

870117

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA

INCORPORADA A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

4/4/89



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

“SELECCION Y COORDINACION DE AJUSTES EN PROTECCIONES
DE RESPALDO PARA TRANSFORMADORES Y
AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA EN
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A

CESAR AUGUSTO VENTURA SANTANA

GUADALAJARA,

JALISCO.

1989



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

Página

INTRODUCCION 1

ANTECEDENTES 3

CAPITULO I

CIRCUITOS EQUIVALENTES DE TRANSFORMADORES MONOFA -
SICOS 6

1.1 Introducción 6

1.2 Transformador ideal de dos devanados 7

1.3 El transformador real 9

1.4 Circuito equivalente en Por Unidad 13

1.5 Transformador de tres devanados 17

1.6 Circuito equivalente en Por Unidad 20

1.7 Autotransformador de tres devanados 23

1.8 Circuito equivalente en Por Unidad 29

CAPITULO II

CIRCUITOS EQUIVALENTES DE TRANSFORMADORES TRIFA --
SICOS 34

2.1 Introducción 34

2.2 Bancos de transformadores de dos devanados .. 36

2.3 Circuito equivalente en Por Unidad 42

2.4 Bancos de transformadores de tres devanados . 44

2.5	Representación en circuitos de secuencia cero de transformadores de dos y tres devanados ...	45
2.6	Bancos de autotransformadores de tres devanados	56

CAPITULO III

EL TRANSFORMADOR EN ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO		
3.1	Introducción	60
3.2	Determinación de las impedancias de secuencia en autotransformadores de tres devanados de relación $400/\sqrt{3}/230/\sqrt{3}/13.8$ KV	61
3.3	Determinación de las impedancias de secuencia en transformadores de tres devanados de relación $230/\sqrt{3}/69/\sqrt{3}/13.8$ KV	65
3.4	Métodos manual para determinar las corrientes de secuencia en falla trifásica y monofásica - en el lado de baja tensión	67

CAPITULO IV

CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACION EN RESPALDOS DE TRANSFORMADOR		
4.1	Introducción	77
4.2	La función de la protección por relevadores ..	78
4.3	Principio y características funcionales de los esquemas de protección	81

4.4	Aplicación de relés de sobrecorriente	83
4.5	Criterios de ajuste para relés de sobrecorriente	89
4.6	Aplicación de relés de distancia	110
4.7	Coordinación de respaldos de transformador con circuitos adyacentes en SE Acatlán	123
CAPITULO V		
	AJUSTE Y COORDINACION DE RESPALDOS DE TRANSFORMADOR	150
5.1	Introducción	150
5.2	Respaldos de fase y neutro en bancos de auto - transformadores de relación $400/\sqrt{3}/230/\sqrt{3}/13.8$ KV empleando relés de sobrecorriente	153
5.3	Respaldos de bancos de autotransformadores empleando relés de distancia	181
5.4	Coordinación de los respaldos de transformador con las líneas de transmisión de 230 KV	190
	CONCLUSIONES	201
APENDICE "A"	CORRIDAS DE CORTO CIRCUITO EN LINEAS DE 69 KV DE SE ACATLAN	203
APENDICE "B"	CORRIDAS DE CORTO CIRCUITO EN LINEAS DE 230 KV DE SE ACATLAN	224
	BIBLIOGRAFIA	265

I N T R O D U C C I O N

Un sistema de potencia debe estar diseñado para entregar energía eléctrica a los puntos de consumo, con el objetivo primario de mantener un muy alto nivel de continui-dad en el servicio y cuando ocurran condiciones intolera--bles minimizar sus efectos.

Es imposible así como impráctico evitar las conse-cuencias de efectos naturales, accidentes físicos, falla en el equipo o mala operación debido a error humano. Esfuer-zos considerables se han realizado para minimizar las probabilidades de daño, pero la eliminación total aún no se lo-gra.

De todas las condiciones anormales que se presentan en un sistema de potencia, el más crítico es el corto cir-cuito, el cual impone un cambio súbito y a veces violento - en la operación del mismo.

Si un sistema de potencia no tiene una adecuada protección, mencionaremos que no está propiamente diseñado y - debidamente operado. Es filosofía general dividirlo en zonas de protección, dando una adecuada protección con mínima cantidad de equipo desconectado.

Aún con esto, existen muchos factores que pueden -- causar falla en el esquema de protección, nada es perfecto. Para reducir los potenciales catastróficos que pueden resultar, es necesario duplicar esquemas de protección con filosofías de funcionamiento diferentes.

El esquema denominado protección primaria es la primera línea de defensa. En adición a esta protección debe haber una segunda línea de defensa, la cual librerá la falla si el esquema primario no opera por alguna razón.

Idealmente, un esquema de protección de respaldo, es aquel que duplica todos los elementos incluyendo relevadores, transformadores de instrumento, fuentes de alimentación de corriente directa, e interruptores.

Sin embargo, en la práctica no se duplican los interruptores. Su duplicidad se pretende lograr con dos bobinas independientes de disparo. Más si falla el mecanismo del interruptor, la falla tendrá que ser aislada por la protección de respaldo de los circuitos adyacentes.

Los requisitos más importantes que debe tener la protección de respaldo son:

- a) Los relevadores de respaldo deben de localizarse en tal forma que no empleen o controlen algún dispositivo en común con los relevadores primarios.

- b) Los relevadores de respaldo deben ser sencillos y operar con suficiente retraso de tal forma que la protección primaria pueda operar. Esto es importante ya -- que se proporciona a la protección primaria hasta donde es posible de sensibilidad, velocidad suficiente -- para dar una buena protección y continuidad de servicio.
- c) La protección de respaldo deberá satisfacer reque - ri - mientos de sensibilidad, selectividad y seguridad de tal manera que se asegure su operación de la manera -- más general de acuerdo a los equipos adyacentes. La rapidez estará determinada por el tiempo de operación de la protección primaria y por el máximo tiempo de -- libramiento permitido en la estabilidad del sistema.

A N T E C E D E N T E S

Es práctica común en CFE dotar a todos los elemen -
tos de un sistema con protección primaria y respaldo respec
tivamente. Ambos esquemas tendrán principios de operación
distintos, con el propósito de aumentar la confiabilidad --
del equipo.

El objetivo de la protección primaria es la desco -
nexión del elemento fallado en la forma más rápida posible.
Entendiéndose que dicha falla va a causarle un daño inmedia
to y cada vez mayor a medida que el tiempo de desconexión -
se hace más largo.

La protección primaria de un transformador es funda
mentalmente la protección diferencial complementada con un
relevador buch-holz diseñado para operar en fallas incipien
tes.

Todo transformador protegido en forma diferencial re
quiere relés de sobrecorriente con protección de respaldo,
capaces de detectar fallas en el equipo, y actuar después -
que la protección primaria ha fallado. Puesto que este es-
quema puede operar correctamente en fallas externas a la zo
na de protección del transformador, su aplicación y ajuste
es una condición del equipo y protección asociada al sistema.

La protección de respaldo ha sido ampliamente usada en la protección de bus y recientemente su aplicación ha sido enfocada a la protección de circuitos adyacentes. Esta última aplicación representa un reto a la ingeniería de los sistemas de protección, a fin de emplear adecuadamente las características de funcionamiento de los relevadores.

Con el desarrollo de los métodos computacionales en análisis de sistemas de potencia y el auxilio del computador se han diseñado programas de corto circuito. Estos programas son aplicables al ajuste y coordinación óptima de los esquemas de protección, lográndose con ello cambiar los criterios anteriormente establecidos.

C A P I T U L O I

CIRCUITOS EQUIVALENTES DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS

C A P I T U L O I

CIRCUITOS EQUIVALENTES DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS

1.1 Introducción.

El aparato que ha contribuido enormemente a la flexi bilidad y adaptabilidad del suministro de la corriente al l - terna y es responsable para su aplicación satisfactoria, es el transformador. Posibilita al voltaje a transformarse -- muy fácilmente, de acuerdo a los requerimientos encontrados en cada parte del sistema de potencia.

Normalmente un sistema de potencia consiste de va - rios circuitos a diferentes niveles de tensión, los circuitos son conectados unos a otros por transformadores o auto-transformadores. Desde las líneas de transmisión de alta - tensión, el voltaje puede ser reducido en pasos sucesivos a circuitos de transmisión de más baja tensión, a circuitos - de distribución primaria, y finalmente a los circuitos de - usuarios.

El transformador también provee un medio convenientemente para aislamiento eléctrico de una o varias partes del -- sistema. Los métodos de aterrizamiento a los diferentes ni - veles de voltaje de cualquier sistema no necesariamente tie - nen que ser los mismos, aunque la protección propia del sis-

tema requiere que los varios métodos de aterrizamiento y -- equipo de protección sea coordinado.

Un transformador realiza su función dual por acoplamiento electromagnético entre circuitos.

1.2 Transformador ideal de dos devanados.

El moderno transformador con núcleo de hierro se -- aproxima tanto a la perfección que puede considerarse en muchos casos como un dispositivo transformador perfecto. El transformador ideal es un primer paso en el estudio de un transformador práctico. En la forma más sencilla de la teoría del transformador asumimos que es "ideal", en el sentido que:

- a) Son despreciables las resistencias de los devanados.
- b) Es despreciable la pérdida en el núcleo.
- c) El flujo magnético total atraviesa todas las espiras de ambos devanados.
- d) La permeabilidad es tan elevada que con una -- fuerza magnetomotriz despreciable se consigue -- el flujo necesario.

Bajo estas idealizaciones presentadas, las relacio-

nes que caracterizan un transformador ideal de dos devanados son:

$$v_1 = e_1 - N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (1)$$

$$v_2 = e_2 - N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (2)$$

donde ϕ es el flujo resultante creado por la acción simultánea de las corrientes de primario y secundario. Una comparación de las ecuaciones (1) y (2), muestran que en un transformador ideal la relación de voltaje es igual a la relación de vueltas, es decir:

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (3)$$

Según la hipótesis b y d la fuerza magnetomotriz total necesaria para crear el flujo resultante es nula. La fuerza magnetomotriz total es la resultante de los ampere-vuelta de primario y secundario:

$$N_1 i_1 - N_2 i_2 = 0 \quad (4)$$

De acuerdo a ésta, las fuerzas magnetomotrices primarias y secundarias son iguales y opuestas, por lo que tenemos:

$$N_1 i_1 = N_2 i_2 \quad (5)$$

con el resultado que la relación de corriente es:

$$\frac{i_1}{i_2} = \frac{N_2}{N_1}$$

Expresando estas relaciones en forma fasorial:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (7)$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} \quad (8)$$

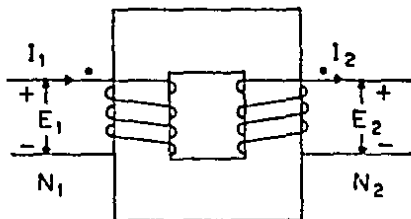


FIG. 1

Debe de notarse que el ángulo de fase E_1 es el mismo de E_2 , y que el ángulo de fase de I_1 es el mismo de I_2 ; tal que la relación de espiras del transformador ideal afecta las magnitudes de voltajes y las corrientes, pero no sus ángulos.

1.3 El Transformador Real.

Para representar el transformador real vamos a eli-

minar algunas de las idealizaciones asumidas anteriormente. Debemos desarrollar una teoría más completa de las características eléctricas, en la cual se tomen en cuenta, al menos en forma aproximada las imperfecciones existentes en los transformadores, tales como:

- a) Pérdidas en el cobre. Son pérdidas por calentamiento de tipo resistivo en los arrollamientos primario y secundario.
- b) Flujo de dispersión. Los flujos primario y secundario que abandonan el núcleo y ligan sólo a uno de los devanados, son flujos dispersos. Estos originan autoinductancias, cuyos efectos deben ser tomados en cuenta.

En estudios de sistema de potencia, es común retener las idealizaciones (1.2.b) y (1.2.d); despreciando la corriente de excitación. Esto es justificable sobre la base que en transformadores de potencia la corriente de excitación estaría en el rango de 0.5 al 4.0% de la corriente nominal.

El transformador real con la corriente de excitación despreciable es representado como un transformador ideal al cual se le han añadido las impedancias de dispersión como se muestra en la figura 2. Las impedancias de --

dispersión son:

$$Z_1 = R_1 + jX_{l1} \quad (9)$$

$$Z_2 = R_2 + jX_{l2} \quad (10)$$

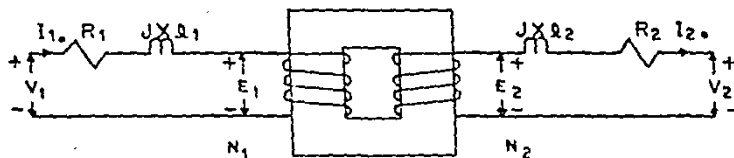


FIG. 2

1.3.1 El Circuito Equivalente, despreciando corriente de excitación.

La ecuación de voltaje del devanado "1", para el transformador de dos devanados mostrado en la figura 2, es:

$$V_1 = Z_{l1} I_1 + E_1 \quad (11)$$

y del devanado "2" la ecuación de voltaje es:

$$E_2 = Z_{l2} I_2 + V_2 \quad (12)$$

sustituyendo $E_1 = \frac{N_1}{N_2} E_2$ de (7) en (11), y para E_2 de (12) en

es la impedancia vista desde las terminales del circuito primario con las terminales secundarias en corto circuito.

(11) el resultado da:

$$V_1 = Z_{11} I_1 + \frac{N_1}{N_2} Z_{12} I_2 + \frac{N_1}{N_2} V_2 \quad (13)$$

ahora sustituyendo $I_2 = \frac{N_1}{N_2} I_1$ y reordenando la ecuación (13) obtenemos:

$$V_1 - \frac{N_1}{N_2} V_2 = (Z_{11} + (\frac{N_1}{N_2})^2 Z_{12}) I_1 \quad (14)$$

esta ecuación representará el transformador equivalente referida al primario cuyo circuito mostraremos en la figura 3:

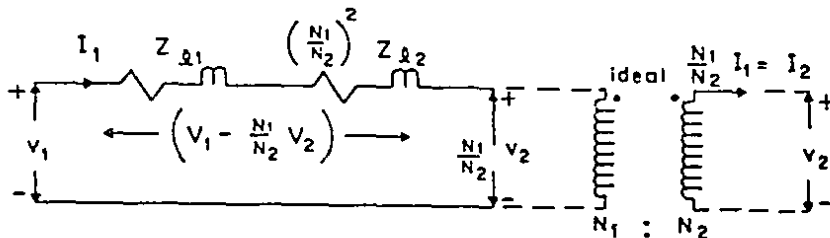


FIG. 3

La impedancia mostrada en el circuito primario:

$$Z_{11} + (\frac{N_1}{N_2})^2 Z_{12} \hat{=} Z_{sc1}$$

es la impedancia vista desde las terminales del circuito primario con las terminales secundarias en corto circuito.

1.4 Circuito Equivalente en Por Unidad.

El aplicar el método en pu a la teoría del transformador, reducimos el transformador real mostrado en la figura 3 a uno de relación 1:1 y de aquí lo omitimos. La condición necesaria para esta reducción será encontrar que con los mismos volt-amperes sobre cada devanado, y los voltajes base directamente proporcionales a la relación de vueltas - en los dos lados del transformador.

Seleccionando cantidades base en el circuito # 1:

$$S_B = V_{AB1}$$

$$I_{B1} = \frac{V_{AB1}}{V_{B1}} \text{ amp.}$$

$$V_B = V_{B1}$$

$$Z_{B1} = \left(\frac{V_{B1}}{V_{AB1}} \right)^2 \text{ ohms.}$$

la ecuación (14) puede ser escrita en pu como:

$$\frac{V_1}{V_{B1}} - \frac{N_1}{N_2} \cdot \frac{V_2}{V_{B1}} = \left(\frac{Z_1}{Z_{B1}} + \frac{\left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 Z_2}{Z_{B1}} \right) \frac{I_1}{I_{B1}}$$

o

$$\bar{V}_1 - \frac{N_2}{N_1} \frac{V_2}{V_{B1}} = \left(\bar{Z}_{L1} + \frac{Z_2}{\left(\frac{N_2}{N_1}\right)^2 Z_{B1}} \right) \bar{I}_1 \quad (15)$$

donde la notación en barra indica cantidades en por unidad.

Ahora si escogemos cantidades base en el circuito -
#2 tal que:

$$V_{B2} = \frac{N_2}{N_1} V_{B1} \quad (i)$$

y

$$Z_{B2} = \left(\frac{N_2}{N_1}\right)^2 Z_{B1} \quad (ii)$$

entonces la ecuación (15) se convierte en:

$$\bar{V}_1 - \bar{V}_2 = (\bar{Z}_{l1} + \bar{Z}_{l2}) \bar{I}_1 \quad (16)$$

el cual representa el circuito equivalente mostrado en la -
figura 4:

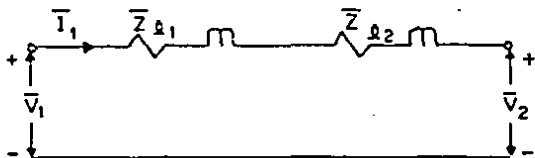


FIG. 4

Notar que:

a) La condición (ii) implica que:

$$\frac{V_{B2}}{I_{B2}} = \left(\frac{N_2}{N_1}\right)^2 \frac{V_{B1}}{I_{B1}}$$

$$\frac{V_{B2}}{I_{B2}} = \left(\frac{V_{B2}}{V_{B1}}\right)^2 \frac{V_{B1}}{I_{B1}}$$

$$\frac{V_{B1}}{I_{B2}} = \frac{V_{B2}}{I_{B1}}$$

$$V_{B1} \cdot I_{B1} = V_{B2} \cdot I_{B2}$$

$$VA_{B1} = VA_{B2}$$

b)

$$\frac{\frac{N_1}{N_2} V_2}{V_{B1}} = \frac{V_2}{\frac{N_2}{N_1} V_{B1}} = \frac{V_2}{V_{B2}}$$

Entonces usando el sistema en por unidad, el transformador de la figura 3 es reducido a relación 1:1, y omitido en la figura 4.

c) \bar{Z}_1 está sobre una base en ohms en el circuito # 1, y \bar{Z}_2 está sobre una base en ohms en el circuito # 2.

d) Además encontraremos:

$$\bar{Z}_{\phi 1} + \bar{Z}_{\phi 2} = \hat{=} \bar{Z}_{12}$$

que por definición es la impedancia de corto circuito - en por unidad.

Corto - circuitando las terminales del devanado # 2 en la figura (2), e instalando los instrumentos en el circuito # 2, obtenemos:

$$Z_{12} = Z_{L1} + \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 Z_{L2} \text{ en ohms.}$$

Sobre los ohms base del circuito # 1:

$$\frac{Z_{12}}{Z_{B1}} = \bar{Z}_{12}$$

Si la prueba de corto-circuito es invertida, obtenemos:

$$Z_{21} = \left(\frac{N_2}{N_1}\right)^2 Z_{12}$$

En por unidad sobre Z_{B2} :

$$\bar{Z}_{21} = \frac{Z_{21}}{Z_{B2}} = \frac{\left(\frac{N_2}{N_1}\right)^2 Z_{12}}{Z_{B2}} = \frac{Z_{12}}{\left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 Z_{B2}} = \frac{Z_{12}}{Z_{B1}} = \bar{Z}_{12}$$

De lo que deducimos que la impedancia en por unidad es la misma en ambos casos:

$$\bar{Z}_{12} = \bar{Z}_{21} \triangleq \bar{Z}_{sc}$$

El circuito equivalente en por unidad es mostrado - en la figura 5 :

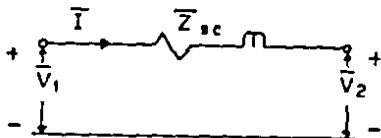


FIG. 5

1.5 Transformador de Tres Devanados.

Es práctica común en sistemas de potencia utilizar transformadores con más de dos devanados. Esto es especialmente cierto en grandes subestaciones de transmisión donde los voltajes son transformados desde niveles de transmisión de alto voltaje a niveles de subtransmisión intermedios. En tales casos un tercer nivel de voltaje es empleado para distribución local, para aplicación de corrección del factor de potencia por medio de capacitores o reactores; o tal vez para establecer una conexión Δ que provea una trayectoria a las corrientes de secuencia cero. Los devanados de un transformador de tres devanados son designados como \bar{H} para el voltaje más alto, X para el voltaje intermedio y Y al voltaje más bajo. Asumiremos que las corrientes de excitación son despreciables.

Para un transformador de tres devanados, con las di

reacciones y polaridades mostradas en la figura 6 es:

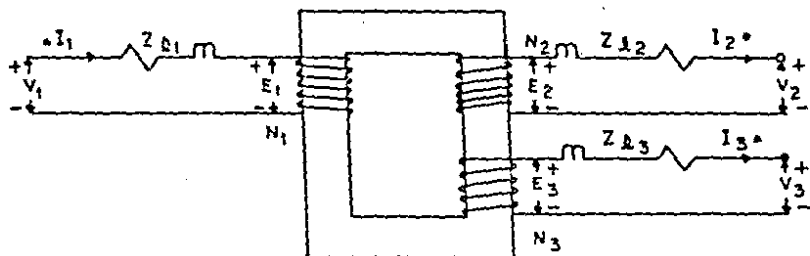


FIG. 6

La ecuación de voltaje del devanado primario # 1 es:

$$V_1 = Z_{11}I_1 + E_1 \quad (17)$$

pero

$$E_1 = \frac{N_1}{N_2} E_2 = \frac{N_1}{N_2} (Z_{12}I_2 + V_2) \quad (18)$$

y también

$$E_1 = \frac{N_1}{N_3} E_3 = \frac{N_1}{N_3} (Z_{13}I_3 + V_3) \quad (19)$$

Sustituyendo la ecuación (18) en (17) obtenemos:

$$V_1 - \frac{N_1}{N_2} V_2 = Z_{11}I_1 + \frac{N_1}{N_2} Z_{12}I_2 \quad (20)$$

y sustituyendo la ecuación (19) en (17) obtenemos:

$$V_1 - \frac{N_1}{N_3} V_3 = Z_{l1} I_1 + \frac{N_1}{N_3} Z_{l3} I_3 \quad (21)$$

Las ecuaciones (20) y (21) pueden ser escritas como:

$$V_1 - \frac{N_1}{N_2} V_2 = Z_{l1} I_1 + \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 Z_{l2} \frac{N_2}{N_1} I_2 \quad (22)$$

$$V_1 - \frac{N_1}{N_3} V_3 = Z_{l1} I_1 + \left(\frac{N_1}{N_3}\right)^2 Z_{l3} \frac{N_3}{N_1} I_3 \quad (23)$$

que representan el circuito equivalente de la figura 7:

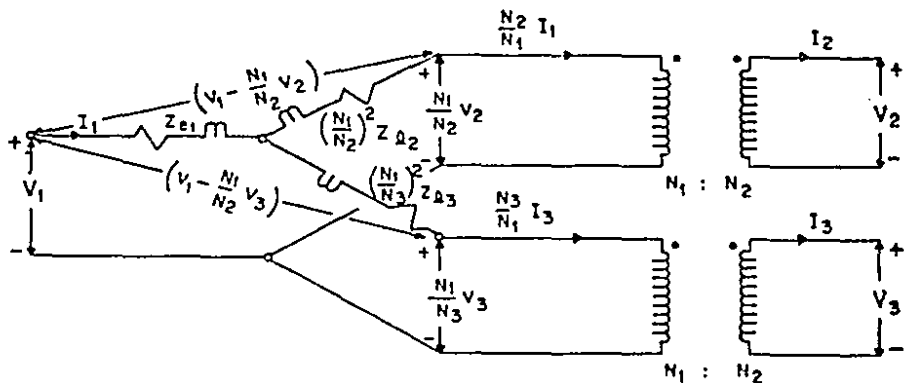


FIG. 7

Los transformadores ideales en la figura 7 han sido anexados al circuito equivalente para indicar su relación a los voltajes y corrientes en los devanados secundario # 2 y terciario # 3.

