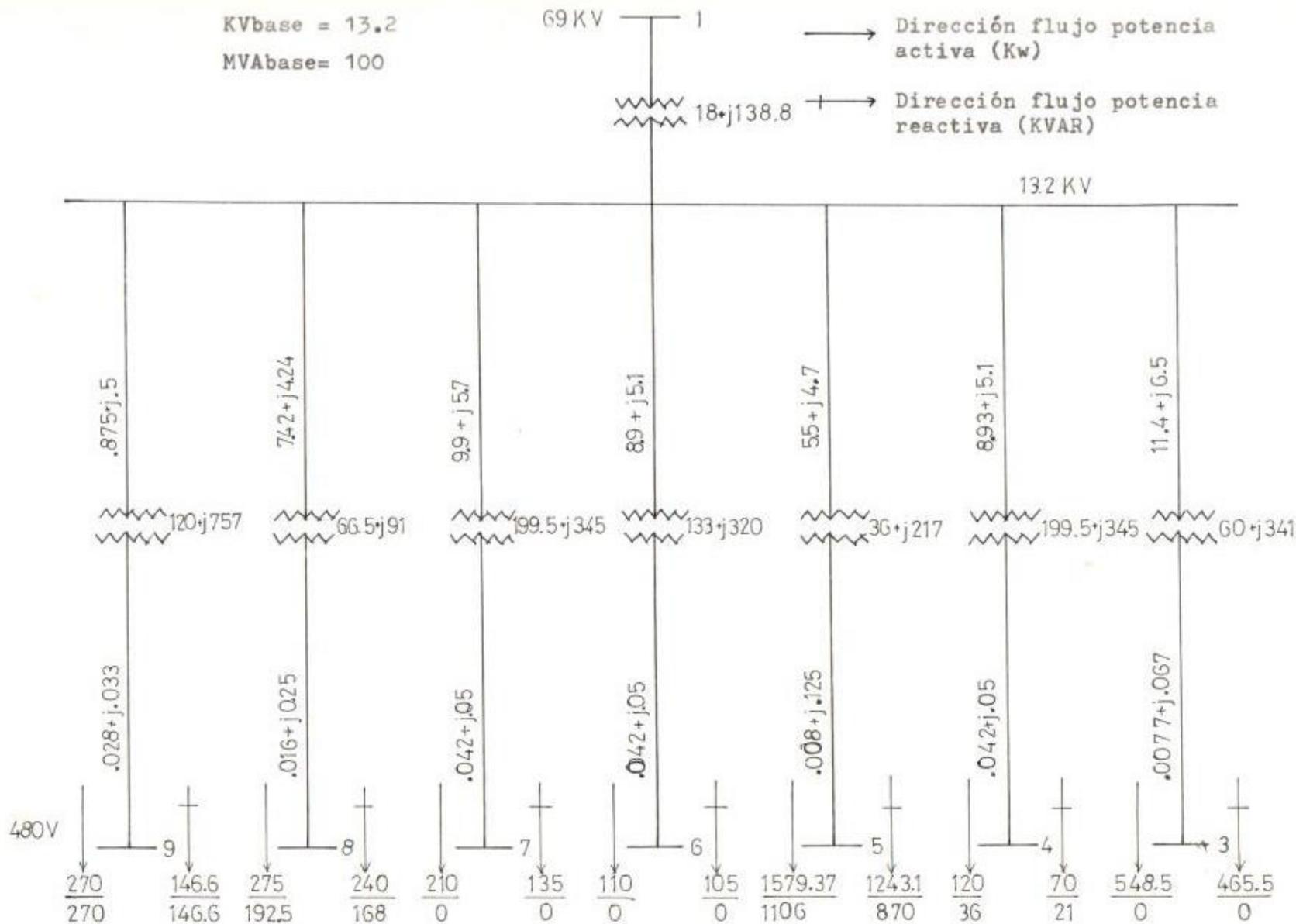


TABLA 2.3: CONDICIONES DE MINIMA DEMANDA *

BARRA	P (KW)	Q (KVAR)	V (PU)	OBSERVACIONES
1	--	--	1.0 $\angle 0^\circ$	Barra oscilante
2	--	--	--	
3	0	0	--	Barra de carga
4	36	21	--	Barra de carga
5	1106	870	--	Barra de carga
6	0	0	--	Barra de carga
7	0	0	--	Barra de carga
8	129.5	168	--	Barra de carga
9	270	146.6	--	Barra de carga

* Las cargas (Potencia activa y reactiva) cantidades asumidas en base del conocimiento de la operación del sistema, se consideran valores porcentuales del valor de máxima demanda para cada barra.

NOTA: Los transformadores del sistema se encuentran en el Tap central.

2.2 REPARTICION DE REACTIVOS DENTRO DEL SISTEMA.- En ésta planta industrial existen cargas como motores de inducción, transformadores, calderas, soldadoras, lámparas fluorescentes, etc. etc.; que requieren dos clases de corriente para su operación: corriente de magnetización y corriente que genera potencia.

La corriente de magnetización conocida también como corriente reac

tiva no útil, es necesaria para producir el flujo para el campo magnético de los dispositivos inductivos. Sin la corriente de magnetización la energía eléctrica no puede fluir a través del núcleo de los transformadores ó a través del entrehierro de los motores de inducción. Los motores de inducción y transformadores son magnetizados de la potencia de la línea A. C. del sistema causando una componente en atraso en la corriente.

Esta corriente de magnetización es la real causa del bajo factor de potencia en éste sistema. La unidad de medida de los Volt. amperes magnetizante es el kilovar.

La corriente que produce potencia, también conocida como activa ó corriente útil; es convertida a trabajo útil, tal como operar un sistema hidráulico, un sistema de refrigeración, accionar transportadores, etc.. La unidad de medida de la potencia activa producida es el Kilowatt.

La corriente total es la corriente leída en un amperio y está constituida de ambas corrientes: la de magnetización y la activa.

$$I \text{ total} = \sqrt{I \text{ MAG}^2 + I \text{ ACTIVA}^2}$$

Los volt-amperes, también conocida como potencia aparente, está expresada en Kva.

Por lo tanto en la planta en consideración por existir fuentes de corrientes: magnetizantes y activas, existe los dos tipos de potencias, la potencia reactiva que se debe a la corriente de magnetización, y la potencia activa que se debe a la corriente activa.

El flujo de potencia activa y reactiva para el sistema en consideración obtenido por medio del programa de flujo de carga se encuentra condensado en la Fig. 2.3 y 2.4, para máxima y mínima demanda respectivamente.

Como anteriormente se había indicado la corriente de magnetización -Potencia Reactiva- es la causa principal que origina un bajo factor de potencia con los consiguientes problemas que este hecho ocasiona.

El factor de potencia puede ser expresado como la razón de la corriente activa en un circuito a la corriente total en ese circuito. Otra definición de factor de potencia, la cual generalmente es más útil, es la razón de Kw ó Potencia activa a los KVA total ó Potencia aparente, esto es:

$$\text{FACTOR DE POTENCIA (F.P.)} = \frac{\text{KW}}{\text{KVA}}$$

El ángulo incluido entre los componentes KVA y los KW es llamado el ángulo del factor de potencia y designado por el símbolo θ . El

Fig. 2.3 : Diagrama de flujos de potencias en operación actual-máxima demanda- de la C.C.N.

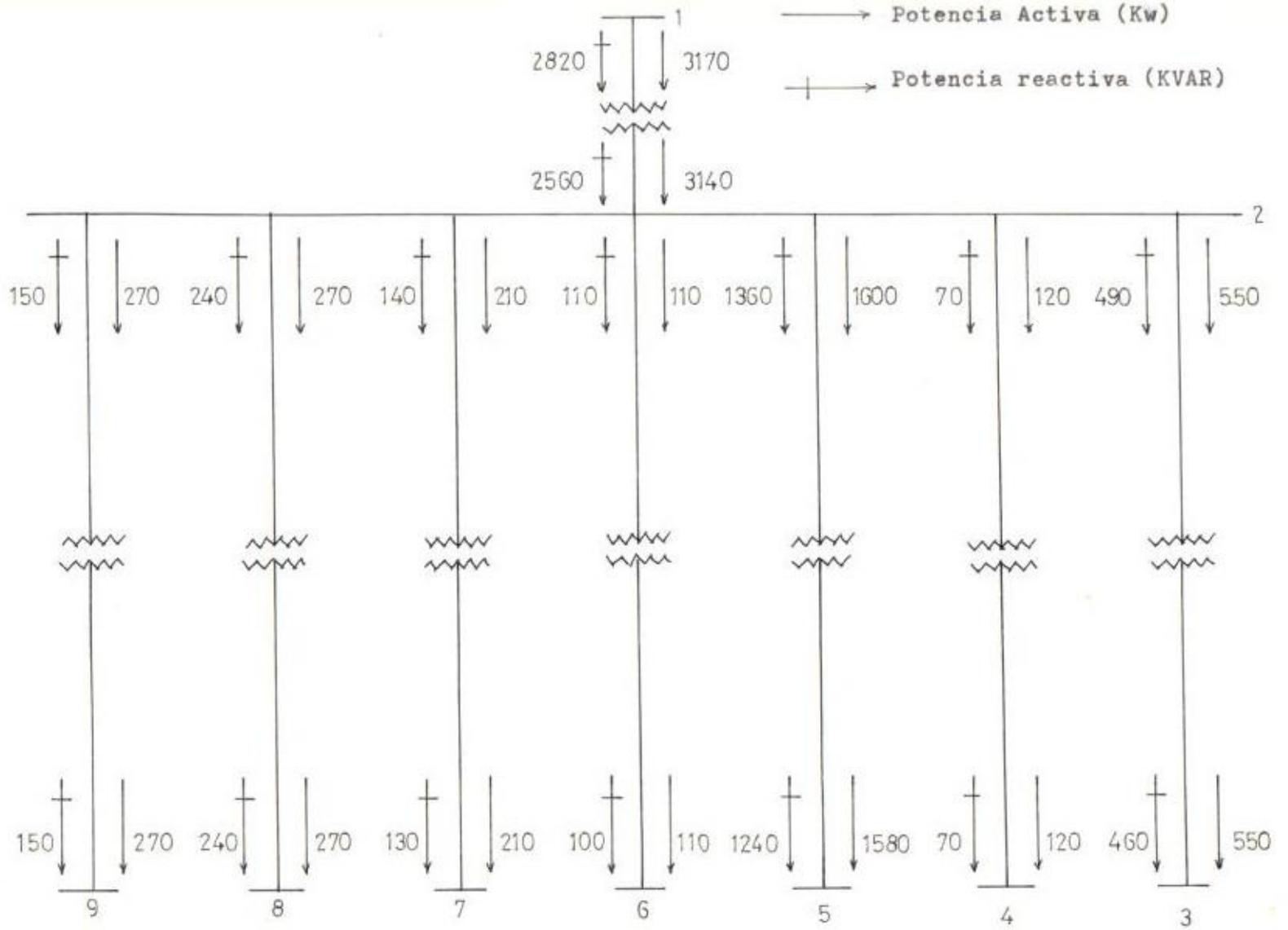
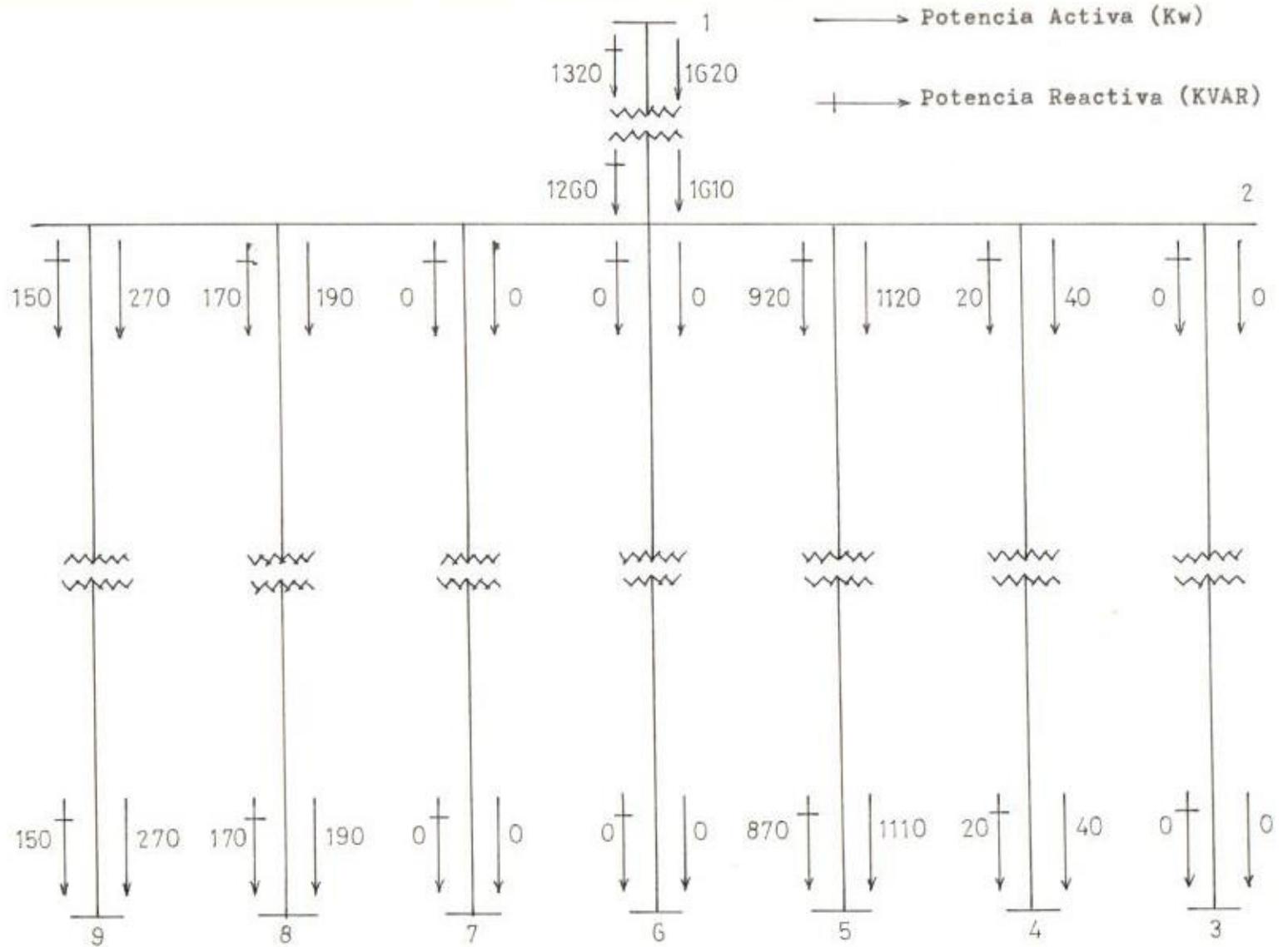


Fig. 2.4 : Diagrama de flujos de Potencias en operación actual -mínima demanda- de la C.C.N.



coseno de éste ángulo ($\cos \theta$) es el factor de potencia. (Fig. 2.5)

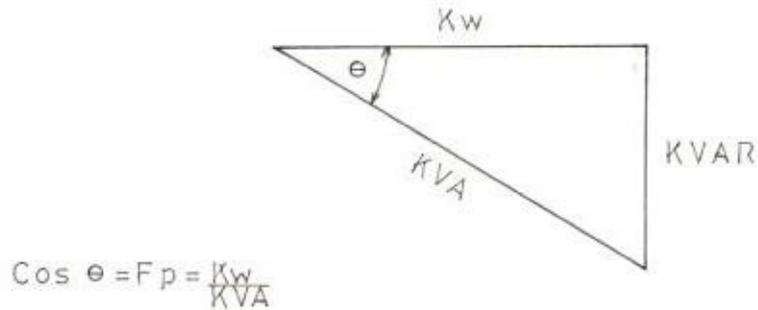


Fig. 2.5 : Triángulo de Potencias.

Los términos de factor de potencia en adelanto y atraso son propi-
cios para una confusión, y ellos no tienen sentido a menos que la
dirección del flujo de KW y KVAR sea conocida. En una planta in-
dustrial solamente el factor de potencia en la carga es considera-
do, en éste caso la siguiente regla puede ser útil para diferen-
ciar entre factor de potencia en atraso y adelanto:

"El factor de potencia está en atraso si la carga re-
quiere kilovars y en adelanto si la carga suministra
kilovar".

Así los motores de inducción que operan en la planta tienen un
factor de potencia en atraso porque sus corrientes de magnetiza-
ción deben ser entregados por la fuente de potencia. De otra ma-
nera los motores sincronicos sobreexcitados - que no existen en la

planta- pueden suplir kilovars (de la acción del campo d.c. del - motor).

La tabla 2.4 asociada con la fig. 2.6 indica el factor de potencia -en adelanto y atraso- dada diferentes tipos de carga y la generación, basada en la dirección del flujo de kilowatt y kilovar.

El bajo factor de potencia se debe a la presencia de altas corrientes de magnetización -Potencias reactivas-, las cuales combinadas con las corrientes activas -Potencias activas-, obtenemos una corriente total -Potencia aparente- que es la registrada en los aparatos y medición y constituye el consumo sobre el cual debe ser retribuida la empresa eléctrica proveedora del servicio eléctrico. Existe la necesidad de, en cualquier forma (se debe tener en cuenta el aspecto económico para seleccionar el método), suplir cierta cantidad de reactivos que se substraigan de los requeridos por la carga, para de ésta forma disminuir los reactivos totales del sistema, con lo cual la potencia aparente -medida por la empresa proveedora del servicio- va a disminuir.

En general los efectos de la operación de la planta con un bajo factor de potencia son los siguientes:

- Sobrecarga en cables, transformadores, etc.
- Incremento en las pérdidas de cobre.
- Nivel de voltaje reducido, resultando en una operación lenta de

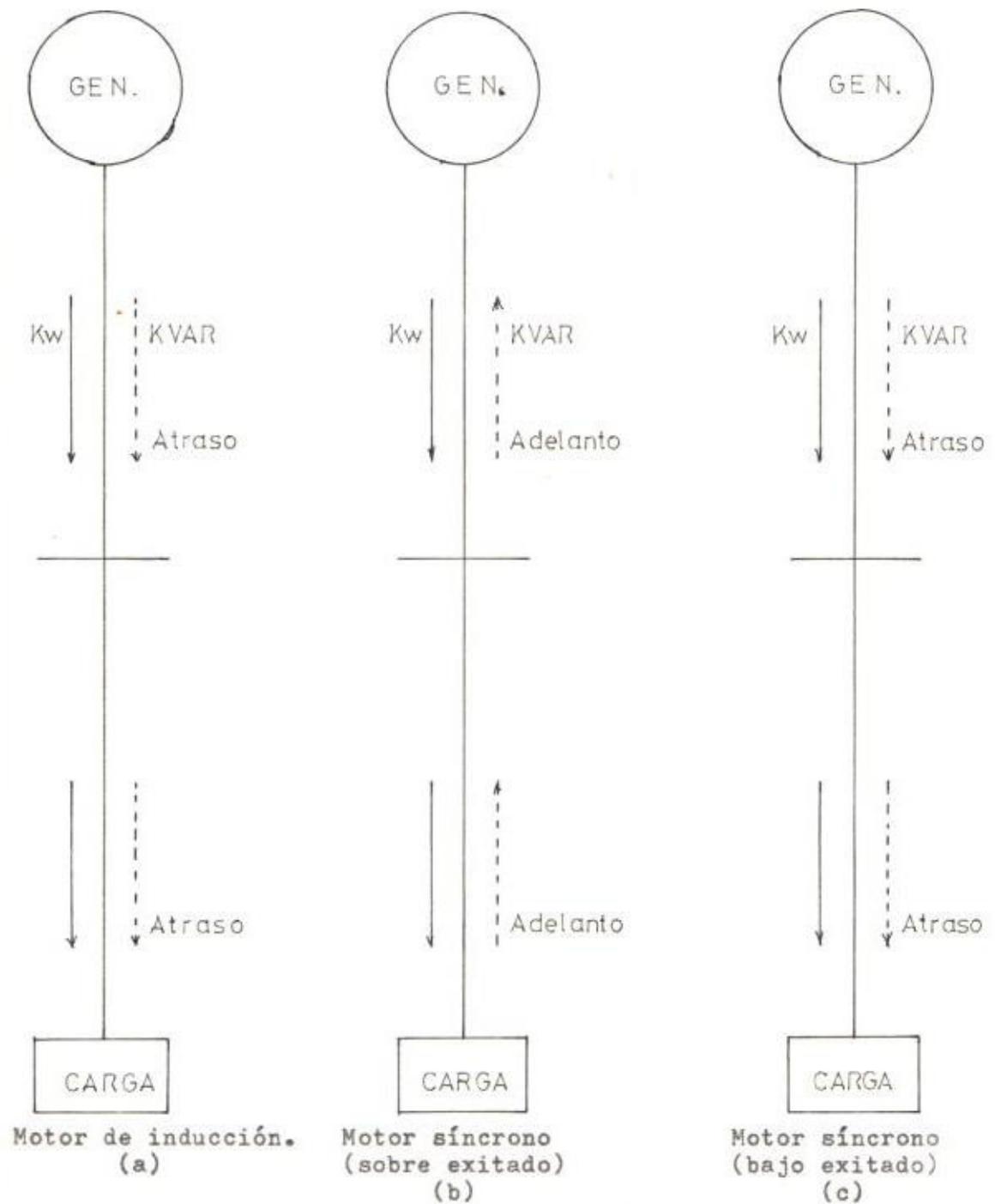


Fig. 2.6 : Factor de Potencia de un grupo de carga.

DIRECCION DEL FLUJO

FIGURA	TIPO DE CARGA	EN LA CARGA			EN EL GENERADOR		
		KW	KVAR	FACTOR DE POTENCIA*	KW	KVAR	FACTOR DE POTENCIA**
5. a	Inducción	Entra	Entra	Atraso	Sale	Sale	Atraso
5. b	Motor sincrónico (sobre excitado)	Entra	Sale	Adelanto	Sale	Entra	Adelanto
5. c	Motor sincrónico (bajo excitado)	Entra	Entra	Atraso	Sale	Sale	Atraso

TABLA 2.4

* Factor de Potencia medido en la carga.

** Factor de Potencia medido en el Generador.

los motores.

- Reduce la iluminación en el alumbrado, especialmente cuando se usan lámparas incandescentes.
- Incremento en el costo del consumo eléctrico, donde existe alguna penalización aplicada al factor de potencia.

La presencia de una alta corriente de magnetización -la cual originna bajos factor de potencia- es debido a motores de inducción parcialmente cargado. Frecuentemente estos motores están "sobremotorizados", por ej., el motor es seleccionado para accionar una carga más grande pero usualmente opera a un valor inferior a su valor de plena carga, es decir el motor está sobredimensionado.

Existe otros factpres que contribuyen a un bajo factor de potencia tal como el reemplazo de lámparas incandescentes con lámparas fluourecentes, incremento en la instalación de varios dispositivos de inducción, equipos electrónicos, unidades de acondicionamiento de aire. Si algunos de estos cambios o reemplazos son de interés para la eficiencia y el confort del trabajador, bajos costos de manuufacturación y avance tecnológico ; el hecho de que ellos contribuyan a un bajo factor de potencia de la planta es de segunda importancia, debiéndose únicamente tomar medidas correctivas.

De la salida del programa del flujo de carga para la operación actual de la planta de la C. C. N. se obtiene el factor de potencia

para las diferentes barras del sistema, los cuales aparecen en la tabla 2.5.

BARRA	MAXIMA DEMANDA		MINIMA DEMANDA	
	FACTOR DE POTENCIA.	VOLTAJE*	FACTOR DE POTENCIA.	VOLTAJE*
** 1	0.747	0.97	0.775	0.997
2	0.775	0.925	0.788	0.976
3	0.767	0.902	--	0.976
4	0.864	0.919	0.894	0.974
5	0.787	0.885	0.787	0.951
6	0.740	0.919	--	0.976
7	0.850	0.915	--	0.976
8	0.747	0.92	0.745	0.973
9	0.874	0.909	0.874	0.961

TABLA 2.5: Factores de Potencia y voltajes en las diferentes barras, en la operación actual del sistema.

- * Valores de voltaje en "POR UNIDAD" sobre un KV base de 13.2 en el nivel de éste voltaje del sistema.
- ** En ésta barra el valor de voltaje que aparece en máxima y mínima demanda son los medidos en éstas condiciones.

La barra donde, la Empresa Eléctrica del Ecuador -compañía que suministra la energía eléctrica a la planta- realiza sus mediciones del consumo eléctrico, es la número dos; por lo tanto se debe ob--

servar el factor de potencia en dicha barra.

La Empresa Eléctrica del Ecuador, exige un Factor de Potencia de 0.85 (atraso) en el punto que miden el consumo, caso contrario lo penalizan recargando la factura mensual multiplicándola por 0.85 y dividiendo éste producto por el factor de potencia que se halla obtenido. Se observa que el costo de la potencia reactiva puede llegar a alcanzar un alto porcentaje de la factura mensual.

Por lo tanto, mejorar el factor de potencia dentro de la planta, específicamente en la barra número dos, trae ventajas económicas, además de las siguientes ventajas técnicas:

- Aumento en la capacidad del sistema.
- Mejoras en la calidad de voltaje, al reducir la corriente circulante.
- Reducción en las pérdidas de Potencia.

2.3 REGULACION DEL VOLTAJE.- Es importante fijar un rango acceptable de variación del voltaje en barras y equipos de utilización para que el sistema opere aceptablemente y en particular el equipo de utilización opere dentro de rangos de voltajes en los cuales sus características no sean afectadas.

La regulación del voltaje en una barra se la expresa porcentualmente, como la variación de voltaje entre los valores de máxima y mí-

nima demanda en tanto por ciento, con referencia al valor de voltaje de mínima demanda. La expresión matemática, es:

$$\% \text{ de Regulación} = \frac{(V_{ML}) - (V_{FL})}{(V_{ML})} \times 100$$

Donde:

(V_{ML}) = Valor absoluto de la extensión en el extremo receptor en mínima demanda.

(V_{FL}) = Valor absoluto de la extensión en el extremo receptor a máxima demanda.

Se considera un rango de regulación de voltaje de $\pm 5\%$, como aceptable.

Se tomará la salida del programa del flujo de carga, el cual también indica los voltajes en las diferentes barras del sistema. (ver tabla 2.5).

Mediciones realizadas en el metal clad, indican que el voltaje de línea a tierra en condiciones de máxima demanda es normalmente 7.4 KV. Con lo que el voltaje de llegada en el lado primario del transformador de la subestación principal es:

$$\text{Voltaje de alimentación} = 7.4 \times \sqrt{3} \times \frac{67}{13.2} \text{ KV} = 65 \text{ KV.}$$

Para condiciones de mínima demanda el voltaje medido de línea a tierra es 7.6 KV. Por lo tanto en el lado primario del transformador

dor de la subestación principal:

$$\text{Voltaje de alimentación} = 7.6 \times \sqrt{3} \times \frac{67}{13.2} = 66.8 \text{ KV}$$

En la tabla 2.6 se encuentran tabulados los valores de voltaje y la regulación del voltaje en las diferentes barras, para la operación actual del sistema.

TABLA 2.6: Voltaje y Regulación de Voltaje del Sistema.

BARRA	MAXIMA DEMANDA	MINIMA DEMANDA	% REGULACION
	VOLTAJE	VOLTAJE	
1	0.97	0.997	2.71
2	0.925	0.976	5.23
3	0.902	0.976	7.58
4	0.919	0.974	5.65
5	0.885	0.951	6.94
6	0.919	0.976	5.84
7	0.915	0.976	6.25
8	0.920	0.973	5.45
9	0.909	0.961	5.41

* Valores expresados en p.v. sobre la base respectiva.

El sistema en estudio compensa las caídas de voltaje en los transformadores y en el sistema de distribución entre los transformadores y los motores, por que el sistema de 480 V, está supliendo a -

motores que tienen voltaje nominal de 440 V para su operación.

El voltaje que existe en los terminales de los motores, evidentemente serán menores que los que se hallan tabulados en la tabla 2.6, puesto que existe caída de tensión en los circuitos de alimentación de los mismos, la cual es más crítica cuando se trabaja en máxima demanda.

Siempre que el voltaje en los terminales de un equipo de utilización varía del valor de placa del dispositivo, se sacrifica el tiempo de vida y el funcionamiento del equipo. Este efecto puede ser menor o mayor, dependiendo de las características del dispositivo, como es aplicado el dispositivo y la cantidad de voltaje desviado del valor normal del dispositivo. Estandards NEMA provee ciertas tolerancias las cuales pueden ser aceptadas sin afectar considerablemente el funcionamiento del equipo.

Motores de inducción son los comunes dispositivos de utilización en ésta planta industrial. La variación en características como una función del voltaje para los motores de inducción se muestran en la tabla 2.7.

TABLA 2.7: Efectos generales de la variación de voltaje sobre las características de los motores de inducción.

VARIACION DE VOLTAJE			
	90% VOLTAJE	FUNCION DEL VOLTAJE	110% VOLTAJE
Torque de arranque y de operación.	Disminuye 19%	(voltaje) ²	Incrementa 21%
Velocidad sincrónica . .	No cambia	constante	no cambia
Porcentaje de deslizamiento.	Incrementa 23%	1 (voltaje) ²	Disminuye 17%
Velocidad de plena carga.	Disminuye 1 1/2%	(vel.sgn. desl. <u>lizamiento</u>)	Incrementa 1 %
Eficiencia:			
Plena carga	Disminuye 2 puntos	-----	Pequeño incremento
3/4 carga	Prácticamente no cambia	-----	Prácticamente no cambia
1/2 carga	Incrementa 1 á 2 puntos	-----	Disminuye 1 á 2 puntos
Factor de Potencia:			
Plena carga	Incrementa 1 punto	-----	Disminuye 3 puntos
3/4 carga	Incrementa 2 á 3 puntos	-----	Disminuye 4 puntos
1/2 carga	Incrementa 4 á 5 puntos	-----	Disminuye 5 á 6 puntos
Corriente plena carga .	Incrementa 11%	-----	Disminuye 7%
Corriente de arranque .	Disminuye 10 á 12%	Voltaje	Incrementa 10 á 12%

Incremento de temperatura, plena carga	Incrementa 6 á 7°C	-----	Disminuye 1 á 2°C
Capacidad en máximo torque.	Disminuye 19%	(Voltaje) ²	Incrementa 21%
Ruido magnético, sin carga en particular.	Disminuye ligeramente	----	Incrementa ligeramente

De la tabla 2.7 se observa que los efectos más significantes de un voltaje demasiado bajo sobre un motor de inducción son la reducción del torque de arranque y el incremento de la temperatura. La reducción del torque de arranque es importante en aplicaciones donde el motor conduce equipos de alta inercia. El bajo torque resultará en períodos de aceleración más grandes.

El incremento de temperatura en bajo voltaje y plena carga reduce la vida de la aislación.

Los efectos más significantes de un voltaje demasiado alto en los terminales de un motor son: incremento del torque, incremento en la corriente de arranque y disminución del factor de potencia.

El incremento del torque en los motores puede causar roturas en los acoplamientos, ó peligro al equipo que mueve. Incremento de la corriente de arranque causa caídas de voltajes más grandes en el sistema de potencia. Disminución del factor de potencia es desventaja

joso ya que se penaliza el bajo factor de potencia.

La AIEE Comité sobre Aplicaciones de Potencia Industrial establece los voltajes recomendados en los terminales de los dispositivos en plantas industriales. Estos se muestran en la tabla 2.8

TABLA 2.8: Voltajes recomendados en los terminales de dispositivos de utilización en sistemas de Distribución Industrial 600 Volts.

VOLTAJE NOMINAL DEL SISTEMA.	VOLTAJES NOMINALES COMUNMENTE USADOS POR EL DISPOSITIVO DE UTILIZACION.	LIMITES RECOMENDADOS DE VOLTAJE EN LOS TERMINALES DE LOS EQUIPOS DE UTILIZACION.
208 Y / 120	115 ó 120 -- 1 fase 208 ó 220 -- 3 fases	197 Y/114 - 217 Y/125*
240	220**, 230	210 -- 240
480	440**, 460	420 -- 480
600	550**, 575	525 -- 600

* Estos son voltajes nominales estandard para motores polifásicos.

** Cargas de potencia polifásica no pueden operar satisfactoriamente en el límite más bajo.

2.4 MEDIDAS CORRECTIVAS.- Los resultados obtenidos del flujo de carga de máxima demanda y mínima demanda de la operación actual - del sistema eléctrico de la planta de la C. C. N., en lo concer--

niente a factor de potencia en la barra en que mide la Empresa Eléctrica el consumo y el voltaje en las diferentes barras; un bajo factor de potencia y una regulación de voltaje pobre.

Por lo expuesto anteriormente, con respecto a las consecuencias fu nestas de un bajo factor de potencia, tanto en la parte económica como en el funcionamiento óptimo del sistema y de los problemas que se producen al trabajar con una mala regulación de voltaje, se hace imperiosa la necesidad de tomar medidas correctivas en cuanto a la eliminación de éstos dos focos de problemas.

Cuando la corriente de magnetización en un circuito es reducida, la corriente total también es reducida. Si los kilowatios no cambian lo cual usualmente es verdad, el factor de potencia mejorará con la disminución de la corriente magnetizante. Por lo tanto se debe instalar una fuente de potencia reactiva que supla la corrien te de magnetización de los dispositivos de inducción. El dispositivo que presenta éstas características es el capacitor; de ésta forma, se usará capacitores para mejorar el Factor de Potencia.

Esta acción puede ser explicada en términos de la energía almacena da. Cuando un capacitor y un dispositivo de inducción son instala dos en el mismo circuito, habrá un cambio de energía entre ellos, así, la corriente en adelanto tomada por el capacitor neutraliza - la corriente en atraso tomada por el dispositivo de inducción. De

bido a que el capacitor libera a la fuente de energía suplir la corriente de magnetización al dispositivo de inducción, el capacitor puede ser considerado como un suministrador de KiloVAR.

Para mejorar la regulación de voltaje, se usará los mismos capacitores que se utilizan para mejorar el factor de potencia, puesto que como indica anteriormente, una de las ventajas técnicas que se obtienen al mejorar el factor de potencia es la de mejorar los niveles de voltaje del sistema.

En el capítulo 2.6, al considerarse el estudio de alternativas para la selección de capacitores, se presentarán las mejoras obtenidas, tanto en el factor de potencia como en la regulación de voltaje.

CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA

La propia selección de los dispositivos de protección y sus ajustes selectivos de disparo están basados en los cálculos de las corrientes de cortocircuito (falla). Un cortocircuito tiene tres clases de componentes: 1) fuentes las cuales tienen reactancias variables con el tiempo y producen corrientes de cortocircuito; 2) breakers y fusibles que interrumpen las corrientes de cortocircuito, y, 3) componentes del circuito, los que fijan las reactancias limitando las magnitudes de las corrientes de cortocircuito.

La resistencia de típicos circuitos de potencia es despreciable comparada con su reactancia, por otro lado cuando un cortocircuito ocurre, la gran parte de la resistencia es cortocircuitada y el circuito resultante es altamente reactivo.

Si una falla ocurre en un circuito en el instante del pico del voltaje, la corriente de cortocircuito empieza siempre en cero y la onda seno de la misma está desfasada 90° de la onda seno del voltaje y es además simétrica. Fig. 3.1

Si la corriente de cortocircuito ocurre en el instante en que la onda del voltaje está en el punto cero, la corriente también empieza en cero, no puede incrementar con el voltaje y permanece en fase con el mismo, la onda de corriente debe atrazar el voltaje

en 90° por lo tanto es desplazado del eje cero. Como el voltaje alcanza su pico, la onda de corriente incrementa hasta que el voltaje es cero produciendo una total corriente de cortocircuito asimétrica. Fig. 3.2

La corriente asimétrica se la puede visualizar como una corriente simétrica que tiene una componente de corriente directa superpuesta. Fig. 3.3. La componente d.c. representa el desplazamiento de la onda de seno del eje cero. Un cortocircuito puede ocurrir en cualquier punto entre cero y el pico del voltaje. La asimetría de la corriente del cortocircuito estará entre los dos extremos, dependiendo del punto de la onda de voltaje en el cual ocurre el cortocircuito.

Cualquier circuito real tiene resistencia y esto causa que la componente d.c. decaiga a cero varios ciclos después de la inyección de la falla. El efecto es un cambio de la corriente inicial asimétrica a una simétrica, la componente d.c. es asumida a ser generada en el sistema a.c. y no por una fuente externa. Consecuentemente su energía será disipada como una pérdida I^2R en la resistencia del circuito. Fig. 3.4

Para la aplicación de dispositivos de protección de cortocircuito, la máxima componente d.c. debe ser considerada para la operación momentánea de breaker y fusibles. Esto es, para estar seguro que

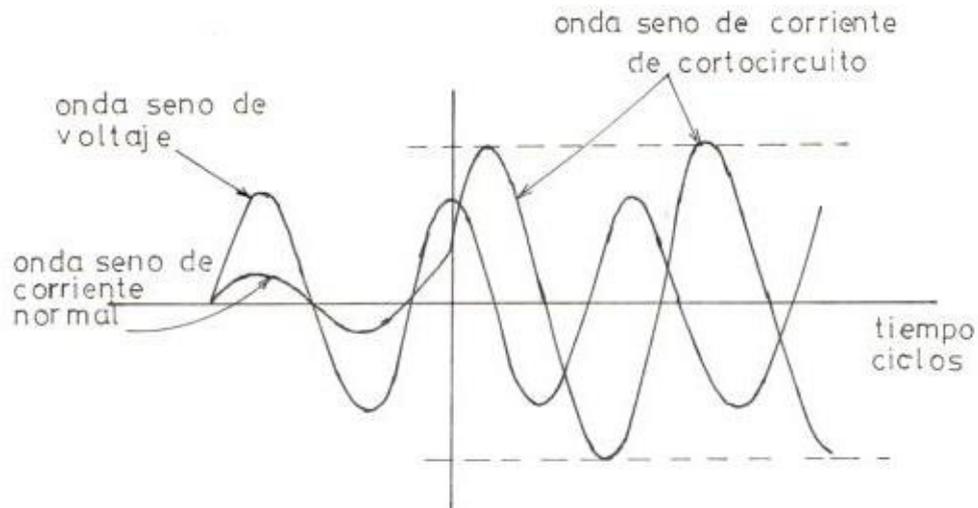


Fig. 3.1 : Cuando un cortocircuito ocurre en el instante del pico del voltaje y el cortocircuito es totalmente reactivo.

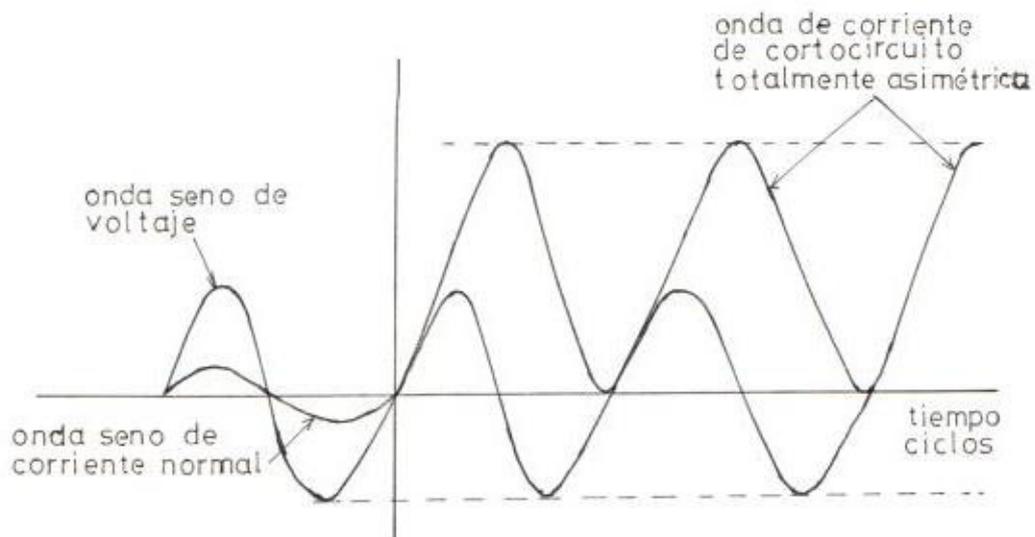


Fig. 3.2 : Cuando el cortocircuito ocurre en un voltaje cero y el cortocircuito es totalmente reactivo, la onda de corriente de cortocircuito es asimétrica.