Notamos que el circuito equivalente muestra:

$$I_1 = \frac{N_2}{N_1} I_2 + \frac{N_3}{N_1} I_3$$

el cual puede ser escrito como:

$$N_1 I_1 - N_2 I_2 - N_3 I_3 = 0$$

indicando que la fuerza magnetomotriz alrededor del núcleo es cero.

1.6 Circuito Equivalente en Por Unidad.

Los transformadores ideales en figura 7 pueden ser reducidos a relación 1:1, seleccionando cantidades base -- tal que:

$$V_{A_{B1}} = V_{A_{B2}} = V_{A_{B3}}$$

y

$$V_{B1} : V_{B2} : V_{B3} = N_1 : N_2 : N_3$$

En este caso:

$$Z_{B2} = \left(\frac{N_2}{N_1}\right)^2 Z_{B1}$$

y

$$Z_{B3} = \left(\frac{N_3}{N_1}\right)^2 Z_{B1}$$

Sobre los ohms base en el circuito # 1, las impedancias en por unidad de la figura 7 son:

$$\frac{\bar{Z}_1}{Z_{B1}} = \bar{Z}_{Q1} \triangleq \bar{Z}_1$$

$$\frac{\left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 Z_{Q2}}{Z_{B1}} = \frac{Z_{Q2}}{\left(\frac{N_2}{N_1}\right)^2 Z_{B1}} = \frac{Z_{Q2}}{Z_{B2}} = \bar{Z}_{Q2} \triangleq \bar{Z}_2$$

$$\frac{\left(\frac{N_1}{N_3}\right)^2 Z_{Q3}}{Z_{B1}} = \frac{Z_{Q3}}{\left(\frac{N_3}{N_1}\right)^2 Z_{B1}} = \frac{Z_{Q3}}{Z_{B3}} = \bar{Z}_{Q3} \triangleq \bar{Z}_3$$

El circuito equivalente es mostrado en la figura 8:

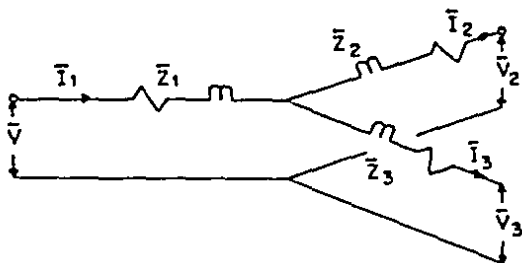


FIG. 8

\bar{Z}_1 , \bar{Z}_2 y \bar{Z}_3 son determinados de las pruebas de corto circuito:

$$Z_{12} = Z_{Q1} + \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 Z_{Q2} \quad \text{en ohms.}$$

$$Z_{13} = Z_{11} + \left(\frac{N_1}{N_3}\right)^2 Z_{13} \quad \text{en ohms.}$$

$$Z_{23} = Z_{12} + \left(\frac{N_2}{N_3}\right)^2 Z_{13} \quad \text{en ohms.}$$

Sobre los ohms base en el circuito # 1:

$$\begin{aligned} Z_{12} &= Z_{11} + \frac{\left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 Z_{12}}{Z_{B1}} \\ &= \bar{Z}_{11} + \frac{Z_{12}}{Z_{B2}} = \bar{Z}_{11} + \bar{Z}_{12} = \bar{Z}_1 + \bar{Z}_2 \\ \bar{Z}_{13} &= \bar{Z}_{11} + \frac{\left(\frac{N_1}{N_3}\right)^2 Z_{13}}{Z_{B1}} \\ &= \bar{Z}_{11} + \frac{Z_{13}}{Z_{B3}} = \bar{Z}_{11} + \bar{Z}_{13} = \bar{Z}_1 + \bar{Z}_3 \end{aligned}$$

Sobre los ohms base en el circuito # 2:

$$\begin{aligned} \frac{Z_{23}}{Z_{B2}} &= \bar{Z}_{12} + \frac{\left(\frac{N_2}{N_3}\right)^2 Z_{13}}{Z_{B2}} \\ &= \bar{Z}_2 + \frac{Z_{13}}{Z_{B3}} = \bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{13} = \bar{Z}_2 + \bar{Z}_3 \\ Z_{23} &= \bar{Z}_2 + \bar{Z}_3 \end{aligned}$$

Notamos que mientras \bar{Z}_{12} y \bar{Z}_{13} están sobre los ohms base del circuito # 1, \bar{Z}_{23} están sobre una base en ohms del circuito # 2.

Resolviendo para \bar{z}_1 , \bar{z}_2 y \bar{z}_3 :

$$\bar{z}_{12} = \bar{z}_1 + \bar{z}_2 \quad z_1 = \frac{1}{2} (\bar{z}_{12} + \bar{z}_{13} - \bar{z}_{23})$$

$$\bar{z}_{13} = \bar{z}_1 + \bar{z}_3 \quad z_2 = \frac{1}{2} (\bar{z}_{23} + \bar{z}_{12} - \bar{z}_{13})$$

$$\bar{z}_{23} = \bar{z}_2 + \bar{z}_3 \quad z_3 = \frac{1}{2} (\bar{z}_{13} + \bar{z}_{23} - \bar{z}_{12})$$

1.7 Autotransformador de Tres Devanados.

Los autotransformadores de tres devanados son ampliamente usados. Debido a la construcción física de los circuitos, dos de los tres devanados son conectados en Y-Y con el neutro aterrizado. Puesto que la conexión Y-Y no contiene trayectoria para las corrientes de excitación de tercera armónica, se provee un tercer devanado en cada fase, el cual puede ser conectado en Δ . Este devanado, llamado el terciario, provee una trayectoria para corrientes de excitación.

Actualmente en los sistemas de potencia un gran número de transformaciones son realizadas por autotransformadores más que con transformadores de devanados separados. Una razón de esto es el bajo costo de los autotransformadores. Hay, sin embargo, otras diferencias significativas. La impedancia de un autotransformador es más pequeña que la de un transformador convencional de la misma capacidad.

Esto es una ventaja y desventaja. Una impedancia - baja significa mejor regulación, pero también significa menor capacidad de limitación de falla y necesitará algunas - veces añadirle menos corrientes de excitación que los trans formadores de la misma capacidad.

A continuación analizaremos las ecuaciones para un autotransformador de tres devanados, partiendo de sus co -- nexiones mostradas en la figura 9:

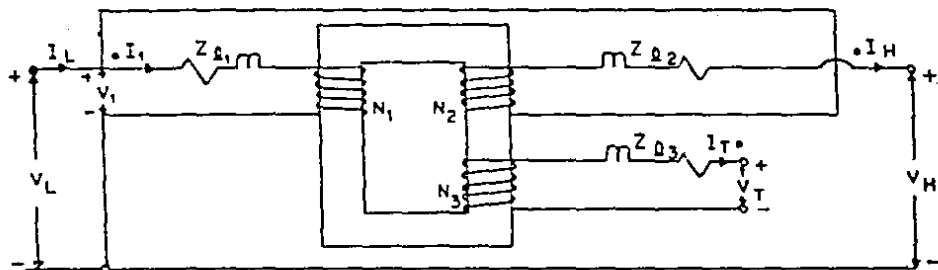


FIG. 9

Repetimos las ecuaciones de voltaje obtenidas en el transformador de tres devanados:

$$V_1 - \frac{N_1}{N_2} V_2 = Z_{01} I_1 + \frac{N_1}{N_2} Z_{02} I_2 \quad (13)$$

y

$$V_1 - \frac{N_1}{N_3} V_3 = Z_{l1} I_1 + \frac{N_1}{N_3} Z_{l3} I_3 \quad (14)$$

De la interconexión mostrada en la figura 9, resultan las siguientes ecuaciones:

$$V_L = V_1 \quad (24) \quad I_L = I_1 + I_2 \quad (25)$$

$$V_H = V_1 + V_2 \quad I_H = I_2$$

$$V_T = V_3 \quad I_T = I_3$$

Sustituyendo estas relaciones en la ecuación (13) - obtenemos:

$$\begin{aligned} V_L + \frac{N_1}{N_2} (V_L - V_H) &= Z_{l1} (I_L - I_H) + \frac{N_1}{N_2} Z_{l2} I_H \\ &= Z_{l1} I_L + \left(\frac{N_1}{N_2} Z_{l2} - Z_{l1} \right) I_H \end{aligned}$$

$$\left(\frac{N_1 + N_2}{N_2} \right) V_L - \frac{N_1}{N_2} V_H = Z_{l1} I_L = Z_{l1} I_L + \left(\frac{N_1}{N_2} Z_{l2} - Z_{l1} \right) I_H \quad (26)$$

multiplicando ambos miembros por $\frac{N_2}{N_1 + N_2}$:

$$\begin{aligned} V_L - \left(\frac{N_1}{N_1 + N_2} \right) V_H &= \left(\frac{N_2}{N_1 + N_2} \right) Z_{l1} I_1 + \left(\frac{N_1}{N_1 + N_2} \right) Z_{l2} \\ &- \left(\frac{N_2}{N_1 + N_2} \right) Z_{l1} I_H \end{aligned}$$

$$V_L = \left(\frac{N_2}{N_1 + N_2} \right) Z_{11} I_L + \left(\frac{N_1}{N_1 + N_2} \right) Z_{12} - \left(\frac{V_2}{N_1 + N_2} \right) Z_{11} I_H \\ + \left(\frac{N_1}{N_1 + N_2} \right) V_H$$

Asimismo sustituimos las relaciones (24) y (25) en la ecuación (14) obtenemos:

$$V_L - \frac{N_1}{N_3} V_T = Z_{11} (I_L - I_H) + \frac{N_1}{N_3} Z_{13} I_T$$

$$V_L = Z_{11} (I_L - I_H) + \frac{N_1}{N_3} Z_{13} I_T + \frac{N_1}{N_3} V_T \quad (27)$$

las cuales representan el circuito equivalente de la figura 10.

Los transformadores ideales en la figura 10 han sido anexados al circuito equivalente para indicar los voltajes y corrientes en los devanados secundario y terciario.

El circuito equivalente muestra que:

$$I_L = \left(\frac{N_1 + N_2}{N_1} \right) I_H + \frac{N_3}{N_1} I_T \quad (28)$$

indicando que la fuerza magnetomotriz alrededor del núcleo ideal es cero, como debe ser.

Expresando las ecuaciones (26) y (27) en términos de la corriente del devanado secundario tenemos:

$$\begin{aligned}
 V_L = & \left(\frac{N_2}{N_1 + N_2} \right) Z_{\phi 1} I_L - \left(\frac{N_1 N_2}{N_1 + N_2} \right)^2 Z_{\phi 1} I_L + \left(\frac{N_1}{N_1 + N_2} \right)^2 Z_{\phi 2} I_L \\
 & + \left(\frac{N_1}{N_1 + N_2} \right) V_H
 \end{aligned} \tag{29}$$

$$\begin{aligned}
 V_L = & \left(\frac{N_2}{N_1 + N_2} \right) Z_{\phi 1} I_L + \frac{N_1}{N_1 + N_2} Z_{\phi 1} I_L + \left(\frac{N_1}{N_3} \right)^2 Z_{\phi 3} I_L \\
 & + \left(\frac{N_1}{N_1 + N_2} \right) V_H
 \end{aligned} \tag{30}$$

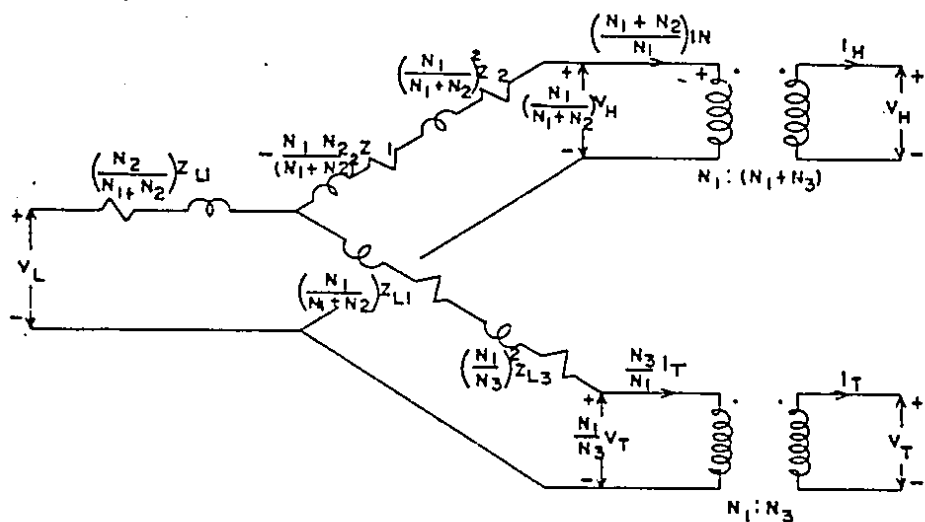


FIG 10

1.8 Circuito Equivalente en Por Unidad.

Los transformadores ideales en la figura 10 serán - reducidos a relación 1:1, seleccionando cantidades base tal que:

$$V_{A_{BL}} = V_{A_{BH}} = V_{A_{BT}}$$

y

$$V_{BL} : V_{BH} : V_{BT} = N_1 : (N_1 + N_2) : N_3$$

entonces:

$$Z_{BH} = \left(\frac{N_1 + N_2}{N_1} \right)^2 Z_{BL}$$

y

$$Z_{BT} = \left(\frac{N_3}{N_1} \right)^2 Z_{BL}$$

Sobre los ohms base del circuito L, los valores en por unidad de las impedancias mostradas en la figura 10 -- son:

$$\frac{\left(\frac{N_2}{N_1 + N_2} \right)^2 Z_{l1}}{Z_{BL}} = \left(\frac{N_2}{N_1 + N_2} \right)^2 \bar{Z}_{l1} \triangleq \bar{Z}_L$$

$$- \frac{\left(\frac{N_1 N_2}{N_1 + N_2} \right)^2 Z_{l1}}{Z_{BL}} + \frac{\left(\frac{N_1}{N_1 + N_2} \right)^2 Z_{l2}}{Z_{BL}} = - \left(\frac{N_1 N_2}{N_1 + N_2} \right)^2 Z_{l1} + \frac{Z_{l2}}{Z_{BH}}$$

$$= - \left(\frac{N_1 N_2}{N_1 + N_2} \right)^2 \bar{z}_{q1} + \bar{z}_{q2} \triangleq \bar{z}_H$$

$$\frac{z_{HL}}{z_{BH}} = \frac{z_{q2}}{z_{BH}} + \frac{\left(\frac{N_2}{N_1} \right)^2 z_{q1}}{z_{BH}}$$

$$z_{HL} = z_{q2} + \frac{\left(\frac{N_2}{N_1} \right)^2 z_{q1}}{\left(\frac{N_1 + N_2}{N_1} \right)^2 z_{BL}}$$

$$\bar{z}_{HL} = \bar{z}_{q2} + \left(\frac{N_2}{N_1 + N_2} \right) \bar{z}_{q1} = \bar{z}_H + \bar{z}_L$$

$$\bar{z}_{HL} = \bar{z}_{q2} + \left(\frac{N_2}{N_1 + N_2} \right)^2 \bar{z}_{q1} = \bar{z}_{q1} = \bar{z}_H + \bar{z}_L$$

$$\frac{z_{HT}}{z_{BH}} = \frac{z_{q1}}{z_{BH}} + \frac{z_{q2}}{z_{BH}} + \frac{\left(\frac{N_1 + N_2}{N_3} \right)^2 z_{q3}}{z_{BH}}$$

$$z_{HL} = z_{q2} + \left(\frac{N_2}{N_1 + N_2} \right)^2 \bar{z}_{q1} = \bar{z}_H + \bar{z}_L$$

$$\frac{z_{HT}}{z_{BH}} = \frac{z_{q1}}{z_{BH}} + \frac{z_{q2}}{z_{BH}} + \frac{\left(\frac{N_1 + N_2}{N_3} \right)^2 z_{q3}}{z_{BH}}$$

$$z_{HT} = \frac{z_{q1}}{\left(\frac{N_1 + N_2}{N_1} \right)^2 z_{BL}} + \bar{z}_{q2} + \frac{\left(\frac{N_1 + N_2}{N_3} \right)^2 z_{q3}}{\left(\frac{N_1 + N_2}{N_3} \right)^2 z_{BT}}$$

\bar{Z}_L , \bar{Z}_H y \bar{Z}_T son determinados de las tres pruebas de corto - circuito:

$$Z_{HL} = Z_{Q2} + \left(\frac{N_2}{N_1}\right)^2 Z_{Q1} \quad \text{en ohms.}$$

$$Z_{HT} = Z_{Q1} + Z_{Q2} + \left(\frac{N_1 + N_2}{N_3}\right)^2 Z_{Q3} \quad \text{en ohms.}$$

$$Z_{LT} = Z_{Q1} + \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 Z_{Q3} \quad \text{en ohms.}$$

Sobre los ohms base del circuito H:

$$\frac{Z_{HL}}{Z_{BH}} = \frac{Z_{Q2}}{Z_{BH}} + \frac{\left(\frac{N_2}{N_1}\right)^2 Z_{Q1}}{Z_{BH}}$$

$$\bar{Z}_{HL} = \bar{Z}_{Q2} + \frac{\left(\frac{N_2}{N_1}\right)^2 Z_{Q1}}{\left(\frac{N_1 + N_2}{N_3}\right)^2 Z_{BL}}$$

$$\bar{Z}_{HL} = \bar{Z}_{Q2} + \left(\frac{N_2}{N_1 + N_2}\right)^2 \bar{Z}_{Q1} = \bar{Z}_H + \bar{Z}_L$$

$$\frac{Z_{HT}}{Z_{BH}} = \frac{Z_{Q1}}{Z_{BH}} + \frac{Z_{Q2}}{Z_{BH}} + \frac{\left(\frac{N_1 + N_2}{N_3}\right)^2 Z_{Q3}}{Z_{BH}}$$

$$\begin{aligned} Z_{HT} &= \frac{Z_{Q1}}{\left(\frac{N_1 + N_2}{N_3}\right)^2 Z_{BL}} + Z_{Q2} + \frac{\left(\frac{N_1 + N_2}{N_3}\right)^2 Z_{Q3}}{\left(\frac{N_1 + N_2}{N_3}\right)^2 Z_{BT}} \\ &= \left(\frac{N_1^2}{N_1 + N_2}\right) \bar{Z}_{Q1} + \bar{Z}_{Q2} + \bar{Z}_{Q3} = \bar{Z}_H + \bar{Z}_T \end{aligned}$$

$$= \left(\frac{N_1^2}{N_1 + N_2} \right) \bar{z}_{Q1} + \bar{z}_{Q2} + \bar{z}_{Q3} = \bar{z}_H + \bar{z}_T$$

Sobre los ohms base del circuito 1:

$$\frac{z_{LT}}{z_{BL}} = \frac{z_{Q1}}{z_{BL}} + \frac{\left(\frac{N_1}{N_3} \right)^2 z_{Q3}}{z_{BL}}$$

$$\bar{z}_{LT} = \bar{z}_{Q1} + \frac{z_{Q3}}{\left(\frac{N_3}{N_1} \right)^2 z_{BL}}$$

$$= \bar{z}_{Q1} + \frac{z_{Q3}}{z_{BT}} = \bar{z}_{Q1} + \bar{z}_{Q3} = \bar{z}_L + \bar{z}_T$$

$$\frac{\left(\frac{N_1}{N_1 + N_2} \right) z_{Q1}}{z_{BL}} + \frac{\left(\frac{N_1}{N_3} \right)^2 z_{Q3}}{z_{BL}} = \left(\frac{N_1}{N_1 + N_2} \right) \bar{z}_{Q1} + \frac{z_{Q3}}{z_{BT}}$$

$$= \left(\frac{N_1}{N_1 + N_2} \right) \bar{z}_{L1} + \bar{z}_{Q3} \triangleq \bar{z}_T$$

el circuito equivalente en por unidad es presentado en la -
figura 11:

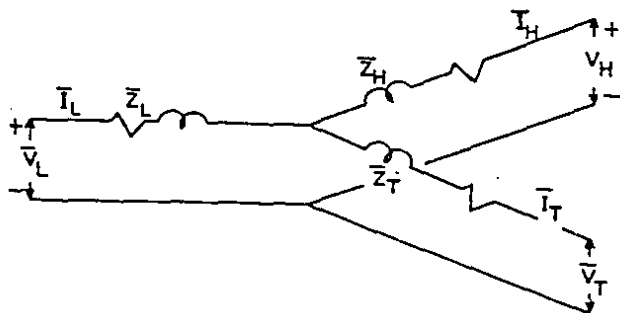


FIG 11

Sobre los ohms base del circuito L:

$$\frac{Z_{LT}}{Z_{BL}} = \frac{Z_{Q1}}{Z_{BL}} + \frac{\left(\frac{N_1}{N_3}\right)^2 Z_{Q3}}{Z_{BL}}$$

$$\bar{Z}_{LT} = Z_{Q1} + \frac{Z_{Q3}}{\left(\frac{N_3}{N_1}\right)^2 Z_{BL}}$$

$$= \bar{Z}_{Q1} + \frac{Z_{Q3}}{Z_{BT}} = \bar{Z}_{Q1} + \bar{Z}_{Q3} = \bar{Z}_L + \bar{Z}_T$$

Entonces con \bar{Z}_{HL} , \bar{Z}_{HT} sobre los ohms base en el circuito H, y \bar{Z}_{LT} sobre los ohms base del circuito L, obtenemos \bar{Z}_H , \bar{Z}_L y \bar{Z}_T :

$$\bar{Z}_{HL} = \bar{Z}_H + \bar{Z}_L$$

$$\bar{Z}_H = \frac{1}{2} (\bar{Z}_{HL} + \bar{Z}_{HT} - \bar{Z}_{LT})$$

$$\bar{Z}_{HT} = \bar{Z}_H + \bar{Z}_T$$

$$\bar{Z}_L = \frac{1}{2} (\bar{Z}_{LT} + \bar{Z}_{HL} - \bar{Z}_{HL} - \bar{Z}_{HT})$$

$$\bar{Z}_{LT} = \bar{Z}_L + \bar{Z}_T$$

$$\bar{Z}_T = \frac{1}{2} (\bar{Z}_{HT} + \bar{Z}_{LT} - \bar{Z}_{HL})$$

C A P I T U L O I I

CIRCUITOS EQUIVALENTES DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS

C A P I T U L O I I

CIRCUITOS EQUIVALENTES DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS

2.1 Introducción.

Puesto que nuestra preocupación son sistemas de potencia trifásicos, estamos interesados en la aplicación de transformadores monofásicos conectados para formar bancos trifásicos. En este estudio limitaremos nuestra atención a considerar unidades monofásicas idénticas y desarrollaremos los circuitos de secuencia para conexiones comunmente usadas. El uso de unidades diferentes introduce un desbalance el cual puede ser tratado separadamente como tal una vez -- que las configuraciones en circuitos de secuencia son conocidos.

Un problema en el cálculo de las impedancias del -- transformador es la selección de la base para convertir valores óhmicos a pu. Para transformadores es común seleccionar los voltampere nominales de una unidad monofásica o, en el caso de transformadores de tres devanados, referiremos todas las impedancias a los voltampere nominales de un devanado. Si los devanados están conectados en estrella, -- el voltaje de línea a neutro es tomado como el voltaje base y éste es el voltaje nominal del devanado. Si los devana --

dos están conectados en delta el voltaje de línea a neutro es $1/\sqrt{3}$ el voltaje nominal del devanado, y éste debe ser -- calculado como el valor base. Una vez que hemos seleccionado el voltaje base para un devanado, la base es automáticamente fijada, a través de la relación de vueltas, para los otros devanados.

Debemos enfatizar que todos los bancos de transformadores conectados en Δ , serán representados como un equivalente Y no aterrizado en los circuitos de secuencia positiva y secuencia negativa. No obstante para el circuito de secuencia cero debemos reconocer que la conexión Δ , permite el flujo de corrientes de secuencia cero mientras que en la conexión Y no aterrizada no hay tal flujo.

Este concepto de pensar en términos de un equivalente Y es completamente aceptable en cuanto a las relaciones entre cantidades de la base. Entonces la corriente entrante total al banco es correcta y las relaciones de fases son correctas entre cantidades ya sea de un lado u otro del -- transformador. Si deseamos comparar las relaciones de fase a través de un banco Y - Δ , debe hacerse un cálculo separado puesto que el equivalente Y destruye esta relación.

Resumiendo, una conexión delta de tres unidades monofásicas idénticas es reemplazada por un equivalente Y como el indicado en la figura 12:

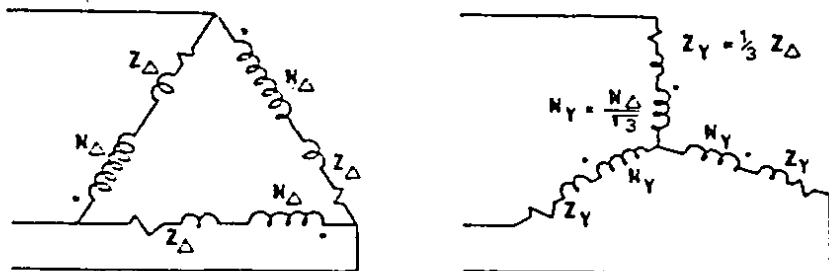


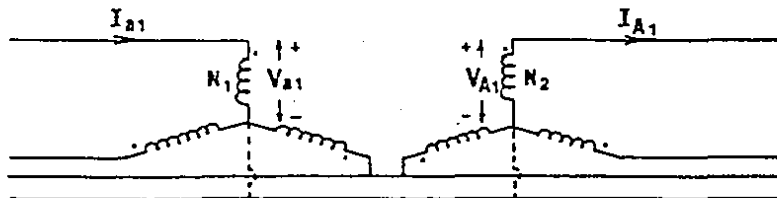
FIG 12

2.2 Bancos de Transformadores de dos Devanados.

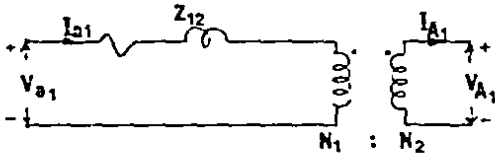
Asignando al número de vueltas del devanado #1 de una unidad como N_1 y del devanado #2 como N_2 , y asumiendo que la impedancia de corto circuito Z_{12} en ohms, es medida desde el devanado #1 con el devanado #2 en corto circuito. Los circuitos equivalentes que representan al banco en diferentes tipos de conexión para secuencia positiva son mostrados en la figura 13.

a) Banco Estrella - Estrella.

(i) Conexión

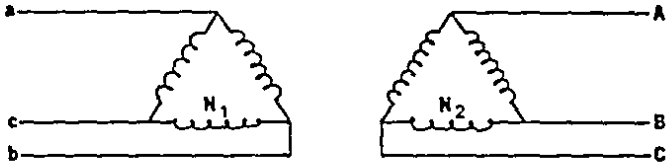


(ii) Circuito Equivalente Estrella por Fase

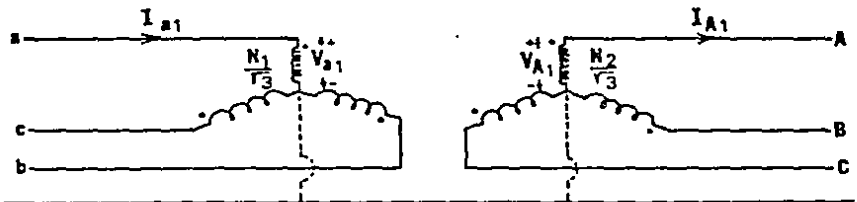


b) Banco Delta - Delta:

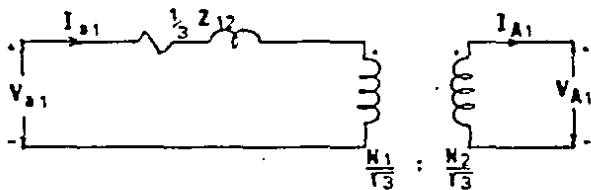
(i) Conexión



(ii) Equivalente Estrella - Estrella

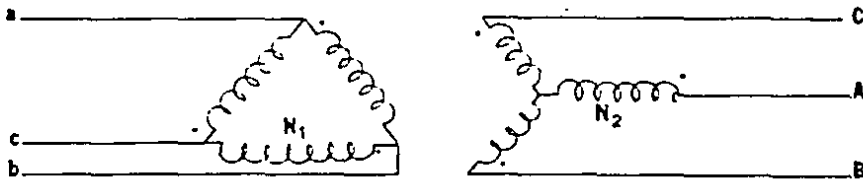


(iii) Circuito Equivalente Estrella por Fase.

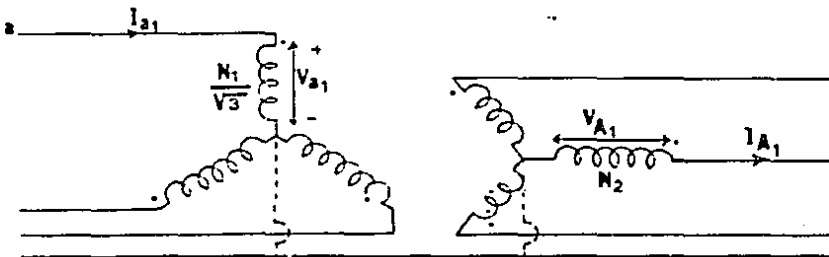


c) Delta-Estrella

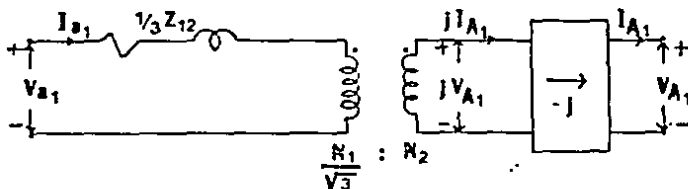
(i) Conexión



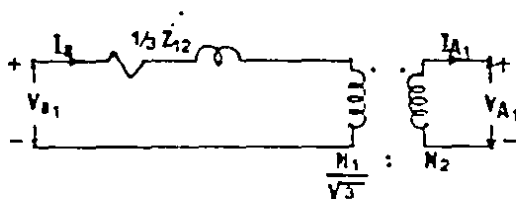
(ii) Equivalente Estrella-Estrella



(iii) Circuito Equivalente por Fase

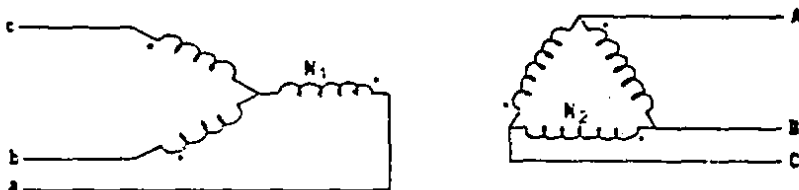


Estos circuitos indican el desplazamiento de fase - entre los voltajes de línea a neutro sobre ambos lados del banco. El desplazamiento de fase es usualmente ignorado durante cálculos iniciales, y el circuito equivalente empleado es:

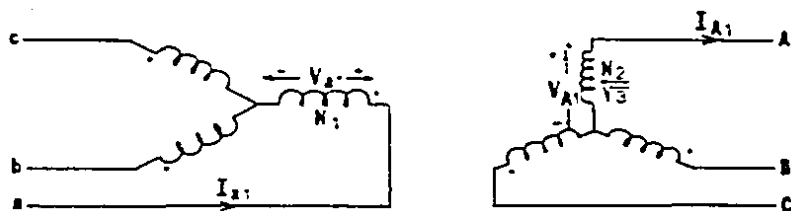


d) Estrella - Delta

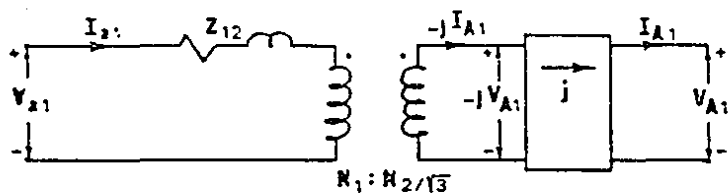
(i) Conexión



(ii) Equivalente Estrella - Estrella



(iii) Circuito Equivalente Estrella por Fase



Con el desplazamiento de fase ignorada, el circuito equivalente usado en cálculos es:

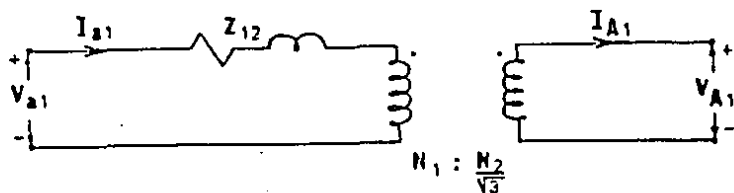


FIG 13

2.3 Circuito Equivalente en Por Unidad

Es importante que la relación de los transformadores ideales que aparecen en las cuatro conexiones mostradas anteriormente, tienen la misma relación de voltaje línea-línea del banco. Entonces, los transformadores ideales en todos los casos son reducidos a relación 1:1, y pueden ser omitidos si las cantidades base son seleccionadas como tal:

$$VA_{Ba} = VA_{BA} \hat{=} VA_B$$

y

$$V_{Ba} : V_{BA} = \text{relación de voltaje línea-línea}$$

también es importante notar que si la impedancia de corto circuito de una de las unidades idénticas, Z_{12} ohms, es medida desde el lado conectado de la Δ , como en los casos (b) y (c), el circuito equivalente Y tiene una impedancia de $1/3 Z_{12}$ ohms. El devanado conectado en delta en esos ejemplos es el devanado # 1. Si nosotros asignamos como:

$$\text{Volt-Ampere Nominal} = VA_1$$

$$\text{Voltaje Nominal} = V_1$$

entonces:

$$Z_{B1} = \frac{(V_1)^2}{VA_1}$$

y la impedancia de corto circuito en pu basado en sus características nominales tal que:

$$\frac{Z_{12}}{Z_{B1}} = \bar{Z}_{12} = \bar{Z}_{sc}$$

Ahora, con las cantidades base en la representación seleccionada del banco tal que:

$$VA_{BA} = VA_1$$

y

$$V_{ba} = \frac{V_1}{\sqrt{3}}$$

entonces:

$$Z_{Ba} = \frac{(V_{ba})^2}{VA_{ba}} = \frac{(V_1 / \sqrt{3})^2}{VA_1} = 1/3 Z_{B1}$$

Así, el circuito equivalente para los casos (b) y (c) comprenden una impedancia en pu:

$$\frac{1/3 Z_{12}}{Z_{Ba}} = \frac{1/3 Z_{12}}{1/3 Z_{B1}} = \bar{Z}_{12} = \bar{Z}_{sc}$$

El circuito equivalente en pu para los casos (a) y (d) comprenderá una impedancia en pu:

$$\frac{Z_{12}}{Z_{Ba}} = \frac{Z_{12}}{Z_{B1}} = \bar{Z}_{12} = \bar{Z}_{sc}$$

puesto que en estos casos:

$$V_{Ba} = V_{A_1}$$

$$V_{Ba} = V_1$$

y

$$Z_{Ba} = A_{B1}$$

Entonces, para todas las conexiones del banco, el circuito equivalente que representa al banco en la secuencia positiva es uno y el mismo; mostrado en la figura 14:

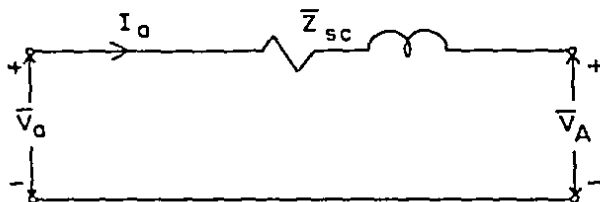


FIG 14

Es importante observar que las representaciones de secuencia positiva y negativa de un banco, por un circuito equivalente en pu con la corriente de excitación y el desplazamiento de fase despreciables es la misma como el de una de las unidades independientemente de la conexión del banco, con tal que los volt-ampere seleccionados sean los mismos en los circuitos acoplados por el banco, y los voltajes base están en proporción directa a las relaciones de voltaje línea-línea. La importancia de esta observación se ubica en el hecho que un análisis similar de bancos de uni-

dades multi-devanado y de autotransformadores da el mismo resultado, bajo las mismas condiciones establecidas anteriormente.

2.4 Bancos de Transformadores de Tres Devanados.

La representación en circuitos de secuencia positiva y negativa con las corrientes de excitación y el desplazamiento de fase despreciable son los mismos como el mostrado en la figura 8, para una de las unidades. En dicha figura los subíndices 1, 2 y 3 indican devanados primario, secundario y terciario respectivamente. \bar{Z}_1 , \bar{Z}_2 y \bar{Z}_3 son las impedancias equivalentes en pu de esos devanados, siendo determinados como sigue:

$$\bar{Z}_1 = \frac{1}{2} (\bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{13} - \bar{Z}_{23})$$

$$\bar{Z}_2 = \frac{1}{2} (\bar{Z}_{23} + \bar{Z}_{12} - \bar{Z}_{13})$$

$$\bar{Z}_3 = \frac{1}{2} (\bar{Z}_{13} + \bar{Z}_{23} - \bar{Z}_{12})$$

donde \bar{Z}_{12} , \bar{Z}_{23} y \bar{Z}_{13} son las impedancias de corto circuito en por unidad de los dos devanados indicados por los subíndices con el tercer devanado abierto basado sobre los mismos KVA por fase y voltajes base los cuales están en proporción directa a sus vueltas.

El desplazamiento de fase en la representación del circuito de secuencia positiva a través de banco que involucran devanados conectados en estrella y delta son determinados desde la conexión del banco por inspección. Las corrientes de línea de secuencia positiva y voltajes a neutro que pasan a través del banco $Y - \Delta$ o $\Delta - Y$, están desplazados 90° en fase, ya sea hacia adelante o hacia atrás.

En el circuito de secuencia negativa, el desplazamiento de fase es simplemente opuesto al determinado en el circuito de secuencia negativa.

2.5 Representación en Circuitos de Secuencia Cero de Transformadores de Dos y Tres Devanados.

En cualquier punto de un sistema, las corrientes de secuencia cero y voltajes son las mismas en las tres fases. La referencia para los voltajes de secuencia en cualquier punto en un sistema aterrizado en el neutro en ese punto -- particular.

2.5.1 Bancos de Transformadores de Dos Devanados.

- a) Bancos Estrella-Estrella: Ambos Neutros Aterrizados.

El aterrizamiento de ambos neutros garantiza que --

las corrientes de neutro $3I_o$ y $3I_o/a$ tienen trayectorias li bres para circular, y la impedancia de secuencia cero es entonces igual a la impedancia de dispersión. Obviamente, me dimos la misma impedancia desde ambos lados (si es expresado en pu). Procederemos a desarrollar las ecuaciones para obtener la impedancia de secuencia cero, a partir del cir - cuito de secuencia cero mostrado en la figura 15:

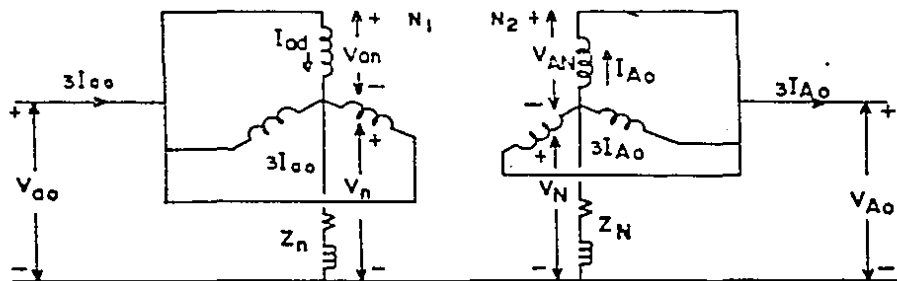


FIG 15

La ecuación de voltaje de la fase a es:

$$V_{an} - \frac{N_1}{N_2} V_{AN} = Z_{12} I_{ao}$$

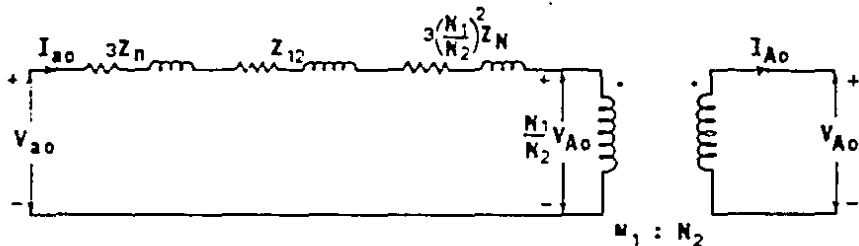
$$(V_{ao} - V_n) - \frac{N_1}{N_2} (V_{AO} - V_N) = Z_{12} I_{ao}$$

$$(V_{ao} - \frac{N_1}{N_2} V_{AO}) - (V_n - \frac{N_1}{N_2} V_N) = Z_{12} I_{ao}$$

$$\begin{aligned} (V_{ao} - \frac{N_1}{N_2} V_{AO}) &= Z_{12} I_{ao} + (V_n - \frac{N_1}{N_2} V_N) \\ &= Z_{12} I_{ao} + (3Z_n I_{ao} + \frac{N_1}{N_2} \cdot 3Z_N I_{AO}) \\ &= Z_{12} I_{ao} + (3Z_n I_{ao} + \frac{N_1}{N_2} \cdot 3Z_N \frac{N_1}{N_2} I_{ao}) \end{aligned}$$

$$(V_{ao} - \frac{N_1}{N_2} V_{AO}) = Z_{12} + 3Z_n + 3 \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 Z_N I_{ao}$$

el cual es representado en el siguiente circuito equivalente:



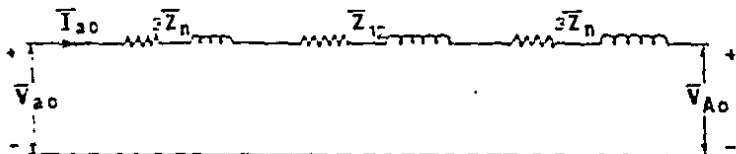
seleccionando cantidades base tal que:

$$VA_{Base} = VA \text{ nominal unitario}$$

$$V_{Base a} = V_1 \text{ nominal}; V_{Base A} = V_2 \text{ nominal}$$

$$\frac{V_{Base a}}{V_{Base A}} = \frac{N_1}{N_2}$$

el circuito equivalente en pu se convierte en:



\bar{Z}_n = Valor en pu de Z_n sobre los ohms base lado-a

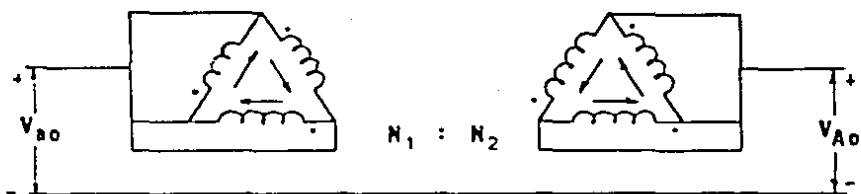
y

\bar{Z}_H = Valor en pu de Z_H sobre los ohms base lado-a'

Nota: Si cualquiera de los dos lados no está aterrizado, - la respectiva impedancia es infinita, y la corriente de secuencia cero no podrá circular.

b) Bancos Delta-Delta.