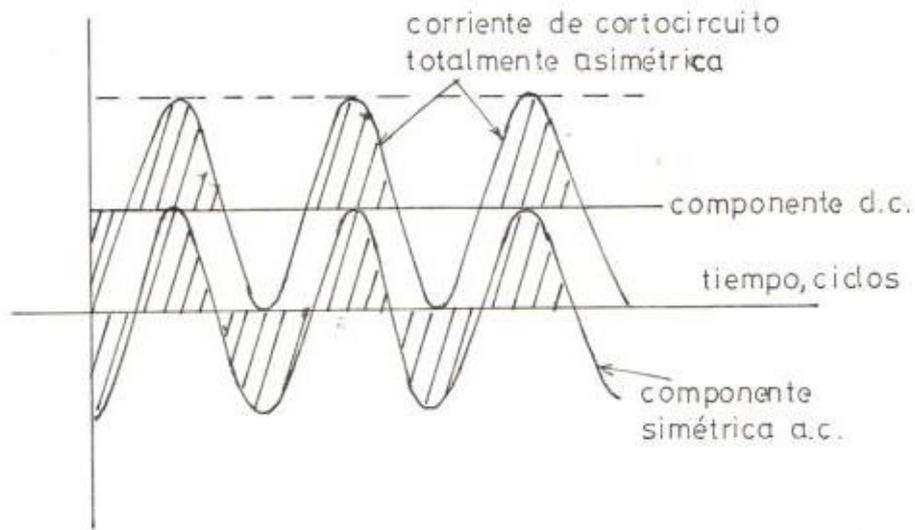


Fig. 3.3 : La corriente de cortocircuito asimétrica puede ser considerada como la suma de una corriente alterna, simétrica y una componente d.c.

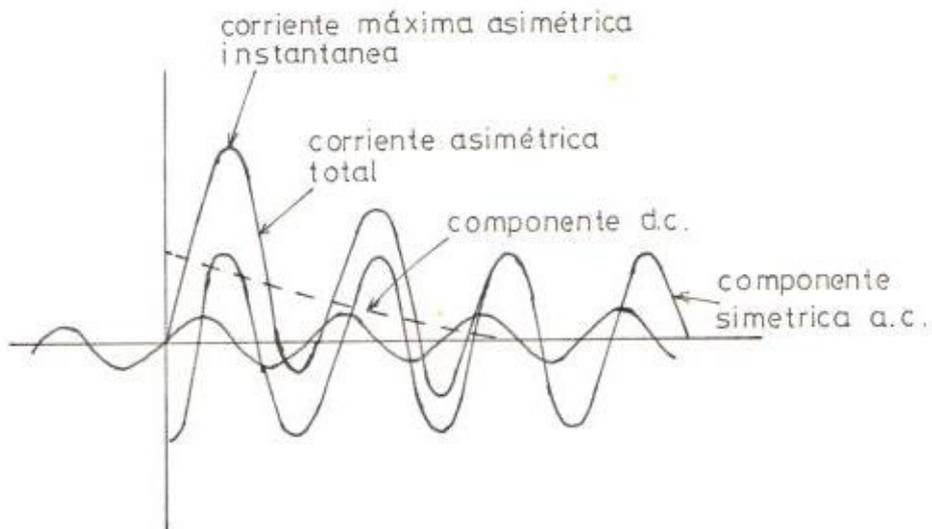


Fig. 3.4 : La componente d.c. decae con el tiempo debido a la presencia de la resistencia. Corriente a simétrica inicial cambia a corriente simétrica.

el dispositivo de protección utilizado resistirá la máxima corriente de cortocircuito que puede posiblemente ocurrir en el sistema.

Para el cálculo de la corriente momentánea todas las reactancias - subtransientes de las fuentes deben ser consideradas en el primer medio ciclo de la corriente de cortocircuito simétrica. En cálculos prácticos -como en el presente caso- la componente d.c. es considerado generalmente utilizando un factor multiplicador de 1.5 - 1.6.

La capacidad de interrupción está basada en la corriente de cortocircuito en el momento que abre los contactos el breaker ó que se funde el fusible. Un breaker generalmente abre sus contactos después de dos, tres, cinco ú ocho ciclos; cuando la componente d.c. ha descendido considerablemente utilizándose los siguientes factores multiplicativos para considerar su efecto de acuerdo al tipo de breaker:

Breaker de 2 ciclos	$K = 1.4$
Breaker de 3 ciclos	$K = 1.2$
Breaker de 5 ciclos	$K = 1.1$ (es el presente caso)
Breaker de 8 ciclos	$K = 1.0$

Tanto en el cálculo de corriente de falla a tierra y fallas trifásicas se abreviarán las corrientes de la siguiente manera:

Corriente de cortocircuito simétrica	=	I_s
Corriente de cortocircuito momentánea asimétrica	=	I_a
Corriente de interrupción	=	I_i
Corriente máxima	=	$I_{max.}$

Despreciando la impedancia de los cables de alimentación a las diferentes subestaciones debido a la corta longitud de los mismos; considerando que: todos los transformadores tienen idéntica reactivancias de secuencia positiva, negativa y zero, en cálculos de corrientes de falla la resistencia de los mismos no es considerada y asumiendo que la reactivancia es igual a la impedancia.

Además los motores de inducción alimentados por las subestaciones pueden ser asumidos igual en capacidad a los KVA de la subestación con 25% de reactivancia subtransiente (x_d'') sobre la base nominal de la subestación. Se ha establecido por consultas realizadas que los MVA de cortocircuito en la zona son aproximadamente 500 MVA. Con lo que las reactivancias de los motores, subestaciones y del sistema eléctrico exterior en las bases consideradas para el estudio son: Fig. 3.5

ELEMENTO DEL CIRCUITO	REACTANCIA DE LOS ELEMENTOS SOBRE BASE NOMINAL pu.	REACTANCIA pu. SOBRE LA BASE TOMADA.
Exterior (Sistema Eléctrico).	500 MVAcc	$\frac{100}{500} = 0.2$
Motores de induc- ción subestación 1500 KVA	0.25	$0.25 \times \frac{100000}{1500} = 16.6$
Motores de induc- ción subestación 500 KVA	0.25	$0.25 \times \frac{100000}{500} = 50$
Motores de induc- ción subestación 2500 KVA	0.25	$0.25 \times \frac{100000}{2500} = 10$
Motores de induc- ción subestación 750 KVA	0.25	$0.25 \times \frac{100000}{750} = 33.33$

Subestación A

5000 KVA

0.07

$$0.07 \times \frac{100}{5} = 1.4$$

Subestación B

1500 KVA

0.052

$$0.052 \times \frac{100}{1.5} = 3.47$$

Subestación C y F

500 KVA

0.02

$$0.02 \times \frac{100}{0.167} \times \left(\frac{7.62}{13.2}\right)^2 = 4$$

Subestación D

2500 KVA

0.055

$$0.055 \times \frac{100}{2.5} = 2.2$$

Subestación E

750 KVA

0.0255

$$0.0255 \times \frac{100}{0.25} \times \left(\frac{7.62}{13.2}\right)^2 = 3.4$$

Subestación G

1500 KVA

0.017

$$0.017 \times \frac{100}{0.5} \times \left(\frac{7.62}{13.2}\right)^2 = 1.13$$

Subestación H

750 KVA

0.0575

$$0.0575 \times \frac{100}{0.75} = 7.67$$

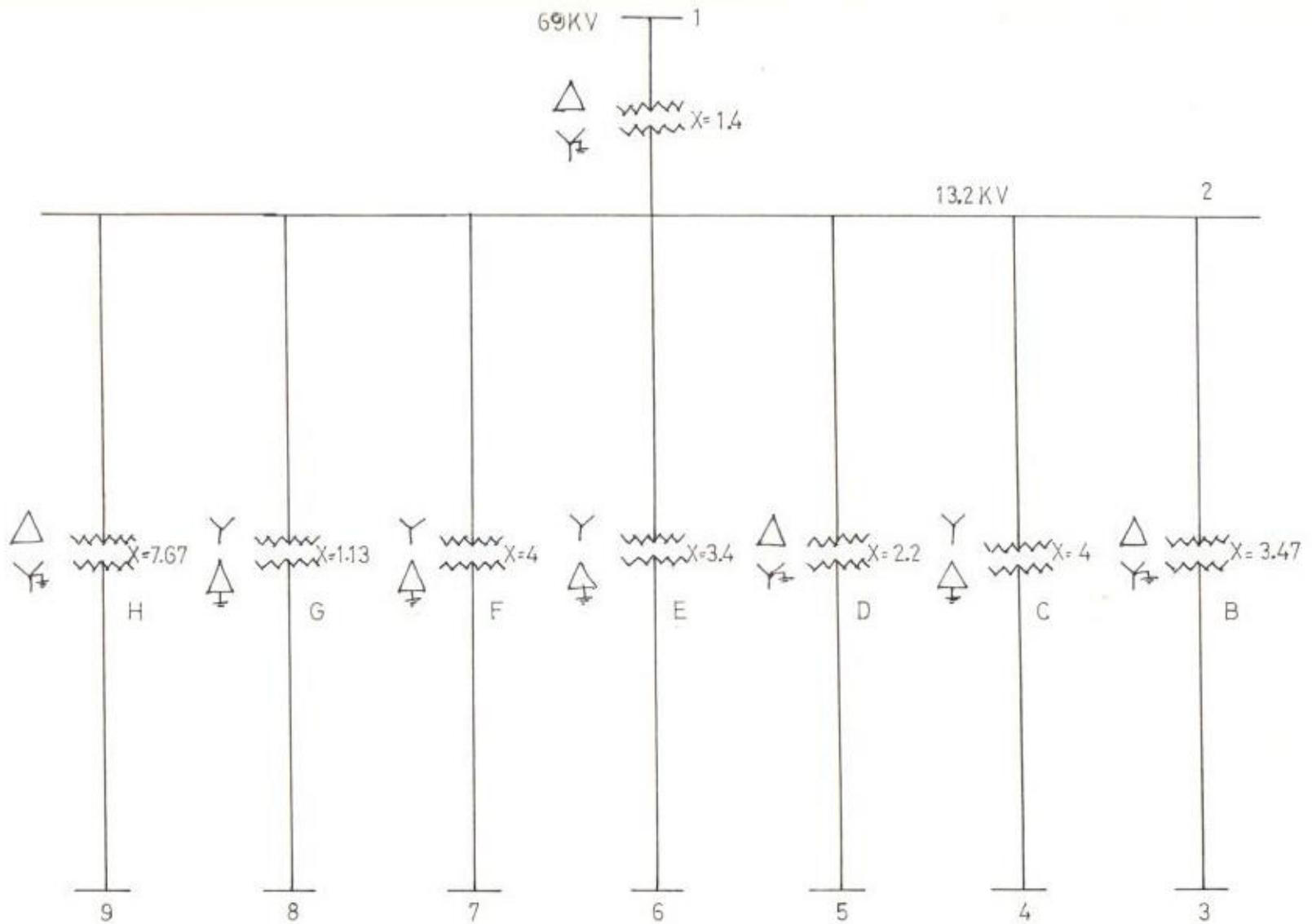


Fig. 3.5 : Valores de reactancias en pu. de los transformadores.

3.1 FALLA A TIERRA (1 ϕ).- Las magnitudes de corrientes de falla en las diferentes barras son:

BARRA N^o 1

La Fig. 3.6 ilustra la malla de secuencia positiva y negativa del sistema.

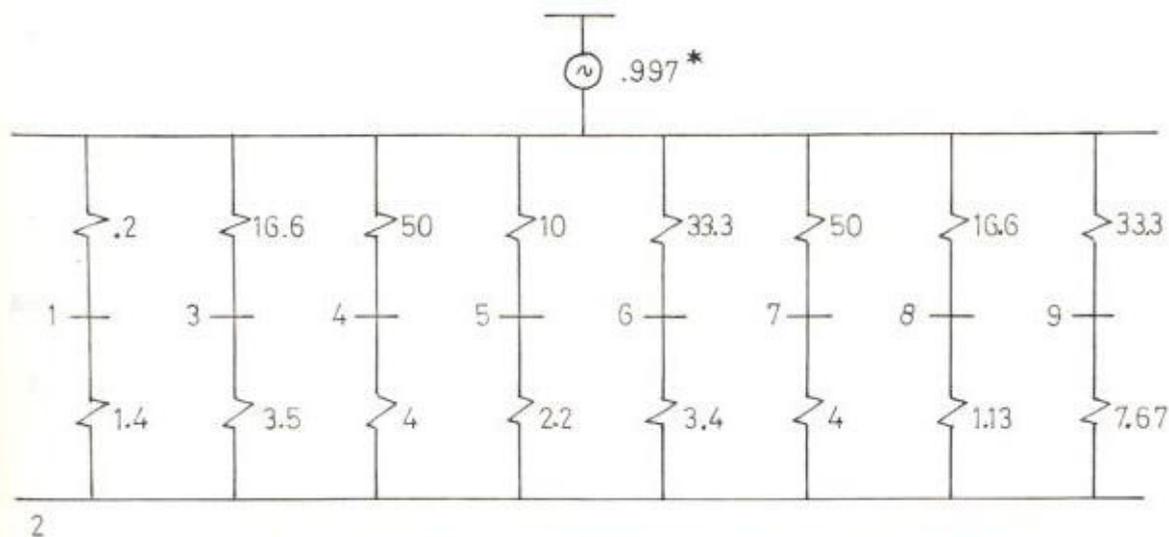


Fig. 3.6 Diagrama de secuencia positiva y negativa (Valores pu.)
* Voltaje máximo

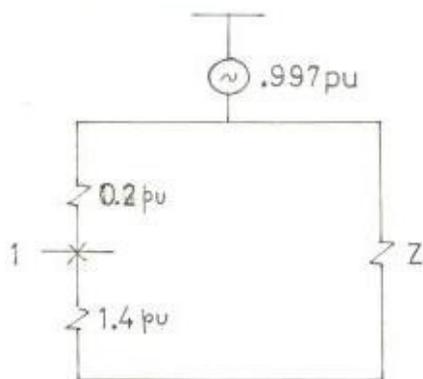


Fig. 3.7 Circuito equivalente.

En donde:

$$\frac{1}{Z} = \frac{1}{16.6 + 3.5} + \frac{1}{50.0 + 4.0} + \frac{1}{10.0 + 2.2} + \frac{1}{33.3 + 3.4} +$$
$$\frac{1}{50.0 + 4.0} + \frac{1}{16.6 + 1.3} + \frac{1}{33.3 + 7.67}$$

$$Z = 3.79 \text{ pu.}$$

$$\frac{1}{Z_1} = \frac{1}{3.79 + 1.4} + \frac{1}{0.2}$$

$$Z_1 = 0.19 \text{ pu.} ; Z_1 = Z_2 = 0.19 \text{ pu.} ; Z_0 = 0.2 \text{ pu.}$$

$$I_{FL-T} = 3 \times \frac{0.997}{2 \times 0.19 + 0.2} = 5.16 \text{ pu.}$$

En el nivel de 67 KV

$$I_{FL-T} = 5.16 \text{ pu.} \times I_{base} = 5.16 \times \frac{100000}{\sqrt{3} \times 67}$$
$$= 4443.78 \text{ A.}$$

BARRA N° 2

De fig. 3.6, obtenemos el valor de la impedancia de secuencia positiva.

$$\frac{1}{Z_1} = \frac{1}{0.2 + 1.4} + \frac{1}{16.6 + 3.5} + \frac{1}{50.0 + 4.0} + \frac{1}{10 + 2.2} +$$
$$\frac{1}{33.3 + 3.4} + \frac{1}{50.0 + 4.0} + \frac{1}{16.6 + 1.13} + \frac{1}{33.33 + 7.67}$$

$$Z_1 = 1.11 \text{ pu.} ; Z_1 = Z_2 = 1.11 \text{ pu.} ; Z_0 = 1.4 \text{ pu.}$$

$$I_{FL-T} = 3 \times \frac{0.997}{2 \times 1.11 + 1.4} = 0.83 \text{ pu.}$$

En el nivel de 13.2 KV

$$I_{FL-T} = 0.83 \times \frac{100000}{\sqrt{3} \times 13.2} = 3616 \text{ A.}$$

BARRA N° 3

La impedancia de secuencia positiva para una falla en esta barra - se la obtiene de la fig. 3.6.

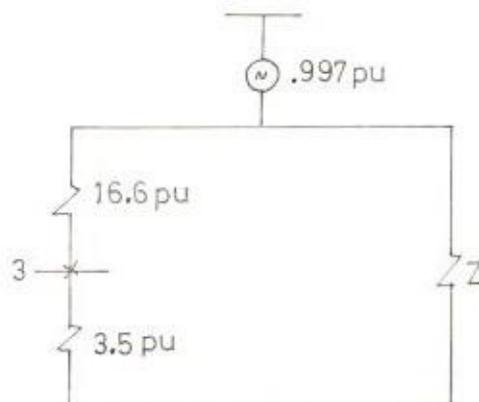


Fig. 3.8 Diagrama de secuencia positiva para una falla en la Barra N° 3, valores pu.

$$\frac{1}{Z} = \frac{1}{0.2 + 1.4} + \frac{1}{50.0 + 4.0} + \frac{1}{10.0 + 2.2} + \frac{1}{33.3 + 3.4} +$$

$$\frac{1}{50.0 + 4.0} + \frac{1}{16.6 + 1.13} + \frac{1}{33.3 + 7.67}$$

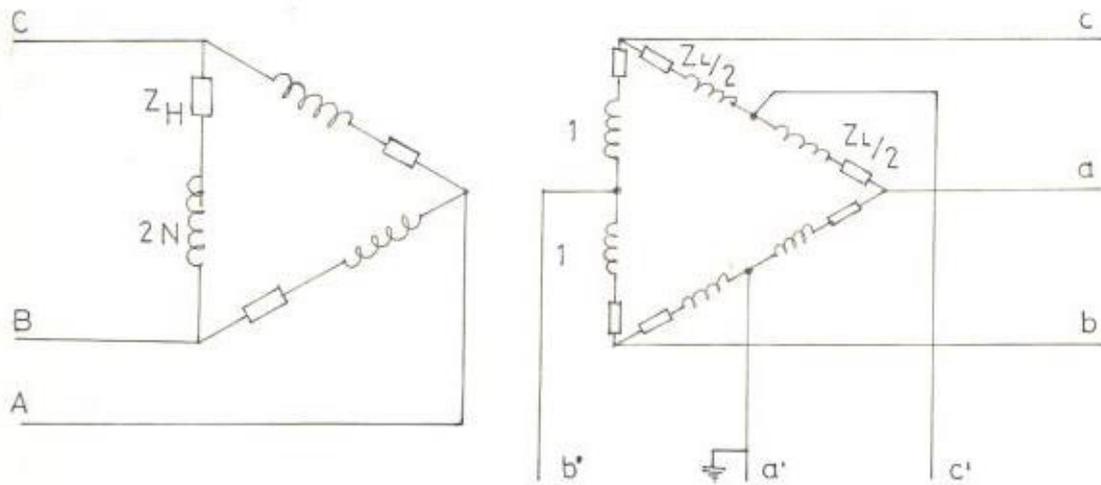
$$Z = 1.17 \text{ pu.}$$

Luego:

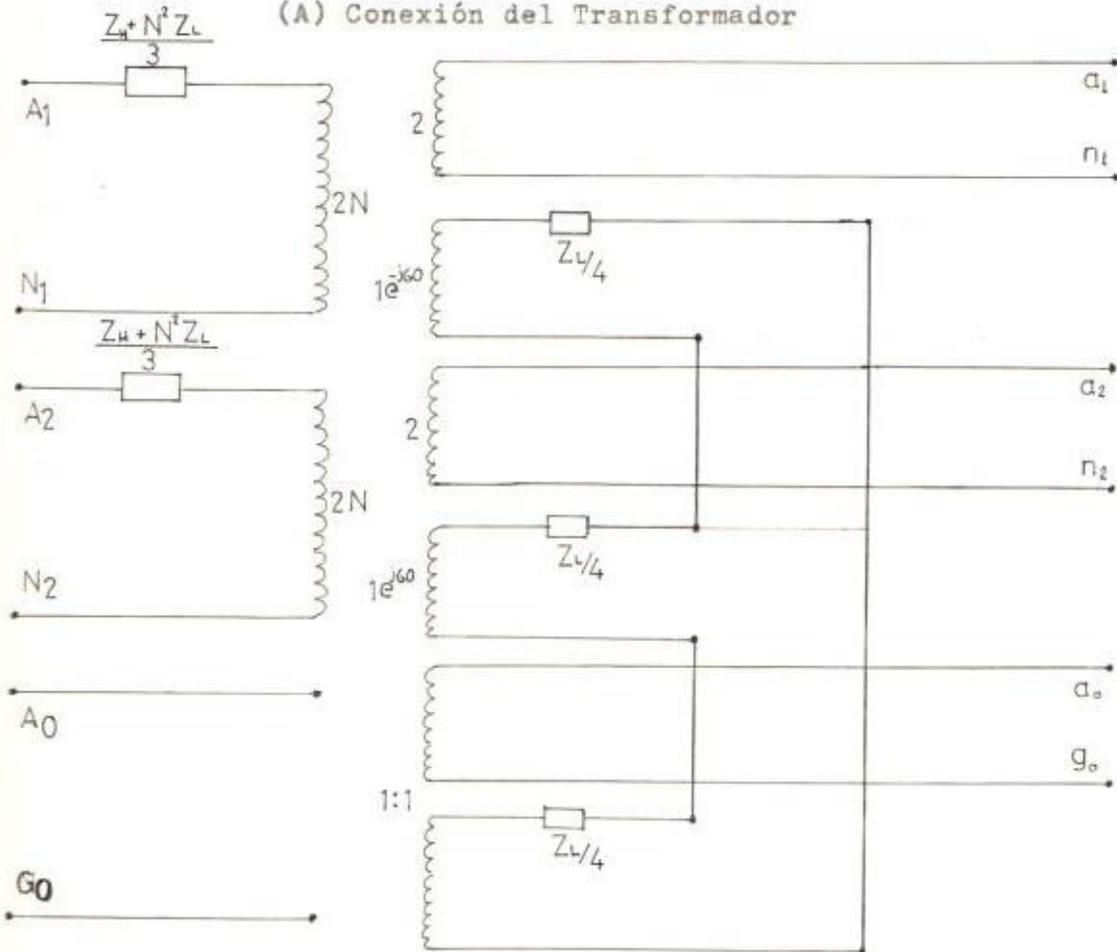
$$\frac{1}{Z_1} = \frac{1}{1.17 + 3.5} + \frac{1}{16.6} ;$$

$$Z_1 = 3.65 \text{ pu.} ; Z_1 = Z_2 = 3.65 \text{ pu.} ; Z_0 = 3.5 \text{ pu.}$$

$$I_{FL-T} = 3 \times \frac{0.997}{Z \times 3.65 + 3.5} = 0.28 \text{ pu.}$$



(A) Conexión del Transformador



(B) Diagrama de secuencia

Fig. 3.9 Circuito equivalente para una conexión con el secundario aterrizado en la parte central.

En el nivel de 480 V.

$$I_{FL-T} = 0.28 \text{ pu} \times \frac{100000}{\sqrt{3} \times 0.48} = 33311.24 \text{ A.}$$

BARRA N^o 4

A esta barra, se tiene un banco de transformadores monofásicos conectados en Y en el lado primario y en Δ en el lado secundario, aterrizado en el tap medio de un transformador monofásico.

El circuito equivalente para un banco $\Delta - \Delta$ con el tap medio de un transformador del secundario es : figura 3.9 .

Este tipo de conexión produce un desbalance en una fase en el circuito equivalente de secuencia. Este desbalance es el resultado de la conexión a tierra en el punto medio de una bobina del secundario.

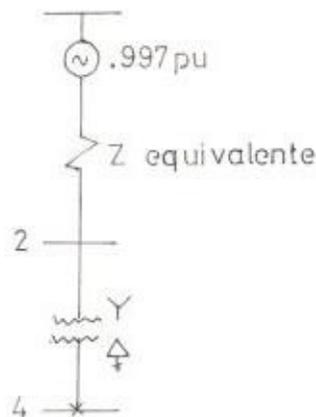


Fig. 3.10 : Diagrama referencial para una falla a tierra en la Barra N^o 4.

Donde :

$$\frac{1}{Z} = \frac{1}{1.4 + 0.2} + \frac{1}{3.5 + 16.6} + \frac{1}{2.2 + 10} + \frac{1}{3.4 + 33.3} +$$
$$\frac{1}{4 + 50} + \frac{1}{1.13 + 16.6} + \frac{1}{7.67 + 33.3}$$

$$Z = 1.13 \text{ pu.}$$

$$Z[\Omega] = 1.13 \text{ pu.} \times Z_{\text{base}} (480 \text{ V})$$

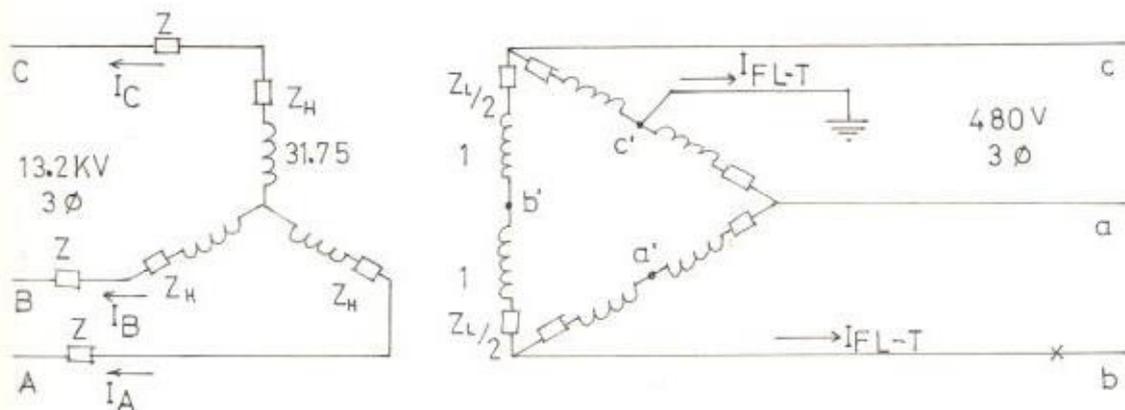
$$Z = 1.13 \text{ pu.} \times \frac{(0.48)^2}{100} = 2.6 \times 10^{-3} \Omega$$

Además se conoce que:

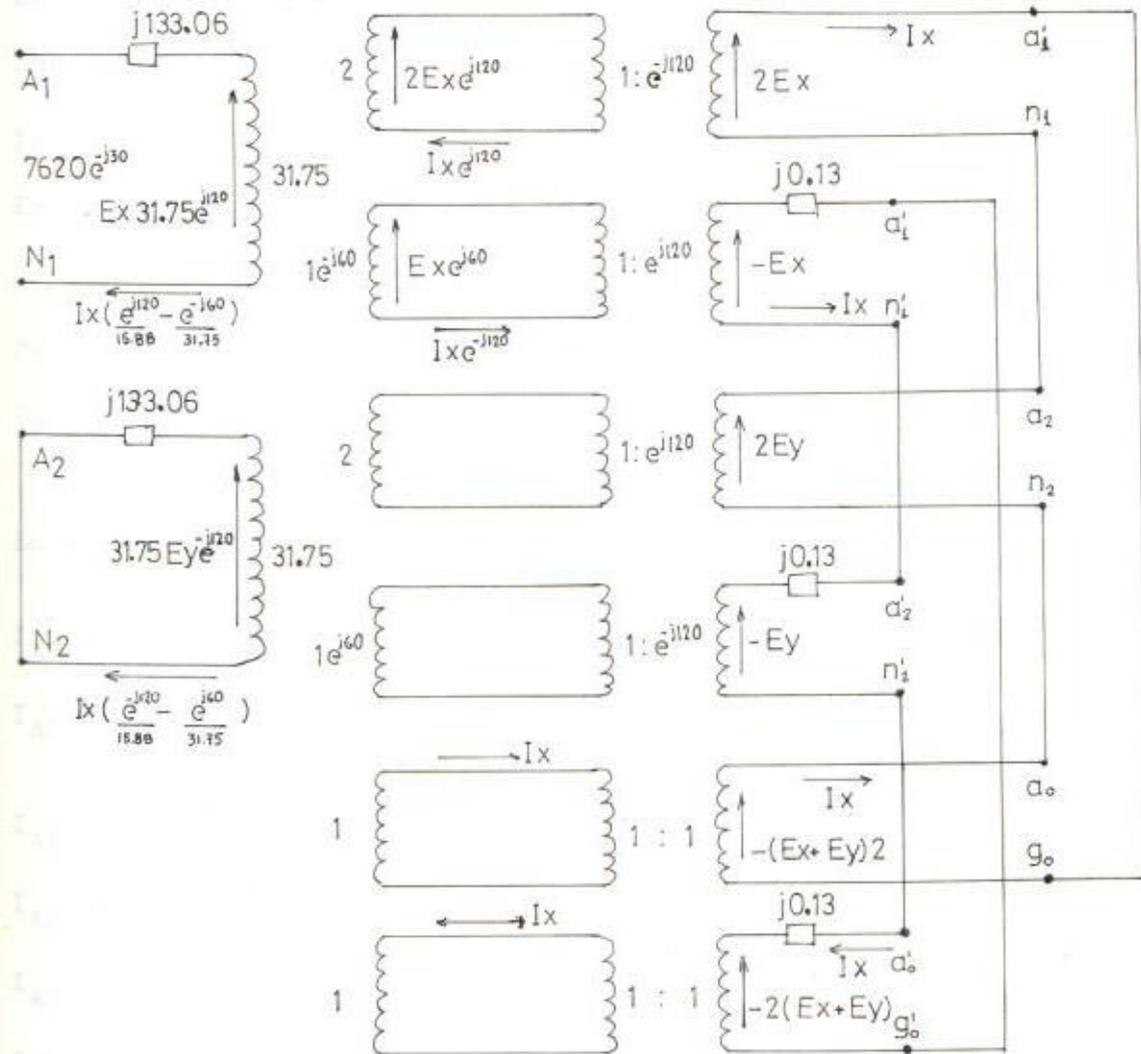
La impedancia Z_H del transformador es 6.97Ω y la impedancia Z_L del transformador es 0.2Ω

El circuito equivalente resultante, para una falla a tierra en la Barra 4, fase b con el punto medio c' de un transformador en el secundario aterrizado, se halla esquematizado en la fig. 3.11.

Se asume arbitrariamente, voltajes $2 E_x$ en el diagrama de secuencia positiva en el punto de falla, $2 E_y$ en el diagrama de secuencia negativa en el punto de falla, y corriente I_x saliendo del terminal a_1 en el punto de falla (Fig. 3.11). Voltajes y corrientes en todos los puntos del circuito pueden ser escritos en términos de estas cantidades arbitrarias. Se pueden escribir ecuaciones de caídas de valores alrededor de los lazos empezando en A_1 , A_2 y a_1 en términos de estas cantidades arbitrarias, como se indica a continuación.



(A) Conexiones de transformadores



(B) Conexiones de secuencia

Fig. 3.11 Circuito equivalente para una falla a tierra en la Barra N^o 4, con sus respectivas corrientes y voltajes.

$$31.75 \text{ Ex} e^{j120} + j57.4 \text{ Ix} \left(\frac{e^{j120}}{15.88} - \frac{e^{-j60}}{31.75} \right) = 7620 e^{-j30} \dots 1$$

$$j57.4 \text{ Ix} \left(\frac{e^{-j120}}{15.88} - \frac{e^{j60}}{31.75} \right) + 31.75 \text{ Ey} e^{-j120} = 0 \dots 2$$

$$3 \text{ Ex} - j 0.15 \text{ Ix} + 3 \text{ Ey} = 0 \dots 3$$

Las ecuaciones arriba escritas contienen tres cantidades desconocidas (Ix, Ex, Ey), las cuales pueden ser obtenidas utilizando métodos numéricos. Los resultados que se obtienen son:

$$\text{Ix} = 615.01 \angle 120^\circ \text{ A}$$

$$\text{Ex} = 135.3 \angle 210^\circ \text{ V}$$

$$\text{Ey} = 104.55 \angle 30^\circ \text{ V}$$

De donde ; la corriente de falla a tierra en el nivel de 480 V es:

$$\begin{aligned} \text{I}_{\text{FL-T}} &= 3 \times 615.01 \angle 120^\circ \text{ A} \\ &= 1845.03 \angle 120^\circ \text{ A} \end{aligned}$$

En el lado de 13.2 KV la corriente de falla es:

$$\text{I}_{\text{A1}} = \text{Ix} \left(\frac{e^{j120}}{15.88} - \frac{e^{-j60}}{31.75} \right)$$

$$\text{I}_{\text{A1}} = 57.81 \angle 240^\circ \text{ A}$$

$$\text{I}_{\text{A2}} = \text{Ix} \left(\frac{e^{-j120}}{15.88} - \frac{e^{j60}}{31.75} \right)$$

$$\text{I}_{\text{A2}} = 57.81 \angle 0^\circ \text{ A}$$

$$\text{I}_{\text{A0}} = 0$$

$$\text{I}_{\text{A}} = \text{I}_{\text{A1}} + \text{I}_{\text{A2}} = 57.81 \angle -60^\circ \text{ A}$$

$$\text{I}_{\text{B}} = a^2 \text{I}_{\text{A1}} + a \text{I}_{\text{A2}} = 115.62 \angle 120^\circ \text{ A}$$

$$I_C = aI_{A1} + a^2I_{A2} = 57.81 \angle -60^\circ \text{ A}$$

BARRA N^o 5

De la fig. 3.6, el circuito equivalente de secuencia positiva es (fig. 3.12):

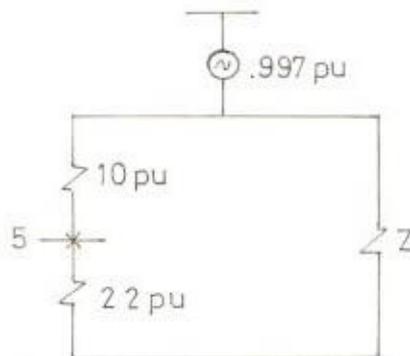


Fig. 3.12 Circuito equivalente de secuencia positiva, para una falla en la barra N^o 5, valores pu.

En donde:

$$\frac{1}{Z} = \frac{1}{0.2 + 1.4} + \frac{1}{16.6 + 3.5} + \frac{1}{50.0 + 4.0} + \frac{1}{33.3 + 3.4} + \frac{1}{50.0 + 4.0} + \frac{1}{16.6 + 1.13} + \frac{1}{33.3 + 7.67}$$

$$Z = 1.22 \text{ pu.}$$

$$\frac{1}{Z_1} = \frac{1}{1.22 + 2.2} + \frac{1}{10} ;$$

$$Z_1 = 2.55 \text{ pu. ; } Z_1 = Z_2 = 2.55 \text{ pu. ; } Z_0 = 2.2 \text{ pu.}$$

$$I_{FL-T} = 3 \times \frac{0.997}{2 \times 2.55 + 2.2} = 0.41 \text{ pu.}$$

En el nivel de 480 V.

$$I_{FL-T} = 0.41 \text{ pu.} \times 120281.3 \text{ A} = 49305.01 \text{ A}$$

BARRA N^o 6

En forma análoga al cálculo realizado en la barra N^o 4 y de las figuras 3.10 y 3.11, se tiene:

$$\frac{1}{Z} = \frac{1}{1.4 + 0.2} + \frac{1}{3.5 + 16.6} + \frac{1}{4.0 + 50.0} + \frac{1}{2.2 + 10} +$$

$$\frac{1}{4.0 + 50.0} + \frac{1}{1.13 + 16.6} + \frac{1}{7.67 + 33.3} ;$$

$$Z = 1.14 \text{ pu.}$$

$$Z[\Omega] = 1.14 \times \frac{0.48^2}{100} = 2.63 \times 10^{-3} \Omega$$

Además,

$$Z_H = 5.92 \Omega$$

$$Z_L = 0.17 \Omega$$

De igual forma de el diagrama de secuencias, se obtiene las siguientes ecuaciones:

$$31.75 E_x e^{j120} + j48.79 I_x \left(\frac{e^{j120}}{15.88} - \frac{e^{-j60}}{31.75} \right) = 7620 e^{-j30} \dots 1$$

$$j48.79 I_x \left(\frac{e^{-j120}}{15.88} - \frac{e^{j60}}{31.75} \right) + 31.75 E_y e^{-j120} = 0 \dots 2$$

$$3 E_x - j 0.13 I_x + 3 E_y = 0 \dots 3$$

Resolviendo este sistema de ecuaciones, se obtiene:

$$I_x = 730.15 \angle 120^\circ \text{ A}$$

$$E_x = 131.43 \angle 210^\circ \text{ A}$$

$$E_y = 102.22 \angle 30^\circ \text{ A}$$

La corriente de falla a tierra en el lado de 480 V es:

$$I_{FL-T} = 3 \times 730.15 \angle 120^\circ \text{ A}$$

$$= 2190.45 \angle 120^\circ \text{ A}$$

En el lado de 13.2 KV la corriente de falla es:

$$I_{A1} = 68.63 \angle 240^\circ \text{ A}$$

$$I_{A2} = 68.63 \angle 0^\circ$$

$$I_{A0} = 0$$

$$I_A = I_{A1} + I_{A2} = 68.63 \angle -60^\circ \text{ A}$$

$$I_B = a^2 I_{A1} + a I_{A2} = 137.26 \angle 120^\circ \text{ A}$$

$$I_C = a I_{A1} + a^2 I_{A2} = 68.63 \angle -60^\circ \text{ A}$$

BARRA N° 7

Dado que: el banco de transformadores monofásicos es idéntico al que se halla conectado en la Barra N°4 y el resto del sistema presenta las mismas características, las corrientes de falla son:

En el nivel de 480 V :

$$I_{FL-T} = 1845.03 \angle 120^\circ \text{ A}$$

En el Nivel de 13.2 KV

$$I_A = 57.81 \angle -60^\circ \text{ A}$$

$$I_B = 115.62 \angle 120^\circ \text{ A}$$

$$I_C = 57.81 \angle -60^\circ \text{ A}$$

BARRA N° 8

De las figuras 3.6, 3.10 y 3.11 y aplicando procedimientos de cálculos iguales a los empleados para las barras 4, 6 y 7; se obtienen los siguientes resultados.

$$\frac{1}{Z} = \frac{1}{1.4 + 0.2} + \frac{1}{3.5 + 16.6} + \frac{1}{4.0 + 50.0} + \frac{1}{2.2 + 10.0} + \frac{1}{3.4 + 33.3} + \frac{1}{4.0 + 50.0} + \frac{1}{7.67 + 33.3}$$

$$Z = 1.18 \text{ pu.}$$

$$Z[\Omega] = 1.18 \times \frac{0.48^2}{100} = 2.73 \times 10^{-3} \Omega$$

Además,

$$Z_H = 6.68 \Omega$$

$$Z_L = 0.19 \Omega$$

Las ecuaciones de caídas de voltajes son:

$$31.75E_x e^{j120} + j54.59I_x \left(\frac{e^{j120}}{15.88} - \frac{e^{-j60}}{31.75} \right) = 7620 e^{j30} \dots 1$$

$$j54.59I_x \left(\frac{e^{-j120}}{15.88} - \frac{e^{j60}}{31.75} \right) + 31.75E_y e^{-j120} = 0 \dots 2$$

$$3 E_x - j 0.14 I_x + 3 E_y = 0 \dots 3$$

Resolviendo este sistema de ecuaciones, se halla:

$$I_x = 648.5 \angle 120^\circ \text{ A}$$

$$E_x = 136.2 \angle 210^\circ \text{ V}$$

$$E_y = 105.7 \angle 30^\circ \text{ V}$$

En el nivel de 480 V, la corriente de falla a tierra es:

$$I_{FL-T} = 3 \times 648.5 \angle 120^\circ \text{ A}$$

$$I_{FL-T} = 1945.5 \angle 120^\circ \text{ A}$$

En el nivel de 13.2 KV

$$I_{A1} = 60.96 \angle 240^\circ \text{ A}$$

$$I_{A2} = 60.96 \angle 0^\circ \text{ A}$$

$$I_{A0} = 0$$

$$I_A = 60.96 \angle -60^\circ \text{ A}$$

$$I_B = 121.9 \angle 120^\circ \text{ A}$$

$$I_C = 60.96 \angle -60^\circ \text{ A}$$

BARRA N° 9

De la figura 3.6, el circuito equivalente de secuencia positiva es (Fig. 3.13):

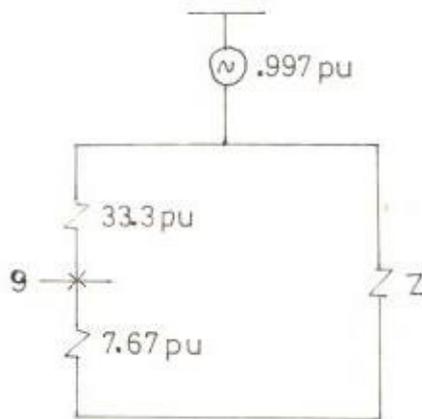


Fig. 3.13 Circuito equivalente de secuencia positiva, para una falla en la barra N° 9, valores pu.