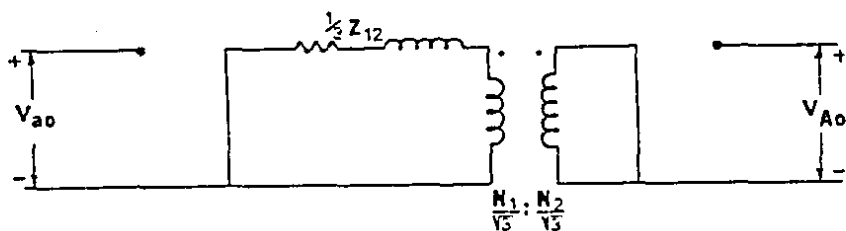
No puede fluir corriente sobre ambos lados del banco. Sin embargo las corrientes circulantes dentro de la -- delta pueden existir. La impedancia equivalente de un deva nado conectado en es corto-circuitado al bus de referen - cia cero del circuito de secuencia cero, pero no hay conexión entre el circuito equivalente y el circuito de las termina - les de la delta.



Si la conexión delta-delta es reemplazada por una -
conexión estrella-estrella, esta información debe ser toma-



El circuito equivalente estrella por fase es enton-
ces:



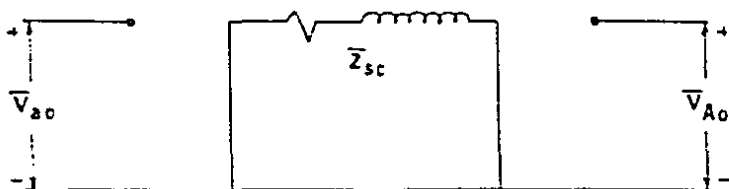
Seleccionando,

$V_{Base} = \text{Valor Unitario VA}$

$$V_{Base a} = \frac{V_1 \text{ nominal}}{\sqrt{3}}, \quad V_{Base A} = \frac{V_2 \text{ nominal}}{\sqrt{3}}$$

$$\frac{V_{Base a}}{V_{Base A}} = \frac{N_1/\sqrt{3}}{N_2/\sqrt{3}} = \frac{N_1}{N_2}$$

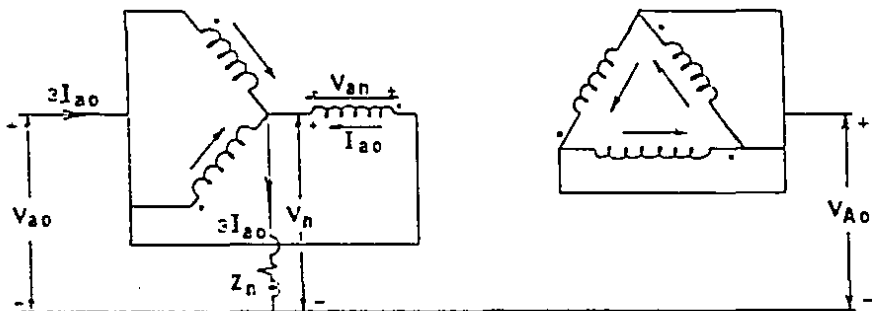
El circuito equivalente en por unidad apropiado es :



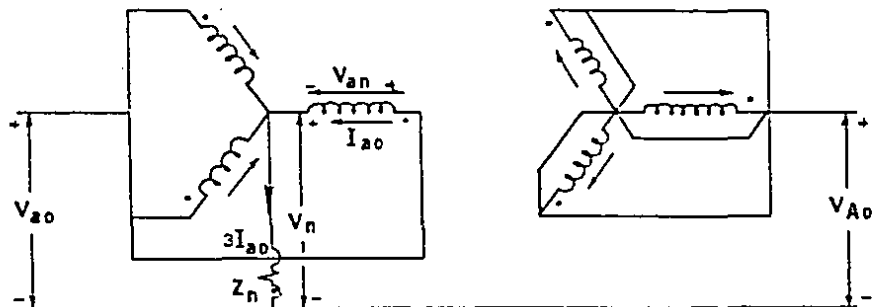
c) Bancos Estrella-Delta: Neutro Aterrizado.

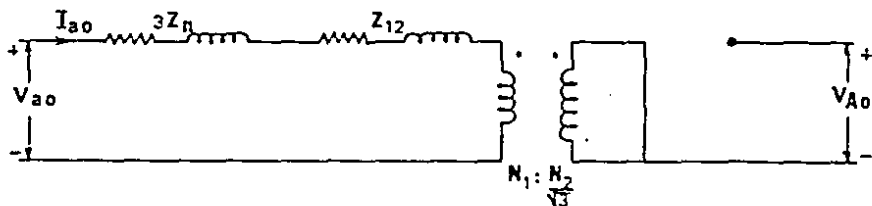
En este tipo de conexión, la impedancia de secuencia cero medida desde el lado de la Y es igual a la impedancia de dispersión. Notaremos también que las corrientes circulantes en la delta no saldrán estas corrientes de secuencia cero de las terminales. Esto explicará el corto circuito a tierra en el circuito de secuencia; ninguna corriente de secuencia cero puede ser inyectada hacia las ter

minales de la Δ . Entonces, en el circuito de secuencia -
tenemos una interrupción en las terminales correspondientes.



Reconociendo la habilidad de la delta para llevar -
corrientes circulantes, la conexión equivalente estrella-es-
trella es:





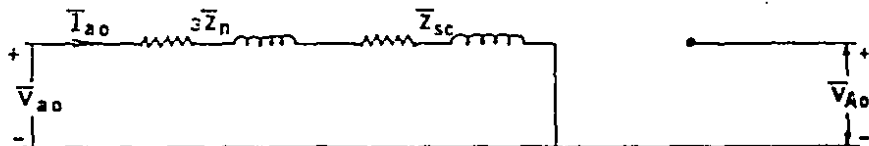
seleccionando:

$$V_{A_{Base}} = V_{A_{nominales}}$$

$$V_{Base a} = V_1 \text{ nominal}, \quad V_{Base A} = \frac{V_2 \text{ nominal}}{\sqrt{3}}$$

$$\left(\frac{V_{Base a}}{V_{Base A}} = \frac{N_1}{N_2 / \sqrt{3}} \right)$$

el circuito equivalente por unidad se convierte en:



donde \bar{Z}_n está en por unidad sobre los ohms base por fase -- del lado conectado en estrella.

Observaciones:

Resumiendo el análisis que hemos hecho para bancos de transformadores de dos devanados bajo condiciones de secuencia cero, las representaciones en circuitos de secuencia cero son muy diferentes a las representaciones en circuitos de secuencia positiva y negativa. Mencionaremos las siguientes reglas simples a emplearse:

- (i) Las corrientes de secuencia cero pueden circular a través de devanados conectados en estrella únicamente si el neutro está aterrizado. Si no, el circuito de secuencia tendrá una interrupción para el devanado en cuestión.
- (ii) Las corrientes de secuencia cero no pueden circular a o desde los devanados conectados en delta.
- (iii) Si el neutro de los devanados conectados en Y es aterrizado a través de una impedancia de $3Z_n$ debe aparecer en serie con la impedancia de corto circuito en el circuito de secuencia cero.

2.5.2 Bancos de Transformadores de Tres Devanados.

La representación de secuencia cero consiste de las

mismas impedancias en por unidad \bar{Z}_1 , \bar{Z}_2 y \bar{Z}_3 de la figura 8, pero las tres terminales no pueden todas conectarse a los circuitos externos correspondientes. Cada conjunto de devanado debe ser analizado de acuerdo a las reglas referidas anteriormente. Si el neutro de la estrella es aterrizado a través de una impedancia Z_n , debe aparecer una impedancia $3Z_n$ en el circuito de secuencia cero en serie con la impedancia correspondiente de las impedancias Z_1 , Z_2 o Z_3 conectadas en Y.

Ejemplos de la representación de secuencia cero en bancos de transformadores de tres devanados son representados en la figura 16:

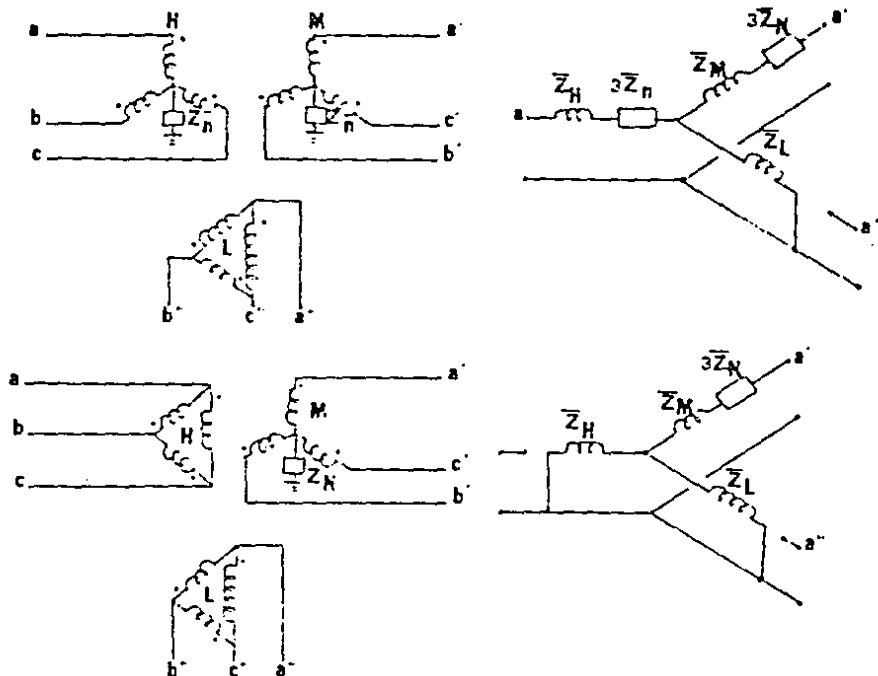


FIG 16

$$\bar{Z}_H = \frac{1}{2} (\bar{Z}_{HM} + \bar{Z}_{HL} - \bar{Z}_{LM})$$

$$\bar{Z}_M = \frac{1}{2} (\bar{Z}_{HM} + \bar{Z}_{LM} - \bar{Z}_{HL})$$

$$\bar{Z}_L = \frac{1}{2} (\bar{Z}_{LM} + \bar{Z}_{HL} - \bar{Z}_{HM})$$

todas las impedancias en por unidad están sobre una misma -
base común MVA, al igual las impedancias a tierra en por --
unidad están dadas sobre el voltaje base del circuito.

2.6 Bancos de Autotransformadores de Tres Devanados.

Un banco de autotransformadores bajo condiciones de secuencia cero es mostrado en la figura 17:

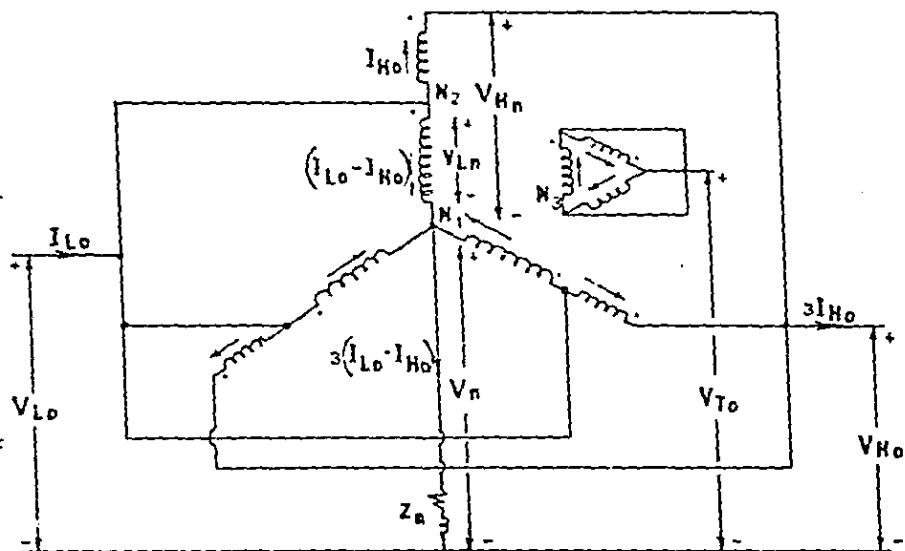


FIG 17

Las corrientes I_{Lo} , I_{Ho} e I_T son corrientes de se -
 cuencia cero en las terminales H y L y en T respectivamente
 en por unidad de las corrientes base de estos circuitos. Ar
 bitrariamente asumimos direcciones de corrientes las cuales

son indicadas por flechas. Vista desde las terminales, la dirección del flujo de corriente en H y L (ya sea hacia el autotransformador y su circuito equivalente o hacia los circuitos externos) serán las mismas tanto en la figura 17 como en su circuito equivalente. Con la corriente de excitación despreciable, la dirección de I_T será tal que la suma algebraica de los ampere-vueltas en cada autotransformador monofásico es cero; en el circuito equivalente, la suma de las corrientes que fluyen hacia un punto (aquí el neutro -- del equivalente Y) debe ser cero.

Los ampere-vuelta resultantes de I_L circulando desde L a N es balanceado por los ampere-vuelta de I_H circulando desde N a H, más el resultante de I_T en la misma dirección como I_H . Por lo tanto en el circuito equivalente en -- por unidad $I_L : I_H + I_T$.

Los voltajes en H y L son voltaje de secuencia cero en por unidad referidos a tierra. Z_n , I_n y V_n son definidos en términos de las cantidades base en el circuito de bajo voltaje. Con el terciario abierto, la corriente en -- por unidad es la misma en las terminales de alto y bajo voltaje.

$$I_H = I_L = I \quad (31)$$

La corriente de neutro I_n en amperes es tres veces diferencia entre las corrientes en terminales de alto y ba-

jo voltaje cuando ambos estén expresados en amperes. En -- por unidad de la corriente base en el circuito de bajo voltaje, con I_H en por unidad de la corriente base en el cir - cuito de alto voltaje, multiplicando por $(\frac{N_2}{N_1 + N_2})$ queda re - ferida a la corriente base en el circuito de voltaje:

$$I_n = 3 I_L - I_H \left(\frac{N_2}{N_1 + N_2} \right) \quad (32)$$

Sustituyendo I_L e I_H de (31) en (32) tenemos:

$$I_n = 3I \left(\frac{N_2}{N_1 + N_2} \right) \quad (33)$$

En por unidad del voltaje base en el circuito de ba - jo voltaje:

$$V_n = I_n Z_n = 3I Z_n \left(\frac{N_2}{N_1 + N_2} \right)$$

$$V_L = V_n + V_{nL} = 3I Z_n \left(\frac{N_2}{N_1 + N_2} \right) + V_{nL} \quad (34)$$

En por unidad del voltaje base en el circuito de al - to voltaje:

$$V_H = V_n \left(\frac{N_2}{N_1 + N_2} \right) + V_{nH}$$

$$V_H = 3I Z_n \cdot \left(\frac{N_1 N_2}{N_1 + N_2} \right) + V_{nH} \quad (35)$$

Si el neutro de la estrella es aterrizado a través

de una impedancia Z_n , debe aparecer una impedancia $3Z_n$ en el circuito de secuencia cero en serie con la impedancia correspondiente de las impedancias \bar{Z}_L , \bar{Z}_H y \bar{Z}_T conectadas en Y.

Bajo condiciones de secuencia cero a \bar{Z}_L , \bar{Z}_H y \bar{Z}_T de be añadirse:

$$3 \frac{N_2}{N_1 + N_2} \bar{Z}_n, \quad -3 \left(\frac{N_1 N_2}{N_1 + N_2} \right)^2 \bar{Z}_n, \quad 3 \frac{N_1}{N_1 + N_2} \bar{Z}_n$$

respectivamente.

Aplicando las reglas para la circulación de corrientes de secuencia cero, la representación del banco en el circuito de secuencia cero será dado en la figura 18.

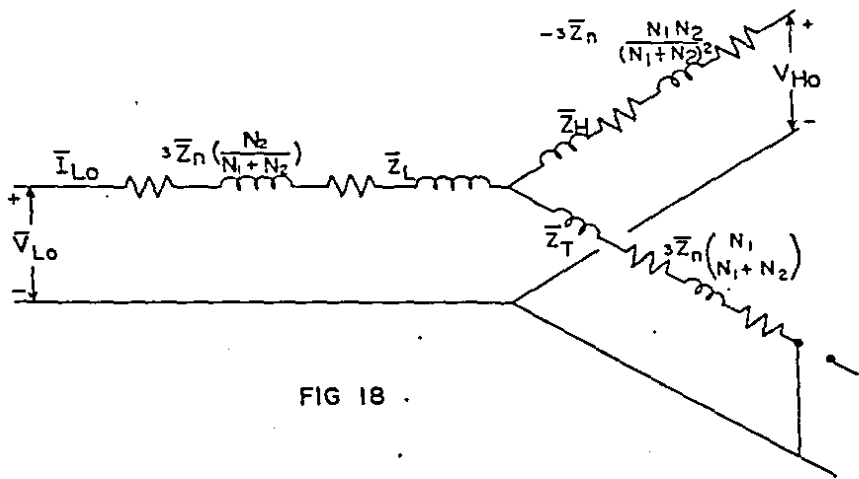


FIG 18 .

C A P I T U L O I I I

EL TRANSFORMADOR EN ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO

C A P I T U L O I I I

EL TRANSFORMADOR EN ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO

3.1 Introducción.

En la medida en que el estudio de circuitos bajo fa lla sea tratado, necesitamos resolver dos clases de problemas. Primero, dado una transformación particular debemos - determinar la representación en circuitos de secuencia del dispositivo físico. Esto requiere un conocimiento de los - equivalentes del transformador, polaridades en las terminales y las varias clases de conexiones en el mismo. El se - gundo problema es la estimación de parámetros de transforma dor razonables. En este caso un conocimiento de los valo - res de impedancia son requeridos, y la forma en que las varias conexiones del transformador afectan a los circuitos - de secuencia.

Analizaremos bancos monofásicos de tres devanados, para formar bancos trifásicos. En sistemas de potencia es común emplear transformadores y autotransformadores de tres devanados conectados usualmente en Y-Y, con neutros sólidamente aterrizados. Puesto que la conexión Y-Y no contiene camino para las corrientes de excitación de tercera armónica, se provee un tercer devanado en cada fase, los cuales -

pueden ser conectados en Δ . Este devanado llamado el terciario, provee un camino para la tercera armónica, además - de emplearse para distribución local.

Las ecuaciones que hemos desarrollado para calcular las impedancias de secuencia tanto en transformadores como en autotransformadores, serán empleadas en un estudio de -- corto circuito que llevaremos a cabo en este capítulo. Dicho estudio se hará en la SE Acatlán, instalación por demás clave en el suministro de la energía de la zona metropolitana.

Actualmente tiene una capacidad instalada de 800 MVA de transformación. El 75% de la capacidad instalada está - dada por dos bancos de autotransformadores de relación de - transformación 400/230/13.8 KV y el 25% restante es dado -- por dos bancos de transformadores de relación 230/69/13.8 KV.

3.2 Determinación de las Impedancias de Secuencia en Auto- transformadores de Tres Devanados en Relación $400/\sqrt{3}/230/\sqrt{3}/13.8$ KV.

En sistemas de potencia trifásicos es práctica co - mún usar el voltaje nominal del sistema como voltaje base, y una potencia trifásica en MVA; 100 MVA es una potencia ba se empleada ampliamente. El voltaje del sistema comunmente

especificado es el voltaje entre fases (voltaje línea-línea)

Para unidades monofásicas de tres devanados las impedancias de dispersión normalmente están especificadas sobre MVA monofásicos y voltajes nominales en devanados. Cuando tres unidades monofásicas de autotransformadores son conectados al sistema de potencia, debemos emplear MVA trifásicos como potencia base, y voltajes de línea-línea como -- voltajes base.

Consideramos autotransformadores monofásicos, de -- tres devanados del banco ATN-AT1. Normalmente el fabricante provee las impedancias de dispersión entre devanados como Z_{HL} , Z_{HT} y Z_{LT} , generalmente sobre diferentes MVA nominales y a voltajes nominales de devanado.

Equipo	Devanado	% Z	MVA _{Base}	KV _{Base}	KV _{Operación}
ATN-AT1	HL	5.180	100	247.10	400.0-H
	HT	9.920	33.3	247.10	230.0-L
	LT	7.200	33.3	143.87	13.8-T

Puesto que todas las impedancias en el sistema de -- ben ser expresados sobre la misma base para cálculos en pu o en por ciento, es necesario convertir todos los valores -- a una base común seleccionada.

$$\bar{Z}_{HL} = j0.0518 \left(\frac{100}{300} \right) \left(\frac{247.10 \times \sqrt{3}}{400} \right)^2$$

$$\bar{Z}_{HL} = j0.01976 \text{ pu}$$

$$Z_{HT} = j0.0992 \left(\frac{100}{100} \right) \left(\frac{247.10 \times \sqrt{3}}{400} \right)^2$$

$$Z_{HT} = j0.11357 \text{ pu}$$

$$Z_{LT} = j0.0720 \left(\frac{100}{100} \right) \left(\frac{143.87 \times \sqrt{3}}{400} \right)^2$$

$$Z_{LT} = j0.08451 \text{ pu}$$

Procedemos a encontrar las impedancias equivalentes en los circuitos de secuencia positiva y negativa:

$$\bar{Z}_H = \frac{1}{2} (\bar{Z}_{HL} + \bar{Z}_{HT} - \bar{Z}_{LT})$$

$$\bar{Z}_H = j \frac{1}{2} (0.01976 + 0.11357 - 0.08451)$$

$$\bar{Z}_H = j0.02441 \text{ pu}$$

$$\bar{Z}_L = \frac{1}{2} (\bar{Z}_{HL} + \bar{Z}_{LT} - \bar{Z}_{HT})$$

$$\bar{Z}_L = j \frac{1}{2} (0.01976 + 0.08451 - 0.11357)$$

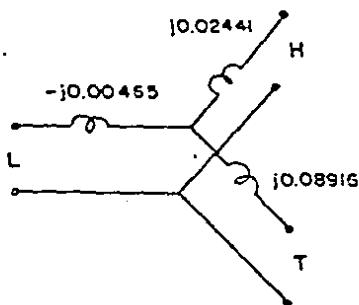
$$\bar{Z}_L = -j0.00465 \text{ pu}$$

$$\bar{Z}_T = \frac{1}{2} (\bar{Z}_{HT} + \bar{Z}_{LT} - \bar{Z}_{HL})$$

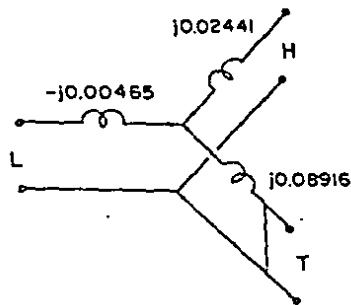
$$\bar{Z}_T = j \frac{1}{2} (0.11357 + 0.08451 - 0.01976)$$

$$\bar{Z}_T = j0.08916 \text{ pu}$$

En el circuito de secuencia cero se incluirán estas impedancias y el efecto de la impedancia de neutro. Más en sistemas de potencia de CFE los neutros se encuentran sólidamente aterrizados, $Z_n = 0$. Por lo que este circuito será similar a los circuitos equivalentes de secuencia positiva y negativa con la diferencia de que la impedancia equivalente Z_T del terciario Δ , es corto-circuitado al potencial de bus cero:



CIRCUITO DE SECUENCIA +
CIRCUITO DE SECUENCIA -



CIRCUITO DE SECUENCIA 0

3.3 Determinación de las impedancias de Secuencia en Transformadores de Tres Devanados de Relación $230/\sqrt{3}/69/\sqrt{3}/13.8$ KV.

Para la determinación de las impedancias de secuencia, tomaremos transformadores monofásicos de tres devanados del banco ATN-T4. El fabricante provee las impedancias de dispersión en tres devanados como Z_{HX} , Z_{HY} y Z_{XY} , dados generalmente sobre diferentes MVA nominales y a voltajes nominales de devanado.

Equipo	Devanado	% Z	MVA _{Base}	KV _{Base}	KV Operación
ATN-T4	HX	5.361	33.3	127.010	230.0-H
	HY	4.817	10.0	127.010	69.0-X
	XY	3.537	10.0	39.830	13.8-Y

todas las impedancias involucradas en el sistema deben ser expresadas sobre la misma base para cálculo en pu ó en por ciento siendo necesario convertir todos los valores a una base común seleccionada:

$$\bar{Z}_{HX} = j0.0561 \left(\frac{100}{30} \right) \left(\frac{127.01 \times \sqrt{3}}{230} \right)^2$$

$$\bar{Z}_{HX} = j0.05362 \text{ pu}$$

$$\bar{Z}_{HY} = j0.04817 \left(\frac{100}{30} \right) \left(\frac{127.01 \times \sqrt{3}}{230} \right)^2$$

$$\bar{Z}_{HY} = j0.14689 \text{ pu}$$

$$\bar{Z}_{XY} = j0.03537 \left(\frac{100}{30}\right) \left(\frac{39.83 \times \sqrt{3}}{69}\right)^2$$

$$\bar{Z}_{XY} = j0.11786 \text{ pu}$$

Procedemos a encontrar las impedancias equivalentes en los circuitos de secuencia positiva y negativa:

$$\bar{Z}_H = \frac{1}{2} (\bar{Z}_{HX} + \bar{Z}_{HY} - \bar{Z}_{XY})$$

$$\bar{Z}_H = j\frac{1}{2} (0.05362 + 0.14689 - 0.11786)$$

$$\bar{Z}_H = j0.041325 \text{ pu}$$

$$\bar{Z}_X = \frac{1}{2} (\bar{Z}_{HX} + \bar{Z}_{XY} - \bar{Z}_{HY})$$

$$\bar{Z}_X = j\frac{1}{2} (0.05362 + 0.11786 - 0.14689)$$

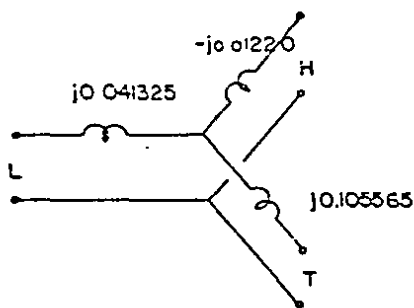
$$\bar{Z}_X = -j0.01229 \text{ pu}$$

$$\bar{Z}_Y = \frac{1}{2} (\bar{Z}_{HY} + \bar{Z}_{XY} - \bar{Z}_{HX})$$

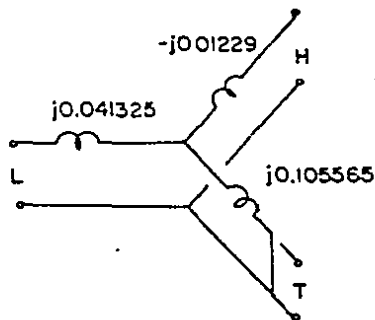
$$\bar{Z}_Y = j\frac{1}{2} (0.14689 + 0.11786 - 0.05362)$$

$$\bar{Z}_Y = j0.105565 \text{ pu}$$

En el circuito de secuencia cero se incluirán estas impedancias, similar a los circuitos de secuencia positiva y negativa con la excepción que la impedancia equivalente $-Z_T$ del terciario Δ , es corto-circuitado al potencial de -- bus cero.



CIRCUITO DE SEC +
CIRCUITO DE SEC -



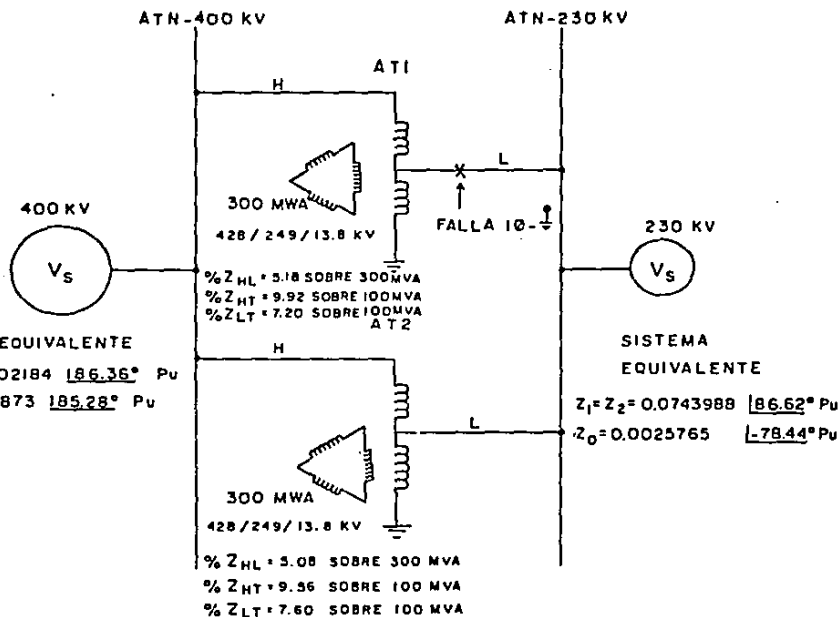
CIRCUITO DE SEC 0

3.4 Método Manual para Determinar las Corrientes de Secuencia para Fallas Trifásicas y Monofásicas en el Lado de Baja Tensión.

Los autotransformadores se han convertido totalmente comunes en años recientes. Proveen algunos problemas diferentes. Vamos a considerar los bancos de autotransforma-

dores instalados en SE Acatlán y asumiendo una falla de fase a tierra que ocurre en la terminal de baja en 230 KV, -- del banco ATN-AT1.

El siguiente diagrama unifilar muestra las impedancias de los bancos así como los equivalentes de sistemas en los nodos de 400 KV y 230 KV.



El primer paso es determinar los circuitos de se --
cuencia con todas las impedancias sobre una base de 100 MVA
y voltajes nominales de operación como voltajes base. Como
ya determinamos las impedancias del banco ATN-AT1, vamos a
hacer lo mismo con el banco de autotransformadores ATN-AT2 :

$$\bar{Z}_{HL} = j0.0508 \left(\frac{100}{360}\right) \left(\frac{428}{400}\right)^2$$

$$\bar{Z}_{HL} = j0.01938 \text{ pu}$$

$$\bar{Z}_{HT} = j0.0956 \left(\frac{100}{100}\right) \left(\frac{428}{400}\right)^2$$

$$Z_{HT} = j0.10945 \text{ pu}$$

$$\bar{Z}_{LT} = j0.0760 \left(\frac{100}{100}\right) \left(\frac{249}{230}\right)^2$$

$$\bar{Z}_{LT} = j0.08907 \text{ pu}$$

$$\bar{Z}_H = \frac{1}{2} (\bar{Z}_{HL} + \bar{Z}_{HT} - \bar{Z}_{LT})$$

$$\bar{Z}_H = j\frac{1}{2} (0.01938 + 0.10945 - 0.08907)$$

$$\bar{Z}_H = j0.01988 \text{ pu}$$

$$\bar{Z}_L = \frac{1}{2} (\bar{Z}_{HL} + \bar{Z}_{LT} - \bar{Z}_{HT})$$

$$\bar{Z}_L = j\frac{1}{2} (0.01938 + 0.08907 - 0.10945)$$

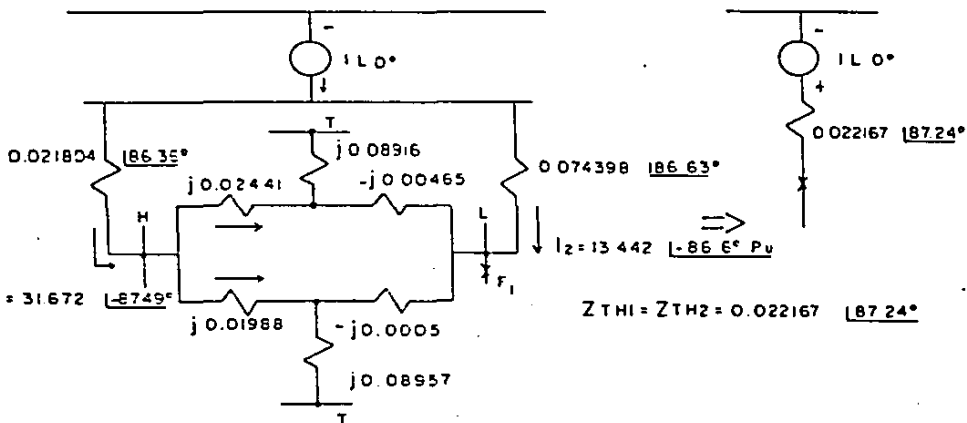
$$\bar{Z}_L = -j0.0005 \text{ pu}$$

$$\bar{Z}_T = \frac{1}{2} (\bar{Z}_{HT} + \bar{Z}_{LT} - \bar{Z}_{HL})$$

$$\bar{Z}_T = j\frac{1}{2} (0.10945 + 0.08907 - 0.01938)$$

$$\bar{Z}_T = j0.08957 \text{ pu}$$

RED. DE SEC. +



$$Z_{eq1} = \frac{(j0.01976)(j0.01938)}{j0.01976 + j0.01938} = j0.009784 \text{ pu}$$

$$Z_{eq2} = 0.02184 \angle 86.35^\circ + j0.009784$$

$$Z_{eq3} = 0.001384276 + j0.031544 = 0.0315743 \angle 87.49 \text{ pu}$$

$$Z_{eq4} = \frac{(0.0315743 \angle 87.49^\circ)(0.074398 \angle 86.63^\circ)}{0.0315743 \angle 87.49^\circ + 0.074398 \angle 86.63^\circ}$$

$$Z_{eq4} = \frac{0.002349054 \angle 174.12^\circ}{0.1059692 \angle 86.88^\circ}$$

$$Z_{eq4} = 0.0221668 \angle 87.24^\circ \text{ pu}$$

$$I_{f3\phi} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0.0221668 \angle 87.24^\circ} = 45.1125 \angle -87.24^\circ \text{ pu}$$

$$I_1 = 45.1125 \angle -87.24^\circ \left(\frac{0.074398 \angle 86.63^\circ}{0.1059692 \angle 86.88^\circ} \right)$$

$$I_1 = 31.67222 \angle -87.49^\circ \text{ pu}$$

$$I_2 = 45.1125 \angle -87.24^\circ \left(\frac{0.0315743 \angle 87.49^\circ}{0.1059692 \angle 86.88^\circ} \right)$$

$$I_2 = 13.4416 \angle -86.63^\circ \text{ pu}$$

Las contribuciones de los bancos ATN-AT1 y ATN-AT2 a una falla trifásica en el lado de 230 KV del banco ATN-AT1 son:

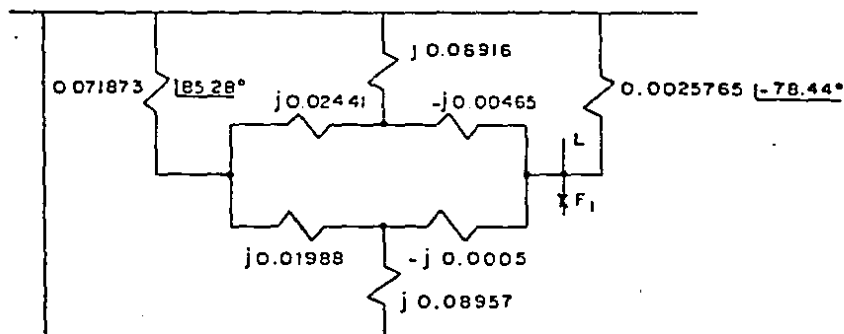
$$I_{ATN-AT1} = 31.67222 \angle -87.49^\circ \left(\frac{j0.01938}{j0.03914} \right)$$

$$I_{ATN-AT1} = 15.68236 \angle -87.49^\circ \text{ pu}$$

$$I_{ATN-AT2} = 31.67222 \angle -87.49^\circ \left(\frac{j0.01976}{j0.03914} \right)$$

$$I_{ATN-AT2} = 15.9898 \angle -87.49^\circ \text{ pu}$$

RED. DE SEC. O



transformación Y- Δ en impedancias del banco ATN-AT1:

$$Z_{A1} = \frac{j^2 0.00217639 - j^2 0.000113506 - j^2 0.00041459}{-j0.00465}$$

$$Z_{A1} = -j0.354472 \text{ pu}$$

$$Z_{B1} = \frac{j^2 0.0016483}{j0.08916} = j0.018487 \text{ pu}$$

$$Z_{e1} = \frac{j^2 \cdot 0.6016433}{j0.02441} = j0.0675256 \text{ pu}$$

transformación Y- Δ en impedancias del banco AT2:

$$Z_{eq4} = 0.1018402 \angle 84.48^\circ \text{ pu}$$

$$Z_{eq5} = \frac{(j0.0675256)(j0.0866817)}{j0.0675256 + j0.0866817} = j0.0379828 \text{ pu}$$

$$Z_{eq6} = Z_{eq4} \parallel Z_{eq5}$$

$$Z_{eq6} = \frac{(0.1018402 \angle 84.48^\circ)(0.0379828 \angle 90^\circ)}{0.1018402 \angle 84.48^\circ + 0.0379828 \angle 90^\circ}$$

$$Z_{eq6} = \frac{0.003668175 \angle 174.48^\circ}{0.1396937 \angle 85.96^\circ} = 0.027689 \angle 88.52^\circ \text{ pu}$$

Cálculo de la falla en F_1 :

Contribución del sistema de 400 KV a la falla en el lado de baja tensión del banco ATN-AT1:

$$Z_{THF1} = Z_{TH1} + Z_{TH2} + Z_{TH0}$$

$$Z_{THF1} = 0.0315743 \angle 87.49^\circ + 0.0315743 \angle 87.49^\circ + 0.027689 \angle 88.52^\circ$$

$$Z_{THF1} = 0.002765514 + j0.0633088 + 0.000715151 + j0.0276797$$

$$Z_{THF1} = 0.003480665 + j0.0907677 = 0.090834 \angle 87.8^\circ \text{ pu}$$

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{1 \angle 0^\circ}{0.090834 \angle 87.8^\circ} = 11.0090 \angle -87.8^\circ \text{ pu}$$

Contribución del sistema de 230 KV a la falla en la
do de baja tensión del banco ATN-AT1:

$$Z_{THF1} = Z_{TH1} + Z_{TH2} + Z_{TH0}$$

$$Z_{THF1} = 0.074398 \angle 86.63^\circ + 0.074398 \angle 86.63^\circ + 0.0025765 \angle -78.44^\circ$$

$$Z_{THF1} = 0.00874677 + j0.1485386 + 0.00516315 - j0.00252423$$

$$Z_{THF1} = 0.009263 + j0.1460143 = 0.1463078 \angle 86.37^\circ \text{ pu}$$

$$Z_{A2} = \frac{j^2 0.00178065 - j^2 0.00000994 - j^2 0.000044785}{-j0.0005}$$

$$Z_{A2} = \frac{j^2 0.001725925}{-j0.0005} = -j3.45185 \text{ pu}$$

$$Z_{B2} = \frac{j^2 0.001725925}{j0.08957} = j0.019269 \text{ pu}$$

$$Z_{C2} = \frac{j^2 0.001725925}{j0.01938} = j0.0868171 \text{ pu}$$

Reducimos la red de secuencia cero, encontrando su
equivalente de thevenin, en el punto de falla:

$$Z_{eq1} = \frac{(-j0.354472) (-j3.45185)}{-j0.354472 - j3.45185} = -j0.321461 \text{ pu}$$

$$Z_{eq2} = \frac{(0.071873 \angle 25.28^\circ) (0.321461 \angle 90^\circ)}{0.00591417 + j0.0718292 - j0.321461}$$

$$Z_{eq2} = \frac{0.2310436 \angle -4.72^\circ}{0.24990 \angle -88.64^\circ} = 0.0924535 \angle 83.92^\circ \text{ pu}$$

$$Z_{eq3} = \frac{(j0.018487) (j0.019269)}{j0.018487 + j0.019269} = j0.00943495 \text{ pu}$$

$$Z_{eq4} = Z_{eq2} + Z_{eq3}$$

$$Z_{eq4} = 0.0097922395 + j0.0919334 + j0.00943495$$

$$I_1 = I_2 = I_o = \frac{1 \angle 0^\circ}{0.1453078 \angle 86.37^\circ} = 6.8349 \angle -86.37^\circ \text{ pu}$$

Falla en F_1 :

$$I_o = 11.0090 \angle -87.8^\circ + 6.8349 \angle -86.37^\circ$$

$$I_o = 0.4226113 - j11.00088 + 0.4327385 - j6.8211872$$

$$I_o = 0.855349 - j17.822067 = 17.84258 \angle -87.25^\circ \text{ pu}$$

C A P I T U L O I V

CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACION EN RESPALDOS DE TRANSFORMADOR

C A P I T U L O I V

CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACION EN RESPALDOS DE TRANSFORMADOR

4.1 Introducción.

El propósito de un sistema eléctrico de potencia es generar y suministrar energía eléctrica a los consumidores. El sistema debe estar diseñado para entregar esta energía a los puntos de consumo, con el objetivo primario de mantener un muy alto nivel de continuidad en el servicio, y cuando - ocurran condiciones intolerables minimizar los tiempos de - salida.

Es imposible así como impráctico evitar las conse - cuencias de eventos naturales, accidentes físicos, falla en el equipo o mala operación debido a error humano. Esfuer - zos considerables se han realizado para minimizar las proba - bilidades de daño, pero la eliminación total aún no se lo - gra.

El más grande tratamiento que debe darse a la segu - ridad de un sistema de potencia es al corto circuito, el -- cual impone un cambio súbito y a veces violento en la opera - ción del mismo.

Mencionaremos que un sistema no está propiamente diseñado y debidamente operado, si éste no tiene una adecuada protección. Esto es la medida de la importancia de los sistemas de protección. Una operación incorrecta puede ocasionar grandes daños al equipo involucrado, incremento en riesgos personales y posiblemente una gran interrupción del servicio eléctrico.

Es filosofía general para la aplicación de dispositivos de protección dividir al sistema de potencia en zonas de protección que pueden dar protección adecuada con la mínima cantidad de equipo desconectado.

Aún con esto existen muchos factores que pueden causar falla en el esquema de protección, nada es perfecto. Para reducir los potenciales catastróficos que pueden resultar, es necesario combinar varios relevadores o sistemas de relevadores que operen en paralelo.

El esquema que actúa como primera línea de defensa es denominado protección primaria. En adición a esta protección debe haber una segunda línea de defensa la cual librará la falla si el esquema primario no opera por alguna razón.

4.2 La Función de la Protección por Relevadores.

De lo precedente, podremos ver que los relés de pro

tección hacen el trabajo de un supervisor incansable, continuamente midiendo las cantidades eléctricas de un circuito protegido y listo para desconectar el circuito inmediatamente, cuando el valor de una de las cantidades se convierte en anormal. Actualmente ningún humano se ha podido aproximar a la alerta constante del relevador, a su velocidad de acción, a su confiabilidad y a su precisión.

Por ejemplo, un relé de distancia tipo reactancia para líneas de transmisión desconecta la línea del bus si la falla ocurre dentro de la zona protegida y no opera si la falla ocurre fuera de su zona.

En orden a disminuir el tamaño y costo de los relevadores a valores razonables, las enormes corrientes y voltajes del circuito primario son reducidos a valores relativamente pequeños por transformadores de instrumento (transformadores de corriente y potencial). Los relés miden esas cantidades eléctricas secundarias y operan cuando la magnitud de uno de ellos es anormal (corriente), o cuando la relación entre dos de ellas es anormal (corriente y voltaje).

Todos los relés tienen dos posiciones, la posición normal, usualmente con su circuito de contactos normalmente abiertos, y la posición de falla con su circuito de contactos normalmente cerrados. Un relé es cambiado a la posición de falla cuando ocurre una contingencia por la preponderancia de cantidades de operación anormales.

En la figura 19 mostraremos esquemáticamente las conexiones básicas de un relé a la bobina de disparo del circuito interruptor el cual controla la alimentación de energía eléctrica del circuito protegido. Cuando el relé cierra su contacto, la alta relación L/R de la bobina retrasa el aumento de la corriente tal que, el interruptor es disparado antes de que la corriente alcance su valor estable.

Por esta razón y porque la duración de la corriente en la bobina de disparo es de unos pocos ciclos, el contacto del relé necesita tener una capacidad de 5 amperes y operar inclusive a 30 amperes. Después que el interruptor es disparado, su relé auxiliar abre la alta inductancia de la bobina de disparo, restableciéndose el contacto del relevador por la apertura del interruptor. Es importante que los contactos del relé no tengan efecto de rebote, mientras la corriente de disparo está circulando; de lo contrario, se dañarían.