En donde:

$$\frac{1}{Z} = \frac{1}{0.2 + 1.4} + \frac{1}{16.6 + 3.5} + \frac{1}{50.0 + 4.0} + \frac{1}{10.0 + 2.2} +$$

$$\frac{1}{33.3 + 3.4} + \frac{1}{50.0 + 4.0} + \frac{1}{16.6 + 1.13} \quad ;$$

$$Z = 1.14 \text{ pu.}$$

$$\frac{1}{Z_1} = \frac{1}{1.14 + 7.67} + \frac{1}{33.3} \quad ;$$

$$Z_1 = 6.97 \text{ pu.}, \quad Z_1 = Z_2 = 6.97 \text{ pu.}, \quad Z_0 = 7.67$$

$$I_{FL-T} = 3 \times \frac{0.997}{2 \times 6.97 + 7.67} = 0.14 \text{ pu.}$$

En el nivel de 480 V

$$I_{FL-T} = 0.14 \times 120281.3 = 16651.02 \text{ A}$$

3.1.1 ESTUDIO DEL ATERRIZAMIENTO DEL SISTEMA.- El aterrizamiento de un sistema de potencia industrial asegura un tiempo de vida más grande para la aislación de los motores, transformadores y otros componentes, suprimiendo los voltajes transientes y sostenidos asociados con ciertas condiciones de falla. El aterrizamiento del sistema mejora la protección por relay proporcionando una rápida aislación selectiva de fallas a tierra. El aterrizamiento del sistema se requiere para una seguridad del personal.

El sistema en estudio es sólidamente aterrizado y está aterrizado en cada nivel de voltaje (ver Fig. 3.5). Así: en el nivel de voltaje de 69 KV se tiene una conexión DELTA aislada en el lado primario del transformador, la subestación "PASCUALES" que lo alimenta tiene su secundario en Y, sólidamente aterrizado aunque en éste nivel de voltaje la subestación principal de la planta es aislada de tierra se la puede considerar en realidad como un sistema aterrizado a través de las capacitancias a tierra y por lo tanto como un sistema capacitivamente aterrizado. (Fig. 3.7)

En el secundario la subestación principal se tiene una Y sólidamente aterrizada (Fig. 3.8). En las subestaciones de las barras 3, 5 y 9 del diagrama fasorial es como en la Fig. 3.7, para el lado primario y para el lado secundario ver fig. 3.8. En el lado primario de las subestaciones 4, 6, 7 y 8 el diagrama fasorial es (Fig. 3.9); y en el lado secundario tenemos una Δ ate

rrizada en la parte central de una bobina con lo que su diagrama fasorial es (Fig. 3.10).

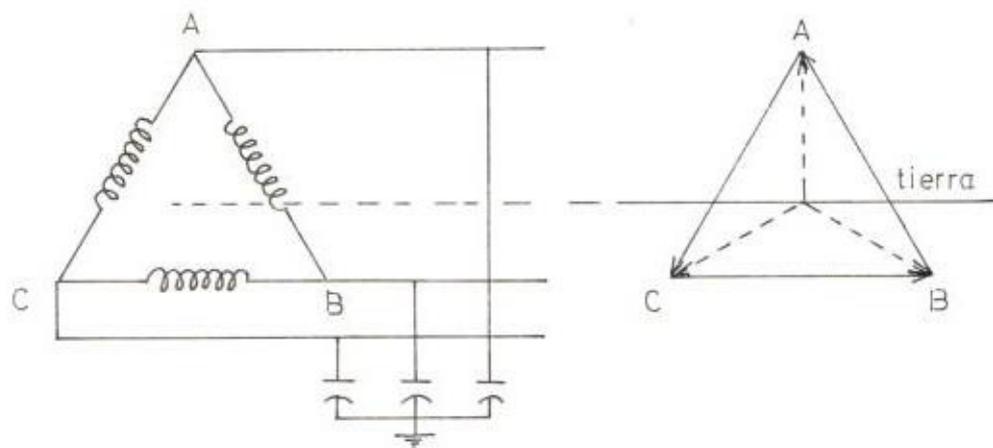


Fig. 3.7 : Sistema Δ Aislado de Tierra. Diagrama de Voltajes a tierra bajo condiciones de estado estable.

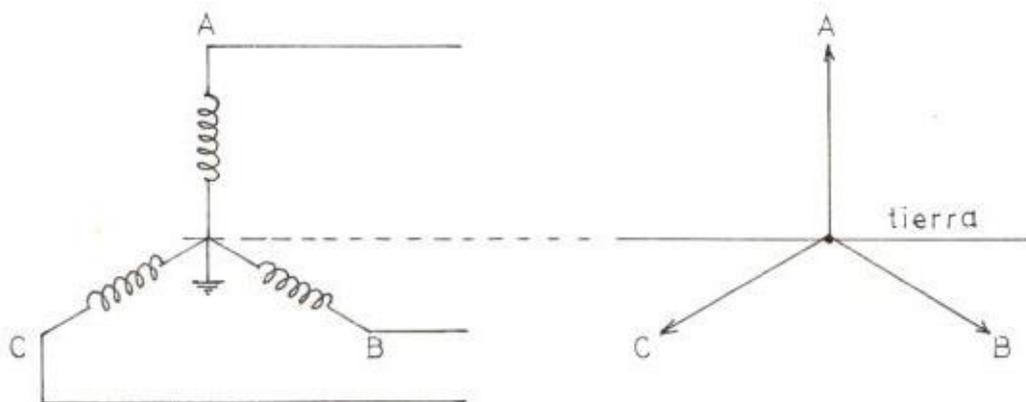


Fig. 3.8 : Sistema Y sólidamente aterrizado. Diagrama de voltajes a tierra bajo condiciones de estado estable.

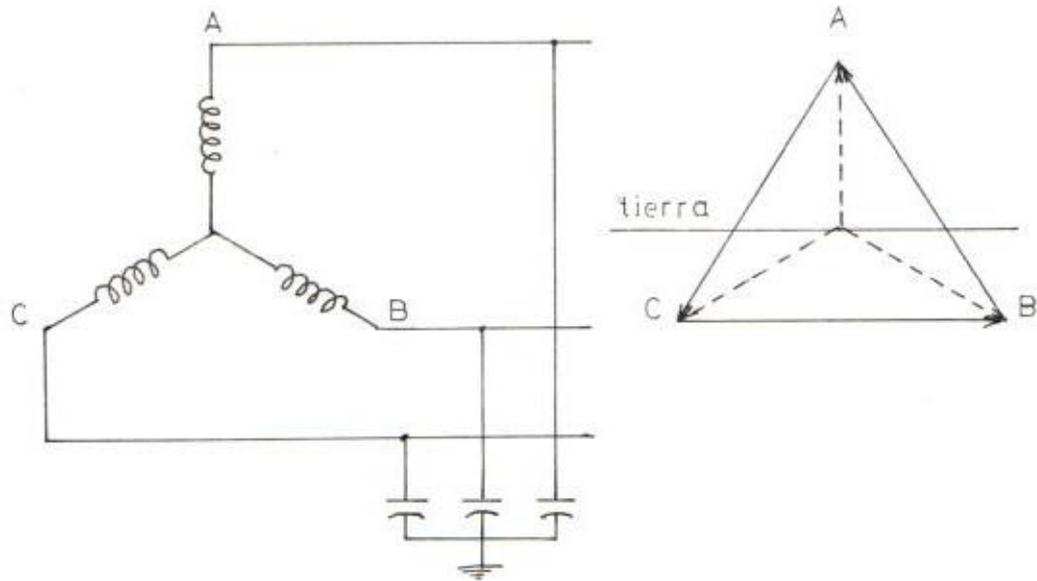


Fig. 3.9 : Sistema Y aislado de tierra. Diálogo de voltajes a tierra bajo condiciones de estado estable.

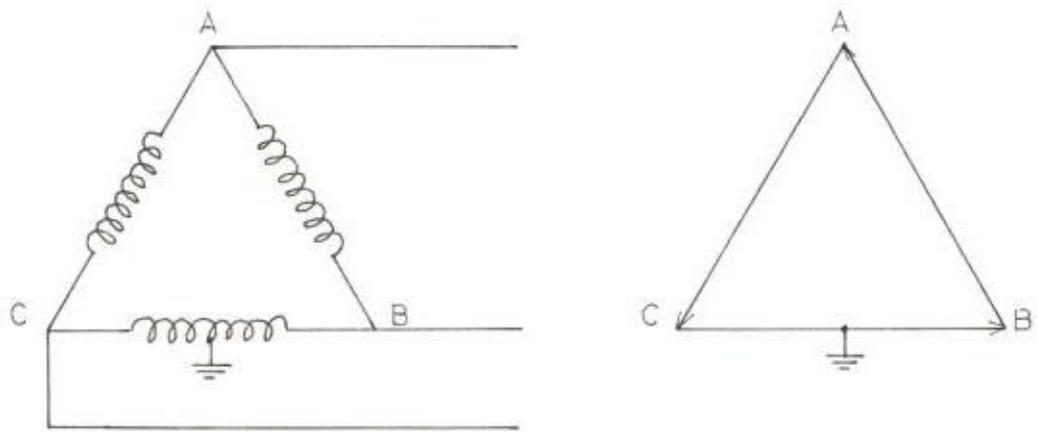


Fig. 3.10 : Sistema delta aterrizado. Diálogo de voltajes a tierra bajo condiciones de estado estable.

De lo expuesto anteriormente el nivel de voltaje en 480 V, es en el sistema, sólidamente aterrizado.

En el nivel de voltaje de 13.2 KV, debido a que las corrientes de falla a tierra no tienen objeción, el sistema es sólidamente aterrizado.

Las razones básicas para el aterrizamiento del neutro de el sistema son:

- Limitar los sobrevoltajes relacionados con varias condiciones de falla.
- Para limitar diferencias de potencial entre partes de conductores no aislados en el área local.
- Para aislar equipos y circuitos defectuosos en la ocurrencia de la falla.
- Un sistema aislado de tierra puede ofrecer mejor continuidad en el servicio que un sistema aterrizado, ya que una falla de línea a tierra no generaría un rápido disparo del circuito fallado. En oposición a éste hecho, una segunda falla a tierra sobre otra fase o cualquier otro circuito causa una falla de fase a fase, consecuentemente se disparan ambos circuitos. (Ver Fig. 3.11)

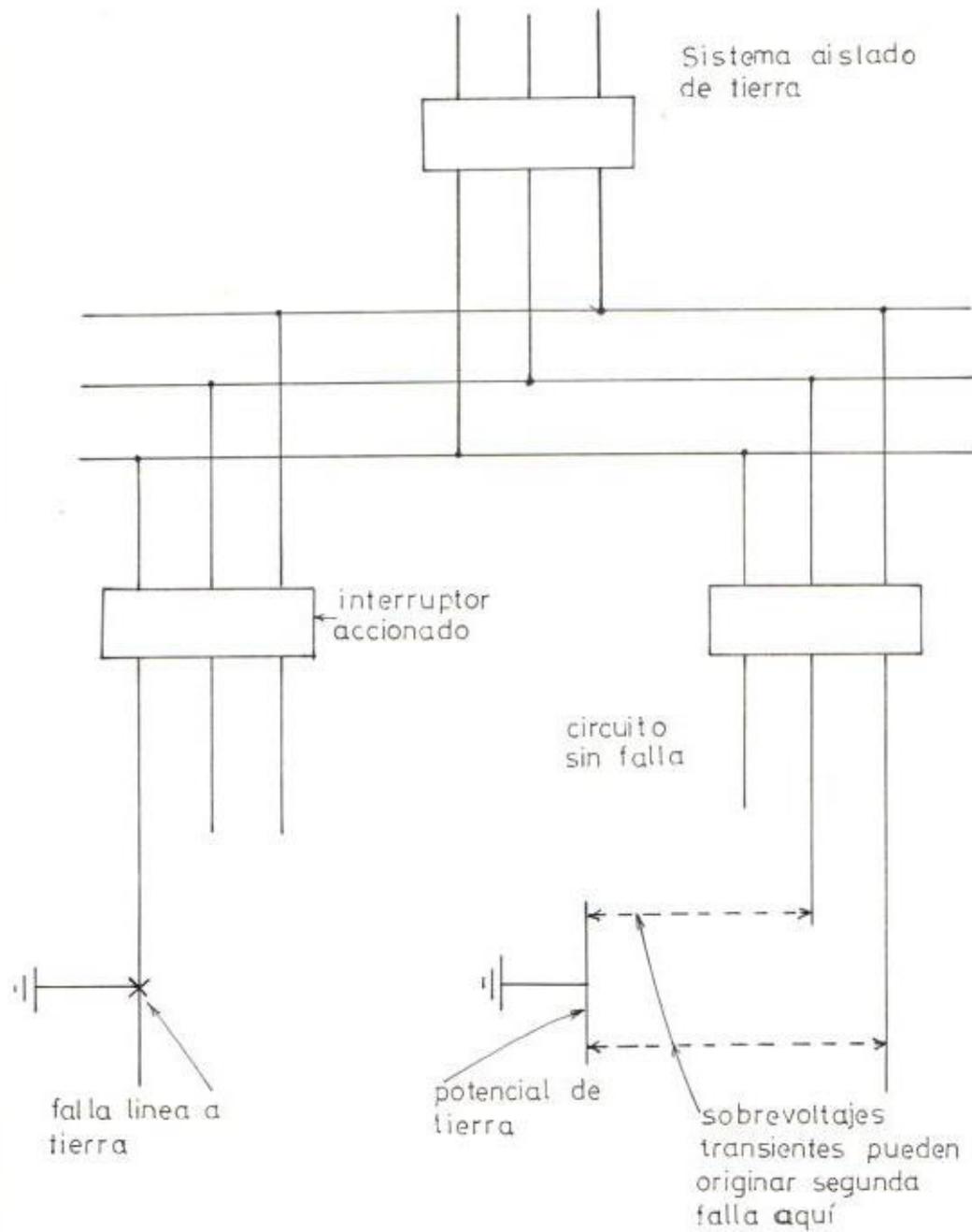


Fig. 3.11 : El Switcheo de un circuito que tiene una falla a tierra genera voltajes transientes sobre un sistema aislado.

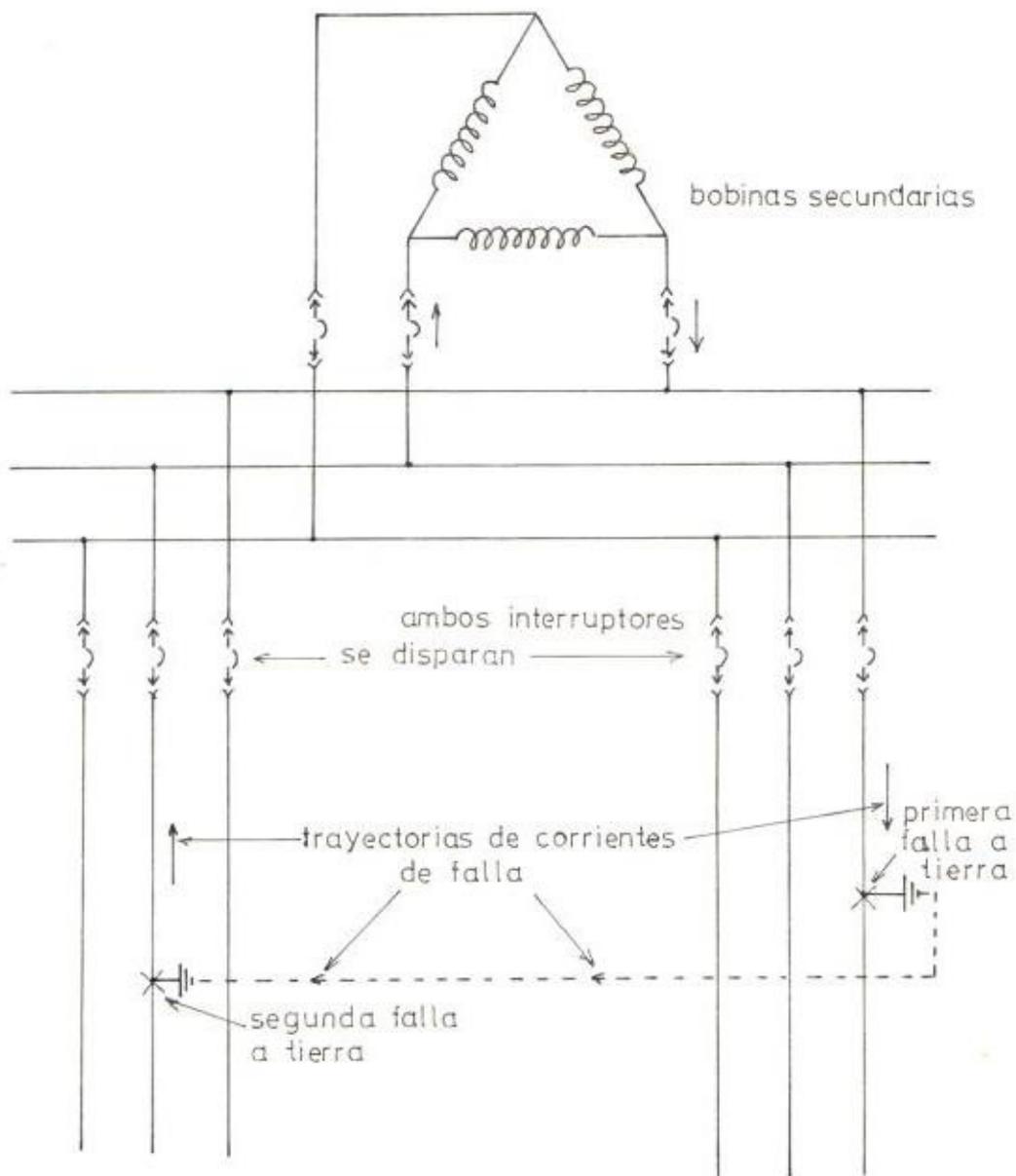
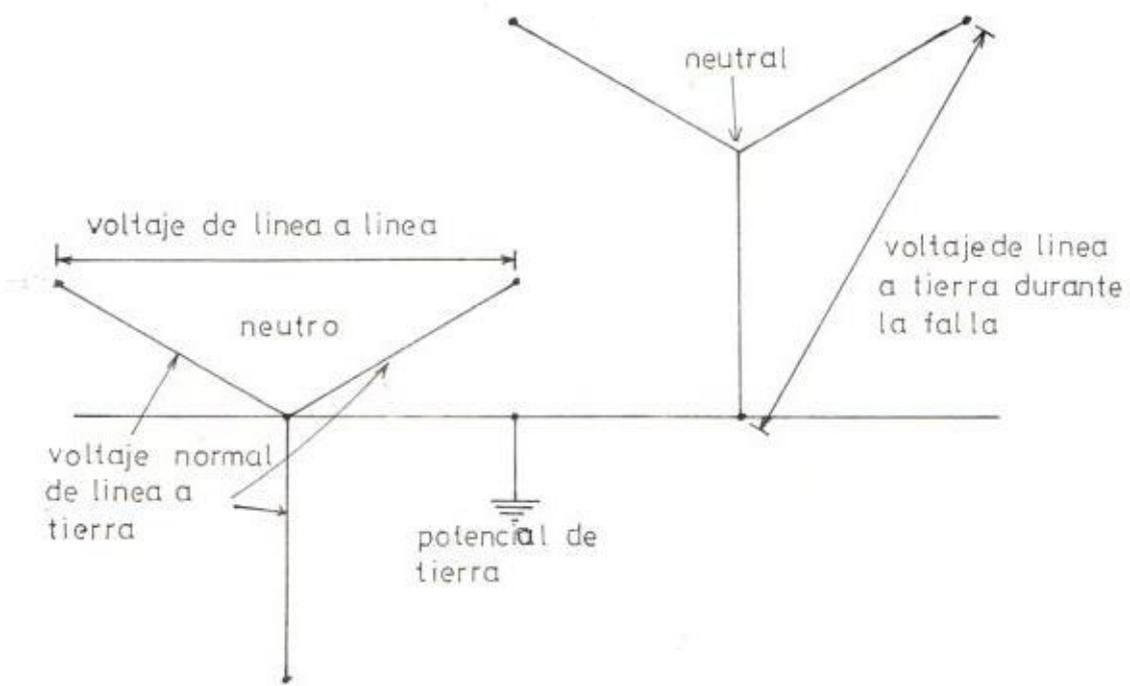


Fig. 3.12 : Falla doble línea a tierra sobre un sistema aislado resulta en la "salida" de los dos circuitos y altas corrientes de falla que causan severos daños en los equipos.



A. No existe la falla

B. Una línea a tierra en el sistema

Fig. 3.13 : Voltajes de línea a tierra para una falla a tierra en un sistema aislado.

MULTIPLE FALLA A TIERRA.- Si el neutro del sistema no está aterrizado, sobrevoltajes transientes destructivos pueden aparecer de línea a tierra durante el "switchéo" normal de un circuito sometido a una falla de línea a tierra.

Repetidos "restriking" del arco durante la interrupción de una falla a tierra puede generar sobrevoltajes peligrosos. Esto puede causar fallas en la aislación en otras partes del sistema detras del punto de falla. Una falla de línea a tierra sobre un circuito, usualmente resulta en daños en el equipo y la interrupción del servicio en otros circuitos. (Ver Fig. 3.12)

Una falla de línea a tierra sobre un sistema aislado causa voltajes de línea a línea a través del sistema. Este voltaje es 73% más alto que el normal (Ver Fig. 3.13). La aislación entre línea a tierra puede resistir voltajes de línea a línea; pero prolongadas exposiciones pueden resultar en fallas o deterioro de la aislación. La única ventaja del sistema aislado es que el -circuito no es instantáneamente disparado al ocurrir la primera falla a tierra, la cual permanece y si no ocurre otra falla, el circuito puede seguir operando hasta que la falla es despejada.

3.2 FALLAS TRIFASICAS.- Ver figuras 3.5 y 3.6

BARRA N^o 1

$$Z_1 = 0.19 \text{ pu} \quad (\text{de los cálculos realizados en item 3.1})$$

$$I_{3\phi} = \frac{0.997}{0.19} = \frac{V}{Z_1} = 5.25 \text{ pu}$$

La corriente máxima de falla que circula por el elemento de protección en el instante de la falla es:

$$I_{3\phi} = 5.25 \times \frac{5.01}{0.2 + 5.01} = 5.05 \text{ pu} \quad (\text{contribución del sistema exterior}).$$

$$I_{3\phi} \text{ simétrica de cc} = 5.05 \times \frac{100000}{\sqrt{3} \times 67} = 4350.35 \text{ A.}$$

$$I_{\text{asimétrica momentánea de cc}} = 1.6 \times 43.50.35 = 6960.55 \text{ A.}$$

BARRA N^o 2

$$Z_1 = 1.11 \text{ pu}$$

$$I_{3\phi} = \frac{0.997}{1.11} = 0.9 \text{ pu}$$

La máxima corriente de falla que circula por el elemento de protección es I_{max} .

$$I_{\text{max}} = 0.9 \times \frac{3.61}{3.61 + 1.6} = 0.62 \text{ pu}$$

$$I_{\max_S} = 0.62 \times \frac{100000}{\sqrt{3} \times 13.2} = 2711.8 \text{ A}$$

$$I_{\max_A} = 1.6 \times 2711.8 = 4338.87 \text{ A}$$

$$I_{\max_I} = \frac{0.997}{1.6} = 0.62 \text{ pu}$$

$$I_{\max_I} = 1.1 \times 0.62 \times \frac{100000}{\sqrt{3} \times 13.2} = 2982.98 \text{ A.}$$

La contribución de corriente de falla de las barras (a excepción de la barra 3) hacia la barra 2 es:

$$I_{2(3)} = 0.9 \times \frac{20.1}{20.1 + 1.17} = 0.85 \text{ pu}$$

$$I_{2(3)_S} = 0.85 \times \frac{100000}{\sqrt{3} \times 13.2} = 3719.3 \text{ A.}$$

$$I_{2(3)_A} = 1.6 \times 3719.3 = 5950.88 \text{ A.}$$

CONTINUANDO:

$$I_{2(4)} = 0.9 \times \frac{54}{54 + 1.13} = 0.88 \text{ pu}$$

$$I_{2(4)_S} = 0.88 \times 4373.87 = 3855.64 \text{ A.}$$

$$I_{2(4)_A} = 3855.64 \times 1.6 = 6169.03 \text{ A.}$$

$$I_{2(5)} = 0.9 \times \frac{12.2}{12.2 + 1.22} = 0.82 \text{ pu}$$

$$I_{2(5)_S} = 0.82 \times 4373.87 = 3578.67 \text{ A.}$$

$$I_{2(5)_A} = 1.6 \times 3578.67 = 5725.87 \text{ A.}$$

$$I_{2(6)} = 0.9 \times \frac{36.73}{36.73 + 1.14} = 0.87 \text{ pu}$$

$$I_{2(6)S} = 0.87 \times 4373.87 = 3817.63 \text{ A.}$$

$$I_{2(6)A} = 1.6 \times 3817.63 = 6108.21 \text{ A.}$$

$$I_{2(7)} = 0.9 \times \frac{54}{54 + 1.13} = 0.88 \text{ pu}$$

$$I_{2(7)S} = 0.88 \times 4373.87 = 3855.64 \text{ A.}$$

$$I_{2(7)A} = 1.6 \times 3855.64 = 6169.03 \text{ A.}$$

$$I_{2(8)} = 0.9 \times \frac{17.73}{17.73 + 1.18} = 0.84 \text{ pu}$$

$$I_{2(8)S} = 0.84 \times 4373.87 = 3690.27 \text{ A.}$$

$$I_{2(8)A} = 1.6 \times 3690.27 = 5904.43 \text{ A.}$$

$$I_{2(9)} = 0.9 \times \frac{41}{41 + 1.14} = 0.88 \text{ pu}$$

$$I_{2(9)S} = 0.88 \times 4373.87 = 3830.01 \text{ A.}$$

$$I_{2(9)A} = 1.6 \times 3830.01 = 6128.01 \text{ A.}$$

BARRA Nº 3

$$Z_1 = 3.65 \text{ pu}$$

$$I_3 = \frac{0.997}{3.65} = 0.27 \text{ pu}$$

$$I_{3S} = 0.27 \times \frac{100000}{\sqrt{3} \times 0.480} = 32475.95 \text{ A.}$$

$$I_{3A} = 1.6 \times 32475.95 = 51961.52 \text{ A.}$$

$$I_{3I} = 1.1 \times \frac{0.997}{5.1} \times 120281.31 = 25865.2 \text{ A.}$$

BARRA N° 4

$$Z_1 = 4.65 \text{ pu}$$

$$I_4 = \frac{0.997}{4.65} = 0.21 \text{ pu}$$

$$I_{4S} = 0.21 \times 120281.31 = 25789.35 \text{ A.}$$

$$I_{4A} = 1.6 \times 25789.35 = 41262.95 \text{ A.}$$

$$I_{4I} = 1.1 \times \frac{0.997}{5.6} \times 120281.31 = 23555.8 \text{ A}$$

BARRA N° 5

$$Z_1 = 2.55 \text{ pu}$$

$$I_{5S} = \frac{0.997}{2.55} \times 120281.31 = 47027.63 \text{ A.}$$

$$I_{5A} = 1.6 \times 47027.63 = 75244.21 \text{ A}$$

$$I_{5I} = 1.1 \times \frac{0.997}{3.8} \times 120281.31 = 34713.8 \text{ A.}$$

BARRA N° 6

$$Z_1 = 4.0 \text{ pu}$$

$$I_{6S} = \frac{0.997}{4} \times 120281.31 = 29980.12 \text{ A.}$$

$$I_{6A} = 1.6 \times 29980.12 = 47968.18 \text{ A.}$$

$$I_{6I} = 1.1 \times \frac{0.997}{5.0} \times 120281.31 = 26382.5 \text{ A.}$$

BARRA N° 7

$$Z_1 = 4.65 \text{ pu}$$

$$I_{7S} = \frac{0.997}{4.65} \times 120281.31 = 25789.35 \text{ A.}$$

$$I_{7A} = 41262.95 \text{ A.} \quad I_{7I} = 23555.8 \text{ A.}$$

BARRA N° 8

$$Z_1 = 2.03 \text{ pu}$$

$$I_{8S} = \frac{0.997}{2.03} \times 120281.31 = 59074.12 \text{ A.}$$

$$I_{8A} = 1.6 \times 59074.12 = 94518.59 \text{ A.}$$

$$I_{8I} = 1.1 \times \frac{0.997}{2.73} \times 120281.31 = 48319.6 \text{ A.}$$

BARRA N° 9

$$Z_1 = 6.97 \text{ pu}$$

$$I_{9S} = \frac{0.997}{6.97} \times 120281.31 = 17205.23$$

$$I_{9A} = 1.6 \times 17205.23 = 27528.37 \text{ A.}$$

$$I_{9I} = 1.1 \times \frac{0.997}{9.27} \times 120281.31 = 14230.04 \text{ A.}$$

3.3 DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES.- El flujo de corrientes de cortocircuito en el sistema impone esfuerzos mecánicos y térmicos (calentamiento) de todos los componentes a través del cual fluyen las corrientes. Cables de potencia de múltiples conductores poseen altas resistencias mecánicas, límites sobre esfuerzos mecánicos no han sido asignados.

En la circulación de corrientes de cortocircuito, la abrupta elevación de la temperatura del conductor será limitada solamente - por la habilidad del material del conductor para absorber el calor desarrollado, la magnitud del incremento de la temperatura es más grande (1) al aumentar la magnitud de la corriente (con el - cuadrado de la corriente), (2) con la disminución de la sección - del conductor; y, (3) con la mayor duración del flujo de corriente de falla.

Los cables han sido diseñados para razonables máximos picos transientes de temperatura y en general es aproximadamente 150°C . A temperaturas transientes más altas (aprox. 175°C), desintegración destructiva de materiales orgánicos, acompañados por humo y vapores combustibles pueden ocurrir (Ver Apéndice B para cálculos de calentamiento del conductor).

Desde éste punto de vista se chequeará los diferentes conductores de alimentación a las diferentes subestaciones.

Alimentación a subestación de embotellamiento:

Cable # 2 AWG - 15 KV.

MAXIMA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO = 5950.88 A.

De tabla 1B (apéndice B), el mínimo tamaño de conductor estimati
vo es para un disparo instantáneo de la falla -el # 2 AWG.

Alimentación a subestación de Bodega de frío:

Cable # 2 AWG - 15 KV

MAXIMA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO = 6169.03 A.

De la tabla 1B (apéndice B), el mínimo tamaño de conductor estima
tivo es - para un disparo instantáneo de la falla- el #2 AWG.

De igual forma se llena la siguiente tabla:

SUBESTACION	CABLE DE ALIMENTACION	CORRIENTE cc	CABLES SEGUN TABLA
Servicios	# 1/0 AWG	5725.87 A.	# 2 AWG
Cocimiento	# 2 AWG	6108.21 A.	# 2 AWG
Tostación	# 2 AWG	6169.03 A.	# 2 AWG
Materia	# 2 AWG	5904.43 A.	# 2 AWG
Piscina			
Industrial	# 2 AWG	6128.01 A.	# 2 AWG

Lo que indica que los conductores se hallan en el mínimo estable

cido según la tabla 1B (apéndice 1B).

De igual forma en el nivel de voltaje de 480 V se nota utilizando la corriente de falla a tierra (mayor que la trifásica) que los conductores se encuentran sin ningún peligro por calentamiento, - debido a la corriente de falla.

Considerando la capacidad de carga de las distintas subestaciones se chequeará los conductores utilizados. Así: TABLA 3.1

<u>SUBESTACION</u>	<u>CAPACIDAD</u>	<u>NIVEL DE VOLTAJE</u>		<u>CONDUCTON UTILIZADO.</u>
Embotellamiento	1804.2	480	V.	3x3 Ca. 1750 MCM.
Bodega de Frío	601.4	480	V.	2x3 Ca. 500 MCM.
Servicios	3007	480	V.	2 juegos barra Ca.
Cocimiento	902.1	480	V.	2x3 Ca. 500 MCM.
Tostación	601.4	480	V.	2x3 Ca. 500 MCM.
Maltería	1804.2	480	V.	1 juego barra Ca.
Piscina Indust.	902.1	480	V.	3x3 Ca. 500 MCM.
Embotellamiento	65.6	13.2	KV.	4 Ca. # 2 AWG.
Bodega Frío	21.86	13.2	KV.	4 Ca. # 2 AWG.
Servicios	109.34	13.2	KV.	4 Ca. # 1/0 AWG.
Cocimiento	32.8	13.2	KV.	4 Ca. # 2 AWG.
Tostación	21.86	13.2	KV.	4 Ca. # 2 AWG.
Materia	65.6	13.2	KV.	4 Ca. # 2 AWG.
Piscina Indust.	32.8	13.2	KV.	4 Ca. # 2 AWG.

Se conoce que las capacidades de los conductores usados son: TABLA 3.2

Cable de 1750 MCM (0 - 600 V)	———	650	A.
Cable de 500 MCM (0 - 600 V)	———	380	A.
Barras de cobre (0 - 600 V)	———	2000	A.
Cable # 2 AWG (15 KV)	—————	195	A.
Cable # 1/0 AWG (15 KV)	—————	260	A.

Al realizar un estudio comparativo entre las dos tablas se nota que en el nivel de 480 V., para la subestación de cocimiento el cable está bajo dimensionado puesto que :

Corriente plena carga = 902.1 A.

Dos circuitos de alimentación, lo cual indica que cada circuito, para esta condición transporta $902.1 \text{ A} \div 2 = 451.05 \text{ A.}$; lo cual excede el valor nominal del cable 500 MCM (380 M). Se debió haber utilizado 3 circuitos de cable 500 MCM.

El resto de cables se encuentran bien dimensionado, encontrándose que se hallan en una capacidad de sobrecarga entre el 26 — 33%; a excepción del conductor de embotellamiento en el nivel de 480 V. que tiene una capacidad de sobrecarga del 8% (debió ser incrementada).

ESTUDIO DE LA PROTECCION DEL SISTEMA

La propia selección de los dispositivos de protección y sus ajustes selectivos de disparo se basan en los cálculos de cortocircuito.

Un dispositivo de protección de cortocircuito puede ser definido como un dispositivo eléctrico insertado en un circuito para protegerlo del daño que podría sufrir debido a una sobrecarga o cortocircuito. Esto es logrado por una interrupción automática de cualquier corriente excesiva de acuerdo con la capacidad de cortocircuito del dispositivo.

Una inadecuada protección de cortocircuito a menudo es la fuente de fallas desastrosas que resultan en un daño innecesario: interrupción de la energía, peligros al personal y un corte en la producción costoso. Contrariamente, arbitrario sobredimensionamiento de los dispositivos constituye un innecesario costo extra de equipo; lo cual hace necesario una correcta determinación de condiciones de cortocircuito en un sistema de potencia eléctrica.

El grado de extensión de la protección del sistema está determinado por consideraciones económicas y la selección de las componentes del sistema. Al menos los mínimos requerimientos de seguridad y confiabilidad deben ser conocidos para asegurar un funcionada

miento satisfactorio del sistema eléctrico. Modificar un sistema inadecuado es más costoso que diseñar características deseadas al sistema en el inicio de los procesos de selección y coordinación.

Técnicas de coordinación selectiva requieren consideraciones filosóficas y políticas del sistema eléctrico y la planta particular, la meta principal es aislar la porción afectada del sistema rápidamente manteniendo el servicio normal para el resto del sistema.

Los dispositivos eléctricos que han utilizado para proteger el sistema en consideración son: fusibles, breakers y recloser (reconectador).

Los FUSIBLES son dispositivos sencillos y ampliamente utilizados para protección de circuitos. Un fusible despeja el flujo de corriente debido a una falla de sobrecarga de una sección del sistema de distribución por medio de su eslabón (link) o elemento interno (el eslabón se funde y abre el circuito para el flujo de una corriente excesiva).

Los dos básicos tipos de fusibles son limitadores de corriente y no limitadores de corriente. Ambos tienen valores de interrupción expresados en amperios simétricos y capaces de interrumpir corrientes de falla asimétrica 1.6 veces el valor simétrico.

DISYUNTORES.- Básicamente hay dos tipos de disyuntores de bajo voltaje: disyuntores encapsulados y de circuitos de potencia.

El disyuntor encapsulado es intrínsecamente un dispositivo un poco impreciso; su virtud es el bajo costo, acción rápida y extremadamente alta capacidad de interrupción de cortocircuito. Es utilizado - en el sistema de C. C. N. para proteger las alimentadoras a las diferentes cargas desde las subestaciones respectivas.

El disyuntor para circuitos de potencia es usado para proteger alimentadores arriba de los disyuntores encapsulados. Tienen una capacidad de interrupción de cortocircuito más baja.

RECONNECTADORES.- Un reconectador es un dispositivo con la "inteligencia" necesaria para sensar sobrecorrientes, tiempos é interrumpir la sobrecorriente y para reconectar automáticamente con lo que se reenergiza la línea. Si la falla es permanente, el reconectador abrirá el circuito después de un número de operaciones (usualmente tres ó cuatro) y aísla la sección fallada de la parte principal del sistema. El circuito automático del reconectador provee funciones de "disparo y recierre", lo cual elimina prolongados puestas fuera de servicio debido a fallas temporales o condiciones de sobrecorrientes transientes.

Los diferentes dispositivos de protección con sus respectivas carac

terísticas y ajustes se encuentran distribuidos en el sistema según la Fig. 4.1

CARACTERISTICAS Y AJUSTES DEL RECONECTADOR AUTOMATICO TIPO "WE" - MC = GRAW - EDISON.- CARACTERISTICAS:

BIL	110 KV
MAXIMO VOLTAJE NOMINAL	15.5 KV
MAXIMA CORRIENTE DE INTERRUPCION	10000 A. SYM.
CAPACIDAD CONTINUA	560 A.

AJUSTES:

Intervalo de retraso de recierre (Seg):

1st 45 2nd INST. 3rd 50

Selectores de números de operaciones:

DISPARO DE TIERRA	1 (socket 1) mínimo disparo de tierra	140 A
BLOQUEO	1	
DISPARO DE FASE	4 (socket 1) mínimo disparo de fase	280 A

	SOCKET 1	SOCKET 2
Disparo de tierra	1	K
Disparo de fase	A	K
Retraso del dispositivo de reposición		10 Seg

Reconectador fijado para que no haya recierre (Non reclosing).

METAL - CLAD.- CARACTERISTICAS:

KV NOMINAL	13.8
KV MAX. DISEÑO	15.5
KV BIL	95
AMPERIOS CONTINUOS DE BARRA	600
MVA ϕ DE CORTO CIRCUITO	335
AMPERIOS DE INTERRUPCION, RMS SYM	14000
AMPERIOS MOMENTANEOS, RMS ASYM	22400

FUSIBLES.- S & C POWER FUSES

F₁ - F₂ (125 E y 100 E respectivamente):

TIPO SMD - 1 A

KV NOMINAL	69
A.SYMETRICOS	8750
A.ASYMETRICOS	14000
MVA TRIFASICO SYM	1000

F₄ (80 E) - F₅ (100 E) - F₆ (50 E) - F₉ (100 E):

TIPO SMU

KV MAX.	17
A.SYMETRICOS	14000
A.ASYMETRICOS	22400

F₃ (30 A.) - F₇ (30 A.) - F₈ (30 A.):

TIPO K (VELOCIDAD RAPIDA)

KV MAXIMO 15

A.SYMETRICOS 10000

DISYUNTORES.- CARACTERISTICAS:

B ₃ :	Amperios continuos a 600 VAC	2000			
	Capacidad de interrupción	-100000	A RMS	A SYM	A 480 VAC.
B ₄ :	Amperios continuos a 600 VAC	800			
	Capacidad de interrupción a 480 VAC	100000	A RMS.	SYM.	
B ₅ :	Amperios continuos a 600 VAC	4000			
	Capacidad de interrupción a 480 VAC	100000	A RMS.	SYM.	
B ₆ :	Amperios continuos a 600 VAC	1200			
	Capacidad de interrupción a 480 VAC	100000	A RSM.	SYM.	
B ₇ :	Amperios continuos a 600 VAC	600			
	Capacidad de interrupción a 480 VAC	22000	A RSM.	SYM.	
B ₈ :	Amperios continuos a 600 VAC	2000			
	Capacidad de interrupción a 480 VAC	100000	A RSM.	SYM.	
B ₉ :	Amperios continuos a 600 VAC	1200			
	Capacidad de interrupción a 480 VAC	100000	A RSM.	SYM.	

Los disyuntores del B₃ al B₆ y B₉ son disyuntores de circuitos de potencia marca General Electric.

Los disyuntores B₇ y B₈ son del tipo "encapsulados" marca HITACHI Y WESTINGHOUSE respectivamente.

AJUSTES: TABLA 4.1

DISYUNTOR	AMPERIOS CONTINUOS		RETRASO LARGO DE TIEMPO	PUESTA EN OPE <u>RACION INSTAN</u> TANEA		FALLA DE TIE <u>RRA</u>	
	MULTIPLO DE AMPERIOS NOMINAL			MULTIPLO DEL AJUSTE DE AM <u>PERIOS</u>		PUNTO DE DIS <u>PARO</u>	
B ₃	0.8	X	INT.	3	X		
B ₄	0.8	X	MIN.	3	X		
B ₅	1.0	X	INT.	2.5	X		
B ₆	0.8	X	MIN.	3	X		
B ₉	0.8	X	MIN.	3	X	3	X
B ₇	1.0	X	-	-			
B ₈	1.0	X	-	6	X		

Los efectos de éstos ajustes sobre las curvas tiempo corriente de los disyuntores, son ilustrados en la curva característica mostrada en la Fig. 4.2

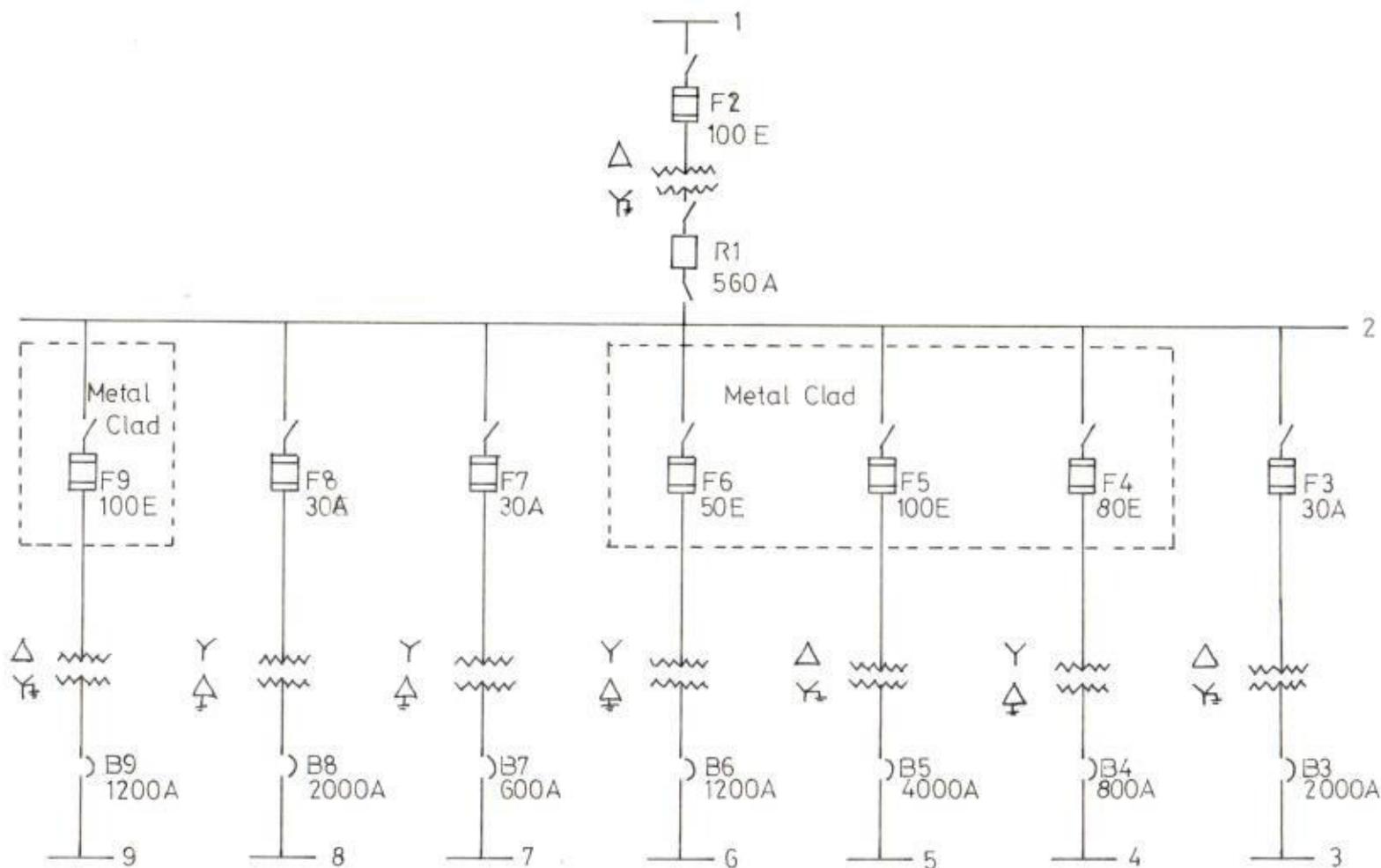


Fig. 4.1 : Diagrama unifilar indicando las respectivas ubicaciones de los dispositivos de protección y valores nominales de capacidad continua de los microm

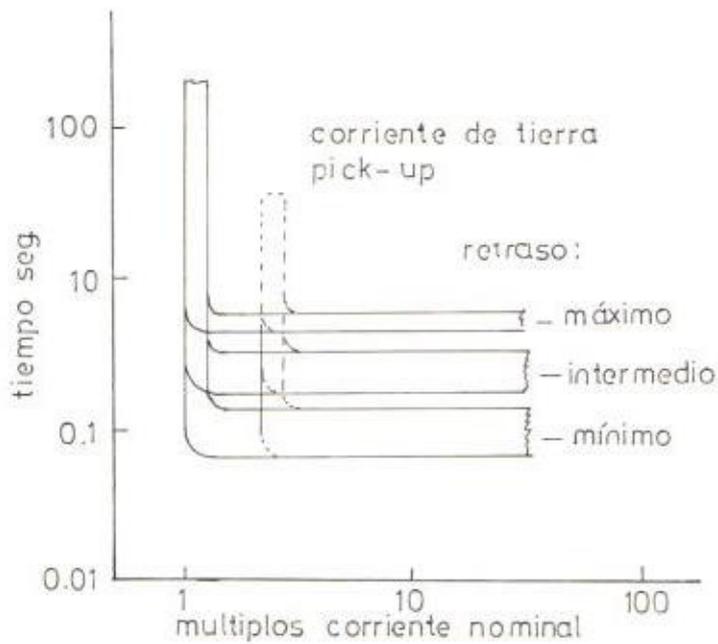
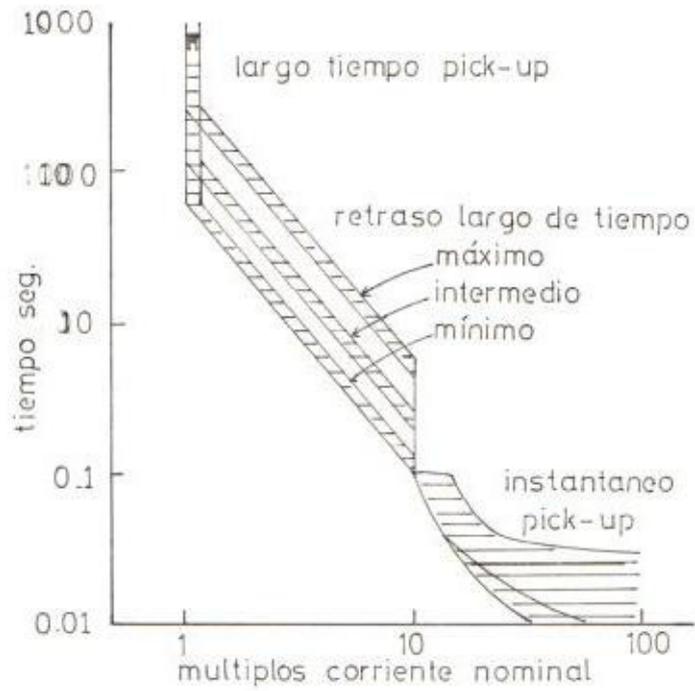


Fig. 4.2 : Figuras características ilustrativas de los ajustes de los Breakers utilizados.

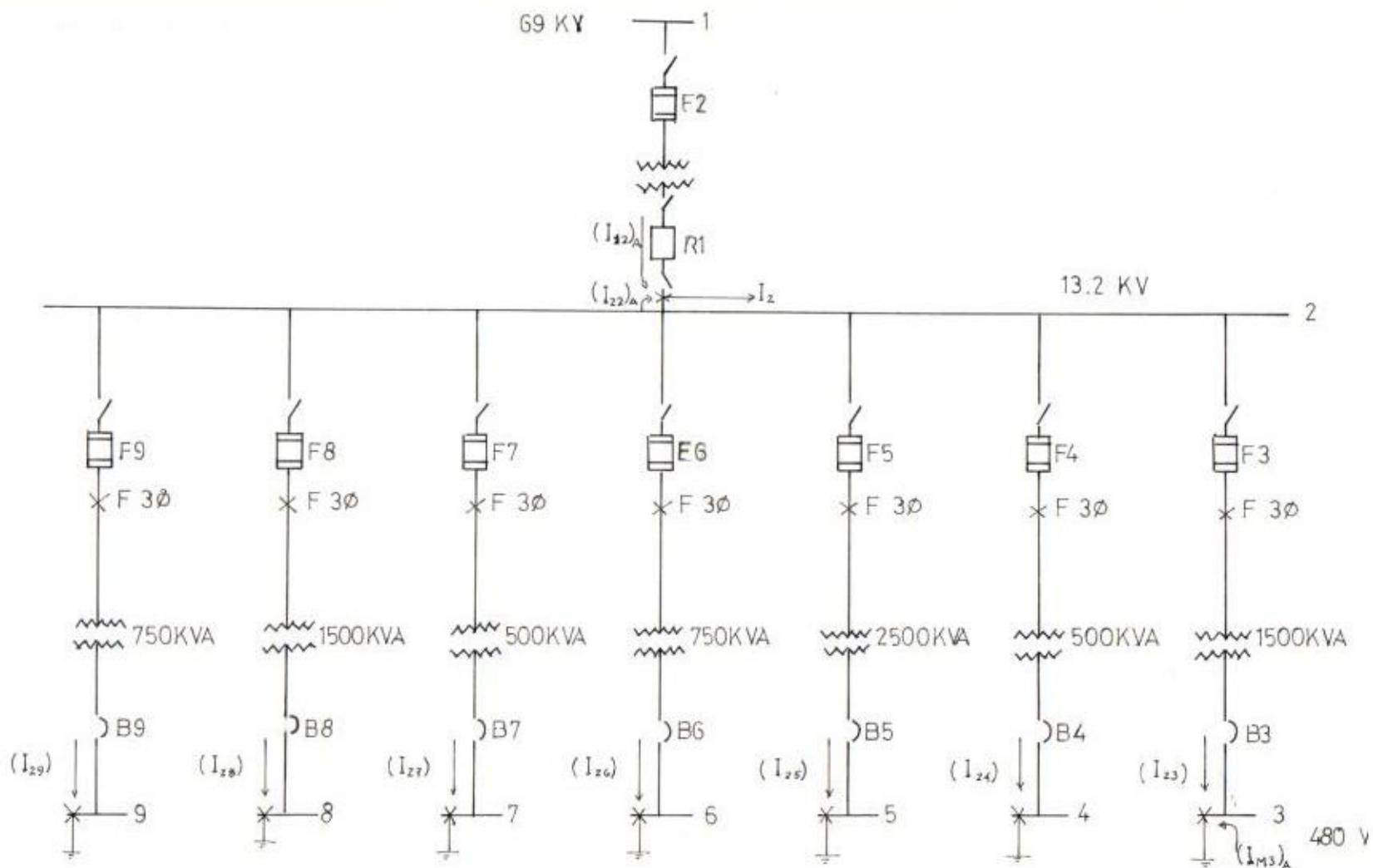


Fig. 4.3 : Diagrama de corrientes de fallas a tierra y trifásicas máximas que circulan a través de los elementos de protección.

Tanto el valor de disparo de la corriente (PICK-UP) y el tiempo para disparar (retraso) son individualmente ajustables. El punto de ajuste para el PICK-UP es usualmente dado por unidad de corriente de plena carga.

Bandas de "retraso largo de tiempo" proveen un ajuste al tiempo - que el disyuntor transportará una sobrecarga.

El disparo instantáneo es proveído en valores altos de corriente de falla. Aquí la corriente de PICK-UP es ajustable, pero no hay ajustes de retraso. El disyuntor abre el circuito tan rápido como físicamente sea posible.

La protección de falla a tierra es el más grande beneficio que - tienen los disyuntores de potencia controlados de estado sólido. Un disyuntor de estado sólido tiene tres transformadores de co- - rriente, uno sobre cada fase, y puede detectar un desbalance de corriente que es una señal segura de falla a tierra.

4.1 PROTECCION DE FALLAS A TIERRA.- Las fallas a tierra son me- nos severas que las fallas fase a fase o fallas trifásicas; sin - embargo, en términos de la probabilidad de su ocurrencia, es esti mado que alrededor de cuatro de cinco fallas, son fallas a tierra la frecuencia de ocurrencia de fallas a tierra en contraste con las fallas de fase, hace importante sensarlas para proteger el -

sistema de ellas.

Las magnitudes de las corrientes de fallas a tierra (sección 3.1) en las diferentes barras y las magnitudes de corrientes máximas que debido a esta circunstancia circulan a través de los elementos de protección son: (Ver Fig. 4.3).

Tomando valores de impedancias de líneas é impedancias equivalentes del capítulo N° 3, sección 3.1 y aplicando divisores de corriente se obtiene:

BARRA N° 2

Corriente de secuencia positiva (1) = corriente secuencia negativa (2).

$$(I_{12})_{1,2} = \frac{3.61}{1.6 + 3.61} \times \frac{3616}{3} = 835.17 \text{ A.}$$

Corriente secuencia cero (0)

$$(I_{12})_0 = \frac{3616 \text{ A}}{3} = 1205.3 \text{ A.}$$

$$(I_{12})_A = 2 (I_{12})_{1,2} + (I_{12})_0$$

$$(I_{12}) = 2(835.17) + 1205.3 = 2875.67 \text{ A.}$$

$$(I_{12})_A = (3616 - 2875.67) \text{ A} = 740.33 \text{ A.}$$

BARRA N° 3

$$I_3 = 33311.24 \text{ A}$$

$$(I_{23})_{1.2} = \frac{16.6}{16.6 + 4.67} \times \frac{33311.24 \text{ A}}{3} = 8664.33 \text{ A}$$

$$(I_{23})_0 = \frac{33311.24 \text{ A}}{3} = 11103.75$$

$$(I_{23})_A = 2(8664.33) + 11103.75 = 28432.41 \text{ A}$$

$$(I_{23})_A = 33311.24 - 28432.41 = 4878.83 \text{ A}$$

BARRA Nº 4

$$I_{FL-T} = I_{(24)A} = 1845.03 \text{ A.}$$

BARRA Nº 5

$$I_5 = 49305. \text{ A.}$$

$$(I_{25})_{1.2} = \frac{10}{10 + 3.42} \times \frac{49305}{3} = 12246.83 \text{ A.}$$

$$(I_{25})_0 = \frac{49305}{3} = 16435 \text{ A.}$$

$$(I_{25})_A = 2(12246.83) + 16435 = 40928.66 \text{ A.}$$

BARRA Nº 6

$$I_{(26)A} = 2190.45 \text{ A.}$$

BARRA Nº 7

$$I_{(27)A} = 1845.03 \text{ A}$$

BARRA Nº 8

$$I_{(28)A} = 1945.5 \text{ A}$$

BARRA Nº 9

$$I_g = 16651.02$$

$$(I_{29})_{1.2} = \frac{33.33}{33.33 + 8.81} \times \frac{16651.02}{3} = 4389.98 \text{ A.}$$

$$(I_{29})_0 = \frac{16651.02}{3} = 5550.34 \text{ A.}$$

$$(I_{29})_A = 2(4389.98) + 5550.34 = 14330.3 \text{ A}$$

En el sistema bajo estudio; en el nivel de 480 V, existe protección de falla a tierra únicamente en la subestación 9 (PISCINA INDUSTRIAL), en la cual existe conectada solamente carga trifásica y se puede detectar cualquier desbalance de corriente producido por una falla a tierra, con el consiguiente despeje de la misma.

Las demás subestaciones no tienen protección de tierra, lo cual es explicable por que tienen cargas monofásicas conectadas, en cuyo caso existe de por sí un desbalance de corriente, al estar conectadas éstas cargas únicamente entre dos fases. La protección de tierra en éste nivel de voltaje, será chequeada en el numeral siguiente al estudiar la coordinación de las protecciones, considerando el despeje de la falla en función de la corriente que origine ésta en la fase "fallada" respectivamente.

En el nivel de 13.2 KV, ya que el sistema es Y aterrizado, el método usado para sensar fallas a tierra es por detección de sobrecorriente por medio de transformadores de corrientes residuales conectados a cada fase. Esto opera sobre el principio que la suma fasorial de las corrientes de fase en un sistema trifásico debe ser muy cercano a cero. El dispositivo usado en éste nivel de voltaje para detectar sobrecorriente es el "RECONECTADOR", el cual tiene disponible detección de fallas a tierra.

El ajuste de la mínima corriente para que el reconectador se dispa

re por falla a tierra es de 140 A.; la corriente de plena carga, de la carga más grande conectada en el lado en que se halla el recloser trifásico es de 109 A (2500 KVA), lo cual obliga a un ajuste de la mínima corriente de disparo a un valor menor que 110 A. para asegurar que cualquier falla a tierra mínima en el lado de carga sea sensada por el recloser. Por lo que se tiene que usar un resistor de nivel de disparo mínimo por falla a tierra de 100 A.

4.2 COORDINACION DE LAS PROTECCIONES.- Se chequeará primeramente los tipos de fusibles, disyuntores y reconectores utilizados, en cuanto a sus características y dimensionamientos. El primer paso en un estudio de coordinación selectiva de los dispositivos de producción, es el cálculo de las corrientes de cortocircuitos, estas corrientes se tomarán de los valores obtenidos en el Capítulo N^o 3, posteriormente en base a estos resultados se dimensionan los dispositivos. Los resultados obtenidos para las condiciones más severas a las que van a estar sujetos estos dispositivos aparecen tabulados en la tabla 4.2.

Comparando los valores que aparecen en la tabla 4.2 con los correspondientes de las características de los disyuntores de las diferentes barras y reconector, se nota que a excepción del breaker 7 se encuentran bien dimensionados, considerando aún cierta capacidad de sobre carga de los mismos en cuanto a su capacidad nominal de corriente de plena carga, no así el disyuntor 7 el cual apenas

TABLA 4.2

DISPOSITIVO	I MOMENTANEA AMPERIOS	I INTERRUPCION AMPERIOS	* I PLENA CARGA (NOMINAL) AMPERIOS
DISYUNTORES			
480 V			
3	45491.86	25865.2	1804.2
4	37421.9	23555.8	601.4
5	65485.86	34713.8	3007.03
6	42213.87	26382.5	902.1
7	37421.9	23555.8	601.4
8	82959.79	48319.6	1804.2
9	22928.5	14230.04	902.1
13.2 KV			
VALOR APROPIADO			
FUSIBLES			
1 (69 KV)	6960.55		41.84
3	5950.88		65.61
4	6169.03		21.87
5	5725.87		109.35
6	6108.21		32.8
7	6169.03		21.87
8	5904.43		65.61
9	6128.01		32.8
13.2			
RECONECTADOR	4600.00	2982.98	218.69

NOTA: Esta tabla ha sido llenada considerando la máxima corriente que circula por el dispositivo de protección, ya sea por falla a tierra o falla trifásica.

* I INTERRUPCION = I MOMENTANEA

* Corriente de plena carga en las líneas en la que se hallan conectados los dispositivos de protección.

satisface las condiciones de plena carga nominal. En cuanto a la capacidad de interrupción los disyuntores (a excepción del 7) y el reconectador se encuentran sobredimensionados. El disyuntor 7 debió haber sido seleccionado con una capacidad de interrupción que satisfaga los requerimientos de la capacidad de interrupción que satisfaga los requerimientos de la capacidad de interrupción calculada. El sobredimensionamiento es explicable porque siendo C. C. N. una planta con proyecciones expansionistas, los dispositivos de protección deben estar preparados para soportar cualquier contingencia en cuanto se refiere a seguros incrementos en las capacidades de interrupción y capacidad de transporte de carga nominal.

Los fusibles presentan buenas condiciones de corrientes momentánea respecto a los valores calculados, pero se hallan totalmente mal dimensionados en su capacidad nominal de corriente de carga. En forma general el valor nominal de corriente del fusible se considera - en un 140 á 150% del valor nominal de corriente del transformador, sobre el lado en el cual se hallan conectados. Así los valores nominales de los fusibles deberían ser:

$$F_1 : 1.5 \times 42.84 = 62.76 \text{ A.}$$

Un fusible de 65 A. - 69 KV es el apropiado.

$$F_3 : 1.5 \times 65.61 = 98.42$$

Un fusible de 100 A. - 17 KV Max. - 14000 A. SYM. es el apropiado. Así sucesivamente.

FUSIBLE	VALOR APROPIADO
F ₄	50 A. - 17 KV MAX. - 14000 A. SYM.
F ₅	175 A. - 17 KV MAX. - 14000 A. SYM.
F ₆	50 A. - 17 KV MAX. - 14000 A. SYM.
F ₇	50 A. - 17 KV MAX. - 14000 A. SYM.
F ₈	100 A. - 17 KV MAX. - 14000 A. SYM.
F ₉	50 A. - 17 KV MAX. - 14000 A. SYM.

Los valores nominales de fusibles citados anteriormente deben verificarse si satisfacen las condiciones de "COORDINACION DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA".

Para mayor seguridad y funcionabilidad se debe instalar un metalclad, de las mismas características que el actual, para los fusibles de las alimentadoras a las subestaciones: Envase, Maltería y Tostado; con lo cual se obtiene una mayor seguridad y funcionabilidad del sistema.

Después de chequear los tipos de disyuntores, fusibles y reconector el próximo paso es analizar los ajustes de las características tiempo-corriente para los dispositivos ajustables y asegurar una coordinación selectiva de sus curvas características. Esta selectividad es realizada desde la carga hacia la fuente de potencia.

Las curvas de tiempo-corriente de los diferentes dispositivos -disyuntor, fusibles y reconectador- son tomados de las curvas características para tales elementos, lo cual permite visualizar el grado de selectividad del sistema. Los gráficos que se encuentran a continuación para la coordinación de la protección del sistema están basados en los dispositivos y ajustes de los mismos existentes en el sistema.

El reconectador se encuentra ajustado de tal forma que siempre actúe sobre una curva rápida "A" y se bloquee para una operación de disparo tanto de falla a tierra como de fase, aunque el selector - del número de operaciones sobre la curva rápida (socket 1 - curva A) para disparo de fallas de fase está en cuatro y el número de operaciones sobre la curva rápida (socket 1 - curva 1) está en uno; esto ocurre (bloqueo) debido a que el selector que indica el número de operaciones al que se debe bloquear el reconectador está ajustado en uno. El análisis de la coordinación de las protecciones del sistema se considera por secciones. Así:

SECCION ENVASE.- Se nota una total descordinación y un mal escogimiento del fusible en su capacidad nominal de transporte de corriente alterna; como medida correctiva, en primer lugar se debe instalar este sistema de protección en un metal-clad; el fusible que satisface la coordinación del sistema es un fusible de 100 A; en cuanto al disyuntor se debe ajustarlo en la banda mínima del "

long time delay".

La protección de falla a tierra no tiene ningún problema puesto que el sistema si las despeja tanto en el nivel de 480V como para el nivel de 13.2 KV y 69 KV (Ver fig. 4.4).

SECCION BODEGA DE FRIO.- No se nota problema alguno en cuanto a la protección y coordinación de la misma, aunque para mejores resultados en la protección del sistema, el fusible de esta alimentadora debe ser de 50 A (Ver fig. 4.5).

SECCION SERVICIOS.- Existe problema de coordinación entre el disyuntor en el nivel de 480 V y el fusible en la alimentación a ésta sección, nivel de 13.2 KV; esta situación queda eliminada graduando el "retraso largo de tiempo" en la banda mínima y cambiando el fusible actual por uno de 200 A. No existe problemas de protección de falla a tierra. (Ver fig. 4.6)

SECCION COCIMIENTO.- Existe problema de coordinación con el fusible que está en operación (50 A), el mismo que es el que se recomienda, basándose en un 50% de sobrecarga de la capacidad normal de la subestación correspondiente; por lo que se tiene que utilizar en esta alimentadora un fusible de 65 A. Por lo demás no hay problema (Ver fig. 4.7).

SECCION PISCINA INDUSTRIAL.- En la actualidad existe un fusible - de 100 A para esta alimentadora, el valor nominal del fusible recomendado es de 50 A (en base a la sobrecarga posible de la subestación), pero este valor no satisface la coordinación en esta sección, por lo que un fusible de 65 A es el valor correcto. En cuanto a la protección de falla a tierra, en el nivel de 480 V es el único disyuntor que la tiene y está graduada para un disparo instantáneo de 3 X (130 A en 13.2 KV). Esta alimentadora no tiene problemas de detección de falla a tierra (Ver fig. 4.8).

SECCION TOSTADO.- El fusible de 30 A que tiene en la actualidad debe ser cambiado por uno de 50 A, con el cual se tiene una buena coordinación. No existe problema de detección de falla a tierra (Ver fig. 4.9).

Se debe indicar que para seguridad del sistema es conveniente ubicar este fusible en el metal-clad.

SECCION MALTERIA.- Existe problema de coordinación en la protección, por lo cual es necesario utilizar un fusible de 100 A y ajustar el disparo instantáneo del disyuntor en 3 X (218 A - 13.2 KV) No existe falla en la protección de tierra. El fusible también es necesario colocarlo en un metal-clad, para mayor seguridad y funcionabilidad del sistema.

En cuanto al fusible F_1 (en la actualidad es de 100 A) se analizará si el valor recomendado (65 A) satisface los requerimientos de coordinación de las protecciones del sisteman, se conoce que para una propia coordinación, el márgen de tiempo mínimo usado entre un disyuntor y un fusible es de 0.25 seg. bajo máximas condiciones de cortocircuito tiempo de apertura de contactos (0.13 seg.) y un márgen de seguridad de 0.12 seg.; con lo cual se llega a los 0.25 seg..

La condición anteriormente citada es cumplida en todas las secciones bajo estudio (las curvas involucradas en esta situación es la del reconectador y la del fusible en consideración 65 A). Por lo que se puede concluir que el fusible de 65 A está correcto, lo - cual se puede comprobar por medio de las curvas tiempo-corriente.

Utilizando los ajustes de disyuntores y reconectador de fusibles - recomendados, en las curvas características tiempo-corriente (sobre papel log - log) indican claramente que cualquier falla en el sistema el disparo de disyuntores y la "abertura" de los fusibles es selectiva y que no hay sobre posición entre las curvas de los dispositivos de protección adyacentes. En otras palabras se muestra que los dispositivos de protección serán selectivos en sus operaciones con respecto a los demás.

Para una propia protección de los transformadores los fusibles -

que los protegen deben ser seleccionados de tal forma que el punto ANSI quede ubicado arriba de la curva de despeje total de los mismos. El punto ANSI es encontrado por la siguiente expresión: $0.58 (1 \div Z_{pu} \text{ del transformador})$ (corriente de plena carga del transformador para 3.75 seg.).

El factor 0.58 toma en consideración el hecho de que una falla 100% línea a tierra en la bobina secundaria de un transformador delta-Y, es reflejada solamente en un 58% ($1 \div 3$) en cada una de las dos fases de la alimentación del primario del mismo transformador. Consecuentemente, el punto ANSI debe ser disminuido a 58% del valor usado para fallas trifásicas. El factor 0.58 no se aplica a transformadores delta-delta.

Cuando un transformador es recién energizado puede fluir una corriente de magnetización transiente o de excitación, la cual puede alcanzar picos instantáneos de 8 á 30 veces el valor de plena carga. El punto de arranque (INRUSH POINT) se lo encuentra con la expresión: 8 (corriente de plena carga del transformador para 0.1 seg.), y debe estar ubicado bajo la curva mínima de "despeje" del fusible respectivo que protege el transformador.

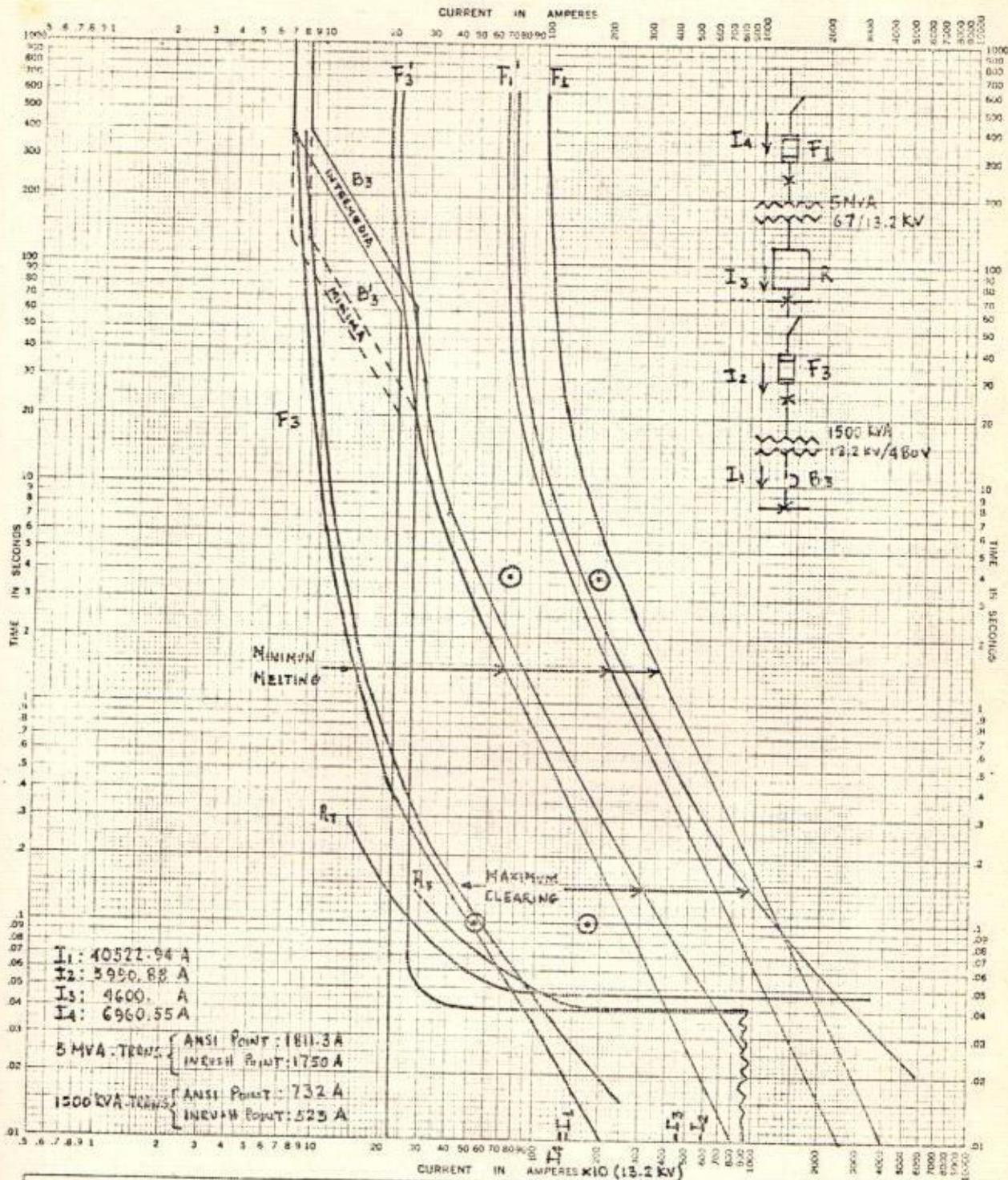
Ubicando estos puntos en las curvas características tiempo - corriente de las diferentes secciones, se nota que satisfacen los requerimientos anteriormente citados.

La duración y magnitud de las corrientes de falla y el tamaño y tipo del conductor determinan la reacción de los conductores al esfuerzo eléctrico. El conductor cubierto ofrece generalmente la mayor probabilidad de quemarse en un sistema. Se establece un arco en un punto débil de la aislación y se confina en esa ubicación. Este calor concentrado recuece el conductor mucho más rápidamente que a un conductor desnudo sujeto a la misma corriente de falla. En un conductor desnudo, el arco tiene tendencia a alejarse del - punto de origen y también a ser movido por el viento.

El arco debe despejarse antes de que el calor recueza al conductor y cambie su resistencia tensil lo suficiente como para que la línea resulte mecánicamente peligrosa.

Por ésta razón se utiliza la curva "RAPIDA" del reconectador, de tal forma que opere lo más rápido posible para evitar daños en los conductores; operando con curvas demorada, el daño a los conductores puede producirse con el mismo rango de corriente de falla. Por lo tanto el hecho de que el reconectador está ajustado para - que no haya recierre, proporciona completa protección de los con--ductores, aunque se sacrifica la coordinación. Una operación rápida del reconectador y el "bloqueo" respectivo del mismo reducirán la probabilidad de daños a los conductores, sin embargo, esto no permitirá que un fusible de ramal desenergice la sección de línea de falla. Es decir se considera la mayor seguridad de los conduc-

tores a sacrificio mismo de la coordinación de las protecciones del sistema.



TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

For _____ Fuse Links. In _____

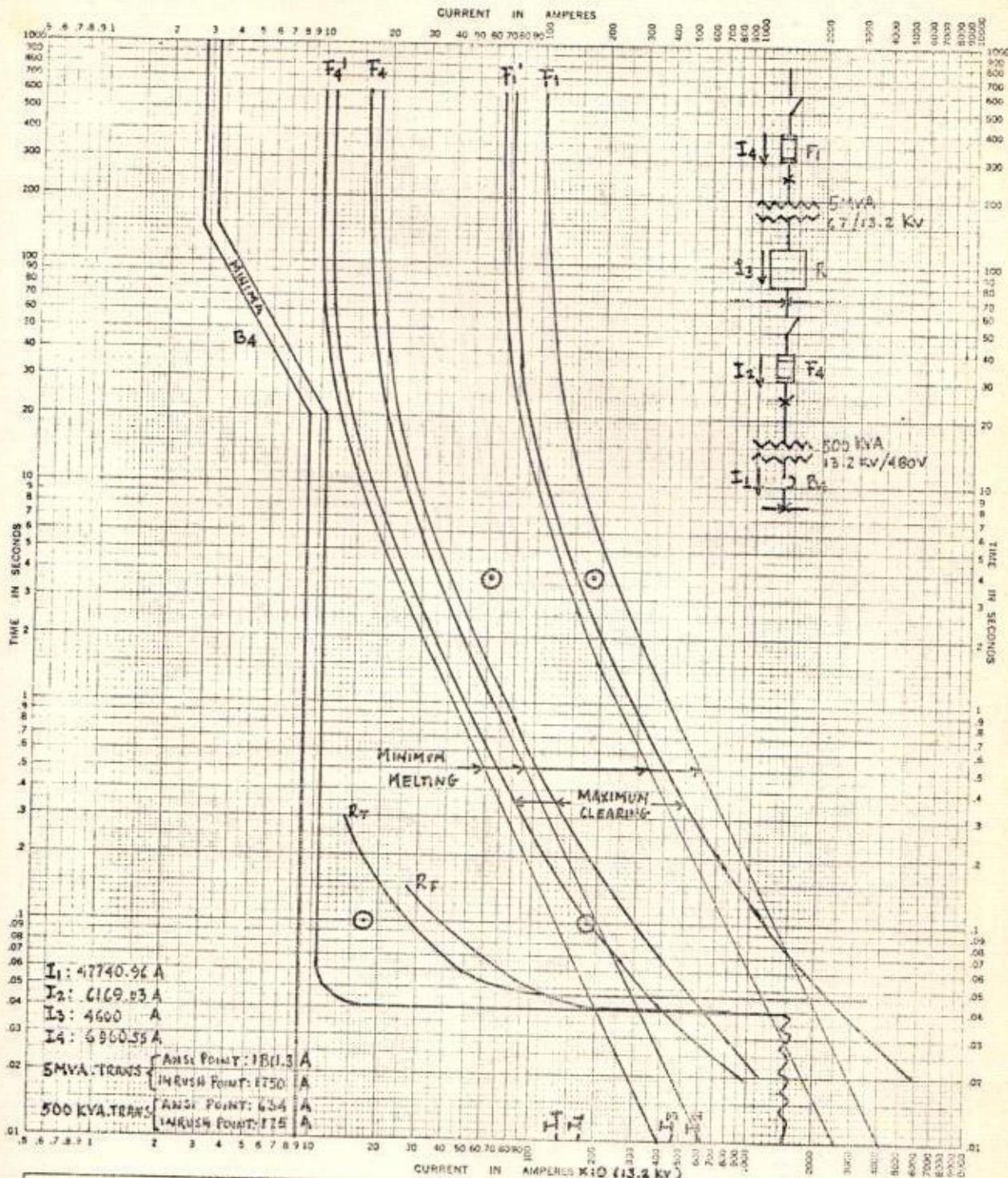
BASIS FOR DATA Standards _____ Date _____

1. Tests made at _____ Volts a.c. at _____ p-f, starting at 25C with no initial load _____

2. Curves are plotted to _____ Test points so variations should be _____

No. _____
Date _____

de frío.