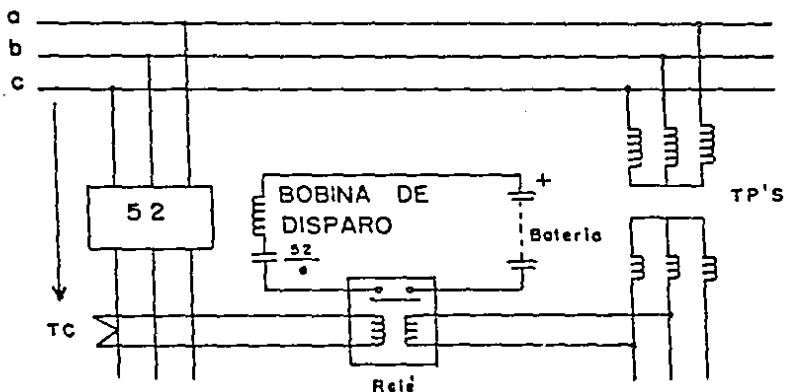


FIG 19

4.3 Principio y Características Funcionales de los Esquemas de Protección.

Propiamente hablando, un esquema de protección está constituido por transformadores de corriente, transformadores de potencial, alimentación de CD, protecciones y finalmente interruptores. Aunque es común designar a la mayoría de relés como esquemas de protección.

Los esquemas no son requeridos durante condiciones normales de operación, pero deben estar disponibles para manejar condiciones intolerables; evitando serios daños y suspensión de energía prolongados. Entonces la verdadera vida de los relés puede ser del orden de unos pocos segundos, aún cuando estén conectados en un sistema por muchos años. En la práctica el relé opera más durante prueba y mantenimiento, que en respuesta a condiciones adversas.

En teoría un relé debe ser capaz de responder a la infinidad de anomalías que posiblemente pueden ocurrir dentro del sistema de potencia. En la práctica el ingeniero de protecciones debe llegar a un compromiso basado en los cuatro factores que influyen cualquier aplicación:

- a) Económico - Costo inicial, operación y mantenimiento.
- b) Disponibilidad de medición de fallas - Magnitudes de fallas y localización de transformadores

de corrientes y transformadores de potencial.

- c) Prácticas de operación - Conformidad para estandarizar y aceptar prácticas; asegurando eficiencia en la operación del sistema.
- d) Experiencia previa - Historia y anticipación de los tipos de relés a encontrarse dentro del sistema.

Los relés de protección son una tecnología altamente especializada y que requiere un entendimiento a fondo del sistema de potencia. El concepto de relevadores incluye la protección para fallas y el funcionamiento durante condiciones anormales tales como corto circuito, baja tensión, baja frecuencia, inestabilidad, etc.

La aplicación lógica de los relés de protección dividen al sistema de potencia en varias zonas, cada uno requiriendo de su propio grupo de relevadores. En todos los casos, cinco criterios son comunes a cualquier buen diseño y eficiente sistema de protección.

- a) Confiabilidad - La habilidad del relé para funcionar correctamente cuando se necesite (dependabilidad) y evitar operación innecesaria (seguridad).
- b) Velocidad - Mínimo tiempo de falla y daño al equipo.

- c) Economía - Máxima protección a mínimo costo.
- d) Simplicidad - Mínimo equipo y circuitería.

Puesto que es impráctico satisfacer completamente - todos estos criterios simultáneamente, los compromisos de - ben ser evaluados sobre la base de riesgos comparativos.

Un relevador puede actuar por una cantidad simple, tal como una corriente, o por dos cantidades tal como una - corriente y voltaje. En diseños más recientes el relé debe responder al ángulo de fase entre dos cantidades (compara - dor de fase), o una combinación de las magnitudes y el ángulo de fase (comparador de amplitud y fase).

Cuando el relé es actuado por una sola cantidad, su respuesta es puramente una función del tiempo. Cuando el - relé es actuado por dos cantidades (corrientes y voltaje), las características pueden mostrarse en términos de una can - tidad (impedancia) y el ángulo de fase de esas dos cantida - des. En adición la velocidad de respuesta debe ser muestra - da por curvas de tiempo. Las curvas características son -- muy útiles, para determinar los ajustes de relés que provee - rán la velocidad necesaria, selectividad y sensibilidad pa - ra proteger el sistema de potencia y coordinarlo con otros relés de protección.

4.4 Aplicación de Relés de Sobrecorriente.

La protección de sobrecorriente está dirigida total

mente al libramiento de fallas, y su aplicación correcta requiere de un conocimiento de las corrientes de falla que -- pueden fluir en cada parte del sistema.

La protección de sobrecorriente es la más sencilla y la más barata, la más difícil de aplicar, y la que más rápido necesita reajuste o reemplazo a medida que cambia el sistema. Se le utiliza por lo general para protección contra falla de fase a fase o fase a tierra, en los circuitos radiales, circuitos de servicios propios de la subestación y plantas industriales.

Se le emplea en la mayoría de las líneas de transmisión con tensiones de 400 KV, como protección de respaldo para fallas monofásicas; y en años recientes se ha enfocado su aplicación a la protección de respaldo en transformadores de potencia.

Es práctica formar esquemas de dos o tres relevadores de sobrecorriente para la protección de fallas trifásicas y de fase a fase, y un relevador de sobrecorriente separado para fallas monofásicas. Por lo general se prefieren los relevadores de neutro separados para proporcionar protección más rápida y más sensible en fallas monofásicas a tierra, que la proporcionada por relevadores de fase.

Sólo algunas ocasiones se confía en los relés de fa

se para la protección de todo tipo de fallas, más tienen el inconveniente de ser inoperantes a la componente de secuencia cero de la corriente de falla monofásica.

La protección de sobrecorriente no sólo es sencilla y básicamente menos cara sino que estas ventajas se aplican en grado máximo en muchos circuitos radiales. Muy a menudo los relevadores no necesitan ser direccionales, y entonces no se precisa de una fuente de polarización. También se permiten dos relés de fase y uno neutro.

En la protección de circuitos radiales puede aprovecharse al máximo la característica de tiempo inverso debido a que la magnitud de la corriente de falla depende, la mayoría de las veces, de la localización de ésta y se mantiene prácticamente inafectada por cambios en la generación o en el sistema de transmisión.

La justificación de esto es que Z_s es generalmente pequeña comparada con la sección protegida Z , existiendo una apreciable diferencia entre la corriente de falla del extremo remoto ($I = \frac{E}{Z_s + Z}$) y la corriente de falla local ($I = \frac{E}{Z_s}$).

De lo mencionado, las características resultantes tiempo-distancia son mostrados en la figura 20 donde es visto que el relé de tiempo inverso puede proveer tiempos más

rápidos de libramiento que los relés de tiempo definido. El tiempo de disparo puede ser reducido aún más usando una característica más inversa.

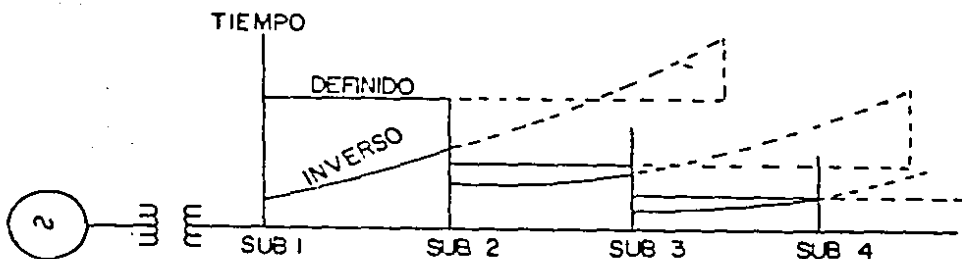


FIG 20

Otra herramienta para reducir el tiempo de disparo para fallas cerca de la fuente es el relé de alto ajuste -- instantáneo, el cual reduce todos los tiempos de disparo a un mínimo en cada relé, ya sea definido o inverso. Similar al relé inverso, el relé instantáneo es efectivo únicamente donde Z es grande comparado con Z_g .

A fin de que estas unidades sean selectivas unos -- con respecto a otros, cada uno es ajustado a operar a un va lor progresivamente más alto hacia la fuente tal que ningún relé opere sobre el valor de corriente más bajo de una fa - lla en la sección siguiente lejos de la fuente.

Con la adición de unidades instantáneas de sobrecorriente de alto rango podemos reducir los tiempos de ajuste (Fig. 21):

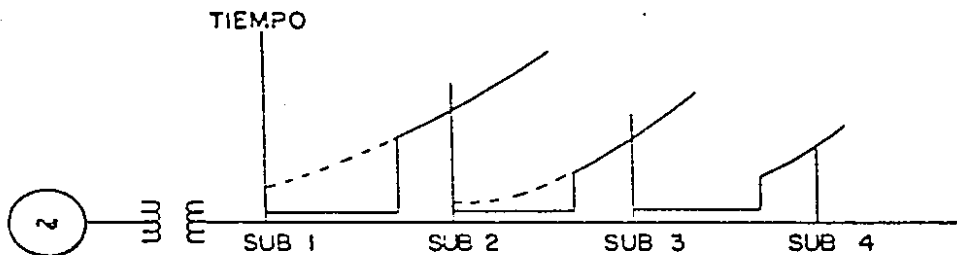


FIG 21

Asumiendo que las condiciones son convenientes para la aplicación de la unidad instantánea deberá ajustarse a un valor de corriente para una falla cerca del extremo de la sección protegida bajo condiciones de generación máxima. El porcentaje de la sección que puede ser protegido depende de la tolerancia del relé para sobrealcanzar.

En términos de constantes de sistema y ajustes, el alcance o cobertura para una línea puede ser determinada como sigue:

$$n = \frac{K_s (1 - K_i) + 1}{K_i}$$

donde

n = Sección de longitud de línea en por unidad protegida por la unidad instantánea.

$$K_i = \frac{\text{Corriente de operación instantánea}}{\text{Máxima corriente de falla remota}}$$

$$K_s = \frac{\text{Impedancia de fuente}}{\text{Impedancia de línea protegida}}$$

Demostración:

Tomando como referencia la figura 22, para la línea GH:

$$K = \frac{Z_s}{Z_{GH}}$$

$$I_{\text{bus remoto}} = \frac{V}{Z_s + Z_{GH}}$$

$$I_{IT} = \frac{V}{Z_s + n Z_{GH}}$$

$$= \frac{I_{IT}}{I_{\text{bus remoto}}}$$

$$K_i = \frac{Z_s + Z_{GH}}{Z_s + n Z_{GH}}$$

Resolviendo para n :

$$n = \frac{Z_s (1 - K_i) + Z_{GH}}{K_i Z_{GH}} = \frac{K_s (1 - K_i) + 1}{K_i}$$

Los valores recomendados de K_i son 1,3 para unidades tipo émbolo con sobrealcance transitorio y 1.15 para unidades tipo cilíndrico con sobrealcance transitorio despreciable.

4.5 Criterios de Ajuste para Relés de Sobrecorriente.

En general los datos requeridos para el ajuste de -
relevadores son:

- a) Un diagrama unifilar del sistema de potencia in
volucrado, mostrando el tipo y características
de los dispositivos de protección, y sus trans-
formadores de corriente asociados.
- b) Las impedancias en ohms, por ciento o en por --
unidad, de todos los transformadores de potenu -
cia, generadores y circuitos alimentadores.
- c) Los valores máximo y mínimo de corriente de corr
to circuito que esperamos circule en cada dispos
sitivo de protección.
- d) Requerimientos de corrientes de arranque en mot
tores; arranque y tiempos de paro en motores de
inducción.
- e) Máximas corrientes de carga a través de los disp
positivos de protección.
- f) Curvas de funcionamiento de los transformadores
de corriente.

Para nuestro caso (relevadores de sobrecorriente) - el primer paso es seleccionar la puesta en marcha (pick-up) del relevador de tal manera que:

- 1.- Funcione con todos los cortocircuitos en su propia línea.
- 2.- Proporcione protección de respaldo para cortocircuitos en los elementos del sistema inmediatamente adyacentes, bajo ciertas circunstancias.

Por ejemplo, si el elemento adyacente es una sección de línea, el relevador se ajusta para detectar una corriente de corto circuito con generación mínima en el extremo remoto de esta sección.

Para un relevador de fase, los factores a considerar son:

- a) Corriente de corto circuito de fase a fase, ya que ésta origina el menor flujo de corriente.
- b) Máxima carga en la línea. Esta es la corriente que el circuito puede requerir durante condiciones de emergencia, para intervalos que -- pueden ser de 1 hora para arriba.

- c) Corriente magnetizante de los transformadores - alimentados por el circuito. A menudo no es demasiado severo y decae rápidamente debido a la cantidad apreciable de resistencia en el circuito.

- d) Carga fría es un incremento de tiempo corto en corriente, carga que ocurre cuando un alimentador es reenergizado después de una salida. La carga del alimentador normal está basada en su diversidad, puesto que no todos los usuarios requieren máxima carga al mismo tiempo. Después de una salida esta diversidad es perdida momentáneamente. La cantidad y duración es completamente variable.

Un relé de fase debe operar de 1.25 a 1.5 veces la máxima corriente de carga o más grande para evitar operación en transitorios con relés de característica inversa.

En relevadores de neutro la corriente de carga no es un factor en la selección de la puesta en marcha (pick-up) del relé. Los factores a considerar son:

- a) La mínima corriente de operación (pick-up) debe ajustarse al máximo desbalance de corriente de secuencia cero. Este desbalance es el resultado de cargas desequilibradas en taps monofásicos.

- b) Funcione con todos los corto-circuitos en su -- propia línea.
- c) Proporcione protección de respaldo para corto - circuitos en los circuitos adyacentes.
- d) Típicamente se emplean taps de 0.5 y 1.0 donde el desbalance es bajo, especialmente en niveles de alto voltaje.

El segundo paso en el ajuste de los relevadores de sobrecorriente es dar la acción retardada para obtener se - lectividad o coordinación con los relevadores de los elemen tos adyacentes al sistema. Esta técnica, llamada coordinación o selectividad está diseñada para combinar mínimos -- tiempos de coordinación en fallas cercanas con un gran re - tardo suficiente para fallas remotas.

Los relés están coordinados en pares empleando gráficas tanto para sistemas radiales como sistemas en anillo. Dichas gráficas son representadas en papel log-log, preferi do cuando un número de diferentes tipos de dispositivos, in cluyendo fusibles, son coordinados. La escala de corriente puede estar en amperes primarios o en por unidad.

El procedimiento de coordinación es conducido como sigue:

Primero, asumimos que el tipo de relé deseado (rango de tap y característica de tiempo) y relación del transformador de corriente han sido determinados. Los pasos a seguir son:

- a) Determinar las localizaciones de falla crítica y los valores de corriente de falla.
- b) Dibujar estas variables sobre la gráfica tiempo-corriente, dibujando líneas verticales a los varios valores.
- c) Determinar el tiempo de operación para el próximo relé en corrientes de falla máxima.
- d) Añadir el intervalo de tiempo coordinante.

Por intervalo de tiempo coordinante entendemos al intervalo de tiempo entre los dispositivos de protección primaria y respaldo. Los factores que influyen al intervalo de tiempo coordinante son como sigue:

- a) Interrupción de falla del interruptor o tiempo de libramiento, típicamente dos a ocho ciclos (0.33 a 0,133s).
- b) Tiempo de sobreviaje del relevador. La energía

almacenada en el disco de inducción o en la circuitería de estado sólido continuará la operación después que la energía inicial es removida. Típicamente no son más de 0.03 a 0.05 para unidades electromecánicas y menores pero no cero para unidades de estado sólido.

- c) Margen de seguridad para errores o diferencias en tiempo de respuesta del equipo, magnitudes de corriente de falla, relación de TC's del equipo.

Los valores frecuentemente usados en coordinación de relevadores están en el rango de 0.2 a 0.5 s, dependiendo del grado de confianza o el grado de conservador del ingeniero de protecciones. Un valor de 0.3 s es comunmente empleado.

Por último, la unidad de sobrecorriente instantánea opera sin retardo intencional de tiempo y generalmente son del orden de 0.15 a 0.05 s. Se requiere que no sobrealcance cualquier otro dispositivo de protección. Los fundamentales para ajustar las unidades instantáneas son:

- a) Ajustar a KI máxima bus remoto. Si hay tap o recierre antes del bus remoto, usar la máxima corriente en ese dispositivo o punto. K es tí-

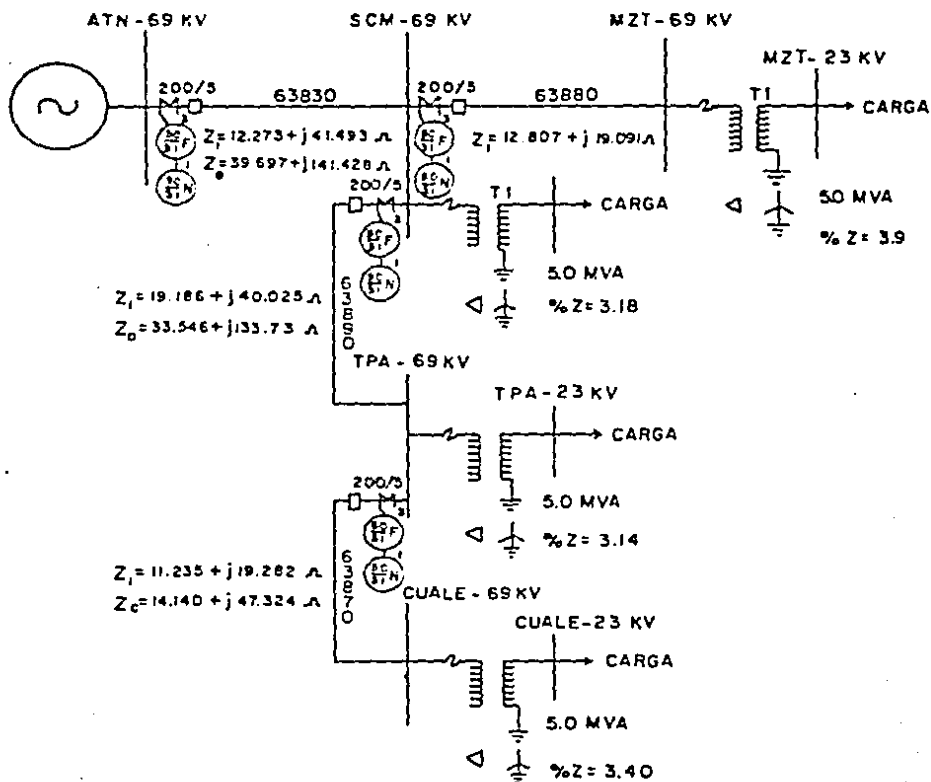
picamente 1.1 a 1.3; el valor depende en la res puesta de la unidad a una posible corriente con componente de cd.

- b) Si este valor de ajuste es más grande que la fa lla máxima en el bus cercano (I_N), una unidad - instantánea no direccional podemos emplear.
- c) Si este valor de ajuste es menor que la falla - máxima en el bus cercano, se requiere una uni - dad de sobrecorriente instantánea direccional.

Ejemplo:

Los criterios anteriormente establecidos para ajustar esquemas de sobrecorriente de fase y neutro serán aplicados a la línea radial de 69 KV Acatlán - San Clemente en SE Acatlán,

DIAGRAMA UNIFILAR



Línea ATH-SCM

Datos Relés de Fase :

Mca. Westinghouse

Tipo CO.8

$$\text{Rango} \begin{cases} \text{UT} = 4.0, 5.0, 6.0, 7.0, 8.0, 10.0, 12.0 \\ \text{UI} = 20-80 \text{ A} \end{cases}$$

Ajuste de Sensibilidad :

a) Selección de RTC (Carga máxima nominal ATN-63830)

$$\text{MVA carga total} = \text{MVA}_{\text{SCM}} + \text{MVA}_{\text{TPA}} + \text{MVA}_{\text{CUALE}}$$

$$\text{MVA carga total} = 5 + 5 + 5 + 5 = 20$$

$$I \text{ nominal} = \frac{20 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 69} = 167.34 \text{ A}$$

Consideramos un 20% de sobrecarga, contemplando la puesta en servicio de más circuitos de distribución.

$$I \text{ 120\%} = 1.2 \times 167.34 = 200.80 \text{ A}$$

Seleccionamos una RTC = 200/5

b) Selección del TAP

Su sensibilidad estará limitada por la corriente máxima de carga.

$$TAP = \frac{I_{\text{carga}}}{RTC} = \frac{200}{40} = 5$$

c) Verificación de la Sensibilidad

Simularemos una contingencia de falla de fase a fase con generación mínima.

Falla Trifásica (TPA-69 KV)

$$Z_{TH1} = 0.0548699 \angle 87.42^\circ + 0.90884 \angle 73.52^\circ + 0.93230 \angle 64.39^\circ$$

$$Z_{TH1} = 0.663269 + j1.767024 = 1.887405 \angle 69.42^\circ \text{ pu}$$

$$I_{F3\phi} = \frac{1 \angle 0^\circ}{1.967405 \angle 69.42^\circ} = 0.52982 \angle -69.42^\circ \text{ pu}$$

$$I_{f0-0} = \frac{\sqrt{3}}{2} (0.52982) = 0.45884 \text{ pu}$$

$$I_{f0-0} = 0.45884 \times 836.73 = 383.92 \text{ A}$$

$$TAP = \frac{383.92}{40} = 9.60$$

Con este resultado confirmamos que el relé tiene la suficiencia --

ciente sensibilidad para detectar una falla en el extremo - remoto del circuito adyacente.

Ajuste de Selectividad :

La selectividad (selección de palanca), la obtenemos con ge neración máxima.

Falla Trifásica (ATN-69 KV)

$$I_{f3\phi} = 20.6777 \angle -87.24^\circ \text{ pu}$$

$$Z_{TH1} = \frac{1 \angle 0^\circ}{20.6777 \angle -87.24^\circ} = 0.04836 \angle 87.24^\circ \text{ pu}$$

Falla Trifásica (SCM-69 KV)

$$Z_{TH1} = Z_{TH \text{ SIST}} + Z_L \text{ SCM}$$

$$Z_{TH1} = 0.04836 \angle 87.24^\circ + 0.90884 \angle 73.52^\circ$$

$$Z_{TH1} = 0.250128 + j0.91981 = 0.9559 \angle 74.20^\circ$$

$$I_{f3\phi} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0.9559 \angle 74.20^\circ} = 1.0461 \angle 74.20^\circ \text{ pu}$$

Falla Trifásica (TPA-69 KV)

$$Z_{TH1} = Z_{TH \text{ SIST}} + Z_L \text{ SCM} + Z_L \text{ TPA}$$

$$Z_{TH1} = 0.04836 \angle 87.24^\circ + 0.90884 \angle 73.52^\circ + 0.93230 \angle 64.39^\circ$$

$$Z_{TH1} = 1.88126 \angle 69.36^\circ$$

$$I_{f3\phi} = \frac{1 \angle 0^\circ}{1.88126 \angle 69.36^\circ} = 0.531558 \angle -69.36^\circ$$

Ahora expresando las fallas trifásicas de los nodos ATN-69 KV, SCM-69 KV, TPA-69 KV en amperes y asignando tiempos de libramiento a cada uno de ellos tenemos:

Falla Trifásica (ATN-69 KV)

$$I_{f3\phi} = I_{f3\phi} \text{ pu} \times I_{\text{base}}$$

$$I_{f3\phi} = 20.6777 \left(\frac{100 \times 10^3}{3 \times 69} \right)$$

$$I_{f3\phi} = 17301.849 \text{ A}$$

$$I_{\text{SEC}} = \frac{17301.849}{40} = 432.546 \text{ A}$$

$$NT = \frac{432.546}{5} = 86.50$$

No deseando que la falla local sea librada en un tiempo mayor de $t = 0.3\text{seg}$, por condiciones de estabilidad; y auxiliándonos de las curvas características del relé CO-8 seleccionamos una palanca PAL = 1.75.