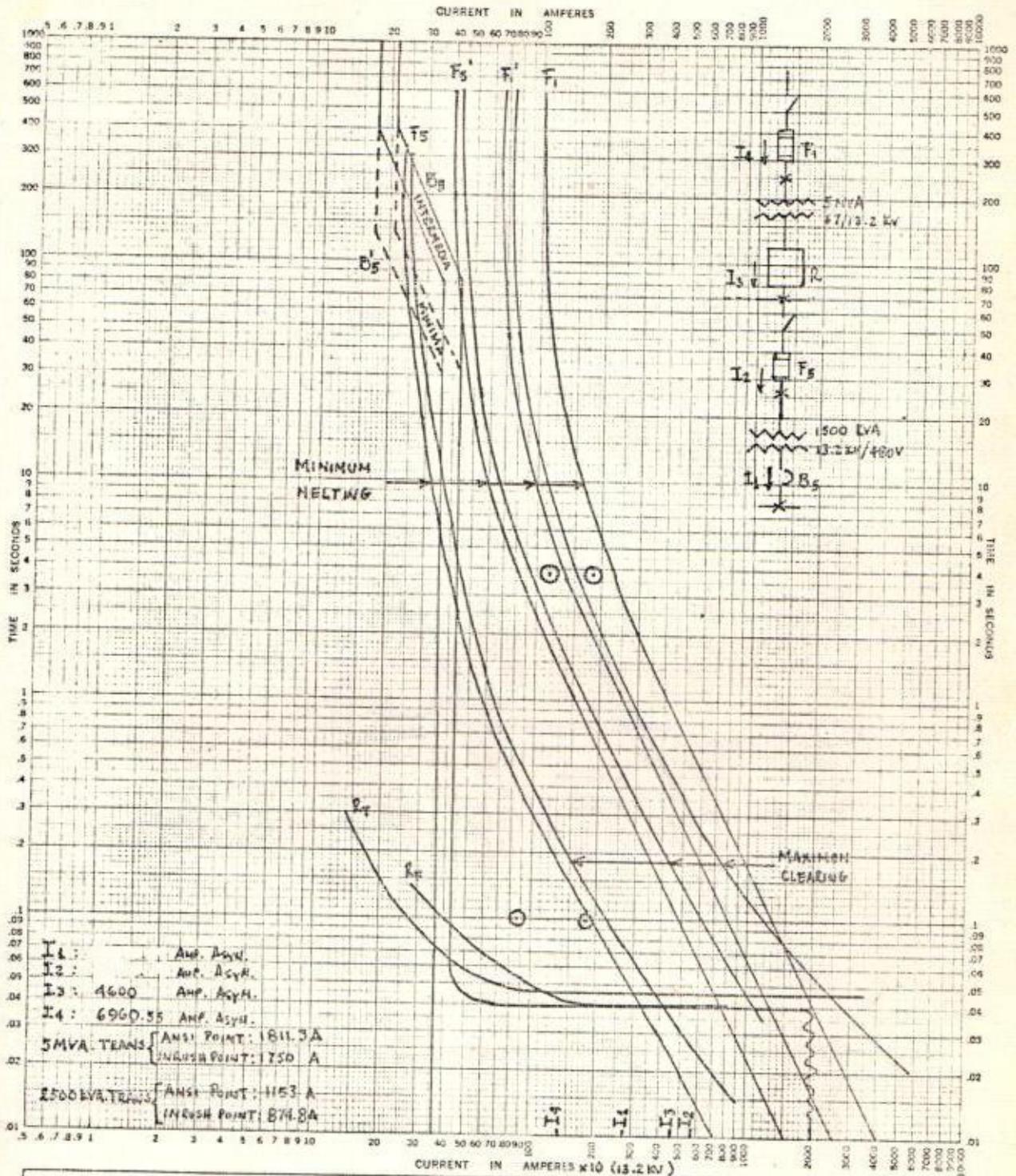
For _____ TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
 Fuse Links, In _____

BASIS FOR DATA Standards _____

1. Tests made at _____ Volts a-c at _____ p-f, starting at 25C with no initial load.

2. Curves are plotted to _____ Test points so variations should be _____

No. _____
 Date _____



TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

For _____ Fuse Links in _____

BASIS FOR DATA Standards _____ Dated _____

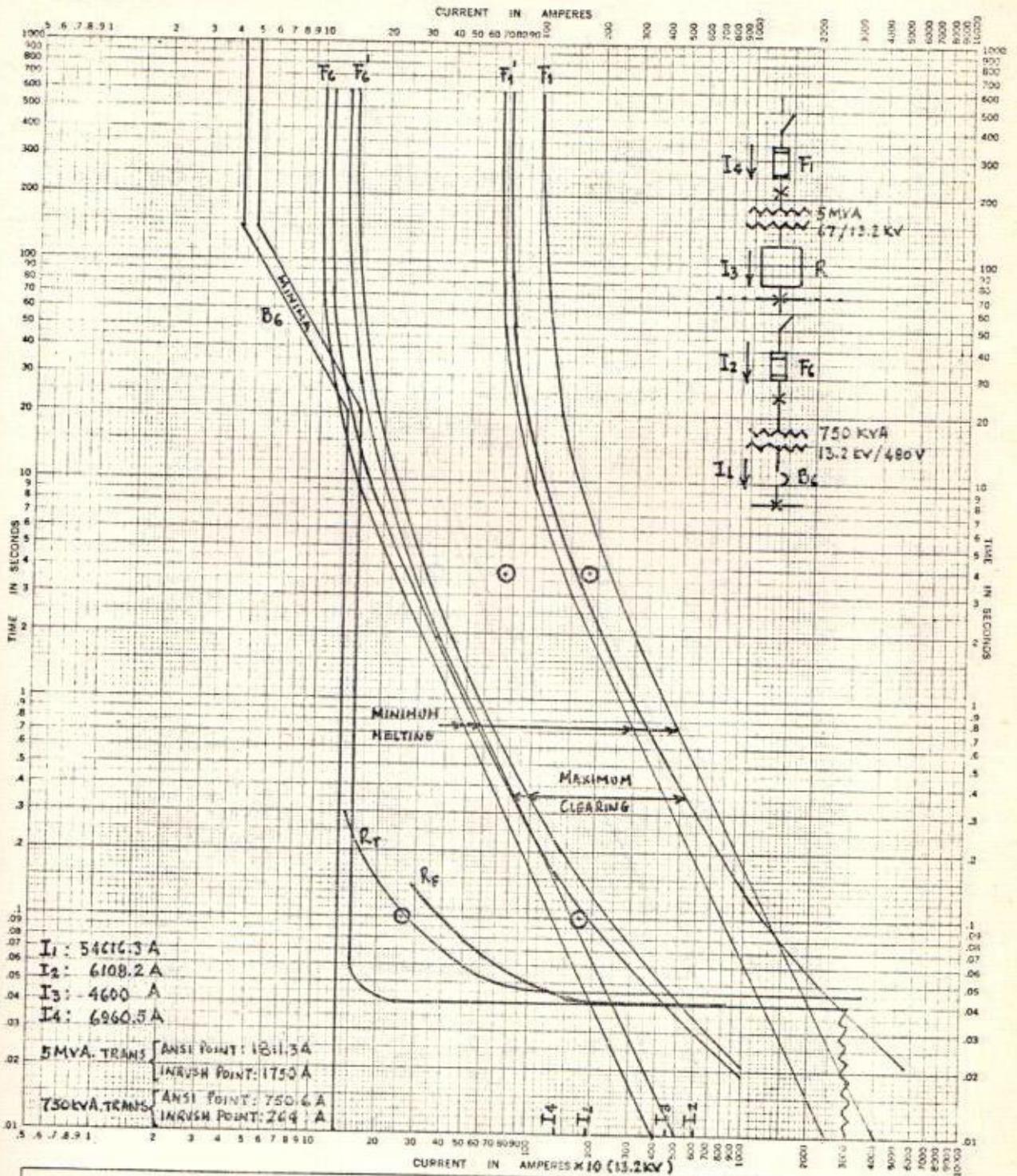
1. Tests made at _____ Volts a-c at _____ p-f, starting at 25C with no initial load _____

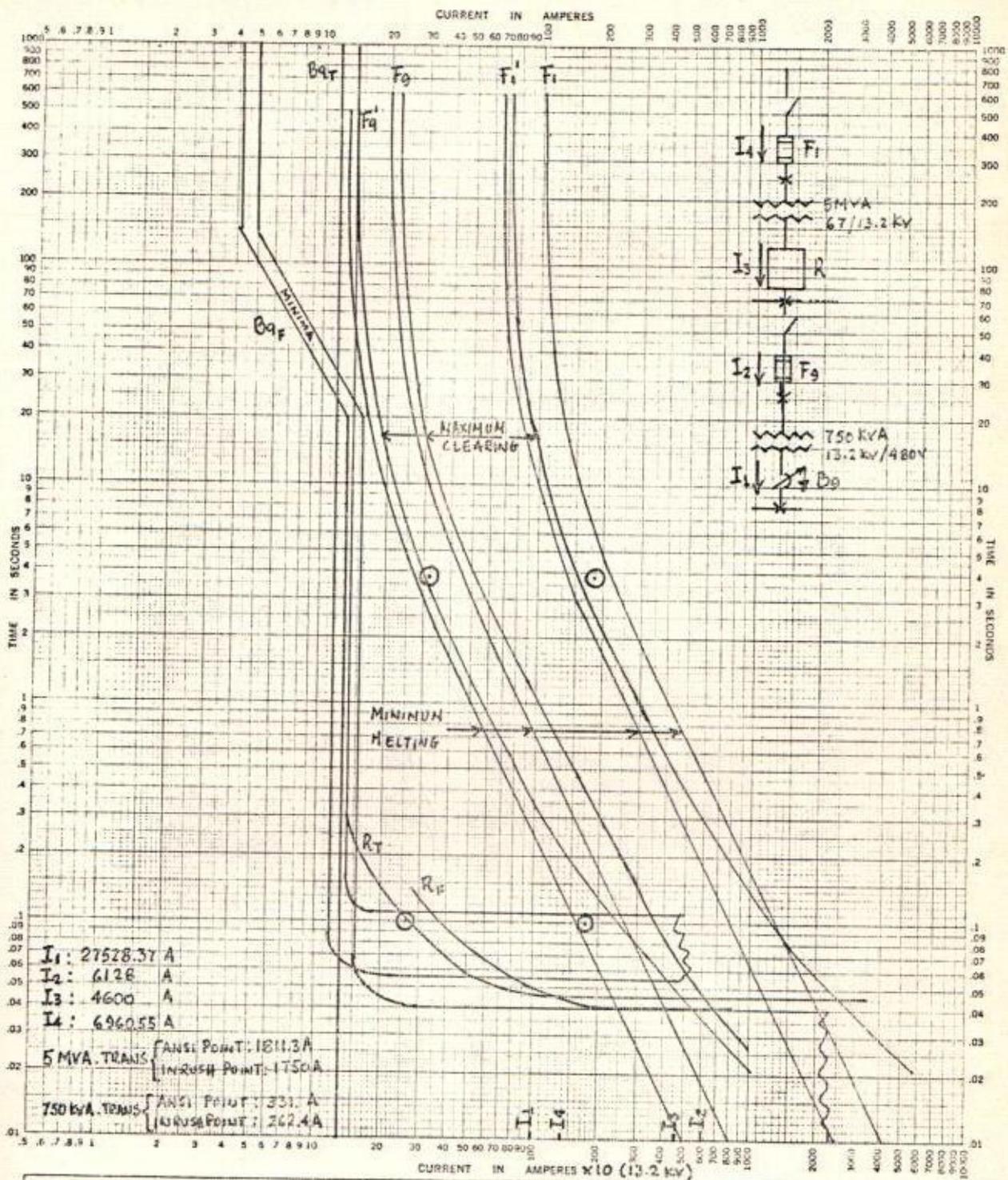
2. Curves are plotted to _____ Test points so variations should be _____

No. _____

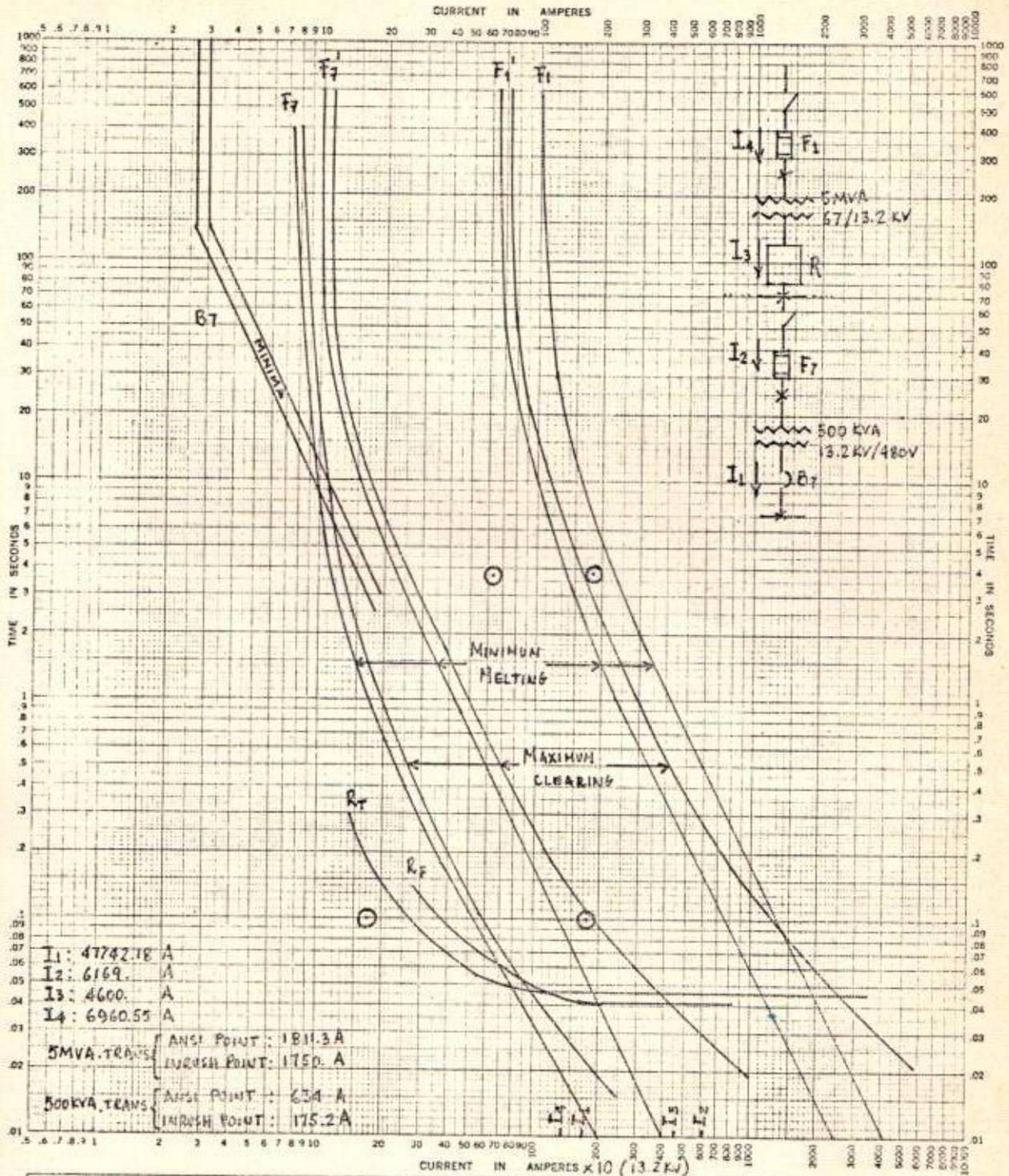
Date _____

miento.





For _____ TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
 Fuse Links in _____
 BASIS FOR DATA Standards _____ Dated _____
 1. Tests made at _____ Volts a-c at _____ p.f., starting at 25C with no initial load _____
 2. Curves are plotted to _____ Test points so variations should be _____
 No. _____
 Date _____



ESTUDIO DEL NIVEL DE AISLAMIENTO EN LA SUBESTACION PRINCIPAL

Se entiende por "coordinación de la aislación" al conjunto de disposiciones que se toman en vista de evitar que las sobre tensiones causen daños a los equipos eléctricos y que cuando los arcos de defecto no puedan ser eludidos por medios que resultan económicos sean localizados en puntos del sistema donde produzcan la mínima afectación al funcionamiento y a las instalaciones de éste último.

Se alcanza éste propósito estableciendo las correlaciones necesarias entre las condiciones de aguante de la aislación y pertenecientes a los diversos equipos eléctricos integrantes de la instalación y entre ellas y los valores de las sobretensiones a las cuales dichos equipos estarán expuestos durante el funcionamiento del sistema particular que integran. Naturalmente que en éstas consideraciones se deberá tener muy en cuenta las características de los dispositivos de protección contra sobretensiones.

Los "PARARAYOS" están diseñados para limitar sobrevoltajes peligrosos que puedan ocurrir en un sistema. Para realizar ésta función repetidamente sin causar interrupciones en la fuente de energía eléctrica, también deben ser diseñados para descargar la energía asociada con éstos sobrevoltajes; limita é interrumpe la corriente de falla transiente que fluye a través del mismo; y retor

na al estado aislador, preparado para la próxima ocurrencia de sobrevoltaje.

El voltaje nominal del pararrayo está definido como el voltaje más alto a frecuencia industrial al cual el pararrayos está diseñado. Aunque el pararrayos no debería estar sujeto a voltajes arriba de su valor nominal, no necesariamente al ocurrir esto significa que fallará en el primer "SPARKOVER", cuando la magnitud del sobrevoltaje incrementa, la probabilidad de falla del pararrayo también incrementa. Esta relación es ilustrada en la Fig. 5.1

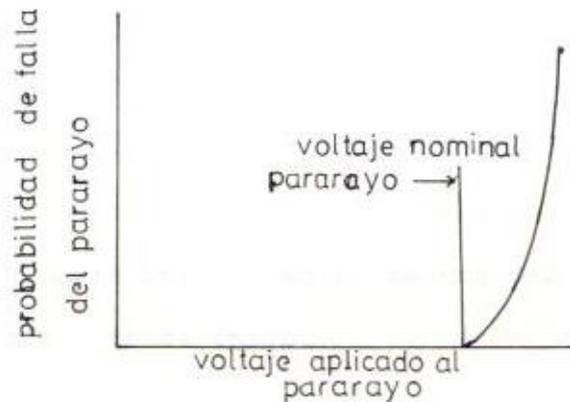


FIG. 5.1 .- Efecto de voltajes de 60 Hz aplicados a pararrayos

Voltajes de línea a tierra de un sistema, son de particular interés porque los pararrayos son aplicados de línea a tierra. Selección del valor nominal del pararrayo debe basarse arriba del voltaje línea a tierra del sistema bajo condiciones de falla, ya que la selección del pararrayo se basa a voltajes línea a tierra en condiciones de fallas, el aterrizamiento del sistema debe ser con

siderado.

En la Fig. 5.2 se muestra un circuito teórico con impedancia de aterrizamiento cero. Ocurre una falla a tierra en una fase, ya que no hay impedancia entre la falla y el neutro del transformador, fase A y el neutro permanecen al potencial de tierra. Los voltajes de fase a tierra de las fases B y C permanecen invariables de las condiciones de operación normal.

El sistema mostrado en la Fig. 5.3 ilustra el desfasamiento del neutro sobre un sistema conectado en Y con impedancia de aterrizamiento. Ya que la resistencia permanecerá siempre en la tierra entre la falla y el transformador, la impedancia neutral puede ser solamente la resistencia de tierra ó una intencional resistencia ó reactancia ubicada en el neutro del transformador para limitar la corriente de falla.

Una falla a tierra de la fase A origina que el neutro del transformador se desplace de tierra debido a la caída de voltaje en la resistencia neutral. Fig. 5.3 ilustra ésta condición. Se nota que el voltaje B y C a tierra es ahora más grande que durante la operación normal del sistema.

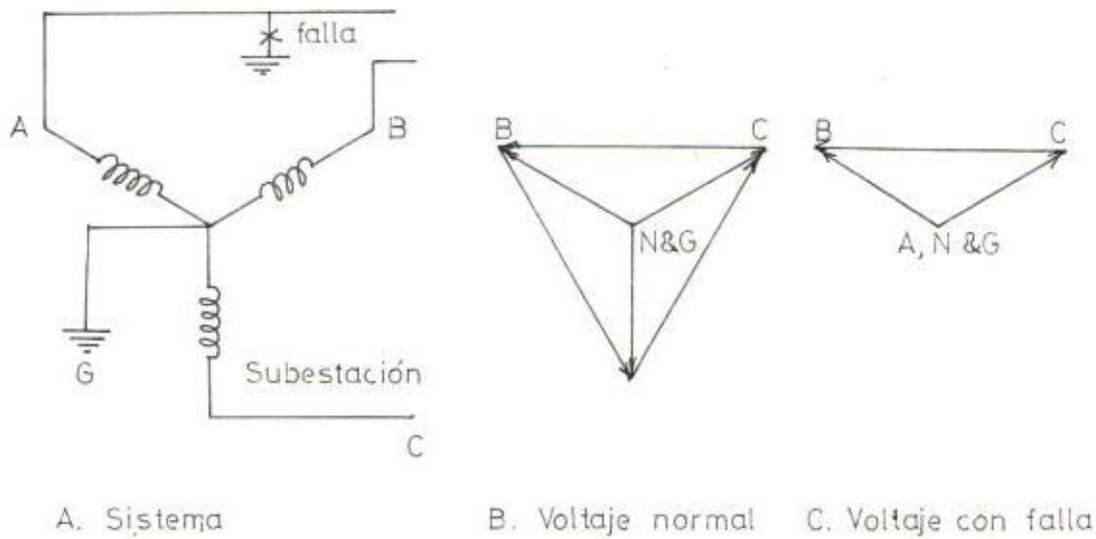


Fig. 5.2 : Voltajes línea a tierra en un sistema Y sólida-mente aterrizado.

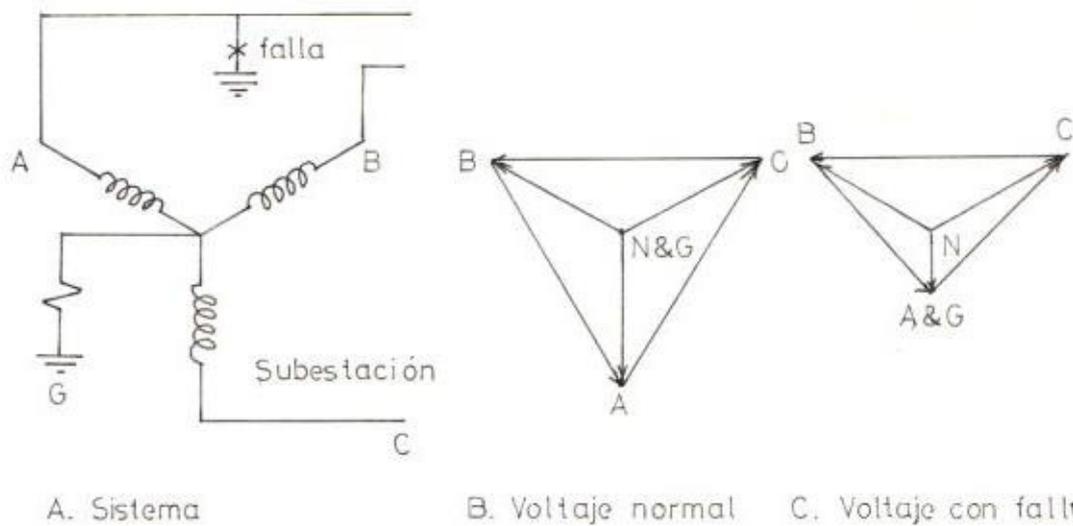
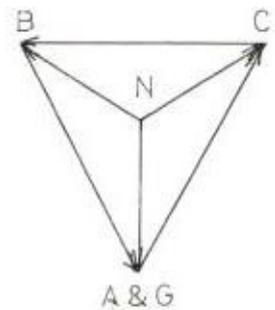
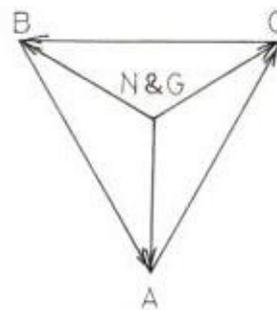
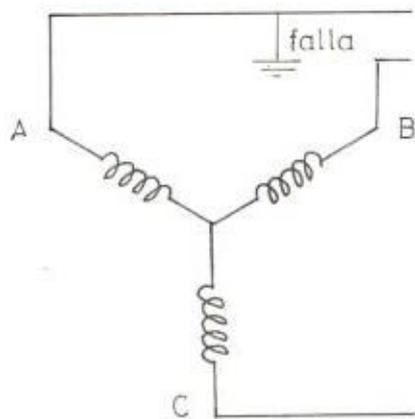


Fig. 5.3 : Voltajes línea a tierra en un sistema Y con resis-tencia de aterrizamiento.



A. Sistema

B. Voltaje normal

C. Voltaje con falla

Fig. 5.4 : Voltajes línea a tierra sobre sistemas aislados.

La condición de desfazamiento del neutro en sistemas no aterrizados se ilustra en la Fig. 5.4. Se asume que la capacitancia entre líneas y de línea a tierra es balanceada lo cual hace que el neutro coincida con tierra. Se nota ahora que el voltaje fase a tierra sobre las fases no falladas B y C son ahora igual al voltaje fase a fase del sistema bajo condiciones normales.

El estudio de la coordinación de la aislación de la S. E. del sistema de la C. C. N. se dividirá en dos partes:

a.- AISLACION INTERNA.- Aquí desempeña un papel muy importante los parámetros característicos de los pararrayos. Es imprescindible la instalación de éstos aparatos para la adecuada protección de la aislación interna de los transformadores, por lo que el primer paso es chequear el pararrayo seleccionado.

Asumiendo para el sistema sólidamente aterrizado un COEFICIENTE DE ATERRIZAMIENTO ($= \frac{\text{MAXIMO VOLTAJE LINEA A TIERRA EN CONDICIONES DE FALLA}}{\text{MAXIMO VOLTAJE DE LINEA A LINEA EN CONDICIONES NORMALES}} \times 100$) de 80%. Por lo expuesto anteriormente el voltaje nominal del Pararrayo es el máximo Voltaje de Línea a Tierra en condiciones de falla. Por lo que :

$$\text{VOLTAJE NOMINAL DEL PARARAYO} = \text{COEF. ATERN.} \times (V_L - L_{\text{MAX}})$$

condiciones normales.

Considerando un voltaje de línea a línea máximo en condición normal de 1.05 veces el voltaje de línea a línea se obtiene:

VOLTAJE NOMINAL DE PARARAYO = $0.8 \times 1.05 \times 69 \text{ KV} = 57.96 \text{ KV}$.

De tablas apropiadas se concluye que un pararrayo con un voltaje nominal de 60 KV RMS es el indicado, lo cual está en concordancia con el seleccionado. Las características de éste pararrayo son:

<u>TREN DE ONDA</u>		<u>DESCARGA DE VOLTAJE PARA ONDA</u>	
<u>VOLTAJE SPARKOVER DE IMPULSO</u>		<u>DE DESCARGA DE CORRIENTE</u>	
Razón de incremento de voltaje de prueba (KV/ us)	KV cresta (MAX.)	KV cresta para 10000 A (MAX.)	KV cresta Para 20000 A (MAX.)
500	190	174	189

Una vez adoptado el pararrayos y en función de los valores característicos del mismo afectados de los márgenes de seguridad correspondientes que se establece para cada caso, se formulará la estimación de los niveles de aislación (Ver fig. 5.5). Por lo tanto el valor del nivel Básico de Aislación (BIL) para los bobinados del transformador debe ser mayor o igual que:

$$\text{NBA} \quad 1.2 \times 189 \text{ KV} = 226.8 \text{ KV}$$

El transformador de la subestación principal tiene un BIL de 350 - KV cresta de onda cortada de 400 KV.

Además, se verifica que $0.83 \times 350 = 290.5$ KV supera con margen mayor de 15% las sobretensiones de maniobra a que se estima pueden verse sometidos los bobinados del transformador. El margen de seguridad del frente de onda es :

$$\text{MARGEN (\%)} = \left(\frac{CWW}{Etb} - 1 \right) 100$$

DONDE:

CWW = KV cresta de onda cortada del transformador.

Etb = Voltaje terminal resultante del voltaje SPARKOVER del para rayo.

Eb = Voltaje SPARKOVER de frente de onda.

Etb = 2 Eb (asumiendo un voltaje doble en el punto de reflexión)

LUEGO:

$$\text{MARGEN (\%)} = \left(\frac{400}{2 \times 190} - 1 \right) \times 100 = 5.26\% \quad (\text{Ver Fig. 5.5})$$

b.- AISLACION EXTERNA .- Las cadenas de aisladores (tipo normal) dentro de la subestación son de 5 unidades y en la línea es de 6 unidades.

Se obtiene que la tensión crítica de descarga (V_{50}) para cadena de 5 elementos es :

$$V_{50} = 525 \text{ KV crestta}$$

El voltaje resistido (V_{ag}) es:

$$V_{ag} = KV_{50} - 30$$

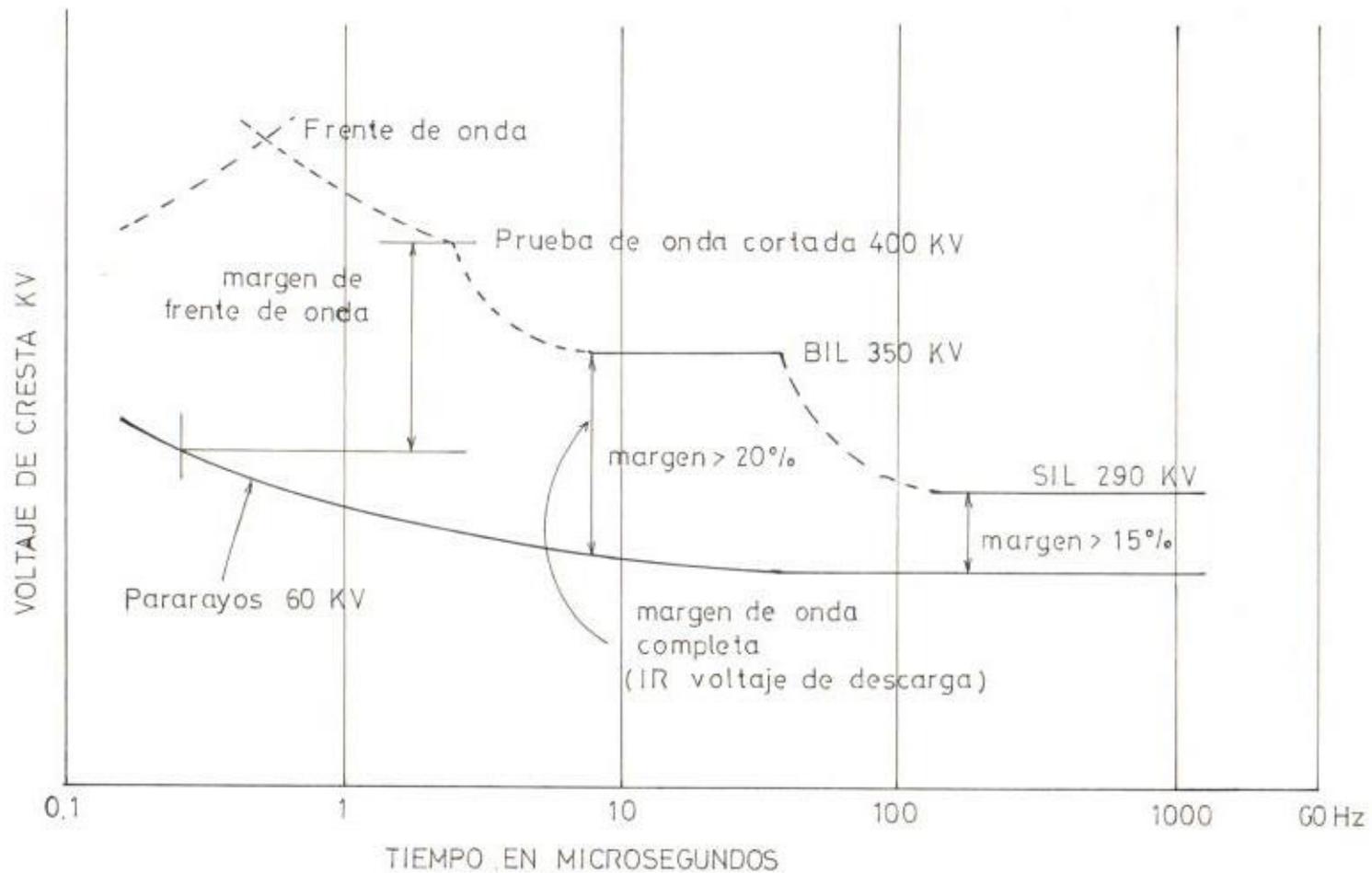


Fig. 5.5 : Coordinación de niveles de aislación en el transformador.

en que K es el factor de corrección por lluvias, etc. (en éste caso 0.9, reducción 10%). El valor de 5 es de 2%.

$$V_{ag} = (0.9 - 3 \times 0.02) 525 = 441 \text{ KV}$$

Lo que significa que se obtiene prácticamente un BIL de 350 KV.

La aislación de los tramos adyacentes a la S. E. deben ser rebajados ya sea para 6 aisladores:

$$V_{50} = 610 \text{ KV} \quad \text{ó sea : } V_{ag} = 0.84 \times 610 = 512.4 \text{ KV}$$

Esto indica que se corre el riesgo de exigir más a las instalaciones terminales debido a que por la línea podrán transitar sobretensiones de rayo de mayor entidad sin producir descarga. El número de aisladores de la línea debe ser de 5, con el cual se obtiene un $V_{ag} = 441 \text{ KV}$ lo que sitúa al BIL por encima del valor normalizado de 350 KV para la aislación interna del transformador.

Para los aparatos de corte en general (interruptores y desconectadores) el BIL seleccionado debe ser mayor en dos escalones al de la aislación externa, o sea el BIL entre terminales de aparatos de corte de posición abierto es de 550 KV.

En cuanto a los aparatos conectados en el lado de 13.2 KV; el recloser posee un BIL de 110 KV, el cual es el valor normalizado -

para éste nivel de voltaje; los aparatos de corte general tienen un BIL de 110 KV, el BIL apropiado de éstos dispositivos es el: $\text{BIL (S.E)} + 2 \text{ escalones} = 110 \text{ KV} + 2 \text{ escalones} = 150 \text{ KV}$, por lo que el BIL de éstos dispositivos debe ser de 150 KV y no de 110 KV. El BIL del METAL-CLAD es de 95 KV, el cual también es un valor estandarizado para aparatos de distribución en éste nivel de voltaje.

La subestación principal debe ser protegida contra descarga directas de rayos por medio de un buen apantallamiento. Esto puede - lograrse instalando mástiles sobre las estructuras y a lo largo del cerco metálico de la subestación, en el estado actual de la subestación no posee éste apantallamiento aunque posee cierto a- largamiento de las estructuras en los ángulos de la misma. Los mástiles ó equivalentes, son diseñados para formar una zona protectiva de manera que los rayos tengan menos probabilidad de - caer sobre una barra, Switch de desconexión, bushing terminal, ú otras partes expuestas que transporten corriente.

CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA

6.1 ESTUDIOS DE ATERNATIVAS.- El dimensionamiento de los transformadores, generadores y líneas no depende solamente de la corriente activa sino que viene impuesto por el valor total de la corriente a transportar (corriente aparente). Por ello, cuando la componente reactiva de la corriente es importante, es decir cuando el factor de potencia tiene valor reducido, se requiere de mayores inversiones en la red de suministros eléctricos. Además, la corriente reactiva, produce pérdidas óhmicas adicionales en el sistema de transmisión.

Las inversiones adicionales y los gastos que originan las pérdidas óhmicas influyen pues desfavorablemente sobre el costo de producción del kilovatio-hora, cuando los consumidores de energía trabajan con un factor de potencia bajo. La empresa suministradora de electricidad tiene en cuenta éste hecho en las tarifas que aplican a aquellos clientes que, junto con la potencia activa, absorben grandes cantidades de potencia reactiva.

Los motores de inducción tienen un factor de potencia en atraso porque su corriente de magnetización debe ser suplido por la fuente de energía. La componente reactiva disminuye ligeramente con la disminución de carga, mientras la componente activa de potencia, disminuye en proporción directa a la disminución de la carga.

Esto indica que un motor de inducción cargado ligeramente tiene un bajo factor de potencia por que la razón entre KVA reactiva a KW - es grande. Es importante por lo tanto asegurarse que los motores de inducción esten trabajando tan cercanamente como sea posible a su potencia nominal.

Por lo expuesto anteriormente se desprende que para mejorar el factor de potencia es necesario instalar "Generadores" de KVAR en la planta, con lo cual disminuimos el consumo de éstos KVAR del sistema de suministro de la energía eléctrica, por consiguiente se obtiene ventajas de orden económico (se elimina la penalización impuesta a un bajo factor de potencia 0.85 por parte de la empresa eléctrica) y técnicos (mejora el voltaje, disminuyen pérdidas, etc.) Ver cap. Nº 2.

Los capacitores tienen un factor de potencia en adelanto porque - pueden suplir KVAR. El factor de potencia en adelanto de los capacitores y el factor de potencia unitario o en adelanto de los motores sincronicos pueden ser usados para mejorar el factor de potencia un atraso de las cargas inductivas.

Los capacitores pueden ser considerados como "Generadores" de KVAR ya que pueden entregar la corriente de magnetización requeridas - por las cargas inductivas. Esto se puede explicar en términos de energía almacenada. Un capacitor instalado en el mismo circuito -

de un motor de inducción produce un efecto de intercambio de energía entre ellos. La corriente en adelanto tomada por los capacitores supe la corriente en atraso requerida por el motor de inducción.

Los motores síncronos y condensadores síncronos pueden también actuar como generadores de KVAR. Ellos generan kilovar en la misma manera que lo hace un generador convencional. Sus habilidades para generar kilovar es una función de la excitación y en los casos de motores síncronos, es también una función de la carga. Cuando estan bajo excitados, ellos no generan los suficientes kilovar para suplir sus propias necesidades y consecuentemente toman kilovares adicionales del sistema. Cuando se hallan sobre excitados (operación Normal), pueden suplir todos sus requerimientos de kilovares y además pueden entregar kilovares al sistema. Esto es ellos pueden ser considerados como generadores de kilovar.

En éste item se indican los aspectos técnicos y económicos de capacitores y motores síncronos y donde ellos deben estar ubicados en el sistema de potencia eléctrica para obtener los máximos beneficios.

La localización de capacitores (alternativas) están influenciadas por varios factores: variaciones en la carga, factor de carga, distribución de carga, longitud de circuitos y condiciones de voltaje.

La corriente reactiva produce el incremento de las pérdidas en todos los conductores por los cuales ella fluye, por lo tanto para obtener los máximos beneficios, los capacitores deben ser localizados tan cercanamente como sea posible a la carga o cerca al terminal del alimentador.

Ubicando los capacitores en las cargas (bajo voltaje) se reducen las pérdidas en el circuito entre la carga y el punto de medida. La reducción de las pérdidas pueden ser determinadas por la ganancia neta en la capacidad de carga del transformador. Los capacitores ubicados cerca a la carga pueden ser retirados automáticamente desconectándolos junto con la carga (ambos trabajan como una unidad).

Otra ventaja de ubicar los capacitores cerca a la carga es un incremento de voltaje, lo cual es beneficioso para un mejor funcionamiento del motor. El voltaje se incrementa, comparandolo al voltaje normal, pero es prácticamente constante de sin carga a plena carga del alimentador. El incremento del voltaje (máximo 4 á 5 %) usualmente no justificará el costo de tal mejora. Es sin embargo, un atractivo beneficio adicional.

Los capacitores utilizados para corregir el factor de potencia de transformadores conectados en los terminales de bajo voltaje de los mismos, através de fusibles deben estar provistos de resisto--

res de descarga, ya que la trayectoria de descarga normal a través de las bobinas del transformador pueden ser bloqueadas por la rotura de los fusibles. Para evitar efectos de resonancia debido a armónicas, los valores nominales de los capacitores es usualmente limitado al 10% de la salida nominal del transformador. Esto también evitará fallas cuando el transformador esté operando en vacío. Valores grandes de capacitancias conectados a un transformador sin carga producirá un incremento en las pérdidas del núcleo lo cual puede resultar en un sobre calentamiento de la unidad.

En grandes industrias está, en la mayoría de los casos sólo una parte de los motores, transformadores y otros equipos simultáneamente en servicio (factor de carga). En determinadas industrias puede el consumo llegar a valores muy bajos (30% del valor total). La potencia activa en una industria fluctúa con mayor o menor intensidad durante el día. Con un ritmo parecido varía también la potencia reactiva.

Si se trata de mejorar el factor de potencia individualmente en cada equipo, debería ser instalado un número de capacitores cuya potencia total sería notablemente superior a la necesaria para cubrir la carga máxima en servicio. En éste caso es más económico instalar una batería de capacitores, central para toda la instalación. Esta solución puede ser empleada, además, cuando sea difícil ejecutar el montaje de los condensadores individuales a los e-

qui pos . La potencia en condensadores debe ser en lo posible variable, para adaptarse a las necesidades en cada momento. De esto sólo se puede prescindir en aquellos casos donde la potencia consumida permanece aproximadamente constante durante las horas de trabajo.

La batería central de condensadores debe ser subdividida en cierto número de secciones, en casos normales. Estas secciones pueden, ser conectadas y desconectadas según la necesidad. Para la conexión y desconexión de las secciones se dispone de dos métodos según el tamaño de la batería y según las variaciones de la carga. Para el caso de potencias relativamente pequeñas y donde se puede prescindir de compensación escalonada se lleva a cabo una "compensación fija", en donde los condensadores son generalmente conectados y desconectados junto con equipos de la industria. En cambio al tratarse de baterías de condensadores de cierta potencia, sujetas a las fluctuaciones de la carga, se aplica un sistema de "compensación automática".

Con el objeto de poder seguir la curva de fluctuación de la carga es necesario escalonar la batería en varias secciones, de acuerdo con el servicio de la industria. Para ello, el sistema va provisto de un dispositivo de comando que comprende un relé automático corrector del factor de potencia y de contactores que efectúan la conexión y desconexión de las secciones del condensador.

En instalaciones con cargas que sufren pocas variaciones en forma escalonada, se emplean controles automáticos de 1- 2 escalones; para lograr esta técnica de compensación se utilizan 1- 2 relés de un sólo escalonamiento. El principio de estos equipos corresponde al principio de un indicador reactiva, o al de un contador de energía reactiva con contacto de maniobra para un sólo contactor.

En instalaciones con una fuerte variación de potencia, el banco de capacitores debe entonces ser regulado por más de dos pasos. Un regulador con muchos pasos (20 por ejemplo) teóricamente produce los mejores resultados. Experiencias prácticas muestran, - sin embargo, que el número de pasos debe ser limitado a alrededor de 5 á 10, de otra manera pasos individuales serán Switcheados - por ligeras variaciones de potencia reactiva. Esto disminuirá el tiempo de vida del contactor debido a su frecuente operación. El desbalance de la potencia reactiva en todo el tiempo permanecerá dentro de límites permisibles si un máximo de 5 á 10 pasos es utilizado.

Un regulador "multipasos" consiste de un dispositivo medidor de KVARH el cual se combina con un switch de cambios de taps. Para evitar penduleo el dispositivo no debe reponder a variaciones demasiado pequeñas o a variaciones de potencia reactiva de corta duración y por lo tanto operaría solamente después de un cierto valor mínimo establecido para un cierto período de tiempo.

Algunos tipos de control son ajustables a diferentes valores deseados de valor de potencia (por ejemplo entre 0.9 á 1.0). Esto es un refinamiento innecesario donde las tarifas permiten, sin carga extra, un factor de potencia menor que los valores indicados.

El regulador de factor de potencia es controlado por dos bobinas, una de las cuales, la bobina de voltaje, es conectada entre dos líneas conductoras, y la otra, la bobina de corriente, es alimentada por un transformador de corriente insertado en la restante línea conductora de la fuente. A menudo en industrias con una subestación de alto voltaje alimentado por la estación suministradora del servicio eléctrico, el transformador de corriente para el regulador se debe instalar preferiblemente sobre el lado de bajo voltaje. Este transformador de corriente debe, por un principio general, ser ubicado en una posición que circule la corriente total tomada por la industria. Por ésta razón debe ser conectado directamente al alimentador principal secundario, ó a los terminales de bajo voltaje del transformador. El banco de capacitores debe ser siempre conectado después del transformador de corriente.

En industrias alimentadas por varios transformadores, el consumo combinado de corriente en el lado de bajo voltaje, usualmente no puede ser obtenido en un punto. Es entonces esencial conectar el transformador de corriente en el lado de alto voltaje de los transformadores de la subestación. Puede existir un desplazamiento de

fase entre los lados de alto y bajo voltaje, de ocurrir ésto, un dispositivo para compensar el desplazamiento de fase de los voltajes, debe ser instalado en el regulador de factor de potencia.

Cuando se utiliza un banco central de capacitores para mejorar el factor de potencia de una instalación, las mismas excepciones aplicadas a capacitores conectados individualmente son aplicables.

Los cables que conectan los diferentes centros de carga al banco de capacitores no están, sin embargo, liberados del flujo de corriente reactiva.

Al conectar un condensador sobre la red se produce un fuerte golpe de corriente. Este es todavía mayor si en la vecindad existen ya otros condensadores en servicio, pues entonces los fenómenos transitorios sólo son amortiguados por inductancias muy pequeñas. Por consiguiente, los contactos de los aparatos de conexión de las baterías de los condensadores subdivididas en secciones, están sometidas a sollicitaciones muy fuertes, lo cual hay que tener en cuenta al elegir los contactores.

Cuando un condensador es desconectado en la red queda en él, en la mayoría de los casos, energía acumulada que proporciona tensión a sus bornes. Debido a la elevada resistencia de aislamiento del dieléctrico, puede persistir ésta muchas horas é incluso días. Por consiguiente, es peligroso tocar los bornes de un condensador

desconectados si antes no ha sido descargado por medios especiales. Es interés de la seguridad del personal y del perfecto funcionamiento de los aparatos de maniobra, los condensadores desconectados deben ser descargados lo más rápidamente posible.

Esto se efectúa de la manera más sencilla por medio de resistencias de descarga, las cuales se instalan fijas entre los bornes del condensador. Sin embargo, no sólo actúan en la descarga del condensador sino que, cuando este funciona, están conectados permanentemente a la red y ocasionan pérdidas. Para reducir estas pérdidas son elegidas resistencias de un elevado valor tal que, al ser desconectado el condensador de la red, la tensión entre bornes sea disminuida a 50 V en 1 minuto.

En los aparatos de maniobra de acción rápida, para los dispositivos automáticos de regulación, se montan resistencias bajas que descargan muy rápidamente el condensador. Desde luego estas resistencias sólo se unen a los bornes del condensador cuando éste ha sido desconectado a la red.

Tampoco conviene conectar a la red, es decir, poner un paralelo con ella ningún condensador cargado, pues existe el peligro de que la tensión de la red y la del condensador se hallan en oposición. En tal caso el golpe de corriente de la conexión podría ser suficientemente grande para destruir los contactos del inte-

rruptor.

En cuanto a los motores síncronos, no hay mucha libertad para escoger su ubicación, como lo hay en los capacitores se emplean los mismos principios usados para localizar capacitores -conectados a la barra de carga a la cual van a mejorar el factor de potencia-.

Los motores síncronos se encuentran disponibles en valores nominales standard de factor de potencia de 1.0 y 0.8. El motor de un factor de potencia 1.0 cuesta menos. Es más eficiente para conducir una carga mecánica y no consume corriente en adelanto, no en atraso. Los motores con un factor de potencia en adelanto, de 0.8, son usados para mejorar el factor de potencia de la planta, en la barra en la que se hallan conectados los motores síncronos "generan" valores ligeramente oscilantes de KVAR, los cuales pueden ser ajustados variando el reostato del campo. Una desventaja de los motores síncronos, es que debe estar en operación para producir KVAR, además de un mayor costo de mantenimiento y pérdidas, -debido al sistema de excitación y control más complicado.

La práctica indica que los motores síncronos son raramente económicos para las plantas industriales; por lo cual no se los considerará como una alternativa en la mejora del factor de potencia.

El método más fácil para calcular el valor requerido de capacitores

res en KVAR para mejorar el factor de potencia de $\cos \phi_1$ á $\cos \phi_2$ es usando una tabla que incluye un mltiplicador a los KW, la - cual se la obtiene utilizando relaciones de triángulo recto como se muestra en la Fig. 6.1.

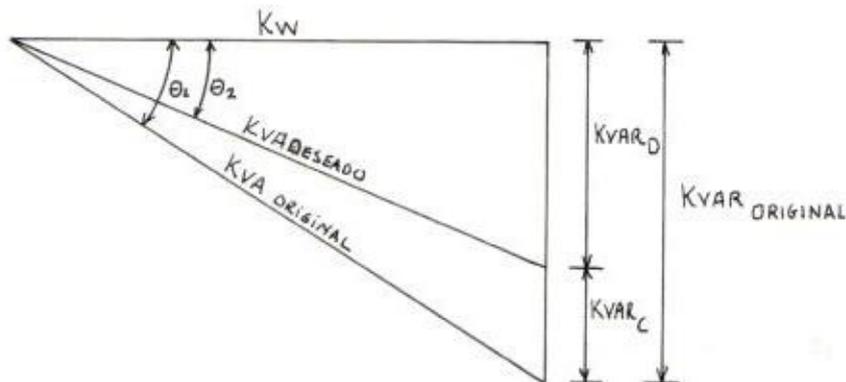


FIG. 6.1: KVAR de capacitores requeridos para mejorar un factor de potencia dado a un valor deseado.

$$\cos \phi = \frac{KW}{KVA} \quad (1)$$

$$\tan \phi = \frac{KVAR}{KW} \quad (2)$$

$$\text{Sen } \phi = \frac{KVAR}{KVA} \quad (3)$$

Ya que la componente de potencia activa (KW) es usualmente constante y los KVA y KVAR varían con el factor de potencia, es más conveniente usar la fórmula (2). Esta fórmula puede ser necesaria: $KVAR = KW \times \tan \phi$ (4)

Basándose en ésta fórmula, los KVAR en el factor de potencia original $\cos \phi_1$ y el factor de potencia deseado $\cos \phi_2$ son:

$$\text{KVAR en el F. P. original} = \text{KW} \times \tan \phi_1$$

$$\text{KVAR en el F. P. deseado} = \text{KW} \times \tan \phi_2$$

Los capacitores KVAR necesarios para mejorar el factor de potencia al valor deseado, es la diferencia de estos dos valores, ó:

$$\text{CAPACITOR KVAR} = \text{KW} \times (\tan \phi_1 - \tan \phi_2)$$

Esta fórmula puede ser escrita como sigue:

$$\text{CAPACITOR KVAR} = \text{KW} \times \Delta \text{ tangente.}$$

CKVAR = valor del banco de capacitores para mejorar el factor de potencia a un valor de 0.85.

Por lo que, se considera dos alternativas para mejorar el factor de potencia en el sistema eléctrico de la C. C. N.

1.- MEJORAR EL FACTOR DE POTENCIA EN EL SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR DE CADA SUBESTACION (BAJA TENSION 480 V).- Los valores utilizados de potencia activa y reactiva, son productos de mediciones realizadas - en condiciones de máxima carga de cada subestación en estudio- con un varímetro (medidor de potencia reactiva) y con un vatímetro (medidor de potencia activa).

SECCION ENVASE.- POTENCIA ACTIVA = 548.5 KW.

POTENCIA REACTIVA = 465.5 KVAR

FACTOR DE POTENCIA ORIGINAL = 0.76

CKVAR = $548.5 \times 0.235 = 129.$

CKVAR (usado) = 200

Por lo que es necesario cuatro bancos de capacitores de 50 KVAR - trifásicos, con dos pasos de control, para satisfacer las condiciones de carga. Cuando las dos líneas de envase estén trabajando deben estar adentro los cuatro bancos, luego al dejar de funcionar una línea deben ser retirados 100 KVAR (dos bancos de capacitores) y al salir ambas líneas, se deben desconectar los dos bancos restantes. Considerando fluctuaciones de carga se puede controlar los cuatro capacitores trifásicos automáticamente.

SECCION BODEGA DE FRIO.-

Potencia Activa = 120 KW

Potencia Reactiva = 70 KVAR

Factor de Potencia original = 0.86

CKVAR usado = 10

Se observa un factor de potencia correcto de 0.86, según esto no es necesario instalar bancos de capacitores, sin embargo ya que el factor de potencia es medido en alta tensión (13.2 KV), se necesita compensar los reactivos originados en la línea de alimenta

ción, por lo que un banco trifásico de 10 KVAR es conveniente, co
nectado permanentemente a la línea.

En condiciones de máxima carga, con éste banco se tiene a nuevo
factor de potencia de $\cos \phi_2 = \cos \left(\text{arc. tan } \frac{70 - 10}{120} \right)$; luego -
 $\cos \phi_2 = 0.897$.

En mínima demanda $P = 30 \text{ KW}$ y $Q = 21 \text{ KVAR}$ con lo que se tendrá
un factor de potencia $\cos \phi_2 = \cos \left(\text{arc. tan } \frac{21 - 10}{36} \right)$; luego -
 $\cos \phi_2 = 0.956$.

SECCION SERVICIOS.-

Potencia activa	=	1579.33	KW
Potencia reactiva	=	1243.12	KVAR
Factor de potencia original	=	0.78	
C KVAR	=	1579.37×0.182	= 287.45
C KVAR usado	=	300	

Se rá necesario un banco de 6 capacitores trifásicos de 50 KVAR,
con lo cual compensamos los reactivos de la línea. Se puede usar
un control automático para desconectar, tres capacitores del ban-
co en tres pasos, antes de desconectar totalmente el banco en ca-
so que se elimine totalmente la carga. En mínima demanda, se tie-
ne $P = 1105.5 \text{ KW}$ y $Q = 870.2 \text{ KVAR}$, y debe salir un capacitor de
50 KVAR automáticamente, los tres pasos seleccionados es cuestión

de margen de seguridad. Para una mayor utilidad del circuito de control, podemos controlar este banco en seis pasos.

SECCION COCIMIENTO.-

Potencia activa	=	110 KW
Potencia reactiva	=	105 KVAR
Factor de potencia original	=	0.74
CKVAR	=	$110 \times 0.289 = 32$
CKVAR usado	=	50

Con un banco formado por cinco capacitores trifásicos de 10 KVAR para utilizar un control de seis pasos antes de desconectar un banco. En mínima demanda : 0 KW y 0 KVAR.

SECCION TOSTADO.-

Potencia activa	=	210 KW
Potencia reactiva	=	105 KVAR
Factor de potencia original	=	0.85
CKVAR usado	=	10

Un capacitor trifásico de 10 KVAR conectado constantemente en la línea, necesario para contrarestar los reactivos de la línea.

El consumo de ésta sección es constante durante todos los días de la semana.

SECCION MATERIA.-

Potencia activa	=	275 KW
Potencia reactiva	=	240 KVAR
Factor de potencia original	=	0.75
CKVAR	=	$275 \times 0.262 = 72$
CKVAR usado	=	90

Un banco de capacitores trifásico de 90 KVAR formado por cuatro de 20 KVAR y uno de 10 KVAR. En mínima demanda se tiene $P = 192.5$ KW y $Q = 168$ KVAR; en la cual debe salir un capacitor de 10 KVAR, se deja en reserva los restantes capacitores de 20 KVAR para utilizarlos con el control automático en posibles fluctuaciones de carga debido a operación.

SECCION PISCINA INDUSTRIAL.-

Potencia activa	=	270 KW
Potencia reactiva	=	146.6 KVAR
Factor de potencia original	=	0.88

Por lo que no es necesario corregir el factor de potencia.

2.- MEJORAR EL FACTOR DE POTENCIA EN ALTA TENSION (13.2 KV) EN LA SUBESTACION PRINCIPAL.- Las mediciones tomadas para efectos del cálculo de los CKVAR, se realizaron directamente en el punto de medida, en el cual la empresa suministradora de energía eléc--

trica toma las lecturas para sus respectivos cálculos, a través de los medidores de consumo KWh y KVAR h que tiene instalado. Es decir los instrumentos utilizados para medir la potencia activa y potencia reactiva son: el medidor de Kilowatt-hora, el medidor de kilovar-hora y un cronómetro. Las unidades de medida y los factores determinantes son: tiempo (t) en segundos para (n) revoluciones del disco del instrumento. Constante (Kn) del medidor = KWh ó KVARh/revoluciones del disco.

Razón de transformación del transformador de corriente y el transformador de potencial a los cuales están conectados los instrumentos = m

La evaluación para máxima o mínima demanda para un tiempo (t) en (n) revoluciones del disco es:

$$P \text{ ó } Q = \frac{n \times m \times 3600 \times Kh}{t}$$

Razón de transformación del transformador de potencial = 70

Razón de transformación del transformador de corriente = 20

Las mediciones obtenidas, arrojan los siguientes resultados:

MAXIMA DEMANDA

n = 5

t promedio = 15.8 seg. (potencia activa)

t promedio = 20 seg. (potencia reactiva)

Kh = 1.8 Watt-hora/revoluciones del disco.

$$\text{Potencia activa} = \frac{5 \times 20 \times 70 \times 3600 \times 0.0018}{15.8} = 2870 \text{ KW}$$

$$\text{Potencia reactiva} = \frac{5 \times 20 \times 70 \times 3600 \times 0.0018}{20} = 2268 \text{ KVAR}$$

$$\text{Factor de potencia} = \cos(\text{arc. tan } \frac{2268}{2870}) = 0.785$$

$$\text{CKVAR} = 0.182 \times 2870 = 522.3 \text{ (para elevar el f.p. a 0.85).}$$

MINIMA DEMANDA

$$n = 5$$

$$t \text{ promedio} = 28.3 \text{ seg. (potencia activa)}$$

$$t \text{ promedio} = 32.98 \text{ seg. (potencia reactiva)}$$

$$K_h = 1.8 \text{ watt-hora/revoluciones del disco}$$

$$\text{Potencia activa} = \frac{5 \times 20 \times 70 \times 3600 \times 0.0018}{28.3} = 1602.83 \text{ KW}$$

$$\text{Potencia reactiva} = \frac{5 \times 20 \times 70 \times 3600 \times 0.0018}{32.98} = 1375.4 \text{ KVAR}$$

$$\text{Factor de potencia} = \cos(\text{arc tan } \frac{1375.4}{1602.83}) = 0.759$$

$$\text{CKVAR} = 0.235 \times 1602.83 = 376.6 \text{ (para elevar el f. p. á 0.85)}$$

Un banco de capacitores trifásicos de 700 KVAR formado por un capacitor de 400 KVAR y uno de 300 KVAR. De tal forma que en máxima demanda esten conectados los 700 KVAR y en mínima demanda se desconecte automáticamente el capacitor trifásico de 300 KVAR.

El factor de potencia en estas condiciones será:

MAXIMA DEMANDA

$$f.p. = \cos \left(\text{arc. tan } \frac{2268 - 700}{2870} \right)$$

$$f.p. = 0.878$$

MINIMA DEMANDA

$$f.p. = \cos \left(\text{arc. tan } \frac{1375.4 - 400}{1602.83} \right)$$

$$f.p. = 0.854$$

Los resultados obtenidos con el flujo de carga, para máxima y mínima demanda con los valores de capacitores indicados son:

- Flujo de potencia: Fig. 6.2 y 6.3
- Valores de voltajes y factores de potencia: Tabla 6.2
- Porcentaje de regulación: Tabla 6.3

BARRA	% REGULACION		
	OP. ACTUAL	CONTING. # 1	CONTING. # 2
1	2.71	2.71	2.71
2	5.23	4.79	4.79
3	7.58	6.42	7.03
4	5.65	5.11	5.20
5	6.94	6.24	6.38
6	5.84	5.20	5.30
7	6.25	5.81	5.81
8	5.45	4.91	4.91
9	6.58	4.97	4.97

Tabla 6.3 : Porcentaje de regulación para las diferentes condiciones del sistema.

BA- RRA	MAXIMA DEMANDA						MINIMA DEMANDA					
	Operación actual		Contingen- cia 1		Contingen- cia 2		Operación Actual		Contingen- cia 1		Contingen- cia 2	
	Fac- tor Poten cia	Vol- taje (p. u.)										
1	0.75	0.97	0.82	0.97	0.83	0.97	0.78	0.997	0.85	0.997	0.87	0.997
2	0.78	0.925	0.85	0.934	0.85	0.934	0.79	0.976	0.86	0.981	0.88	0.981
3	0.77	0.902	0.88	0.918	0.77	0.912	-	0.976	-	0.981	-	0.981
4	0.86	0.919	0.89	0.929	0.86	0.929	0.89	0.974	0.97	0.979	0.89	0.980
5	0.79	0.885	0.84	0.901	0.79	0.895	0.79	0.951	0.87	0.961	0.79	0.956
6	0.74	0.919	0.88	0.930	0.74	0.929	-	0.976	-	0.981	-	0.981
7	0.85	0.915	0.85	0.924	0.85	0.924	-	0.976	-	0.981	-	0.981
8	0.75	0.920	0.86	0.93	0.75	0.930	0.75	0.973	0.9	0.978	0.75	0.978
9	0.87	0.909	0.87	0.918	0.87	0.918	0.87	0.961	0.87	0.966	0.87	0.966

TABLA 6.2 : Valores de voltajes y factores de potencia para diferentes condiciones del sistema.

Fig. 6.2 : Flujo de Potencias Máxima y Mínima Demanda. Contingencia 1 (Cap. en 480 V)

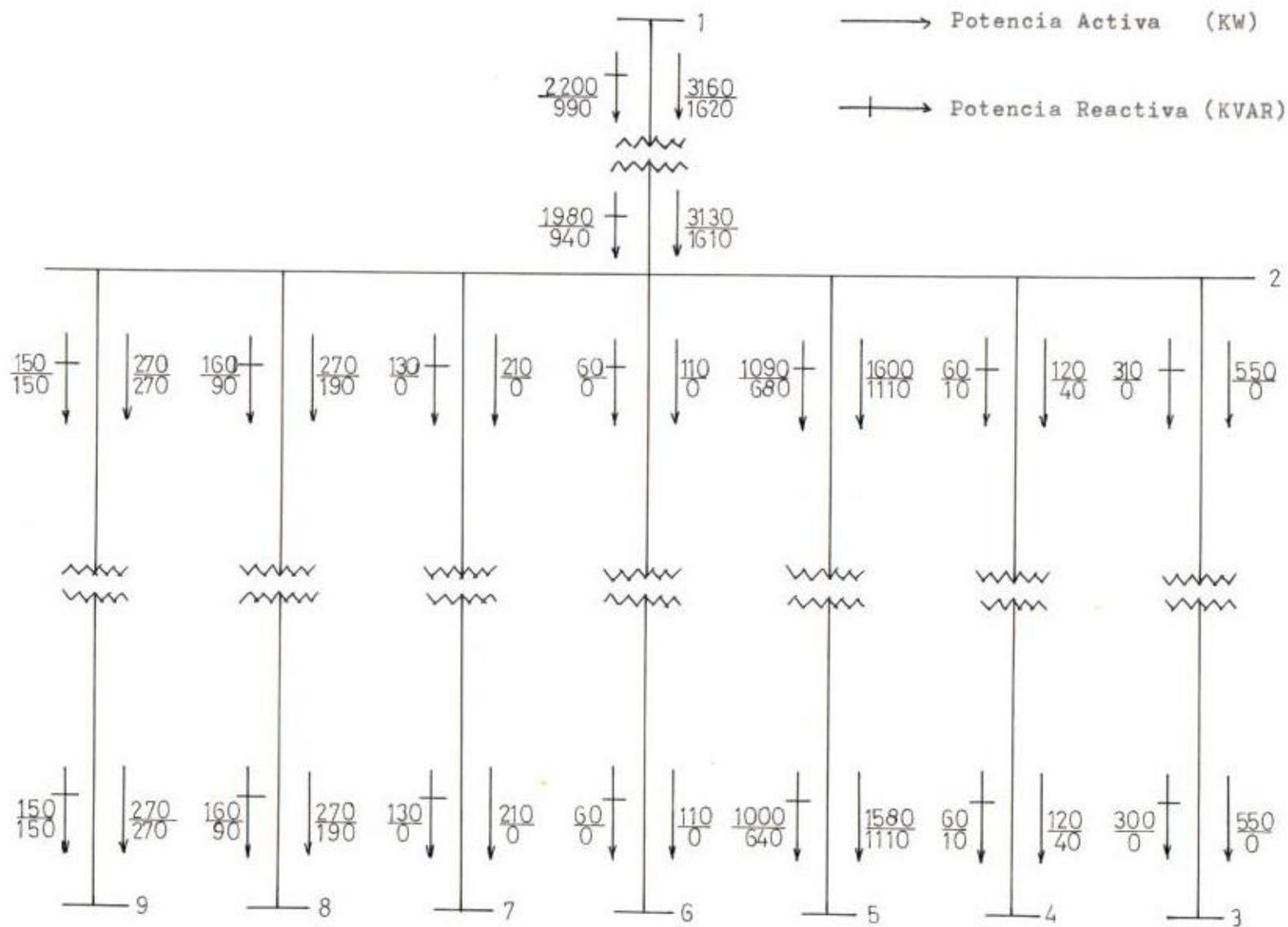
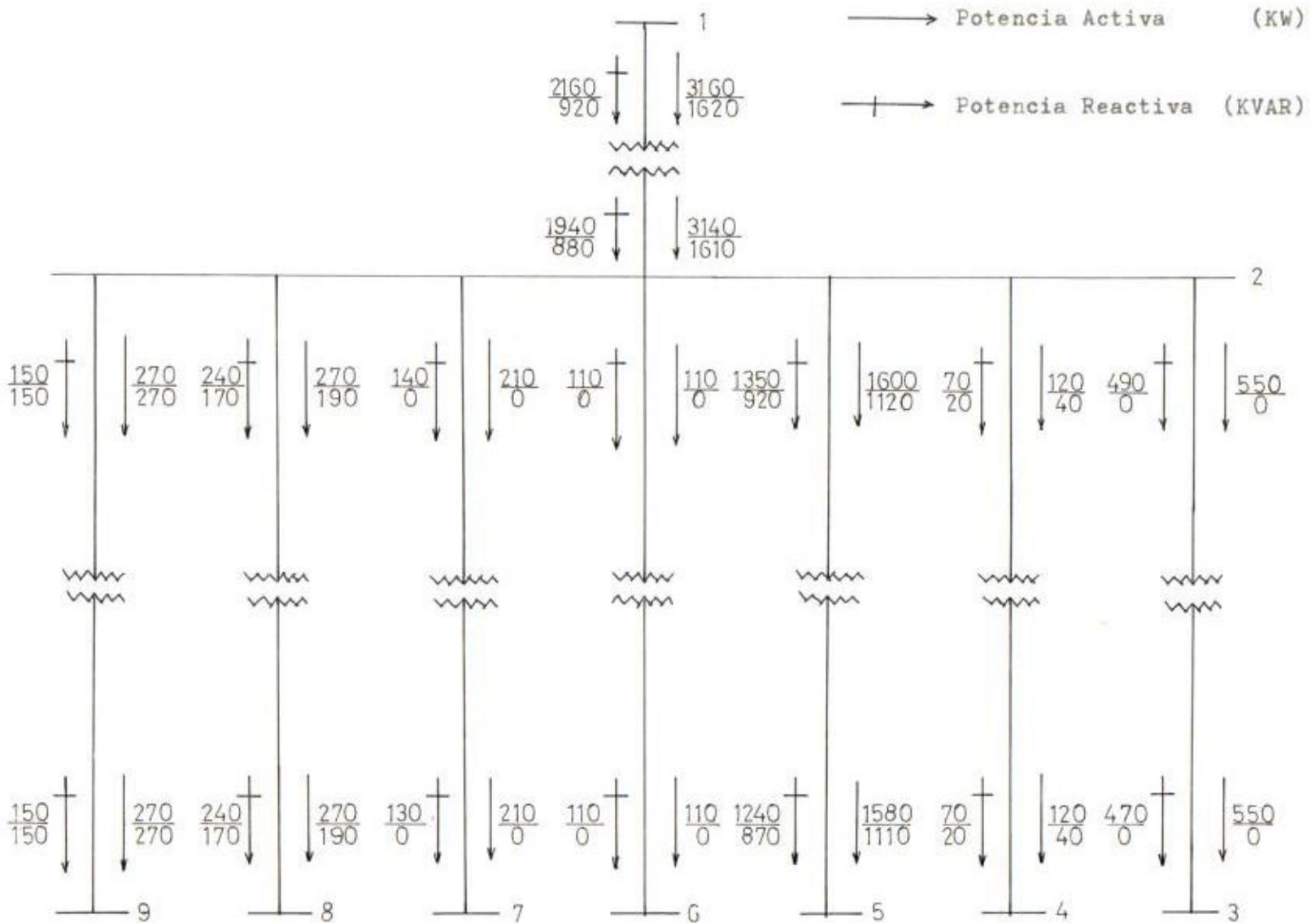


Fig. 6.3 : Flujo de Potencias Máxima y Mínima Demanda, Contingencia 2 (Cap. en 13.2 KV)



Se observa en los resultados expuestos anteriormente que existen ventajas de orden técnicos y económicos: Se reducen los costos - del consumo eléctrico al no existir razones para la penalización se incrementa la capacidad del sistema, mejora las condiciones - del voltaje y se reduce las pérdidas de las líneas.

En las barras 3, 5 y 7 existe una regulación pobre y un bajo - voltaje, aún considerando los capacitores, por lo que es necesario realizar cambios en las tomas de los transformadores respectivos y de ésta manera obtener mejores resultados o en su defecto instalar reguladores de voltajes en las barras anteriormente indicadas o un regulador de voltaje en la alimentación a la sub-estación principal.

Desde el punto de vista técnico la contingencia (alternativa) N^o 1 es mejor que la N^o 2, sin embargo hay que considerar las condi ciones económicas para tomar la decisión final de la contingen-- cia a seleccionar.

Las características de los capacitores y accesorios de desco- - nexión automáticos considerados son:

- Baja Tensión (480 V) -

a) capacitores ASEA 3 \emptyset - conexión Δ - 460 V.

b) rele de control de factor de potencia tipo BLR mot BELUK:

Datos Técnicos:

- . Sistema electrónico de medida monofásico para conexión a 380 V ó 400 - 440 V con o sin neutro. Frecuencias 50/60 Hz.
 - . 6 pasos de control; 1: 1: 1 ó 1: 2: 2.
 - . Capacidad de desconexión: 3000 VA, 440 V máximo. 50/60 Hz.
 - . Tarjeta de ajuste del factor de potencia de $\cos\phi$ 0.30 atraso a $\cos\phi$ unidad.
 - . Tiempo de operación entre pasos: 10- 50 segundos, dependiendo de la carga reactiva.
 - . Desconexión automática de todos los pasos a falta de voltaje de alimentación.
 - . Operación manual y automática.
 - . Rango de temperatura: -20°C á $+ 60^{\circ}\text{C}$.
- Alta tensión (13.2 KV).-
- a) Capacitores General Electric 3 ϕ -conexión Y - 3 bushing- aterri_zado- 13200/7620 V - Bil 95 KV.
- b) Control automático General Electric funcionamiento de capacitores, sensando VAR.

Datos Técnicos:

- Entrada: 120 VAC nominal, señal de 60 Hz proveniente del sensor de corriente y del transformador de distribución.
- Carga nominal: 15 amps. continuos; arranque 100 amp. para 6 ciclos en 120 V.
- Rango de operación: dos escalas; 10% en adelante a 30% en atraso

50% en adelante a 150% en atraso.

- Rango de temperatura: 40°C a + 50°C.

- Retraso de tiempo: 60 seg. nominal.

- Senso de corriente: KV nominal 3Ø, 15; de cero a miles de amperios.

c) Interruptor de aceite General Electric, tipo F K C-2.

Datos Técnicos:

- Amperios de carga máximo : 200

- KV nominal : 15

- BIL : 95 KV

- Volts : 13200

- Funcionamiento por medio de un motor: 120 Vac, 60 Hz, 3 amperios

6.2 SELECCION DE LA ALTERNATIVA MAS ECONOMICA.- De las dos alternativas expuestas anteriormente, se debe seleccionar la más económica. Para lo cual se utilizan listas de precios proporcionadas por casas comerciales de la localidad, de los distintos dispositivos utilizados.

- Alternativa 1 (corrección en baja tensión 480 V)

Sección Envase:

4 capacitores 3 Ø, de 50 KVAR	\$ 103.600,00
1 ralé de control de f. p. de 6 escalones	<u>28.500,00</u>
TOTAL:	\$ 132.100,00

Sección Bodega de Frio:

1 capacitor 3 Ø, de 10 KVAR \$ 6.800,00

Sección Servicios:

6 capacitores 3 Ø, 50 KVAR \$ 155.400,00

1 relé de control de f.p. de 6 escalones. 28.500,00

TOTAL: \$ 183.900,00

Sección Cocimiento:

5 capacitores 3 Ø, de 10 KVAR \$ 34.000,00

1 relé de control de f. p. de 6 escalones. 28.500,00

TOTAL: \$ 62.500,00

Sección Tostado:

1 capacitor 3 Ø, de 10 KVAR \$ 6.800,00

Sección Malteria:

4 capacitores 3 Ø, de 20 KVAR \$ 48.800,00

1 capacitor 3 Ø, de 10 KVAR 6.800,00

1 relé de control de f. p. de 6 escalones 28.500,00

TOTAL: \$ 84.100,00

El costo total de la instalación será aproximadamente:

1.- Capacitores y equipo de control	₡	476200,00
2.- Materiales de protección é instalación (aprox. 50%).		238100,00
3.- Estudio é instalación (aprox. 20%)		95240,00
4.- Varios é imprevistos (10%)		<u>47620,00</u>
COSTO TOTAL:	₡	857160,00

- Alternativa 2 (Corrección en alta tensión 13.2 KV)

1 capacitor 3 Ø, de 300 KVAR	₡	32895,00
1 capacitor 3 Ø, de 400KVAR		<u>37080,00</u>
TOTAL:	₡	69975,00

El costo total de la instalación será aproximadamente:

1.- Capacitores	₡	69975,00
2.- Control automático de VAR (2)		30000,00
3.- Interruptor de aceite, tipo FKC-2 (6)		60750,00
4.- Gastos aproximados de flete		60000,00
5.- Materiales de protección é instalación aproximadamente.		70000,00
6.- Estudio é instalación		50000,00
7.- Varios é imprevistos aproximadamente		<u>16000,00</u>
COSTO TOTAL:	₡	356725,00

La alternativa más económica evidentemente es la segunda (correc

ción del f. p. en alta tensión).

A continuación se muestra los factores de potencia y las tarifas debido al consumo pagado en la E. E. E. por parte de la C. C. N. durante el año 80 y lo que va del 81.

AÑO 1980	f.p.	TARIFA (sin penali zación)	PENALIZACION*
MES	(atraso	(Sucres)	(sucres)
Enero	0.79	931936.5	70779.9
Febrero	0.79	930187.5	70647.15
Marzo	0.8	882433	55152.06
Abril	0.8	644705	40294.06
Mayo	0.78	1200000	107692.31
Junio	0.78	1239579	111244.27
Julio	0.78	1228483	110248.48
Agosto	0.77	1127389	117131.33
Septiembre	0.78	1180062	105903.
Octubre	0.77	1445662	150198.65
Noviembre	0.78	1276508	114558.41
Diciembre	0.78	1300000	116666.67
		TOTAL:	1170516.29 =====

AÑO 1981	f. p.	TARIFA (sin penalización)	PENALIZACION*
MES	(atraso)	(Suces)	(Suces)
Enero	0.78	1235838	110908.54
Febrero	0.78	1296262	116331.21
Marzo	0.78	1190520	106841.54
Abril	0.78	1180062	105903.
Mayo	0.80	1493777	93361.06
TOTAL:			533345.35

Tabla 6.1: Valores de penalización mensual por penalización del factor de potencia de la C.C.N.

$$* \text{ Penalización} = \frac{\text{Factor de potencia exigido}}{\text{Factor de potencia obtenido}} \times \text{tarifa-tarifa}$$

p.e.: tomando el mes de Enero /81 se obtiene:

$$\text{Penalización} = \frac{0.85}{0.78} \times 1235838 - 1235838 = \$ 110908.54$$

La penalización mensual promedio es de \$ 100227.16 en el lapso de tiempo considerado. Asumiendo una operación constante en el año:
 $\$ 100227.16 / \text{mes} \times 12 \text{ meses} = \$ 1202725.86$

Seleccionando la segunda alternativa; la inversión se pagaría en:

$$\frac{\$ 356725 \text{ (Costo de mejora del f.p.)}}{\$ 1202725.86 \text{ (recargo anual en planillas)}} = 3.56 \text{ meses.}$$

Después de haber transcurrido este tiempo el ahorro mensual sería de \$ 100227.16 aproximadamente.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De los estudios realizados en el presente trabajo se concluye lo siguiente:

- La subestación principal así como las demás subestaciones de carga del sistema eléctrico, se encuentran en capacidad de recibir cierta carga adicional sin sobrecargar los transformadores, lo cual queda ilustrado en la tabla 7.1.

Tabla 7.1 : Carga y porcentaje de carga de las diferentes subestaciones.

Subestación			
Nombre	Capacidad (KVA)	Carga (KVA)	Porcentaje de carga (%)
Principal	5000.	4051.32	81.03
Envase	1500.	719.4	47.96
Bodega de frío	500.	138.92	27.78
Servicios	2500.	2009.91	80.4
Cocimiento	750.	152.07	20.28
Tostación	500.	249.65	49.93
Maltería	1500.	365.	24.33
Piscina Industrial.	750.	307.23	40.96

- El bajo factor de potencia en las diferentes barras (Ver Cap. Nº2 tabla 2.5) se debe principalmente a que en la mayoría de los ca-

Los motores están dimensionados para mover una mayor carga a la que en la actualidad tienen, lo cual es comprobado por lecturas de corrientes realizadas en los motores (la corriente es mucho menor a la corriente nominal del motor).