Falla Trifásica (SCM-69 KV)

$$I_{f3\phi} = 1.0461 \times 936.739$$

$$I_{f3\phi} = 875.312 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{875.312}{40} = 21.88 \text{ A}$$

$$MT = \frac{21.88}{5} = 4.376 \text{ y PAL} = 1.75$$

libramos la falla en $t = 0.8 \text{ seg}$

Falla Trifásica (TPA-69 KV)

$$I_{f3\phi} = 0.531558 \times 836.739$$

$$I_{f3\phi} = 444.775 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{444.775}{40} = 11.1193 \text{ A}$$

$$MT = \frac{11.1193}{5} = 2.224 \text{ y PAL} = 1.75$$

libramos la falla en $t = 2.70 \text{ seg}$

Unidad Instantánea

a) Cálculo de la sección de longitud de línea a proteger.

$$n = \frac{K_s (1 - K_i) + 1}{K_i}$$

$K_i = 1.3$ (Unidad tipo símbolo) .

$$K_B = \frac{Z_{S1}}{Z_1}$$

$$Z_S = 0.04836 \angle 87.24^\circ \text{ pu}$$

$$Z = 0.90884 \angle 73.52^\circ \text{ pu}$$

$$K_B = \frac{0.04836}{0.90884} = 0.053$$

$$n = \frac{0.053 (1 - 1.3) + 1}{1.3} = 0.757 \approx 76\%$$

b) Ajuste de la unidad instantánea.

$$Z_{TH1} = 0.04836 \angle 87.24^\circ + 0.76 (0.90884 \angle 73.52^\circ)$$

$$Z_{TH1} = 0.04836 \angle 87.24^\circ + 0.69071 \angle 73.52^\circ$$

$$Z_{TH1} = 0.198269 + j0.71064$$

$$Z_{TH1} = 0.73776 \angle 74.41^\circ \text{ pu}$$

$$I_{f3\phi} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0.73776 \angle 74.41^\circ} = 1.3554 \angle -74.41^\circ \text{ pu}$$

$$I_{f3\phi} = 1.3554 \times 836.739 = 1134.12 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{1134.12}{40} = 28.35 \text{ A}$$

ajustamos la unidad a UI = 28.4 A

Resumen de Ajustes

TAP = 5.0

PAL = 1.75

UI = 28.4 A

Datos Relé de Neutro

Mca. Westinghouse

tipo CO-8

$$\text{Rango} \begin{cases} \text{UT} = 0.5, 0.6, 0.8, 1.0, 1.5, 2.0, 2.5 \\ \text{UI} = 10 - 40 \end{cases}$$

Ajuste de Sensibilidad

Simulamos una contingencia de falla monofásica en el bus re
mote de TPA-69 KV con generación mínima.

Falla Monofásica (TPA-69 KV)

$$Z_{TH1} = 1.887405 \angle 69.42^\circ \text{ pu}$$

$$Z_{TH0} = Z_{THSIST} + Z_{THSCM} + Z_{THTPA}$$

$$Z_{TH0} = 0.00070 + j0.02768 + 2.8958 \angle 75.91^\circ + 1.0374 \angle 73.36^\circ$$

$$Z_{TH0} = 0.00070 + j0.02768 + 0.70497 + j2.8086 + 0.297067 + j0.99395$$

$$Z_{TH0} = 1.002737 + j3.83023 = 3.959311 \angle 75.32^\circ \text{ pu}$$

$$I_{f1\phi} = \frac{3 \angle 0^\circ}{2(1.88741 \angle 69.42^\circ) + 3.959311 \angle 75.32^\circ}$$

$$I_{f1\phi} = \frac{3 \angle 0^\circ}{2.3302775 + j7.363984} = \frac{3 \angle 0^\circ}{7.72388 \angle 72.44^\circ}$$

$$I_{f1\phi} = 0.38841 \angle -72.44^\circ \text{ pu}$$

$$I_{f1\phi} = 0.38841 \times 836.739 = 324.994 \text{ A}$$

$$I_{sec} = \frac{324.994}{40} = 8.124 \text{ A}$$

$$TAP = \frac{8.124}{3.0} = 2.70$$

De lo calculado en este inciso, seleccionamos un tap de --

$$TAP = 2.5$$

Ajuste de Selectividad

La selectividad (selección de palanca), la obtenemos con -
generación máxima.

Falla monofásica (ATN-69 KV)

$$Z_{TH1} = 0.04836 \angle 87.24^\circ \text{ pu}$$

$$Z_{TH0} = 0.027609 \angle 83.51^\circ \text{ pu}$$

$$I_{f1\beta} = \frac{3 I_n^{\circ}}{2(0.04636 \angle 57.24^{\circ}) + 0.027609 \angle 88.51^{\circ}}$$

$$I_{f1\beta} = 24.036 \angle -87.56^{\circ} \text{ pu}$$

Falla monofásica (SCM-69 KV)

$$Z_{TH1} = 0.9559 \angle 74.20^{\circ} \text{ pu}$$

$$Z_{TH0} = 2.9226 \angle 76.02^{\circ} \text{ pu}$$

$$I_{f1\beta} = \frac{3 I_n^{\circ}}{2(0.9559 \angle 74.20^{\circ}) + 2.9226 \angle 76.02^{\circ}}$$

$$I_{f1\beta} = 0.62061 \angle -75.3^{\circ} \text{ pu}$$

Falla monofásica (TPA-69 KV)

$$Z_{TH1} = 1.88126 \angle 69.36^{\circ} \text{ pu}$$

$$Z_{TH0} = Z_{THSIST} + Z_{THSCM} + Z_{THTPA}$$

$$Z_{TH0} = 0.0007158 + j0.0276 + 0.70497 + j2.8086 + 0.297067 \\ + j0.99395$$

$$Z_{TH0} = 1.0027528 + j3.83015 = 3.95923 \angle 75.32^{\circ} \text{ pu}$$

$$I_{f1\beta} = \frac{3 I_n^{\circ}}{2(1.88126 \angle 69.36^{\circ}) + 3.95923 \angle 75.32^{\circ}}$$

$$I_{f1\beta} = \frac{3 I_n^{\circ}}{1.32626 + j3.5210 + 1.002752 + j3.83015}$$

$$I_{f1\emptyset} = \frac{3 \cdot 10^9}{7.711287 \cdot 172.42^2} = 0.38904 \angle -72.42^\circ \text{ pu}$$

$$I_{f1\emptyset} = 0.38904 \angle -72.42^\circ \text{ pu}$$

Ahora expresando las fallas monofásicas de los nodos ATN-69 KV, SCM-69 KV, TPA-69 KV en amperes, y expresando tiempos de libramiento a cada uno de ellos tenemos:

Falla monofásica (ATN-69 KV)

$$I_{f1\emptyset} = I_{f1\emptyset \text{ pu}} \times I_{\text{base}}$$

$$I_{f1\emptyset} = 24.036 \times 836.739$$

$$I_{f1\emptyset} = 20111.96 \text{ A}$$

$$I_{\text{SEC}} = \frac{20111.96}{40} = 502.79 \text{ A}$$

$$MT = \frac{502.79}{2.5} = 201.12$$

No deseando que la falla local sea librada en un tiempo mayor de $t = 0.3$, y auxiliándonos de las curvas características del relé CO-8 seleccionamos una palanca PAL = 1.75.

Falla monofásica (SCM-69 KV)

$$I_{f1\emptyset} = I_{f1\emptyset \text{ pu}} \times I_{\text{base}}$$

$$I_{f10} = 0.62061 \times 836.739$$

$$I_{f10} = 519.288 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{519.288}{40} = 12.98 \text{ A}$$

$$MT = \frac{12.98}{2.5} = 5.192 \text{ y PAL} = 1.75$$

libramos la falla en $t = 0.68 \text{ seg}$

Falla monofásica (TPA-69 KV)

$$I_{f10} = I_{f10pu} \times I_{base}$$

$$I_{f10} = 0.38904 \times 836.739$$

$$I_{f10} = 325.525 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{325.525}{40} = 8.138 \text{ A}$$

$$MT = \frac{8.138}{2.5} = 3.255 \text{ y PAL} = 1.75$$

libramos la falla en $t = 1.3 \text{ seg}$

Unidad instantánea

a) Cálculo de la sección de longitud de línea a proteger.

$$n = \frac{K_s (1 - K_i) + 1}{K_i}$$

$$K_i = 1.3 \text{ (Unidad de émbolo)}$$

$$K_s = \frac{Z_s}{Z_f}$$

$$Z_s = 0.027609 \angle 88.51^\circ \text{ pu}$$

$$Z_f = 2.8958 \angle 75.91^\circ \text{ pu}$$

$$K_s = \frac{0.027609}{2.8958} = 0.009534$$

$$n = \frac{0.009534 (1 - 1.3) + 1}{1.3}$$

$$n = 0.767 \approx 0.77$$

b) Ajuste de la unidad instantánea.

$$Z_{TH1} = 0.04836 \angle 87.24^\circ + 0.77 (0.90884 \angle 74.20^\circ)$$

$$Z_{TH1} = 0.04836 \angle 87.24^\circ + 0.6998 \angle 74.20^\circ$$

$$Z_{TH1} = 0.19287 + j0.72166 = 0.746988 \angle 75.03^\circ \text{ pu}$$

$$Z_{TH0} = 0.027609 \angle 88.51^\circ + 0.77 (2.8958 \angle 75.91^\circ)$$

$$Z_{TH0} = 0.027609 \angle 88.51^\circ + 0.77 (2.8958 \angle 75.91^\circ)$$

$$Z_{TH0} = 0.027609 \angle 88.51^\circ + 2.2297 \angle 76.02^\circ$$

$$Z_{THO} = 0.53937 + j2.15125 = 2.25666 \angle 76.17^\circ \text{ pu}$$

$$I_{f10} = \frac{3 \angle 0^\circ}{2(0.74698 \angle 75.03^\circ) + 2.25666 \angle 76.17^\circ}$$

$$I_{f10} = \frac{3 \angle 0^\circ}{0.92535 + j3.63449}$$

$$I_{f10} = \frac{3 \angle 0^\circ}{3.75044 \angle 75.71^\circ} = 0.7999 \angle -75.71^\circ \text{ pu}$$

$$I_{f10} = 0.7999 \times 836.733 = 669.307 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{669.307}{40} = 16.73 \text{ A}$$

Resumen de Ajustes

$$TAP = 2.5$$

$$PAL = 1.75$$

$$UI = 16.73 \text{ A}$$

4.6 Aplicación de Relés de Distancia.

Quizá la familia más interesante y versátil de relevadores es el grupo de relevadores de distancia. En su principio de operación hay un equilibrio entre voltaje y corriente que puede expresarse en función de la impedancia. La impedancia es una medida de la distancia a lo largo de una línea de transmisión, lo que explica el nombre aplicado a este grupo de relevadores.

El elemento de corriente está dispuesto de manera que su par cierra los contactos del relevador. El elemento de voltaje está dispuesto de manera que su par, en tanto el voltaje permanezca aplicado, tenderá a vencer al par del elemento de corriente impidiendo que cierren los contactos del relevador.

Tomemos en cuenta individualmente los diferentes elementos del relevador. Estos elementos responden como mínimo a tres de las cuatro cantidades familiares que originan el par:

1. Voltaje - Par proporcional a E^2
2. Corriente - Par proporcional a I^2
3. Producto - Par proporcional a $EI \text{ f } (\theta)$
4. Par del resorte de control

La manera más simple de visualizar como manipula el

relevador estas cantidades es la siguiente:

Los dos elementos del relevador, bobina de voltaje y bobina de corriente están balanceados uno respecto al otro inicialmente. El circuito por consiguiente consta de dos ramas:

- a) Una que va a la bobina de voltaje la cual tiene una resistencia fija y por lo tanto toma corriente que es proporcional al voltaje. La otra rama consiste de la bobina de corriente en serie con la sección de línea protegida (una réplica de ella), representando una rama con resistencia variable.
- b) El valor de esta resistencia depende, en consecuencia, de la localización del corto circuito y las bobinas están diseñadas de tal forma que la corriente vencerá a la de voltaje cuando esta resistencia sea menor que un valor preestablecido.

Debido a lo anterior, cuando la falla ocurre más allá de la sección de línea protegida, es decir, cuando la resistencia de esa rama en particular sea mayor que aquella requerida para balancear el relevador, éste no operará. Del mismo modo, cuando la resistencia sea menor que aquella que representa a la línea protegida, es decir, cuando el corto

circuito esté más cerca del relevador, el desbalance será más pronunciado y la acción del relevador (su par) será más positivo.

El principio descrito es excesivamente simple, sin embargo el diseño del relevador presentó serias dificultades, principalmente debido a que durante condiciones de disturbio deberá discriminar entre una serie de voltajes diferentes y de valor reducido.

Ecuación general del par de un elemento óhmico:

$$I = \pm K_1 E^2 \pm K_2 I^2 \pm K_3 EI f(\gamma, \theta) \pm K_4$$

Las reglas convencionales para esta ecuación son:

- a) El par que cierra los contactos es positivo.
- b) K_1 , K_2 , K_3 son constantes de diseño independientemente, y que pueden emplearse con uno u otro signo y alterarse en magnitud para satisfacer condiciones.
- c) K_4 simboliza el par del resorte y es invariable.
- d) γ es el ángulo de par máximo y es de diseño.

- e) E , I , θ son parámetros eléctricos suministrados al relevador.
- f) γ y ϕ son ángulos que indican que I va atrás de E .

De la ecuación general obtenemos tres principios de operación en relés de distancia.

- a) Relé de impedancia.
 b) Relé de reactancia.
 c) Relé de admitancia.

- a) Relé de Impedancia.

El relé de impedancia no toma en cuenta el ángulo de fase entre la corriente y el voltaje aplicado; por esta razón su característica de impedancia cuando es dibujado sobre un diagrama $R-X$ es un círculo con su centro en el origen de las coordenadas y de radio igual a su ajuste en ohms. El relé opera para todas las impedancias menores que su ajuste, que es para todos los puntos dentro del círculo. El relé es entonces un relé no direccional, y en esta forma operará para todas las fallas hacia adelante o hacia atrás.

El relé tiene tres importantes desventajas:

- a) Es no direccional, verá fallas hacia el frente de y atrás del punto donde está ubicado el relé, requiriendo un elemento direccional para dar co rrecta discriminación.
- b) Es afectado por la resistencia del arco.
- c) Es altamente sensible a las oscilaciones de potencia, debido a la gran área cubierta por el - círculo de impedancia.

La ecuación que rige el comportamiento del relé de impedancia es obtenida como sigue:

$$K_1 = \text{negativa}$$

$$T = -K_1 E^2 + K_2 I^2$$

$$K_2 = \text{positiva}$$

$$T = K_2 I^2 - K_1 E^2 I^2 / I^2$$

$$K_3 = 0$$

$$Z = E/I$$

$$K_4 = \text{despreciable}$$

$$T = K_2 I^2 - K_1 I^2 Z^2$$

Habrá para de operación siempre y cuando Z adquiera valores menores del determinado por K_1 y K_2 .

En el punto de equilibrio el par neto es cero:

$$-K_1 E^2 + K_2 I^2 = 0$$

$$K_1 E^2 = K_2 I^2$$

Dividiendo por I^2 :

$$\frac{V^2}{I^2} = \frac{K_1}{K_2}$$

$$\frac{V}{I} = Z = \frac{K_1}{K_2}$$

Esta característica representada en un diagrama R-X es un círculo con centro en el origen.

Para hacer que el relé no opere en fallas atrás, el control direccional es esencial. Esto puede ser obtenido por la adición de un relé direccional con dos pares de contactos, un par en serie con el contacto del relé de impedancia en el circuito de disparo y el otro conectado para energizar un relé auxiliar, cuyos contactos en la condición --desenergizada corto circuitan la bobina de corriente del relé de impedancia y son abiertas bajo la condición de falla.

La característica de impedancia del relé direccional es una línea recta sobre el diagrama R-X. Será notado en la figura 22 que ambas características combinadas dan direccionalidad al relé de impedancia, evitando la medición de impedancias en la dirección contraria.

La ecuación que rige el comportamiento del relé direccional es:

$$K_1 = K_2 = 0 \quad T = K_3 EI \text{ sen } (90^\circ + \gamma - \theta)$$

$$K_3 = \text{positiva} \quad \text{Si } \gamma = 60^\circ$$

$$K_4 = \text{despreciable} \quad T = K_3 EI \text{ sen } (150^\circ - \theta)$$

$$f(\theta, \gamma) = \text{sen } (90^\circ + \gamma - \theta)$$

Hay par de operación si $330^\circ < \theta < 150^\circ$ y es máximo y positiva cuando $\theta = 60^\circ$

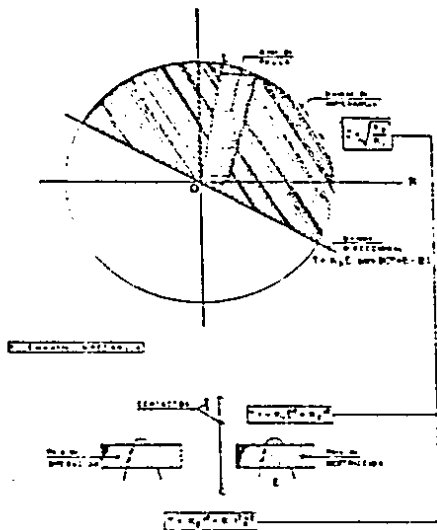


FIG 22

b) Relé de Reactancia.

Para todos los propósitos prácticos, el ajuste del relé de reactancia no varía en la presencia de la resistencia de arco, porque está diseñado para medir únicamente la componente reactiva de la línea. Puede ser visto de las características mostradas en la figura 23 que, en teoría, -- cualquier incremento en la componente resistiva de la impedancia de falla no tendrá efecto sobre el alcance del relé, como el relé continuará midiendo el mismo valor de reactancia X .

Cuando la resistencia de falla es de alto valor y las magnitudes de corriente de falla y carga son las mismas, el alcance del relé es modificado por la carga y su factor de potencia, y puede ya sea sobrealcanzar o bajoalcanzar.

La ecuación que rige el comportamiento del relé de reactancia es obtenida de la siguiente manera:

$$K_1 = 0 \qquad T = K_2 I^2 - K_3 EI \sin \theta$$

$$K_2 = \text{positiva} \qquad T = K_2 I^2 - K_3 EI^2 \sin \theta / I$$

$$K_3 = \text{negativa} \qquad X = E \sin \theta / I$$

$$K_4 = \text{despreciable} \qquad T = K_2 I^2 + K_3 I^2 X$$

$$f(\gamma, \theta) = \sin \theta$$

Habrá operation siempre y cuando X est  por debajo del valor determinado por K_2 y K_3 .

En el punto de equilibrio:

$$K_2 I^2 - K_3 EI \sin \theta = 0$$

$$K_2 I^2 = K_3 EI \sin \theta$$

Dividiendo por I^2 :

$$K_2 = K_3 \frac{E \sin \theta}{I}$$

$$K_2 = K_3 Z \sin \theta$$

$$X = \frac{K_2}{K_3}$$

Esta característica representada en un diagrama R-X es una línea recta paralela al eje de las R.

Un relevador de distancia del tipo reactancia no podrá utilizar una unidad direccional sencilla como en el relevador tipo impedancia; porque el relevador disparar  bajo condiciones de carga normal o cerca del factor de potencia unitario.

El relevador de distancia requiere una unidad direc

cional que sea inoperante bajo condiciones normales de carga. El tipo de unidad utilizada para este propósito tiene un elemento de voltaje de retención que se pone al elemento direccional, y que es conocido como unidad o relevador de admittancia. A esta unidad empleada en el relé tipo reactancia se le conoce como unidad de arranque.

La característica de impedancia del relé direccional es un círculo que pasa por el origen sobre el diagrama R-X. Ambas características combinadas dan direccionalidad al relé de reactancia, evitando operaciones bajo condiciones de carga.

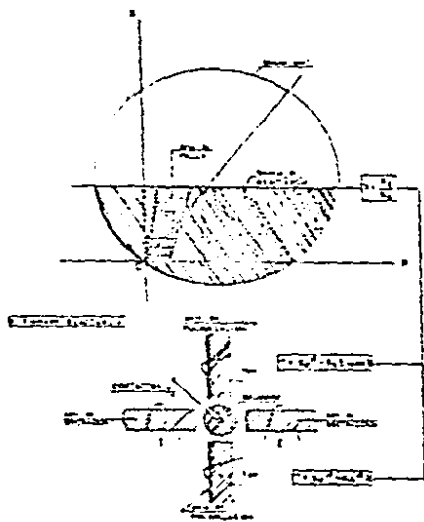


FIG. 23

c) Relevador de Admitancia.

El relé mho generalmente conocido como tal, debido a que su característica es una línea recta sobre el diagrama de admitancia combinado por la adición de una señal de polarización. La característica de este relé cuando es dibujado en un diagrama R-X, es un círculo cuya circunferencia pasa a través del origen, mostrando que el relé es inherentemente direccional y operará únicamente para fallas en la dirección hacia adelante.

La característica se ajusta seleccionando Z_n , el alcance de impedancia a lo largo del diámetro y θ conocido como el ángulo característico del relé. El relé opera para valores de impedancia de falla dentro de su característica.

El alcance de impedancia varía con el ángulo de falla. Como la línea a proteger está constituida de resistencia e inductancia, su ángulo de falla será dependiente de los valores relativos de R y X. Bajo una condición de falla con resistencia de arco, el valor de componente resistiva incrementará y cambiará su ángulo de falla, tal que el relé tiene un ángulo característico equivalente al ángulo de la línea, bajo condiciones de arco, bajo alcanzará.

Es usual entonces aplicar al relé un ángulo característico menor que el ángulo de línea, tal que es posible --

aceptar una pequeña cantidad de resistencia de arco sin cau sar bajo alcance.