Esta operación de la planta con un bajo factor de potencia trae consigo un incremento en el costo del consumo eléctrico; así como desventajas de orden técnico; mala regulación del voltaje, menor capacidad de utilización de transformadores, cables, etc.

- El sistema eléctrico está aterrizado en cada nivel de voltaje, lo cual permite detectar fallas a tierra, con su consecuente despeje por medio de los dispositivos de protección.
- Los conductores, tanto en el nivel de voltaje de 13.2 KV como de 480 V, debido a corriente de fallas no tienen problemas por efectos térmicos originados por corrientes de falla. En cuanto a la capacidad de carga, los conductores a excepción de los que alimentan a la subestación Cocimiento (nivel de 480 V) no tienen problemas.
- Los elementos de protección a excepción del disyuntor de la subestación Tostación, se encuentran bien dimensionados tanto en lo concerniente a su capacidad de carga nominal, como de su capacidad de interrupción de corrientes de falla.

- El reconectador al estar ajustado para que actúe en su curva de operación rápida y que no haya recierre, se sacrifica la coordinación del sistema pero se garantiza un pronto despeje de la falla, lo cual permite que los cables (alimentados subterráneamente) se encuentren expuestos a elevadas corrientes de falla en el menor tiempo posible.

- Existen problemas de coordinación en la mayoría de las subestaciones de las diferentes secciones: Envase, Servicios, Cocimiento, Piscina Industrial, Tostación y Maltería.

- No existe problemas en el nivel de aislamiento de la subestación principal.

Se recomienda:

- Corregir el factor de potencia en el nivel de 13.2 KV, con los capacitores indicados en el capítulo N° 6. Esta alternativa es la más económica aunque se obtiene mayores ventajas técnicas corrigiendo el factor de potencia en el nivel de 480 V.

- Para futuras ampliaciones seleccionar la capacidad de los motores lo más próximo que se pueda a la potencia necesaria para accionar la carga.

- Cuando se amplie la sección Cocimiento instalar otro circuito para alimentar el panel principal de ésta sección (en el nivel de 480 V).

- Cambiar el disyuntor de la subestación Tostación; por no satisfacer los requerimientos de carga y de capacidad de interrupción; por uno que cumpla los requerimientos por ejemplo: General Electric, 800 Amperios de capacidad continua a 600 VAC y 10000 Amperios RMS, simétricos de capacidad de interrupción a 480 VAC.

- Cambiar ajustes de disyuntores y capacidades de fusibles como se indica en el Capítulo Nº 4.

- Instalar en un metal-clad los fusibles recomendados para las subestaciones Envase - Maltería y Tostación.

B I B L I O G R A F I A

1. Standard Industrial Application.- BEEMAN
2. Transmission and Distribution Book.- WESTINGHOUSE
3. Distribution Systems.- WESTINGHOUSE
4. Electric Power Systems.- B. M. WEEDY
5. Análisis de sistemas eléctricos de Potencia.- WILLIAN D. STEVENSON
6. Solution of large Networks by Matrix Methods.- FOLLETO DPTO. DE ING. ELECTRICA
7. Introducción al análisis de los sistemas eléctricos de Potencia.- ENRIQUEZ HARPER
8. Distribution - Systems protección manual.- MC. GRAW-EDISON COMPANY POWER SYSTEMS DIVISION
- 9 Protective Applied Relay.- WESTINGHOUSE.- BLACKBURN
10. Plantas Eléctricas teoria y proyecto.- CARLOS LUCA M.
11. Análisis de Flujo de carga.- FOLLETO DPTO. ING. ELECTRICA
12. Apuntes de Potencia I y II.- PROF. ING. ALBERTO HANZE
13. Apuntes de Potencia III y transientes.- PROF. ING. JOSE LAYANA
14. Tesis de Grado. XAVIER SALINAS
15. Manuales y catalogos obtenidos de diferentes corporaciones técnicas.

A P E N D I C E S

APENDICE A

DATOS PARA EL FLUJO DE CARGA.- CALCULOS.

DATOS DE RESISTENCIAS Y REACTANCIAS DE CABLES:

Valores tomados de Ref. 1

	R	X
Cable -600 V 500 MCM	0.00297 Ω /100 ft	0.0036 Ω /100 ft
Barra de cobre 2000 A	0.0055 Ω /1000 ft	1.9%/1000 ft (sobre una base de 1000 KVA)

Con lo cual para una longitud aproximada de 15 m tendríamos:

500 MCM:

$$R = 0.00297 \frac{\Omega}{100 \text{ ft}} \times \frac{1 \text{ ft}}{0.3048 \text{ m}} \times 15 \text{ m} = 0.001461 \Omega$$

$$X = 0.0036 \frac{\Omega}{100 \text{ ft}} \times \frac{1 \text{ ft}}{0.3048 \text{ m}} \times 15 \text{ m} = 0.00177 \Omega$$

BARRA DE COBRE 2000 A:

$$R = 0.0055 \frac{\Omega}{1000 \text{ ft}} \times \frac{1 \text{ ft}}{0.3048 \text{ m}} \times 15 \text{ m} = 0.000271 \Omega$$

$$X = 0.019 \text{ pu} \times Z_{\text{base}} (\Omega /1000 \text{ ft})$$

Se conoce que $Z_{\text{base}} = \frac{(\text{KVbase})^2}{\text{MVA base}} \dots \dots \dots (1)$

$$Z_{\text{base}} = \frac{(KV)_{\text{base}}^2}{MVA_{\text{base}}} = \frac{(0.48)^2}{1 \text{ MVA}} = 0.2304 \Omega$$

Luego:

$$X = 0.019 \times 0.2304 = 0.00437 \Omega / 1000 \text{ ft}$$

De donde:

$$X = 0.00437 \frac{\Omega}{1000 \text{ ft}} \times \frac{1 \text{ ft}}{0.3048 \text{ m}} \times 15 \text{ m} = 0.000215 \Omega$$

Valores tomados de Ref. 2 :

Cable (15 KV)	R (Ω /100 ft)	X (Ω /100 ft)
1750 MCM (600 V)	0.00083	0.00691
2 AWG	0.0188	0.0108
1/0 AWG	0.01176	0.01021

De donde:

Para aproximadamente 15 m.

$$1750 \text{ MCM} : R = 0.00083 \frac{\Omega}{100 \text{ ft}} \times \frac{1 \text{ ft}}{0.3048 \text{ m}} \times 15 \text{ m} = 0.000408 \Omega$$

$$X = 0.00691 \frac{\Omega}{100 \text{ ft}} \times \frac{1 \text{ ft}}{0.3048 \text{ m}} \times 15 \text{ m} = 0.0034 \Omega$$

Para el cable # 2 tenemos:

$$R = 0.0188 \frac{\Omega}{100 \text{ ft}} \times \frac{1 \text{ ft}}{0.3048 \text{ m}} = 0.000617 \frac{\Omega}{\text{m}}$$

$$X = 0.0108 \frac{\Omega}{100 \text{ ft}} \times \frac{1 \text{ ft}}{0.3048 \text{ m}} = 0.000354 \frac{\Omega}{\text{m}}$$

PARA EL CABLE # 1/0

$$R = 0.01176 \frac{\Omega}{100 \text{ ft}} \times \frac{1 \text{ ft}}{0.3048 \text{ m}} = 0.000386 \frac{\Omega}{\text{m}}$$

$$X = 0.01021 \frac{\Omega}{100 \text{ ft}} \times \frac{1 \text{ ft}}{0.3048 \text{ m}} = 0.000335 \frac{\Omega}{\text{m}}$$

VALORES EN PORCENTAJE.-

Tomada una base de :

$$KV_{\text{base}} = 13.2$$

$$MV_{\text{base}} = 100$$

Se obtiene una:

$$Z_{\text{base}} = \frac{(KV_{\text{base}})^2}{MV_{\text{base}}} = \frac{(13.2)^2}{100} = 1.74 \Omega \quad \text{Usando fórmula (1)}$$

Además:

$$Z(\%) = \frac{Z (\Omega)}{Z_{\text{base}} (\Omega)} \times 100 \quad (2)$$

De donde obtenemos los siguientes valores de reactancias y resistencias en porcentaje, para los cables utilizados en el sistema en consideración.

500 MCM - 600 V

$$Z(\%) = (0.001461 + j0.00177) \times \frac{100}{1.74} = 0.084 + j0.1$$

Barra de Cobre 2000 A:

$$Z(\%) = (0.000271 + j0.00437) \times \frac{100}{1.74} = 0.016 + j0.25$$

1750 MCM - 600 V:

$$Z(\%) = (0.000408 + j0.0034) \times \frac{100}{1.74} = 0.023 + j0.2$$

Nº 2 AWG:

$$Z(\%/m) = (0.000617 + j0.000354) \times \frac{100}{1.74} = 0.035 + j0.02$$

Nº 1/o AWG

$$Z (\%/m) = (0.000386 + j0.000335) \times \frac{100}{1.74} = 0.022 + j0.019$$

VALORES DE RESISTENCIAS Y REACTANCIAS DE LOS TRANSFORMADORES EN -
PORCENTAJE.- Transformadores 3 ϕ

Asumiendo según la ref. Nº 1, que la resistencia en porcentaje sobre la base propia es aproximadamente 1.5% para transformadores de 150 KVA - 3 ϕ y menos Y varía de aproximadamente 1 á 0.8 para valores arriba de 150 KVA.

Se obtiene lo siguiente:

Transformador 3 ϕ de 5 MVA 67 KV Δ /13.2 Y - 7.62 KV

$$Z = 7\%$$

Tomando un valor promedio entre 1 y 0.8, se asume

$$R = 0.9\%$$

Con lo cual se puede obtener X mediante la siguiente fórmula:

$$X = \sqrt{Z^2 - R^2} \quad (3)$$

$$X = \sqrt{7^2 - 0.9^2} = 6.94\%$$

Para realizar el cambio de base sabemos que:

$$Z(\%)_{nueva} = Z(\%)_{dado} \times \frac{(KV_{base})^2_{dado}}{(KV_{base})^2_{nuevo}} \times \frac{MVA_{base\ nueva}}{MVA_{base\ dada}} \quad (4)$$

Considerando la misma base que en el caso de las líneas, esto es:

$$KV_{base} = 13.2$$

$$MVA_{base} = 100$$

De donde: usando fórmula (4)

$$Z(\%)_{nueva} = (0.9 + j6.94) \times \frac{100}{5} = 18 + j138.8$$

Transformador 3 ϕ de 2.5 MVA - 67 KV Δ /13.2 Y - 7.62 KV

$$Z = 7.58 \% \quad ; \quad R = 0.9\%$$

De igual forma:

$$X = \sqrt{7.58^2 - 0.9^2} = 7.52\%$$

Usando fórmula (4)

$$Z (\%) \text{ nueva} = (0.9 + j 7.52) \times \frac{100}{5} = 18 + j150.4$$

Transformador 3 ϕ de 2.5 MVA 13.2 KV Δ /480 Y V

$$Z = 5.5\% \quad ; \quad R = 0.9\%$$

$$X = \sqrt{5.5^2 - 0.9^2} = 5.42\%$$

Como en los casos anteriores:

$$Z (\%) \text{ nueva} = (0.9 + j5.42) \times \frac{100}{2.5} = 36 + j217$$

Transformador 3 ϕ de 1500 KVA 13.2 KV Δ /480 V Y

$$Z = 5.2\% \quad ; \quad R = 0.9\%$$

$$X = \sqrt{(5.2)^2 - (0.9)^2} = 5.12\%$$

De donde se tiene:

$$Z (\%) \text{ nueva} = (0.9 + j5.12) \times \frac{100}{1.5} = 60 + j341.3\%$$

Banco de transformadores (3) 1 ϕ de 250 KVA c/u 7.62 KV/480V

Tomando para transformadores 1 ϕ (según ref. N^o 1) una resistencia (R) de 1% sobre la base propia encontramos:

$$Z = 2.55\% \quad ; \quad R = 1\%$$

$$X = \sqrt{2.55^2 - 1^2} = 2.34\%$$

$$Z (\%) \text{ nueva} = (1 + j2.34) \times \left(\frac{7.62}{13.2}\right)^2 \times \frac{100}{0.25} = 133.3 + j311.9$$

Banco de 3 transformadores 1 ϕ de 500 KVA c/u 7.62 KV/480V

$$Z = 1.7 \% \quad ; \quad R = 1\%$$

$$X = \sqrt{1.7^2 - 1^2} = 1.37\%$$

$$Z (\%) \text{ nueva} = (1 + j 1.37) \times \left(\frac{7.62}{13.2}\right)^2 \times \frac{100}{0.5} = 66.65 + j91.3$$

Banco de 3 transformadores 1 ϕ de 167 KVA c/u 7.62 KV/480V

$$Z = 2\% \quad ; \quad R = 1\%$$

$$X = \sqrt{2^2 - 1^2} = 1.73\%$$

De donde:

$$Z (\%) \text{ nueva} = (1 + j1.73) \times \left(\frac{7.62}{13.2}\right)^2 \times \frac{100}{0.167} = 199.5 + j345.2$$

Transformador 3 ϕ de 750 KVA 13.2 KV Δ /480 Y V

$$Z = 5.75 \% \quad ; \quad R = 0.9\%$$

$$X = \sqrt{5.75^2 - 0.9^2} = 5.68\%$$

De donde:

$$Z(\%) \text{ nueva} = (0.9 + j5.68) \times \left(\frac{100}{0.75}\right) = 120 + j757.3$$

TOMAS EN LOS TRANSFORMADORES.- Todos los transformadores se encuentran instalados y operando con la toma fijada en los valores nominales.

DATOS DE CARGA EN LAS BARRAS.- Los valores obtenidos en las car-

gas fueron medidos en condiciones de máxima demanda directamente - en los centros de carga, para lo cual utilicé un medidor de Potencia Activa y Reactiva de lecturas directas.

Los valores obtenidos están tabulados a continuación:

CENTRO DE CARGA	POTENCIA ACTIVA (KW)	POTENCIA REAC TIVA (KVAR)
Embotellamiento	548.5	465.5
Bodega de Frío	120	70
Servicios	1579.37	1243.12
Cocimiento	110	105
Tostado	210	135
Maltería	275	240
Piscina Industrial	270	146.6

DATOS DE GENERACION.- En la Planta Industrial en Estudio No existe generación propia.

APENDICE B

CALENTAMIENTO DEL CONDUCTOR DEBIDO A CORRIENTES DE FALLA

Sobre la base que todo calentamiento producido por el flujo de co rrientes de cortocircuito es inicialmente absorbido por el metal del conductor, el calentamiento del conductor esta gobernado por la siguiente fórmula:

Para el Cobre :

$$\left(\frac{I}{\text{cm}}\right)^2 t = \frac{1}{33} \log_{.10} \frac{(T_2 + 234)}{(T_1 + 234)}$$

$$t = \frac{1}{\left(\frac{I}{\text{cm}}\right)^2 (33)} \log_{.10} \frac{(T_2 + 234)}{(T_1 + 234)}$$

DONDE:

- t = Duración del flujo de corriente segundos.
- I = Amperes RMS durante el intervalo del flujo de corriente.
- cm = Sección transversal del conductor cirmils.
- T₁ = Temperatura inicial del cobre, °C.
- T₂ = Temperatura final del cobre, °C.

Para propósitos de estimación, tamaño de conductores de seguridad mínima están dados en tablas 1B, sujetos a condiciones de aplicación como se muestra.

TABLA 1B. TABLA ESTIMATIVA DEL MINIMO TAMAÑO DEL CONDUCTOR*

A. BAJO VOLTAJE PROTECCION CON BREAKER

CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (1.25 x SYME- TRICAL) A.	DURACION DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO		
	1.5 á 2 Ciclos disp. inst.	1/4 Seg.	1/2 seg.
5000	Nº 8 AWG.	Nº 4 AWG.	Nº 2 AWG
10000	Nº 4 AWG.	Nº 1 AWG.	Nº 1/1 AWG
15000	Nº 2 AWG.	Nº 2/0 AWG.	Nº 3/0 AWG
25000	Nº 1 AWG.	Nº 4/0 AWG.	300 MCM
35000	Nº 1/0 AWG.	300 MCM.	400 MCM
50000	Nº 3/0 AWG.	400 MCM.	600 MCM
75000	300 MCM.	600 MCM.	800 MCM
100000	350 MCM.	800 MCM.	1000 MCM

* Basado sobre 1 conductor de cobre, 75°C de incremento de la temperatura del conductor (75 á 150°C).

B. ALTO VOLTAJE PROTECCION CON FUSIBLES

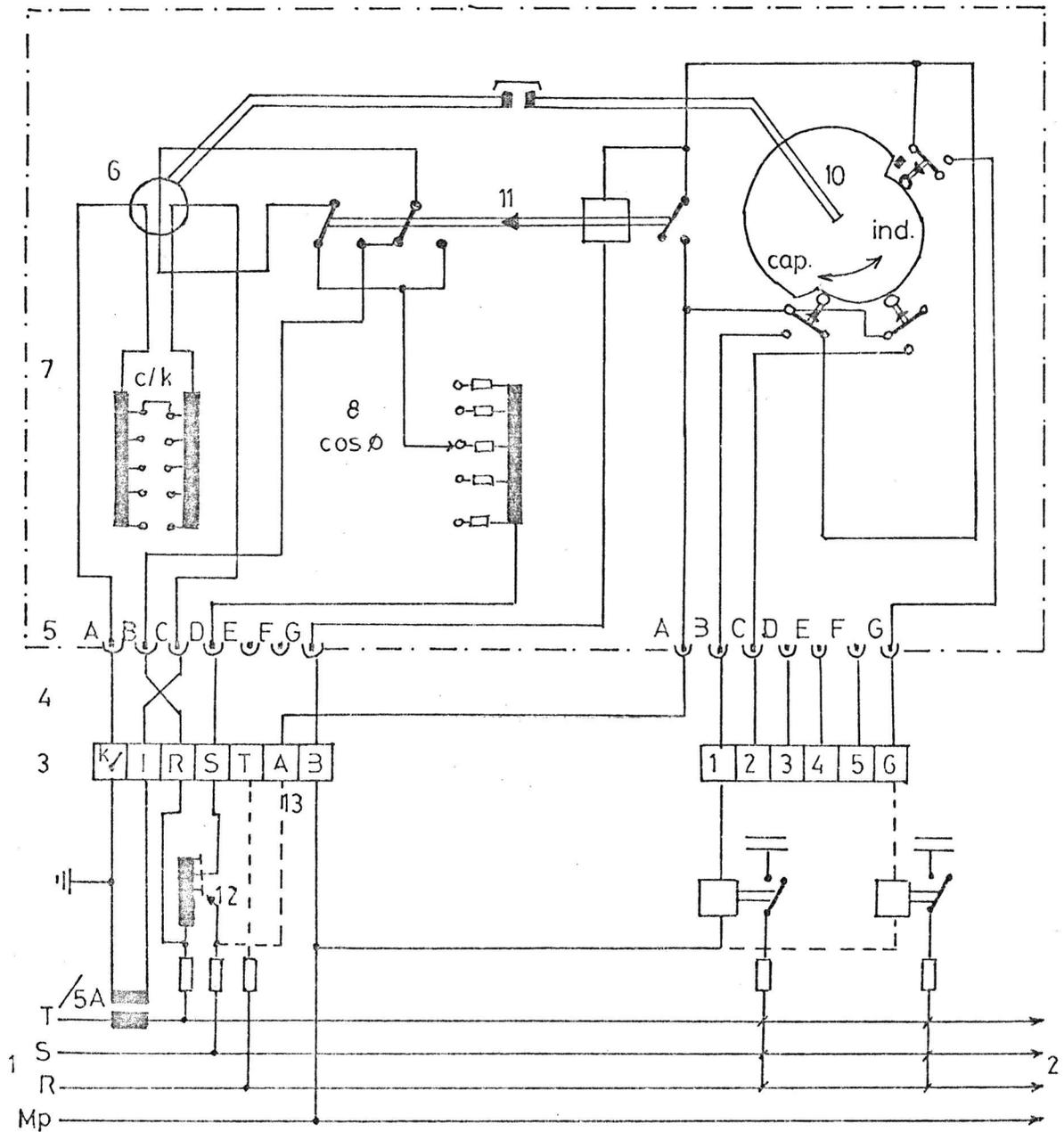
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (1.0 x SYMETRI CA) A.	DURACION DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO							
	8.5 Ciclos (dist. inst.)		1/2 Seg.		1 seg.			
3000 - 3500	Nº 6	AWG.	Nº 2	AWG.	Nº 2	AWG.	Nº 2	AWG.
3500 - 4000	Nº 4	AWG.	Nº 2	AWG.	Nº 1	AWG.	Nº 1	AWG.
4000 - 4500	Nº 4	AWG.	Nº 2	AWG.	Nº 1/0	AWG.	Nº 1/0	AWG.
4500 - 5000	Nº 4	AWG.	Nº 2	AWG.	Nº 1/0	AWG.	Nº 1/0	AWG.
5000 - 6000	Nº 2	AWG.	Nº 1	AWG.	Nº 2/0	AWG.	Nº 2/0	AWG.
6000 - 7000	Nº 2	AWG.	Nº 1	AWG.	Nº 2/0	AWG.	Nº 2/0	AWG.
7000 - 8000	Nº 2	AWG.	Nº 1/0	AWG.	Nº 3/0	AWG.	Nº 3/0	AWG.
8000 - 9000	Nº 1	AWG.	Nº 2/0	AWG.	Nº 3/0	AWG.	Nº 3/0	AWG.
9000 - 10000	Nº 1	AWG.	Nº 2/0	AWG.	Nº 4/0	AWG.	Nº 4/0	AWG.
10000 - 12500	Nº 1/0	AWG.	Nº 3/0	AWG.	250	MCM.	250	MCM.
12500 - 15000	Nº 2/0	AWG.	Nº 4/0	AWG.	300	MCM.	300	MCM.
15000 - 20000	Nº 3/0	AWG.	300	MCM.	400	MCM.	400	MCM.
20000 - 25000	Nº 4/0	AWG.	350	MCM.	500	MCM.	500	MCM.
25000 - 30000	250	MCM.	400	MCM.	600	MCM.	600	MCM.
30000 - 35000	300	MCM.	500	MCM.	750	MCM.	750	MCM.
35000 - 40000	350	MCM.	600	MCM.	750	MCM.	750	MCM.

El ajuste de los dispositivos de corriente para motores operados como una unidad con el capacitor conectado sobre el lado de carga del dispositivo de sobrecorriente esta dado en las tablas 1C y 2C. Las tablas permiten una propia selección o ajustes de los dispositivos de sobrecarga basados en una disminución del valor de la corriente de línea, reducida por un valor % AR en las tablas.

La caja del capacitor y la estructura tiene que ser aterrizada de acuerdo con el NEC Artículo 250. Tabla 3C muestra la selección del cable, conducto y dispositivos de interrupción para capacitores trifásicos de 240 V y 480 V y 600 V basados en los requerimientos del NEC. La tabla 4C indica el factor de multiplicación de KVAR usado para obtener el amperaje nominal de dispositivos de interrupción de capacitores trifásicos, los cuales deben ser seleccionados para soportar fallas en el sistema al cual estan conectados.

APENDICE C

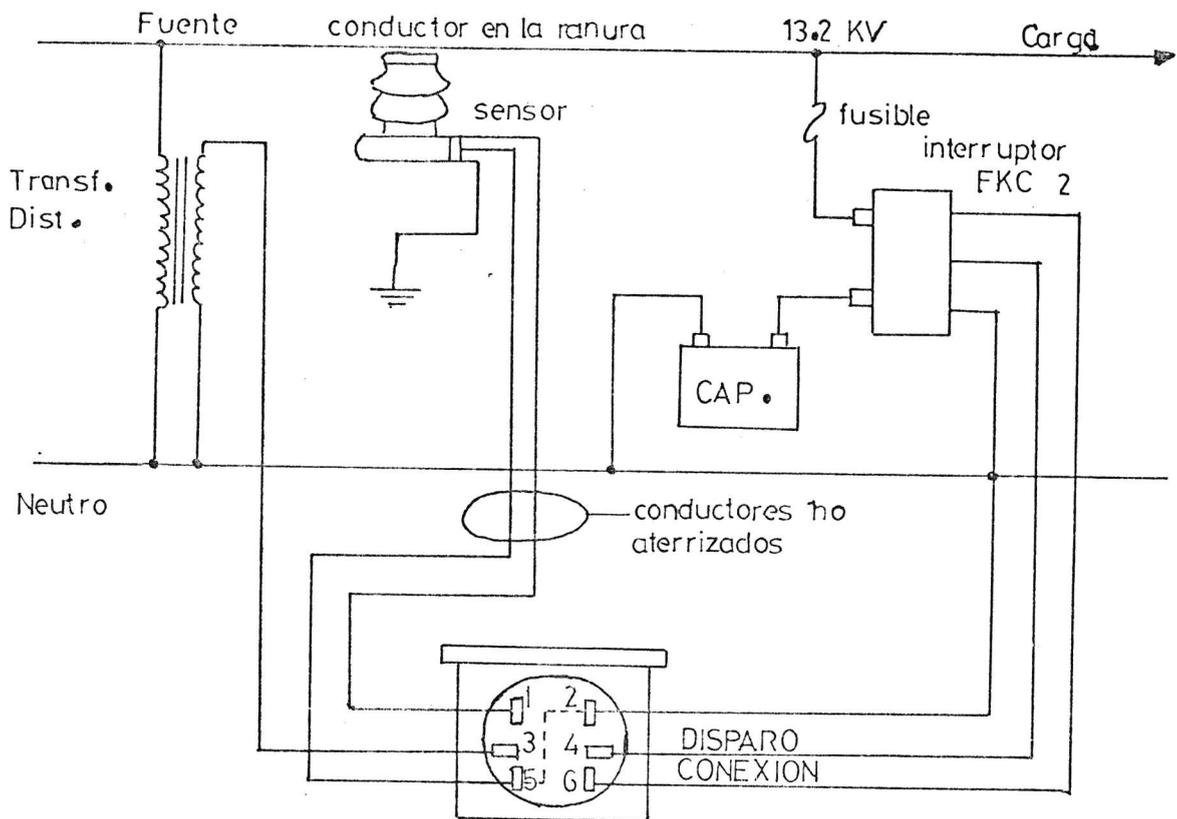
1.- El esquema de conexión para regulación automática con el regulador de potencia reactiva BELUK tipo B L R mot.(480V)



- 1.- Red
- 2.- Consumidor
- 3.- Regleta de bornes y marcas de la extremidad del cable
- 4.- Cable de conexión con corrector
- 5.- Designación de los polos del corrector
- 6.- Sistema de medida
- 7.- Regulación de la corriente de arranque
- 8.- Regulación $\cos \phi$
- 9.- Embrague de fricción
- 10.- Disco de levas para mando manual
- 11.- Relé de tensión nula
- 12.- Transformador de adaptación, solamente necesario si la tensión de la red es distinta de 380 V
- 13.- Tensión de mando, siempre 220 Vac.

" El transformador de mando debe medir la corriente total de los consumidores y de los condensadores. El circuito de tensión R de be conectarse a esta fase, en la que el transformador de corriente está montado. La dirección del campo giratorio debe ser R-S-T es solamente necesaria para el control con el indicador del orden de fases" (según catalogo técnico Beluk).

2.- Esquema de conexión para regulación automática con el regula dor de potencia reactiva General Electric Sensor de VAR (13.2).



3.- REQUERIMIENTOS DEL NEC PARA LA INSTALACION DE CAPACITORES.-

El artículo 460 se refiere a medios y tiempos de descarga de capacitores, dimensionamiento de conductores, protección de sobrecorriente, medios de desconexión, aterrizamiento, consideraciones mecánicas y valores de capacitores para ser conectados como una unidad con el motor.

Para capacitores de voltaje nominal de 600 menos, el voltaje resi

dual debe ser reducido a 50 V ó menos dentro de un minuto después de haber desconectado el capacitor de la línea. Para capacitores de voltaje nominal arriba de 600 V, la reducción de voltaje a 50 V puede ocurrir en cinco minutos o menos. El circuito de descarga puede estar permanentemente conectado al banco de capacitores, o por medios automáticos a los terminales del banco de capacitores cuando estos son retirados de la línea.

El NEC establece que la corrección del factor de potencia para circuitos en los cuales los capacitores son considerados como una unidad con el motor "no exederá el valor requerido para incrementar el factor de potencia del motor en vacio a la unidad". El código también dice, " la ampacidad de los conductores del circuito del capacitor no será menor que el 125% de la corriente nominal del capacitor o del banco de capacitores". En adición, la "ampacidad de los conductores que conectan un capacitor a los terminales de un motor o al circuito del motor que no será menor que el 1/3 de la ampacidad de los conductores de alimentación al motor y en ningún caso menor que el 135% de la corriente nominal, del capacitor".

De acuerdo al código, se debe proveer protección de sobrecorriente a cada conductor no aterrado para cada banco de capacitores.

Debido a que los capacitores para servicio industrial son diseñados para ser usados en una temperatura ambiente máxima de 115 á 140°F (40 á 45°C), los cables y dispositivos de desconexión deben ser seleccionados de acuerdo a éstas condiciones.

En circuitos de bajo voltaje (600 V y menos), interruptor de circuito de aire ó fusibles se especifican para operación manual é interruptor de circuito de aire o contactores para operación electrica. En circuitos de voltaje medio se especifica siempre interruptores de circuitos de potencia. Los dispositivos de maniobra que se utilizan con capacitores deben tener una corriente nominal superior a la capacidad nominal del capacitor para prevenirse de sobrecorriente debido a sobrevoltajes de frecuencia fundamental ó corriente armónicas.

La National Electrical Manufacturers Assn's Standards solicita fusibles con una corriente nominal no menor que el 165% de la capacidad nominal del capacitor. Los medios de desconexión deben tener una capacidad de interrupción de corto circuito ordenada para el sistema en el cual están conectados. Contactores y breakers - de bajo voltaje también deben tener una corriente nominal no menor que el 135% de la capacidad del capacitor. Interruptores encapsulados, sin embargo, requieren un mínimo del 187% de la capacidad del capacitor, contactores cerrados requieren el 150%.

TABLA 1 C: 230 - 460 - y 575 V Motores (NEMA diseño "B")

Torque y Corriente de arranque normal

Motor de Inducción hp	Velocidad Nominal del Motor RPM y N° de Polos											
	3600		1800		1200		900		720		600	
	Kvar	% AR	Kvar	% AR	Kvar	% AR	Kvar	% AR	Kvar	% AR	Kvar	% AR
2	1	14	1	24	1	28	2	42	-	-	3	50
3	1	14	2	24	2	28	4	42	3	40	4	49
5	2	14	2	21	3	26	4	31	4	40	5	49
7 1/2	2	14	4	21	4	21	4	26	7.5	40	10	49
10	4	14	4	17	5	21	5	26	7.5	36	10	41
15	5	12	5	17	5	19	10	26	7.5	31	10	34
20	5	11	7.5	17	7.5	19	10	23	10	29	15	34
25	7.5	11	7.5	17	7.5	19	10	23	10	24	20	34
30	7.5	10	7.5	17	10	19	15	23	15	24	25	32
40	7.5	10	15	17	15	19	20	23	20	24	30	32
50	10	10	20	17	20	19	25	23	20	24	35	32
60	10	10	20	17	30	19	30	23	30	22	45	32
75	15	10	25	14	30	16	30	17	35	21	40	19
100	15	10	30	14	30	12	35	16	40	15	45	17
125	30	10	35	12	30	12	50	16	45	15	50	17
150	30	10	35	11	35	12	50	14	50	13	60	17
200	35	10	50	11	55	12	70	14	70	13	90	17
250	35	10	55	9	70	12	85	14	90	13	100	17
300	35	10	65	9	75	12	95	14	100	13	110	17
350	40	10	80	9	85	12	125	14	120	13	150	17
400	100	10	80	8	100	12	140	14	150	13	150	17
450	100	9	90	8	140	12	150	13	150	13	175	17
500	100	8	115	8	150	12	150	12	175	13	175	17

Fuente: Boletín G. E., "como seleccionar capacitores para motores de inducción" 6063-02, 1974

TABLA 2 C: 230 - 460 - y 575 V Motores (NEMA diseño "C")
 Alto torque de arranque y corrien e de arranque normal
 Velocidad nominal del motor en RPM y Nø de Polos

Motor de Inducción hp	1800 4		12000 6		900 8		720 10		600 12	
	Kvar	% AR	Kvar	% AR	Kvar	%AR	Kvar	% AR	Kvar	% AR
3	-	-	2	28	4	42	-	-	-	-
5	2	21	3	26	4	32	-	-	-	-
7.5	4	21	4	22	4	29	-	-	-	-
10	4	17	5	22	5	29	-	-	-	-
15	5	17	7.5	22	10	29	-	-	20	40
20	5	17	7.5	21	10	25	-	-	-	-
25	7.5	17	7.5	21	10	23	-	-	30	40
30	7.5	17	10	21	15	23	20	28	35	39
40	10	17	15	21	20	23	-	-	45	39
50	20	17	15	21	25	23	30	28	-	-
60	20	15	30	21	30	23	35	28	-	-
75	25	14	30	17	40	23	45	28	-	-
100	30	13	30	14	50	23	40	15	45	17
125	35	12	40	14	50	18	45	15	50	17
150	35	10	45	13	50	14	50	13	60	17
200	50	10	55	11	70	14	70	13	90	17

FUENTE: Boletín G. E., "Como seleccionar capacitores para motores de inducción". 6063-02, 1974

TABLA 3C: Guía para seleccionar cables, conductos y dispositivos de interrupción

DISPOSITIVO DE INTERRUPCION-MINIMA CORRIENTE

Capacitor	Kvar.	amps.	Mínimo cable y tamaño del con ducto.	AWG ó MCM.	Conducto pulg.	Interrupcion de seguridad.	Interruptor de se	Contactor	Caja mol-deada	Magnético
						amps.	fusible	NEMA	disparo	disparo
							amps.	tamaño	amps.	amps.
							240 V Servicio 3 Ø			
5		12.0	10		3/4	30	20	2	20	20
7.5		18.0	8		3/4	30	30	2	30	30
10		24.1	8		3/4	60	40	2	40	40
15		36.1	6		1	60	60	3	70	50
30		72.2	2		1 1/4	200	125	4	125	100
60		144	4/0		2 1/2	400	250	5	225	200
90		217	500		3	400	400	6	350	300
120		289	(2) 4/0		2 1/2	600	500	6	350	400
180		433	(2) 500		3	800	800	7	700	600
270		650	(3) 500		3	1200	1200	8	-	1000
							480 V Servicio 3 Ø			
5		6.01	12		1/2	30	15	2	15	15
7.5		9.02	12		1/2	30	15	2	15	15
10		12.0	10		3/4	30	20	2	20	20
15		18.0	8		3/4	30	30	2	30	30
20		24.0	8		3/4	60	50	2	40	40
25		30.1	8		3/4	60	50	3	70	50
40		48.1	3		1 1/4	100	90	3	90	70
50		60.1	2		1 1/4	200	125	4	100	90
80		96.2	1/0		2	200	175	4	150	150
120		144	4/0		2 1/1	400	250	5	225	200
160		192	350		3	400	350	5	300	300
240		289	(2) 4/0		2 1/2	600	500	6	450	400
360		433	(2) 500		3	800	800	7	700	600

SIGUE:

600 V, Servicio 3 Ø

5	4.81	14	1/2	30	10	2	15
10	9.62	12	1/2	30	20	2	15
15	14.4	10	3/4	30	25	2	20
20	19.2	8	3/4	60	35	2	30
25	24.1	8	3/4	60	40	2	40
40	38.5	6		100	70	3	50
50	48.1	4	1 1/4	100	80	3	70
80	77.0	1	1 1/2	200	150	4	125
120	115	3/0		200	200	5	175
160	154	250	2 1/2	400	300	5	225
240	231	500	3	600	450	6	350
360	347	(2)350	3 (2)	600	600	6	500

Fuente Federal Pacific Electric Co.

TABLA 4 C: Aproximados KVAR de capacitores multiplicadores para obtener amperios nominal de dispositivos de interrupción (Servicio 3 \emptyset).

Tipo de dispositivo	VOLTAJE NOMINAL DEL SISTEMA		
	230	460	575
Disyuntores tipo magnético	3.38	1.69	1.35
Contactores	3.76	1.88	1.5
Interruptores de seguridad	4.14	2.07	1.65
Interruptores en cajas mol- deadas (máximo)	4.68	2.34	1.87

Tabla General Electric Co.

TABLA 5 C: Métodos para medir la potencia activa y reactiva

Método	Instrumentos disponibles	Unidades de medida y factores determinantes	Evaluación
a	Graficador de Potencia activa y reactiva.	P en KW Q en Kvar	Se toma valores de plena carga de la carta graficadora.
b	Vatímetro Varímetro	P en KW Q en Kvar	Se toma lecturas de plena carga simultáneamente en ambos instrumentos.
c	Kilowatt-h Kilovar-h cronómetro	tiempo (t) en seg. para (n) revoluciones del disco. Constante del medidor (K) = (Kwh ó Kvarh) / rev. del disco. Razón de transformación del transf. de corriente y potencial = $M = M_1 \times M_2$	El tiempo de medida (t) para plena carga en (n) revoluciones. $P \text{ ó } Q = \frac{N. M. 3600 K}{t}$ en Kw ó Kvar.
d	Medidor de la Potencia activa. Voltímetro Amperímetro	P en KW E en Volts. I en Amps.	Para lecturas de plena carga simultáneas Potencia Aparente $S = 1.73. E. I. 10^{-3}$ en Kva. * Potencia reactiva $Q = S^2 - P^2 \text{ en Kvar}$

SIGUE:

Sin instrumen-
tos, solamen-
te las factu-
ras de poten-
cias.

e

Determinación
de factores:
Kwh/mes = Ea
Kvarh/mes = Er
Tiempo de tra-
bajo en hr/
mes.

Cálculo:
Valores de potencia
promedio:

$$P_{avg} = \frac{Ea}{T} \text{ en Kw}$$

$$Q_{avg} = \frac{Er}{T} \text{ en Kvar}$$

* Los valores aproxi-
mados de plena carga
son determinados por
un valor adicional de
10 a 25% (dependiendo
de la cantidad de va-
riación de carga) aña-
didos al valor prome-
dio.

4.- Salida del programa del flujo de carga.

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW 0.950

AR BUS	NAME	VOLTS ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS ANGLE			
0-	2 CN13.2KV	0.925	-2.5	0-	3 EMF.480V	0.902	-3.6	0-	4 B.F.480V	0.919	-2.7
0-	6 CDC.480V	0.919	-2.5	0-	7 TOS.480V	0.915	-2.8	0-	8 MAL.480V	0.920	-2.5

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.05

AR BUS	NAME	VOLTS ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS ANGLE
0-	9 SER.480V	0.909	-3.8	0-	9 P.I.480V	0.909	-3.8	

PLANT DE CARGA MAXIMA DEMANDA DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA PLANTA PASADULS DE LA C.A.E.N.

SUMMARY OF GENERATOR DATA
(ASTERISKS INDICATE VOLTAGES NOT HELD)

BUS	AREA	GEN NAME	MVA	VAR LIMITS	DESIRED VOLTAGE	ACTUAL VOLTAGE
1	0	EMF 69KV	3.17	9.12	0.970	0.970

SUMMARY OF MISMATCH -- LINE 1 = MW LINE 2 = MVAR

BUS	SWING MACHINE	MW	MVAR	MW	MVAR
0-	0-	0.000	0.004	-0.001	-0.002
0-	0-	0.000	0.000	-0.000	-0.000

NO LINES OVERLOADED

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

BUS DATA -- X -- DATA -- X -- TOTAL ITERATIONS = 20 SWING BUS = 1

BUS	AR	NAME	VOLTS ANGLE	MW	MVAR	LOAD	GENERATION	MW	MVAR	CAP/REAC	TG	PCT
1	0	EMF 69KV	0.970	0.0	0.0	0.00	3.17	0.00	0.00			84.9
2	0	CN13.2KV	0.925	-2.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			84.9
3	0	EMF 480V	0.902	-3.6	0.0	0.55	0.0	0.55	0.0			80.9
4	0	EMF 480V	0.919	-2.7	0.0	0.49	0.0	0.49	0.0			49.1
5	0	SER.480V	0.909	-3.8	0.0	0.07	0.0	0.07	0.0			27.7
6	0	CDC.480V	0.919	-2.5	0.0	1.36	0.0	1.36	0.0			33.9
7	0	TOS.480V	0.915	-2.8	0.0	0.11	0.0	0.11	0.0			20.2
8	0	MAL.480V	0.920	-2.5	0.0	0.14	0.0	0.14	0.0			50.3
9	0	P.I.480V	0.909	-3.8	0.0	0.27	0.0	0.27	0.0			24.3
10	0	CN13.2KV	0.909	-3.8	0.0	0.47	0.0	0.47	0.0			47.9
11	0	CN13.2KV	0.920	-2.5	0.0	0.12	0.0	0.12	0.0			27.6
12	0	SER.480V	0.909	-3.8	0.0	1.24	0.0	1.24	0.0			80.3
13	0	CDC.480V	0.919	-2.5	0.0	0.11	0.0	0.11	0.0			20.1
14	0	TOS.480V	0.915	-2.8	0.0	0.21	0.0	0.21	0.0			49.7
15	0	MAL.480V	0.920	-2.5	0.0	0.24	0.0	0.24	0.0			24.1
16	0	P.I.480V	0.909	-3.8	0.0	0.27	0.0	0.27	0.0			40.9

END OF REPORT FOR THIS CASE

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22

FLUJO DE CARGA *MAXIMA DEMANDA* DEL SISTEMA ELECTRICO
DE LA PLANTA PASUALES DE LA C.C.N.
CONTINGENCIA 1 * * * ENTRAN CAPACITORES PARA MEJORAR F.P.P. (480 V)
TRANSMISION LINE AND TRANSFORMER DATA ASSEMBLY

GROUP 1 INPUT BASE CONVERTED BASE
13.2 KV 0.0 KV
0. MVA 100. MVA

LINE

FROM TO NO R X Z IMPEDANCE CHARGING MVA RATING TAP LIMITS IMIN IMAX

1	2	18.00	136.80	0.00	5.	1.000			
2	3	71.39	347.87	0.00	2.				
2	4	208.47	350.35	0.00	1.				
2	5	41.51	221.67	0.00	3.				
2	6	142.29	317.05	0.00	1.				
2	7	204.51	350.95	0.00	1.				
2	8	74.10	25.79	0.00	2.				
2	9	120.90	757.30	0.00	1.				

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19

FLUJO DE CARGA *MAXIMA DEMANDA* DEL SISTEMA ELECTRICO
DE LA PLANTA PASUALES DE LA C.C.N.
CONTINGENCIA 1 * * * ENTRAN CAPACITORES PARA MEJORAR F.P.P. (480 V)
BASE CASE BUS DATA ENTERED

AREASUS NAME EA EB PL LOAD QL PG OG GENERATION VAR LIMIT CAP/REAC QMIN QMAX BSR

0	1	EME	09KV	2	0.970	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00
0	2	CNT	3.2KV	0	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00
0	3	EMB	480V	0	0.000	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.20	0.00	0.00
0	4	B.F.	480V	0	0.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.01	0.00	0.00
0	5	SER	480V	0	0.000	0.0	1.6	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.30	0.00	0.00
0	6	CUC	480V	0	0.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.05	0.00	0.00
0	7	TUS	480V	0	0.000	0.0	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.01	0.00	0.00
0	8	MAL	480V	0	0.000	0.0	0.3	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.09	0.00	0.00
0	9	P.L.	480V	0	0.000	0.0	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27

FLUJO DE CARGA *MAXIMA DEMANDA* DEL SISTEMA ELECTRICO
DE LA PLANTA PASUALES DE LA C.C.N.
CONTINGENCIA 1 * * * ENTRAN CAPACITORES PARA MEJORAR F.P.P. (480 V)
SUMMARY

LINE AND BUS TOTALS ACTUAL MAX MW MVAR

TRANSMISSION LINES 7 50 TOTAL LOAD 3.112 2.405 ACTUAL ITERATIONS 20

TRANSFORMERS - FIXED 1 20 TOTAL LOSSES 0.054 0.343 MAXIMUM ITERATIONS 1500
- LTC 0 20 LINE CHARGING 0.000 0.000 TOLERANCE - REAL 0.500E-04
TOTAL LINES 8 50 FIXED CAP/REAC -0.550 -0.550 TOLERANCE - IMAG 0.500E-04

ACTIVE BUSES - NON-REG 9 50 SYSTEM MISMATCH -0.006 0.002 ACC FACT. - REAL 1.6 1.4
- GENERATOR 0 20 LTC START 1.7 1.4

TOTAL BUSES 9 50 TOTAL GENERATION 3.160 2.200 SKIP 4
CAPACITORS OR REACTORS 0 10 ITERATIONS 400 400 END 400
ACC FACT *****

49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100

FLUJO DE CARGA #MAXIMA DEMANDA* DEL SISTEMA ELECTRICO
DE LA PLANTA PASCUALES DE LA C.C.N.
CONTINGENCIA 2 # ENTRAN CAPACITORES PARA MEJORAR F.P. (13.2 KV)
TRANSMISION LINE AND TRANSFORMER DATA ASSEMBLY
GROUP 1 INPUT BASE CONVERTED BASE
13.2 KV 0.0 KV
0. MVA 100. MVA

LINE	FROM	TO	NO	R	X	IMPEDANCE	CHARGING MVA	KVAC	RATING	TAP	LIMITS	TMIN	TMAX
1	2	18.00	138.80	0.00	5.	1.000							
2	3	71.39	347.87	0.00	2.								
4	203.47	350.35	0.00	1.									
2	5	41.51	221.87	0.00	3.								
2	6	142.28	317.05	0.00	1.								
2	7	204.51	350.95	0.00	1.								
2	8	74.10	95.79	0.00	2.								
2	9	120.50	757.30	0.00	1.								

FLUJO DE CARGA #MAXIMA DEMANDA* DEL SISTEMA ELECTRICO
DE LA PLANTA PASCUALES DE LA C.C.N.
CONTINGENCIA 2 # ENTRAN CAPACITORES PARA MEJORAR F.P. (13.2 KV)
BASE CASE BUS DATA ENTERED

AREABUS	NAME	VOLTAGE	EA	EB	PL	LOAD	PL	QL	PG	PG	GENERATION	QG	VAR LIMIT	CAP/REAC	BSR
0	1	EM	69KV	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
0	2	CM	3.2KV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.70	0.70
0	3	EM	480V	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
0	4	EM	480V	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
0	5	SL	480V	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
0	6	CC	480V	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
0	7	EM	480V	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
0	8	EM	480V	0.0	0.0	0.3	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
0	9	EM	480V	0.0	0.0	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00

FLUJO DE CARGA #MAXIMA DEMANDA* DEL SISTEMA ELECTRICO
DE LA PLANTA PASCUALES DE LA C.C.N.
CONTINGENCIA 2 # ENTRAN CAPACITORES PARA MEJORAR F.P. (13.2 KV)
SUMMARY

LINE AND BUS TOTALS	ACTUAL MAX	MVA	MVAR	MISCELLANEOUS CONSTANTS
TRANSMISSION LINES	7 50	TOTAL LOAD	3.112	2.405
ACTUAL ITERATIONS	20			
TRANSFORMERS - FIXED	1 20	TOTAL LOSSES	0.053	0.364
- LTC	0 20	LINE CHARGING	0.000	0.000
TOTAL LINES	8 50	FIXED CAP/REAC	-0.611	
ACTIVE BUSES - NON REG	9 50	SYSTEM MISMATCH	-0.005	0.001
- GENERATOR	0 20	LTC START	10	

TOTAL BUSES	SKIP
2	4
3	400
4	0.0
5	
6	
7	
8	
9	
10	

CAPACITORS OR REACTORS	ITERATIONS BETWEENHUS-ORDER SORTS	ACC. FACT
1	50	
2	50	
3	50	
4	50	
5	50	
6	50	
7	50	
8	50	
9	50	
10	50	

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW 0.950

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE
0-	2 CN13.2KV	0.934	-2.5	0-	3 EMB.480V	0.912	-3.6	0-	4 B.F.480V	0.929	-2.7	0-	5 SER.480V	0.895	-4.6
0-	6 COC.480V	0.929	-2.7	0-	7 IDS.480V	0.924	-2.8	0-	8 MAL.480V	0.930	-2.6	0-	9 P.1.480V	0.918	-3.8

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.05

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE
--------	------	-------	-------	--------	------	-------	-------	--------	------	-------	-------	--------	------	-------	-------

FLUJO DE CARGA *MAXIMA DEMANDA* DEL SISTEMA ELECTRICO
DE LA PLANTA PASCUALES DE LA C.C.N.

CONTINGENCIA 2 * * ENTRAN CAPACITORES PARA MEJORAR F.P. (13.2 KV)

SUMMARY OF GENERATOR DATA
(ASTERISKS INDICATE VOLTAGES NOT HELD)

BUS	AREA	GEN NAME	MW	MVAR	VAR LIMITS	DESIRED VOLTAGE	ACTUAL VOLTAGE
1 -	0	EME 69KV	3.16	2.16		0.970	0.970

1 SWING MACHINE

SUMMARY OF MISMATCH -- LINE 1 = MW LINE 2 = MVAR

BUS	--0	--1	--2	--3	--4	--5	--6	--7	--8	--9
0-		0.000	0.004	-0.001	-0.001	-0.002	-0.001	-0.001	-0.004	-0.001
		0.000	0.004	-0.001	-0.000	-0.001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000

NO LINES OVERLOADED

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 20 SWING BUS = 1.

BUS - DATA														LINE - DATA			
BUS AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	MVAR	LOAD MW	MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	PCT CAP	TAP			
1-	0 EME 69KV	0.970	0.0	3.2	2.2	0.00	0.00										
2-	0 CN13.2KV	0.934	-2.5	0.0	0.0	0.00	0.00	0.61	2-	CN13.2KV	3.16	2.16	76.6	1.000			
										1-EME 69KV	-3.14	-1.94	73.9				
										3-EMB.480V	0.55	0.49	49.0				
										4-B.F.480V	0.12	0.07	27.7				
										5-SER.480V	1.60	1.35	83.8				
										6-COC.480V	0.11	0.11	20.2				
										7-IDS.480V	0.21	0.14	50.3				
										8-MAL.480V	0.27	0.24	24.3				
										9-P.1.480V	0.27	0.15	41.6				
3-	0 EMB.480V	0.912	-3.6	0.0	0.0	0.55	0.47										
4-	0 B.F.480V	0.929	-2.7	0.0	0.0	0.12	0.07			2-CN13.2KV	-0.55	-0.46	47.7				
5-	0 SER.480V	0.895	-4.6	0.0	0.0	1.58	1.24			2-CN13.2KV	-0.12	-0.07	27.6				
6-	0 COC.480V	0.929	-2.7	0.0	0.0	0.11	0.11			2-CN13.2KV	-1.58	-1.24	80.3				
7-	0 IDS.480V	0.924	-2.8	0.0	0.0	0.21	0.13			2-CN13.2KV	-0.11	-0.10	20.1				
8-	0 MAL.480V	0.930	-2.6	0.0	0.0	0.27	0.24			2-CN13.2KV	-0.21	-0.13	49.7				
9-	0 P.1.480V	0.918	-3.8	0.0	0.0	0.27	0.15			2-CN13.2KV	-0.27	-0.24	24.1				
										2-CN13.2KV	-0.27	-0.15	40.9				

END OF REPORT FOR THIS CASE

FLUJO DE CARGA #MINIMA DEMANDA* DEL SISTEMA ELECTRICO
DE LA PLANTA PASCUALES DE LA C.C.N.

TRANSMISSION LINE AND TRANSFORMER DATA ASSEMBLY

GROUP 1 INPUT BASE CONVERTED BASE
13.2 KV 0.0 KV
0. MVA 100. MVA

LINE IMPEDANCE CHARGING MVA LIMITS
FROM TO NO R X TAP TMIN TMAX

1	2	18.00	138.80	0.00	5.	1.000
2	3	71.39	347.87	0.00	2.	
2	4	208.47	350.35	0.00	1.	
2	5	41.51	221.87	0.00	3.	
2	6	142.28	317.05	0.00	1.	
2	7	204.51	350.95	0.00	1.	
2	8	74.10	95.79	0.00	2.	
2	9	120.90	757.30	0.00	1.	

FLUJO DE CARGA #MINIMA DEMANDA* DEL SISTEMA ELECTRICO
DE LA PLANTA PASCUALES DE LA C.C.N.

BASE CASE BUS DATA ENTERED

AREABUS	NAME	EA	EB	VOLTAGE	PL	LOAD	OL	PG	OG	GENERATION	VAR LIMIT	CAP/REAC	BSR
0	1	EME	69KV	2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	2	CN1	3.2KV	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	3	EMB	480V	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	4	B.P.	480V	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	5	SER.	480V	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	6	CGC.	480V	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	7	TGS.	480V	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	8	MAL.	480V	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	9	P.1.	480V	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00

FLUJO DE CARGA #MINIMA DEMANDA* DEL SISTEMA ELECTRICO
DE LA PLANTA PASCUALES DE LA C.C.N.

SUMMARY

LINE AND BUS TOTALS	ACTUAL	MAX	MW	MVAR	MISCELLANEOUS CONSTANTS
TRANSMISSION LINES	7	50	1.604	1.206	ACTUAL ITERATIONS 19
TRANSFORMERS - FIXED	1	20	0.019	0.118	MAXIMUM ITERATIONS 1500
- LTC	0	20	0.000	0.000	TOLERANCE - REAL 0.500E-04
TOTAL LINES	8	50	0.000	0.000	- IMAG 0.500E-04
ACTIVE BUSES - NON REG	9	50	-0.004	-0.001	ACC FACT. - REAL 1.6 1.4
- GENERATOR	0	20			- IMAG 1.7 1.4
TOTAL BUSES	9	50	1.619	1.323	LTC START 10
CAPACITORS OR REACTORS	0	10	ITERATIONS BETWEENBUS-ORDER SORTS 50	SKIP END 4	ACC FACT 0.0

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW 0.950

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE
--------	------	-------	-------	--------	------	-------	-------	--------	------	-------	-------	--------	------	-------	-------

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.05

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE
--------	------	-------	-------	--------	------	-------	-------	--------	------	-------	-------	--------	------	-------	-------

FLUJO DE CARGA *MINIMA DEMANDA* DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA PLANTA PASCUALES DE LA C.C.N.

SUMMARY OF GENERATOR DATA (ASTERISKS INDICATE VOLTAGES NOT HELD)

BUS	AREA	GEN NAME	MW	MVAR	VAR LIMITS	DESIRED VOLTAGE	ACTUAL VOLTAGE
1	0	EME 69KV	1.62	1.32		0.997	0.997
1 SWING MACHINE							

FLUJO DE CARGA *MINIMA DEMANDA* DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA PLANTA PASCUALES DE LA C.C.N.

SUMMARY OF MISMATCH -- LINE 1 = MW LINE 2 = MVAR

BUS	--0	--1	--2	--3	--4	--5	--6	--7	--8	--9
0-		0.000	-0.004	0.000	-0.000	0.000	-0.000	-0.000	-0.001	0.000
		0.000	0.004	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.002	-0.000

NO LINES OVERLOADED

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 19 SWING BUS = 1.

BUS DATA										LINE DATA					
BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	MVAR	LOAD MW	MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
1	0	EME 69KV	0.997	0.0	1.6	1.3	0.00	0.00		2	CN13.2KV	1.62	1.32	41.8	1.000
2	0	CN13.2KV	0.976	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00		1	EME 69KV	-1.61	-1.26	40.9	
										3	EMB.480V	0.00	-0.00	0.0	
										4	B.F.480V	0.04	0.02	8.3	
										5	SER.480V	1.12	0.92	57.8	
										6	COC.480V	-0.00	-0.00	0.1	
										7	TOS.480V	-0.00	-0.00	0.1	
										8	MAL.480V	0.19	0.17	17.0	
										9	P.I.480V	0.27	0.15	41.6	
3	0	EMB.480V	0.976	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00		2	CN13.2KV	-0.00	0.00	0.0	
4	0	B.F.480V	0.974	-1.2	0.0	0.0	0.04	0.02		2	CN13.2KV	-0.04	-0.02	8.3	
5	0	SER.480V	0.951	-2.5	0.0	0.0	1.11	0.87		2	CN13.2KV	-1.11	-0.87	56.3	
6	0	COC.480V	0.976	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00		2	CN13.2KV	0.00	0.00	0.1	
7	0	TOS.480V	0.976	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00		2	CN13.2KV	0.00	0.00	0.1	
8	0	MAL.480V	0.973	-1.2	0.0	0.0	0.19	0.17		2	CN13.2KV	-0.19	-0.17	16.9	
9	0	P.I.480V	0.961	-2.3	0.0	0.0	0.27	0.15		2	CN13.2KV	-0.27	-0.15	40.9	

1 FLUJO DE CARGA *MINIMA DEMANDA* DEL SISTEMA ELECTRICO
 2 DE LA PLANTA PASCUALES DE LA C.C.N.
 3 CONTINGENCIA * 1 * ENTRAN CAPACITORES PARA MEJORAR F.P. (480 V)
 4 TRANSMISSION LINE AND TRANSFORMER DATA ASSEMBLY

6 GROUP 1 INPUT BASE CONVERTED BASE
 7 13.2 KV 0.0 KV
 8 LINE 0. MVA 100. MVA

LINE	FROM	TO NO	IMPEDANCE		CHARGING KVAC	MVA RATING	LIMITS	
			R	X			TAP	TMIN TMAX
1	2	18.00	138.80	0.00	5.	1.000		
2	3	71.39	347.87	0.00	2.			
2	4	208.47	350.35	0.00	1.			
2	5	41.51	221.87	0.00	3.			
2	6	142.28	317.05	0.00	1.			
2	7	204.51	350.95	0.00	1.			
2	8	74.10	95.79	0.00	2.			
2	9	120.90	757.30	0.00	1.			

1 FLUJO DE CARGA *MINIMA DEMANDA* DEL SISTEMA ELECTRICO
 2 DE LA PLANTA PASCUALES DE LA C.C.N.
 3 CONTINGENCIA * 1 * ENTRAN CAPACITORES PARA MEJORAR F.P. (480 V)
 4 BASE CASE BUS DATA ENTERED

AREABUS	NAME	VOLTAGE		LOAD		GENERATION		VAR LIMIT		CAP/REAC BSR
		EA	EB	PL	QL	PG	QG	QMIN	QMAX	
0	1 EME 69KV 2	0.997	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	2 CN13.2KV 0	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	3 EMB.480V 0	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	4 B.F.480V 0	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.01
0	5 SER.480V 0	0.000	0.0	1.1	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.25
0	6 CDC.480V 0	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	7 TCS.480V 0	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	8 MAL.480V 0	0.000	0.0	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.08
0	9 P.I.480V 0	0.000	0.0	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00

1 FLUJO DE CARGA *MINIMA DEMANDA* DEL SISTEMA ELECTRICO
 2 DE LA PLANTA PASCUALES DE LA C.C.N.
 3 CONTINGENCIA * 1 * ENTRAN CAPACITORES PARA MEJORAR F.P. (480 V)

5 SUMMARY

LINE AND BUS TOTALS	ACTUAL MAX		TOTAL LOAD	MW	MVAR	MISCELLANEOUS CONSTANTS	
	7	50				ACTUAL ITERATIONS	19
TRANSMISSION LINES	7	50	TOTAL LOAD	1.604	1.206	ACTUAL ITERATIONS	19
TRANSFORMERS - FIXED	1	20	TOTAL LOSSES	0.015	0.097	MAXIMUM ITERATIONS	1500
- LTC	0	20	LINE CHARGING		0.000	TOLERANCE - REAL	0.500E-04
TOTAL LINES	8	50	FIXED CAP/REAC		-0.317	- IMAG	0.500E-04
ACTIVE BUSES - NON REG	9	50	SYSTEM MISMATCH	-0.004	-0.001	ACC FACT. - REAL	1.6 1.4
- GENERATOR	0	20				- IMAG	1.7 1.4
						LTC START	10
TOTAL BUSES	9	50	TOTAL GENERATION	1.616	0.985	SKIP	4
						END	400
CAPACITORS OR REACTORS	3	10	ITERATIONS BETWEENBUS-ORDER SORTS		50	ACC FACT*****	

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW 0.950

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.05

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

FLUJO DE CARGA *MINIMA DEMANDA* DEL SISTEMA ELECTRICO
 DE LA PLANTA PASCUALES DE LA C.C.N.
 CONTINGENCIA * 1 * ENTRAN CAPACITORES PARA MEJORAR F.P. (480 V)

SUMMARY OF GENERATOR DATA
 (ASTERISKS INDICATE VOLTAGES NOT HELD)

BUS	AREA	GEN NAME	MW	MVAR	VAR LIMITS	DESIRED VOLTAGE	ACTUAL VOLTAGE
1	0	EME 69KV	1.62	0.99		0.997	0.997

1 SWING MACHINE

SUMMARY OF MISMATCH -- LINE 1 = MW LINE 2 = MVAR

BUS	--0	--1	--2	--3	--4	--5	--6	--7	--8	--9
0-	0.000	-0.003	0.000	-0.000	0.000	-0.000	-0.000	-0.001	0.000	
	0.000	0.004	-0.001	-0.000	-0.001	-0.001	-0.000	-0.002	-0.000	

NO LINES OVERLOADED

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

B U S - D A T A										TOTAL ITERATIONS = 19 SWING BUS = 1.						
G E N E R A T I O N										L I N E - D A T A						
BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	MW	MVAR	MW	MVAR	CAP/REAC	TO	BUS	NAME	MW	MVAR	PCT	TAP
1	0	EME 69KV	0.997	0.0	1.6	1.0	0.00	0.00			2	CN13.2KV	1.62	0.99	37.9	1.000
2	0	CN13.2KV	0.981	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00			1	EME 69KV	-1.61	-0.94	37.2	
											3	EMP.480V	0.00	-0.00	0.0	
											4	B.F.480V	0.04	0.01	7.5	
											5	SER.480V	1.11	0.68	52.1	
											6	COC.480V	-0.00	-0.00	0.1	
											7	TOS.480V	-0.00	-0.00	0.1	
											8	MAL.480V	0.19	0.09	14.2	
											9	P.I.480V	0.27	0.15	41.6	
3	0	EMB.480V	0.981	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00			2	CN13.2KV	-0.00	0.00	0.0	
4	0	B.F.480V	0.979	-1.3	0.0	0.0	0.04	0.02	0.01		2	CN13.2KV	-0.04	-0.01	7.5	
5	0	SER.480V	0.961	-2.5	0.0	0.0	1.11	0.87	0.23		2	CN13.2KV	-1.11	-0.64	51.1	
6	0	COC.480V	0.981	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00			2	CN13.2KV	0.00	0.00	0.1	
7	0	TOS.480V	0.981	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00			2	CN13.2KV	0.00	0.00	0.1	
8	0	MAL.480V	0.978	-1.3	0.0	0.0	0.19	0.17	0.08		2	CN13.2KV	-0.19	-0.09	14.1	
9	0	P.I.480V	0.966	-2.3	0.0	0.0	0.27	0.15			2	CN13.2KV	-0.27	-0.15	41.0	

END OF REPORT FOR THIS CASE

1 FLUJO DE CARGA *MINIMA DEMANDA* DEL SISTEMA ELECTRICO
 2 DE LA PLANTA PASCUALES DE LA C.C.N.
 3 CONTINGENCIA 2 * * ENTRAN CAPACITORES PARA MEJORAR F.P. (13.2 KV)
 4 TRANSMISSION LINE AND TRANSFORMER DATA ASSEMBLY

GROUP 1	INPUT BASE	CONVERTED BASE
	13.2 KV	0.0 KV
LINE	0. MVA	100. MVA

LINE	IMPEDANCE	CHARGING MVA	LIMITS
FROM TO NO	R X	KVAC RATING	TAP TMIN TMAX
1 2	18.00 138.80	0.00 5.	1.000
2 3	71.39 347.87	0.00 2.	
2 4	208.47 350.35	0.00 1.	
2 5	41.51 221.87	0.00 3.	
2 6	142.28 317.05	0.00 1.	
2 7	204.51 350.95	0.00 1.	
2 8	74.10 95.79	0.00 2.	
2 9	120.90 757.30	0.00 1.	

1 FLUJO DE CARGA *MINIMA DEMANDA* DEL SISTEMA ELECTRICO
 2 DE LA PLANTA PASCUALES DE LA C.C.N.
 3 CONTINGENCIA 2 * * ENTRAN CAPACITORES PARA MEJORAR F.P. (13.2 KV)
 4 BASE CASE BUS DATA ENTERED

AREABUS	NAME	VOLTAGE	LOAD	GENERATION	VAR LIMIT	CAP/REAC
EA	EB	PL	QL	PG	QG	QMIN QMAX BSR
0	1 EME.59KV	2 0.997 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.00
0	2 CN13.2KV	0 0.000 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.40
0	3 EMB.480V	0 0.000 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.00
0	4 B.F.480V	0 0.000 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.00
0	5 SER.480V	0 0.000 0.0	1.1 0.9	0.0 0.0	0.0 0.0	0.00
0	6 CCC.480V	0 0.000 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.00
0	7 TCS.480V	0 0.000 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.00
0	8 MAL.480V	0 0.000 0.0	0.2 0.2	0.0 0.0	0.0 0.0	0.00
0	9 P.I.480V	0 0.000 0.0	0.3 0.1	0.0 0.0	0.0 0.0	0.00

1 FLUJO DE CARGA *MINIMA DEMANDA* DEL SISTEMA ELECTRICO
 2 DE LA PLANTA PASCUALES DE LA C.C.N.
 3 CONTINGENCIA 2 * * ENTRAN CAPACITORES PARA MEJORAR F.P. (13.2 KV)
 4 SUMMARY

LINE AND BUS TOTALS	ACTUAL	MAX	MW	MVAR	MISCELLANEOUS CONSTANTS
TRANSMISSION LINES	7	50	TOTAL LOAD	1.604 1.206	ACTUAL ITERATIONS 18
TRANSFORMERS - FIXED	1	20	TOTAL LOSSES	0.017 0.105	MAXIMUM ITERATIONS 1500
- LTC	0	20	LINE CHARGING	0.000	TOLERANCE - REAL 0.500E-04
TOTAL LINES	8	50	FIXED CAP/REAC	-0.385	- IMAG 0.500E-04
ACTIVE BUSES - NON REG	9	50	SYSTEM MISMATCH	-0.003 -0.001	ACC FACT. - REAL 1.6 1.4
- GENERATOR	0	20			- IMAG 1.7 1.4
					LTC START 10
TOTAL BUSES	9	50	TOTAL GENERATION	1.619 0.924	SKIP 4
					END 400
CAPACITORS OR REACTORS	1	10	ITERATIONS BETWEENBUS-ORDER SORTS	50	ACC FACT 0.0

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW 0.950

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.05

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

FLUJO DE CARGA *MINIMA DEMANDA* DEL SISTEMA ELECTRICO
 DE LA PLANTA PASCUALES DE LA C.C.N.
 CCNTINGENCIA 2 * * ENTRAN CAPACITORES PARA MEJORAR F.P. (13.2 KV)

SUMMARY OF GENERATOR DATA
 (ASTERISKS INDICATE VOLTAGES NOT HELD)

BUS	AREA	GEN NAME	MW	MVAR	VAR LIMITS	DESIRED VOLTAGE	ACTUAL VOLTAGE
1	0	EME 69KV	1.62	0.92		0.997	0.997

1 SWING MACHINE

SUMMARY OF MISMATCH -- LINE 1 = MW LINE 2 = MVAR

BUS	--0	--1	--2	--3	--4	--5	--6	--7	--8	--9
0-		0.000	-0.006	0.001	0.000	0.001	0.000	0.000	0.001	0.000
		0.000	0.004	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.002	-0.000

NO LINES OVERLOADED

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 18 SWING BUS = 1.

BUS DATA										LINE DATA					
BUS AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	MVAR	LOAD MW	MVAR	CAP/REAC TO		BUS	NAME	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
1- 0	EME 69KV	0.997	0.0	1.6	0.9	0.00	0.00								
2- 0	CN13.2KV	0.981	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00	0.39		2-CN13.2KV	1.62	0.92	37.3	1.000	
										1-EME 69KV	-1.61	-0.88	36.7		
										3-EMB.480V	0.00	-0.00	0.0		
										4-B.F.480V	0.04	0.02	8.3		
										5-SER.480V	1.12	0.92	57.8		
										6-COC.480V	0.00	-0.00	0.1		
										7-TOS.480V	0.00	-0.00	0.1		
										8-MAL.480V	0.19	0.17	17.0		
										9-P.I.480V	0.27	0.15	41.6		
3- 0	EMB.480V	0.981	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00								
4- 0	B.F.480V	0.980	-1.3	0.0	0.0	0.04	0.02			2-CN13.2KV	-0.00	0.00	0.0		
5- 0	SER.480V	0.956	-2.5	0.0	0.0	1.11	0.87			2-CN13.2KV	-0.04	-0.02	8.3		
6- 0	COC.480V	0.981	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00			2-CN13.2KV	-1.11	-0.87	56.3		
7- 0	TOS.480V	0.981	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00			2-CN13.2KV	-0.00	0.00	0.1		
8- 0	MAL.480V	0.978	-1.3	0.0	0.0	0.19	0.17			2-CN13.2KV	-0.00	0.00	0.1		
9- 0	P.I.480V	0.966	-2.3	0.0	0.0	0.27	0.15			2-CN13.2KV	-0.19	-0.17	17.0		
										2-CN13.2KV	-0.27	-0.15	41.0		

END OF REPORT FOR THIS CASE

APENDICE D

CONEXION EN PARALELO DE TRANSFORMADORES EN LA SUBESTACION PRINCIPAL.- Se dice que dos transformadores operan en paralelo cuando sus primarios están conectados a una misma fuente y los secundarios a la misma carga.

Dos o más transformadores operan en paralelo cuando:

- a.- La capacidad de generación es muy grande y no se fabrican para esa capacidad, o bien si se quiere repartir la carga.
- b.- Se aumenta la capacidad instalada en alguna industria ó sistema, ya que resulta más conveniente conectar en paralelo otro transformador con el transformador existente para satisfacer la demanda, que instalar uno nuevo que tenga la capacidad total.
- c.- Se desea continuidad de servicio en una instalación donde la carga se divide en dos o más transformadores en paralelo, de tal manera que el servicio no quede interrumpido por falla ó reparación de un transformador.

Las características de los transformadores trifásicos que se van a conectar en paralelo debido a futuras ampliaciones del sistema son:

Transformador principal : T_1

5 MVA - 67 KV Δ / 13.2 Y - 7.62 KV

Z = 7%

Polaridad

Transformador de reserva : T₂

2.5 MVA - 67 KV Δ / 13.2 Y - 7.62 KV

Z = 7.58 %

Polaridad

Cada transformador en paralelo se puede representar por fase con una impedancia equivalente referida al primario ó al secundario, según el caso. Fig. 1

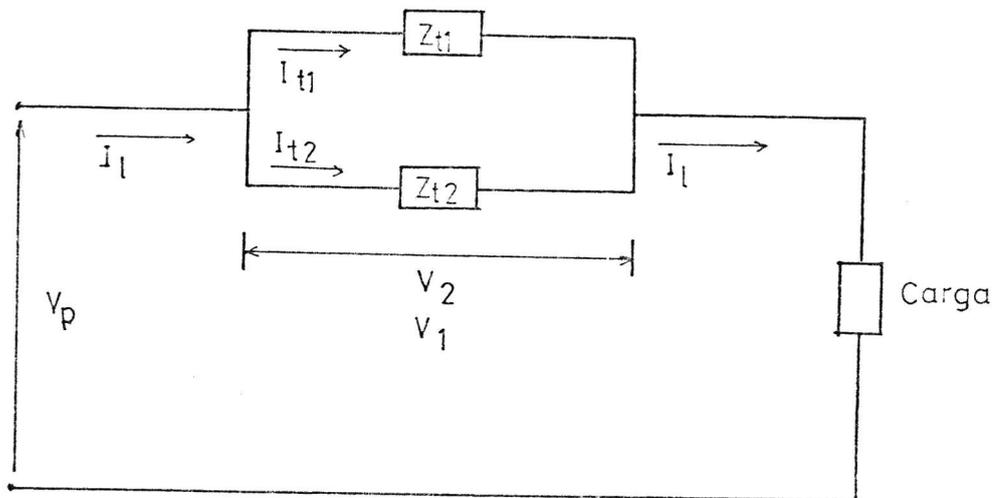


Fig. 1 : Representación por fase de dos transformadores que operan en paralelo.

De teoría de circuitos se conoce que :

$$V_1 = V_2 = V \dots \dots \dots (1)$$

$$Z_{t1} I_{t1} = Z_{t2} I_{t2} \dots \dots \dots (2)$$

Considerando I_{t1} é I_{t2} las corrientes nominales del transformador 1 y 2 respectivamente y multiplicando ambos miembros de la ec. 2 - por V se obtiene:

$$Z_{t1} VI_{t1} = Z_{t2} VI_{t2} \dots \dots \dots (3)$$

pero VI_{t1} = capacidad nominal del transformador 1 y;

VI_{t2} = capacidad nominal del transformador 2

La ecuación 3 se puede escribir :

$$Z_{t1} KVA_1 = Z_{t2} KVA_2 \dots \dots \dots (4)$$

Donde : KVA_1 = Capacidad nominal del transformador 1

KVA_2 = Capacidad nominal del transformador 2

La ecuación 4 puede ser escrita como :

$$\frac{KVA_1}{KVA_2} = \frac{Z_{t2}}{Z_{t1}} \dots \dots \dots (5)$$

Por lo que para que dos transformadores que operan en paralelo puedan trabajar a plena capacidad, sus capacidades deben ser inversamente proporcional a sus impedancias.

La ecuación 2 puede ser escrita de la siguiente manera:

$$\frac{I_{t1}}{I_{t2}} = \frac{Z_{t2}}{Z_{t1}} \dots \dots \dots (6)$$

Además de la Fig. 1, aplicando teoría de circuitos se obtiene:

$$I_1 = I_{t1} + I_{t2} \dots \dots \dots (7)$$

De la ecuación 6

$$I_{t1} = \frac{Z_{t2}}{Z_{t1}} I_{t2} \dots \dots \dots (8)$$

Substituyendo 8 en 7

$$I_1 = \frac{Z_{t2}}{Z_{t1}} I_{t2} + I_{t2} = I_{t2} \left(\frac{Z_{t2}}{Z_{t1}} + 1 \right)$$

$$I_1 = \left(\frac{Z_{t1} + Z_{t2}}{Z_{t1}} \right) I_{t2} \dots \dots \dots (9)$$

$$I_{t2} = \left(\frac{Z_{t1}}{Z_{t1} + Z_{t2}} \right) I_1 \dots \dots \dots (10)$$

Substituyendo 10 en 8

$$I_{t1} = \frac{Z_{t2}}{Z_{t1}} \left(\frac{Z_{t1}}{Z_{t1} + Z_{t2}} \right) I_1 \dots \dots (11)$$

$$I_{t1} = \left(\frac{Z_{t2}}{Z_{t1} + Z_{t2}} \right) I_1 \dots \dots \dots (12)$$

De las ecuaciones 10 y 12 se observa que para $Z_{t1} = Z_{t2}$ se tiene que :

$$I_{t2} = \frac{1}{2} I_1 \dots \dots \dots (13)$$

$$I_{t1} = \frac{1}{2} I_1 \dots \dots \dots (14)$$

Lo cual permite concluir que dos transformadores en paralelo se reparten la carga 50% cada una, cuando sus impedancias son iguales.

Los transformadores en consideración se pueden conectar en paralelo

debido a que: tienen igual relación de transformación (iguales voltajes tanto en sus devanados primarios como en sus devanados secundarios), tienen igual polaridad, están conectados en fase y son transformadores de potencia en los cuales la relación de resistencias y reactancias son lo suficientemente similares para permitir los cálculos basados solamente en las magnitudes de las impedancias. La conexión en paralelo de los transformadores indicados, sin embargo están condicionados a lo siguiente:

Repartición de carga : de la ecuación 10 y 12

$$I_{t1} = \frac{Z_{t2}}{Z_{t1} + Z_{t2}} I_1 \dots \dots \dots (12)$$

$$I_{t2} = \frac{Z_{t1}}{Z_{t1} + Z_{t2}} I_1 \dots \dots \dots (10)$$

Reemplazando los valores de las impedancias de cada transformador en las ecuaciones anteriores, se obtiene:

$$I_{t1} = \frac{7.58 \times \frac{5}{2.5}}{7 + 7.58 \times \frac{5}{2.5}} I_1$$

$$= 0.68 I_1$$

$$= 68\% I_1 ;$$

$$I_{t2} = \frac{7}{7.58 \times \frac{5}{2.5} + 7} I_1$$

$$= 0.32 I_1$$

$$= 32\% I_1$$

De los resultados obtenidos se nota que, cuando se alcance la máxima carga de la subestación (7.5 MVA), el transformador 1 va a aportar el 68% de la carga, mientras que, el transformador 2 con la diferencia (32%). Es decir:

Transformador 1 :

$$0.68 \times 7.5 \text{ MVA} = 5.1 \text{ MVA}$$

Transformador 2 :

$$0.32 \times 7.5 \text{ MVA} = 2.4 \text{ MVA}$$

Además:

$$\frac{5 \text{ MVA}}{2.5 \text{ MVA}} = \frac{15.16\%}{7\%}$$

$$2 = 2.17$$

En definitiva estos transformadores pueden conectarse en paralelo sin ningún problema, aún cuando el transformador 1 va a sobrecargarse con un 2%, mientras que el transformador 2 va a estar trabajando a un 96% de su capacidad nominal.

B I B L I O G R A F I A

1. Standard Industrial Application.- BEEMAN
2. Transmission and Distribution Book.- WESTINGHOUSE
3. Distribution Systems.- WESTINGHOUSE
4. Electric Power Systems.- B. M. WEEDY
5. Análisis de sistemas eléctricos de Potencia.- WILLIAN D. STEVENSON
6. Solution of Large Networks by Matrix Methods.- FOLLETO DPTO. DE ING. ELECTRICA
7. Introducción al análisis de los sistemas eléctricos de Potencia.- ENRIQUEZ HARPER
8. Distribution - Systems protección manual.- MC. GRAW-EDISON COMPANY POWER SYSTEMS DIVISION
- 9 Protective Applied Relay.- WESTINGHOUSE.- BLACKBURN
10. Plantas Eléctricas teoría y proyecto.- CARLOS LUCA M.
11. Análisis de Flujo de carga.- FOLLETO DPTO. ING. ELECTRICA
12. Apuntes de Potencia I y II.- PROF. ING. ALBERTO HANZE
13. Apuntes de Potencia III y transientes.- PROF. ING. JOSE LAYANA
14. Tesis de Grado. XAVIER SALINAS
15. Manuales y catalogos obtenidos de diferentes corporaciones técnicas.



A.F. 141809