La ecuación que rige el comportamiento del relé de admittance es obtenida como sigue:

$$K_1 = \text{negativa} \quad T = -K_1 E^2 + K_3 EI \text{ sen } (90^\circ + \gamma - \theta)$$

$$K_2 = 0 \quad = K_3 I^2 E \text{ sen } (90^\circ + \gamma - \theta) / I \\ - K_1 I^2 E^2 / I^2$$

$$K_2 = \text{positiva} \quad Z = E / I$$

$$K_1 = \text{despreciable} \quad T = K_3 I^2 Z \text{ sen } (90^\circ + \gamma - \theta) - K_1 I^2 Z^2$$

$$\pm (\gamma, \theta) = \text{sen } (90^\circ + \gamma - \theta)$$

Habrá operación si $K_1 Z^2$ es menor que $K_3 Z \text{ sen } (90^\circ + \gamma - \theta)$.

La caracteristica del elemento admittance puede no pa sar por el origen en cuyo caso se llama caracteristica "Offset Mho", o Mho desplazado. Este elemento es similar al tipo Mho, sólo que en su ecuación lleva insertada una porción de la co rriente de operación. Modificando esta fracción de corriente de operación se alterar  el offset como el mostrado en la fir gura 24.

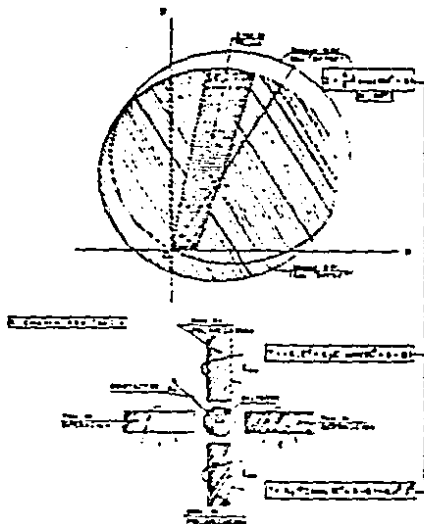


FIG 24

La característica mho es la más comúnmente usada. -

Las mejores ventajas son:

- a) Alcance fijo como una función de la impedancia de línea protegida, tal que es independientemente de la operación del sistema y niveles de falla sobre un rango muy amplio.
- b) Habilidad para operar en corrientes de falla -- cerca o menores de la corriente de carga máxima.
- c) Mínimo sobrealcance a transitorios.

El tipo mho es el más adecuado para la protección de falla de fase de líneas largas, y en particular donde -- pueden presentarse oscilaciones severas de potencia. Cuando la protección mho se ajusta para proteger cualquier sección de línea, su característica encierra el espacio mínimo en el diagrama R-X, lo que significa que ésta será menos -- afectada por condiciones anormales del sistema.

Resumiendo, la protección de distancia debe de considerarse cuando la de sobrecorriente es muy lenta o no es selectiva. Los relevadores de distancia se utilizan por lo general como protección primaria en las fallas de fase y -- tierra de líneas de transmisión y subtransmisión.

Los relevadores de distancia de uno o dos escalones se emplean en la protección de respaldo para las fallas de fase en las terminales del generador. También pueden utilizarse con ventaja como protección de respaldo en bancos de transformadores de potencia.

4.7 Coordinación de Respaldos de Transformador en SE Aca -- tlán.

Es práctica común en CFE dotar a todos los elemen -- tos de un sistema de potencia con protección primaria y res -- paldo respectivamente. Ambos esquemas deberán tener filoso -- fías de funcionamiento diferente, con el propósito de aumen

tar la confiabilidad del equipo.

Estos principios aplicaremos al transformador de potencia, el cual representa uno de los eslabones más importantes; de construcción relativamente simple y pieza del equipo altamente confiable. Más esta confiabilidad depende de un diseño adecuado, preocupación en su construcción y el mantenimiento del equipo de protección.

Las variadas características del transformador de potencia con diferentes tipos de falla, afectan grandemente las condiciones del sistema, las cuales tienden a ser más complicadas en tiempos recientes. Entonces vale la pena revisar los diferentes tipos de fallas encontradas en un transformador para hacer la selección adecuada del esquema de protección.

Estas pueden ser subdivididas en condiciones de sobrecarga y condiciones de fallas externas; los transformadores deben desconectarse cuando tales fallas ocurren únicamente después de un predeterminado tiempo durante el cual otros dispositivos de protección deben de operar. Para la condición de falla externa usualmente empleamos relés de sobrecorrientes o de distancia. La coordinación de esta protección de respaldo de transformador debe ser con la protección primaria del circuito asociado o adyacente.

La protección primaria de un transformador de potencia

cia está enfocado para condiciones las cuales se originan - como un resultado de fallas dentro de la zona protegida. - Las fallas internas son muy serias y existe siempre el riesgo de fuego. Estas fallas podemos clasificarlas en dos grupos:

- a) Fallas Internas - Fallas eléctricas las cuales pueden causar serios daños pero pueden detectarse por desbalance de corriente o voltaje tales como: Condiciones de corto circuito en los devanados de alta o baja tensión, falla en las terminales externas y fallas en los devanados terciarios.

- b) Fallas Incipientes - Son fallas inicialmente menores, causando daños que van desarrollándose lentamente. No son detectables en las terminales de los devanados por desbalance tales como: Conexiones eléctricas pobre en conductores, falla de aislamiento en las laminaciones, falla de enfriamiento, bajo nivel de aceite, etc.

De todas las fallas mencionadas anteriormente, la más importantes es la falla interna; la cual debe ser aislada tan rápido como sea posible, no únicamente limitando el daño en el equipo sino minimizando el intervalo de tiempo en que el voltaje del sistema está atenuado. Períodos lar-

gos de bajo voltaje resultan en pérdidas de sincronismo.

La protección primaria de un transformador es fundamentalmente su protección diferencial, complementada con un relevador buchholz diseñado para operar en fallas incipientes.

Se entiende por protección de respaldo a la suministrada por relevadores capaces de detectar fallas en el equipo, y actuar después que la protección primaria ha fallado. Puesto que este esquema puede operar correctamente en fallas externas a la zona de protección del transformador, su aplicación y ajuste es una condición de transformador y protección asociada al sistema.

De lo mencionado en el último párrafo, la protección de respaldo ha sido ampliamente usada en la protección de bus y recientemente la aplicación ha sido enfocada a la protección de circuitos adyacentes.

Esta última aplicación representa un reto a la ingeniería de sistemas de protección, a fin de emplear adecuadamente las características de funcionamiento de los relevadores.

Por lo que toca a la sensibilidad de los relevadores de sobrecorriente de neutro deben ser capaces de detec-

tar fallas en el extremo remoto de la línea más larga, con mínima generación y con un margen de seguridad de 1.25 como mínimo. En relés de fase este ajuste no debe ser inferior al 170% de la corriente nominal del banco.

En transformadores conectados a más de una fuente - pueden requerirse uno o más relevadores direccionales para conseguir buena protección y selectividad. Cada conjunto - de relevadores de respaldo deberá disparar solamente su interruptor asociado.

El uso de unidades instantáneas solamente son recomendables en transformadores que tienen generación por un - solo lado para respaldo de fase y aún en este caso solamente cuando los TC's están entre la generación y el transformador y deberán ajustarse lo suficientemente altos para no ver fallas en el lado de la carga y junto al transformador, para máxima generación, funcionando exclusivamente para fallas internas.

Se debe tener cuidado con el uso de las unidades -- instantáneas por su tendencia a sobrealcanzar debido a la - componente de corriente directa de las corrientes de falla, por lo cual deben ajustarse suficientemente altas.

Debemos de hacer notar las siguientes características de la protección de respaldo con relevadores de sobrecorriente

riente:

- a) Los ajustes de palanca se hacen en base a la -- coordinación con las líneas que respaldan. Igualmente se hace con los ajustes de tap.

- b) La protección de respaldo 51N con TC en el neutro del transformador, además de respaldo a las líneas adyacentes también respalda a su protección primaria (diferencial) para fallas en la - estrella aterrizada ya sea que la alimentación esté por el lado de la estrella o la delta.

También suministra cierto grado de protección - para falla a tierra del devanado delta cuando - la alimentación está por el lado de la delta y permite la circulación de corriente de secuencia -
cero.

- c) La protección de fase también suministra respaldo para fallas internas cuando sus TC's están - colocados del lado de la generación.

Con el desarrollo de los métodos computacionales en análisis de sistemas de potencia y el auxilio de la computadora se han diseñado programas de corto circuito para contingencias de falla trifásica y monofásica.

Este tipo de programas emplearemos para el ajuste - de las protecciones de respaldo de los bancos ATN-T3 y ATN-T4. Estos esquemas de respaldo son básicamente relés de so brecorriente de fase y neutro y los coordinaremos con los - circuitos adyacentes ubicados en el nodo de ATN-69KV.

Para consulta, estas corridas de corto circuito son mostradas en el apéndice A.

Sistemas Equivalentes ATN-69KV

Generación Mínima

$$Z_1 = 0.05434 \quad | \underline{87.44}^\circ \text{ pu} \qquad Z_1 = 0.048603 \quad | \underline{87.29}^\circ \text{ pu}$$

$$Z_0 = 0.02766 \quad | \underline{88.54}^\circ \text{ pu} \qquad Z_0 = 0.027609 \quad | \underline{88.51}^\circ \text{ pu}$$

Respaldos de Sobrecorriente

ATN-T3

ATN-T4

Datos Relés de Fase

Mca. Westinghouse

tipo CO-8

Rango UT = 4.0, 5.0, 6.0, 7.0, 8.0, 10.0, 12.0

Ajuste de Sensibilidad

a) Selección de RTC (MVA nominal por banco)

$$MVA_{\text{ATH-T3}} = 100.0$$

$$I_{\text{nominal}} = \frac{100}{3 \times 69} = 836.739 \text{ A}$$

Consideramos un 70% de sobrecarga, contemplando la salida de banco por mantenimiento o falla.

$$I_{170\%} = 1.7 \times 836.739 = 1422.45 \text{ A}$$

Elegimos las relaciones máximas de los TC's existentes en -- bahías ATH-T3 y ATH-T4, RTC = 12000/5.

b) Selección del TAP

$$\text{TAP} = \frac{I_{\text{carga}}}{\text{RTC}} = \frac{1422.45}{240} = 5.92$$

$$\text{TAP} = 6.0$$

c) Verificación de la Sensibilidad

Simularemos una contingencia de falla de fase a fase en la línea más larga a respaldar con generación mínima.

Falla Triafásica (SCM-69 KV)

$$Z_{TH1} = 0.25977 + j0.9257 = 0.96145 \angle 74.32^\circ \text{ pu}$$

$$I_{f3\phi} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0.96145 \angle 74.32^\circ} = 1.04008 \angle -74.32^\circ \text{ pu}$$

Aportación de los bancos ATN-T3 y ATN-T4

$$I_{f3\phi \text{ ATN-T3}} = 0.48852 \text{ pu}$$

$$I_{f3\phi \text{ ATN-T4}} = 0.55155 \text{ pu}$$

$$I_{fD-D} = \frac{\sqrt{3}}{2} (0.48852) = 0.42307 \text{ pu}$$

$$I_{fD-D} = \frac{\sqrt{3}}{2} (0.55155) = 0.47765 \text{ pu}$$

$$I_{fD-D} = 0.47765 \times 836.739 = 399.66 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{399.66}{240} = 1.66 \text{ A}$$

Con este resultado confirmamos que el relé no tendrá la suficiente sensibilidad para detectar fallas en el extremo remoto de la línea Acatlán-Sn. Clemente, debido al alto ajuste de Tap requerido para condiciones de sobrecarga.

Ajuste de Selectividad

La selectividad (selección de palanca), la obtenemos bajo -

condiciones de generación máxima.

Falla Trifásica (ATN-69 KV)

Aportación del banco ATN-T3

$$I_{f3\phi T3} = 10.1784 \text{ pu}$$

Aportación del banco ATN-T4

$$I_{f3\phi T4} = 10.3964 \text{ pu}$$

Debemos establecer una correcta coordinación entre los respaldos de fase de los bancos de transformadores ATN-T3 y ATN-74 con las protecciones de fase de los circuitos - adyacentes en 69KV a fin de evitar operaciones simultáneas.

Las contingencias más críticas a considerar en los circuitos adyacentes son las fallas simultáneas y los recie rres bajo falla. Coordinaciones de 0.6-07 de segundo han - dado excelentes resultados.

Pretendiendo tener tiempos de libramiento de $t = 1.0$ seg para falla local (ATN-69 KV), nos auxiliaremos de las - curvas características del relé CO-8 para la selección de - palanca.

Banco ATN-T3 (ATN-69 KV)

$$I_{f3\phi} = I_{f3\phi} \text{ pu} \times I_{\text{base}}$$

$$I_{f3\phi} = 10.1784 \times 836.739$$

$$I_{f3\phi} = 8516.664 \text{ A}$$

$$I_{\text{SEC}} = \frac{8516.664}{240} = 35.486$$

$$MT = \frac{35.486}{6.0} = 5.96 \text{ y } t = 0.9 \text{ seg seleccionamos}$$

$$PAL = 2.75$$

Banco ATN-T4 (ATN-T4)

$$I_{f3\phi} = I_{f3\phi} \text{ pu} \times I_{\text{base}}$$

$$I_{f3\phi} = 10.3964 \times 836.739$$

$$I_{f3\phi} = 8699.073 \text{ A}$$

$$I_{\text{SEC}} = \frac{8699.073}{240} = 36.246$$

$$MT = \frac{36.246}{6.0} = 6.04 \text{ y } t = 0.9 \text{ seg seleccionamos}$$

$$PAL = 2.75$$

Coordinación de Nodos Remotos

Con el objeto de obtener las curvas características de los relés 51F en bancos ATN-T3 y ATN-T4, determinaremos tiempos de libramiento en nodos remotos de los circuitos ad yacentes.

Falla Trifásica (SAG-69 KV)

Aportación del banco ATN-T3

$$I_{f3\phi} = 2.0336 \times 836.739$$

$$I_{f3\phi} = 1701.592 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{1701.592}{240} = 7.089 \text{ A}$$

$$MT = \frac{7.089}{6.0} = 1.182 \text{ y PAL} = 2.75$$

libramos la falla en $t = \infty$

Aportación del banco ATN-T4

$$I_{f3\phi} = 2.0557 \times 836.739$$

$$I_{f3\phi} = 1720.03 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{1720.08}{240} = 7.167 \text{ A}$$

$$MT = \frac{7.167}{6.0} = 1.194 \text{ y PAL} = 2.75$$

libramos la falla en $t = \infty$

Falla Trifásica (SCM-69 KV)

Aportación del banco ATN-T3

$$I_{f3\phi} = 0.52038 \times 836.739$$

$$I_{f3\phi} = 435.422 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{435.422}{240} = 1.814 \text{ A}$$

$$MT = \frac{1.814}{6} = 0.3023 \text{ y PAL} = 2.75$$

libramos la falla en $t = \infty$

Aportación del banco ATN-T4

$$I_{f3\phi} = 0.5263 \times 836.739$$

$$I_{f3\phi} = 440.375 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{440.375}{240} = 1.834 \text{ A}$$

$$MT = \frac{1.834}{6} = 0.3056 \text{ y PAL} = 5.5$$

libramos la falla en $t = \infty$

Falla Trifásica (JCT-69 KV)

Aportación del banco ATN-T3

$$I_{f3\beta} = 1.9997 \times 836.739$$

$$I_{f3\theta} = 1673.227 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{1673.227}{240} = 6.97$$

$$MT = \frac{6.97}{6} = 1.16 \text{ y PAL} = 2.75$$

libramos la falla en $t = \infty$

Aportación del banco ATN-T4

$$I_{f3\beta} = 2.02173 \times 836.739$$

$$I_{f3\theta} = 1691.662 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{1691.662}{240} = 7.04 \text{ A}$$

$$MT = \frac{7.04}{6} = 1.17 \text{ y PAL} = 2.75$$

libramos la falla en $t = \infty$

Falla trifásica (CAT-69 KV)

Aportación del banco ATN-T3

$$I_{f3\phi} = 2.3321 \times 636.739$$

$$I_{f3\phi} = 1951.359 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{1951.359}{240} = 8.13 \text{ A}$$

$$NT = \frac{8.13}{6.0} = 1.35 \text{ y PAL} = 2.75$$

libramos la falla en $t = \infty$

De los cálculos elaborados para coordinación remota, concluimos el nulo respaldo de los relés 51F para fallas -- trifásica, de fase a fase o doble fase a tierra en los no - dos remotes, condición por demás crítica para la estabilidad del sistema.

Necesitamos emplear esquemas de protección con filosofía de operación diferentes. Se propone instalar esquemas de distancia tipo mho con adición, de temporizadores, para la protección de respaldo en fallas trifásica, de fase a fase y doble fase a tierra de los circuitos adyacentes.

Datos Relé de Neutro

Mca. Westinghouse

Tipo CO-8

Rango UT = 0.5, 0.6, 0.8, 1.0, 1.5, 2.0, 2.5

Ajuste de Sensibilidad

Simularemos una contingencia de falla de fase a tierra en la línea más larga a respaldar con generación mínima.

Falla monofásica (SCM-69 KV)

Aportación del banco ATN-T3

$$I_{a0} = 0.093$$

$$I_{f1\phi} = 3I_{a0} = 3 \times 0.093 = 0.279 \text{ pu}$$

$$I_{f1\phi} = 0.279 \times 836.739$$

$$I_{f1\phi} = 233.45 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{233.45}{120} = 1.94 \text{ A}$$

$$TAP = \frac{1.94}{1.5} = 1.29$$

seleccionamos un tap TAP = 1.0

Aportación del banco ATN-T4

$$I_{ao} = 0.099 \text{ pu}$$

$$I_{f12} = 3I_{ao} = 3 \times 0.099 = 0.297 \text{ pu}$$

$$I_{f12} = 0.297 \times 836.739 = 248.51 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{248.51}{120} = 2.07 \text{ A}$$

$$MT = \frac{2.07}{1.5} = 1.38$$

seleccionamos un tap TAP = 0.8

Ambos relés tendrán la suficiente sensibilidad para detectar fallas remotas en el nodo más alejado de la fuen -
te. Se consideró en el ajuste un factor de asimetría de --
1.5

Ajuste de Selectividad

La selectividad (selección de palanca), la obtene r -
mos bajo condiciones de generación máxima.

Falla monofásica (ATN-69 KV)

Aportación del banco ATN-T3

$$I_{ao} = 3.787 \text{ pu}$$

$$I_{f1\bar{L}} = 3I_{ao} = 3 \times 3.787 = 11.361 \text{ pu}$$

Aportación del banco ATN-T4

$$I_{ao} = 4.029 \text{ pu}$$

$$I_{f1\bar{L}} = 3 \times 4.029 = 12.087 \text{ pu}$$

Debemos establecer el mismo criterio de coordinación --
ción que el empleado en los respaldos de fase. Las contin-
gencias más críticas a considerar en los circuitos adyacen-
tes son las fallas simultáneas y los recierres bajo falla.

Pretendemos tener tiempos de libramiento de $t = 1.0$
seg para falla local (ATN-69 KV), nos auxiliaremos de las -
curvas características del relé CO-8 para la selección de -
palanca.

Banco ATN-T3 (ATN-69 KV)

$$I_{f1\bar{L}} = 11.361 \times 836.739$$

$$I_{f10} = \frac{9506.19}{120} = 79.21 \text{ y } t = 0.9 \text{ seg}$$

seleccionamos PAL = 5.0

Banco ATN-T4 (ATN-69 KV)

$$I_{f10} = 12.087 \times 836.739$$

$$I_{f10} = 10113.664 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{10113.664}{120} = 84.28 \text{ A y } t = 0.9 \text{ seg}$$

seleccionamos PAL = 5.0

Coordinación en Nodos Remotos

Con el objeto de obtener las curvas características de los relés 51N bancos ATN-T3 y ATN-T4, determinaremos -- tiempos de libramiento en nodos remotos de los circuitos ad yacentes.

Falla monofásica (SAG-69 KV)

Aportación del banco ATN-T3

$$I_{f10} = 1.209 \times 836.739$$

$$I_{f10} = 1011.617 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{1011.617}{120} = 8.43 \text{ A}$$

$$MT = \frac{8.43}{0.8} = 10.53 \text{ y PAL} = 5$$

libramos la falla en $t = 1.15$ seg

Aportación del banco ATN-T4

$$I_{F10} = 1.287 \times 836.73$$

$$I_{F10} = 1076.883 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{1076.883}{120} = 8.97 \text{ A}$$

$$MT = \frac{8.97}{0.8} = 11.212 \text{ y PAL} = 5.0$$

libramos la falla en $t = 1.10$ seg

Falla monofásica (SCM-69 KV)

Aportación del banco ATN-T3

$$I_{F10} = 0.279 \times 836.739$$

$$I_{F10} = 233.45 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{233.45}{120} = 1.94 \text{ A}$$

$$MT = \frac{1.94}{0.8} = 2.425 \text{ y PAL} = 5.0$$

libramos la falla en $t = 6.8$ seg

Aportación del banco ATH-T4

$$I_{f10} = 0.294 \times 836.739$$

$$I_{f10} = 246.0 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{246.0}{120} = 2.05 \text{ A}$$

$$MT = \frac{2.05}{0.8} = 2.56 \text{ y PAL} = 5.0$$

libramos la falla en $t = 6.0$ seg

Falla monofásica (JCT-89 KV)

Aportación del banco ATH-T3

$$I_{f10} = 1.185 \times 836.739$$

$$I_{f10} = 991.535 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{991.535}{120} = 8.26 \text{ A}$$

$$MT = \frac{8.26}{0.8} = 10.32 \text{ y PAL} = 5.0$$

libramos la falla en $t = 1.15$ seg

Aportación del banco ATN-T4

$$I_{f10} = .1.263 \times 836.739$$

$$I_{f10} = 1056.80 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{1056.80}{120} = 8.80 \text{ A}$$

$$MT = \frac{8.80}{0.3} = 11.0 \text{ y PAL} = 5.0$$

libramos la falla en $t = 1.10$ seg.

Falla monofásica (CAT-69 KV)

Aportación del banco ATN-T3

$$I_{f10} = 1.524 \times 836.739$$

$$I_{f10} = 1275.19 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{1275.19}{120} = 10.62 \text{ A}$$

$$MT = \frac{10.62}{0.3} = 13.28 \text{ y PAL} = 5.0$$

Aportación del banco ATN-T4

$$I_{f10} = 1.62 \times 836.739$$

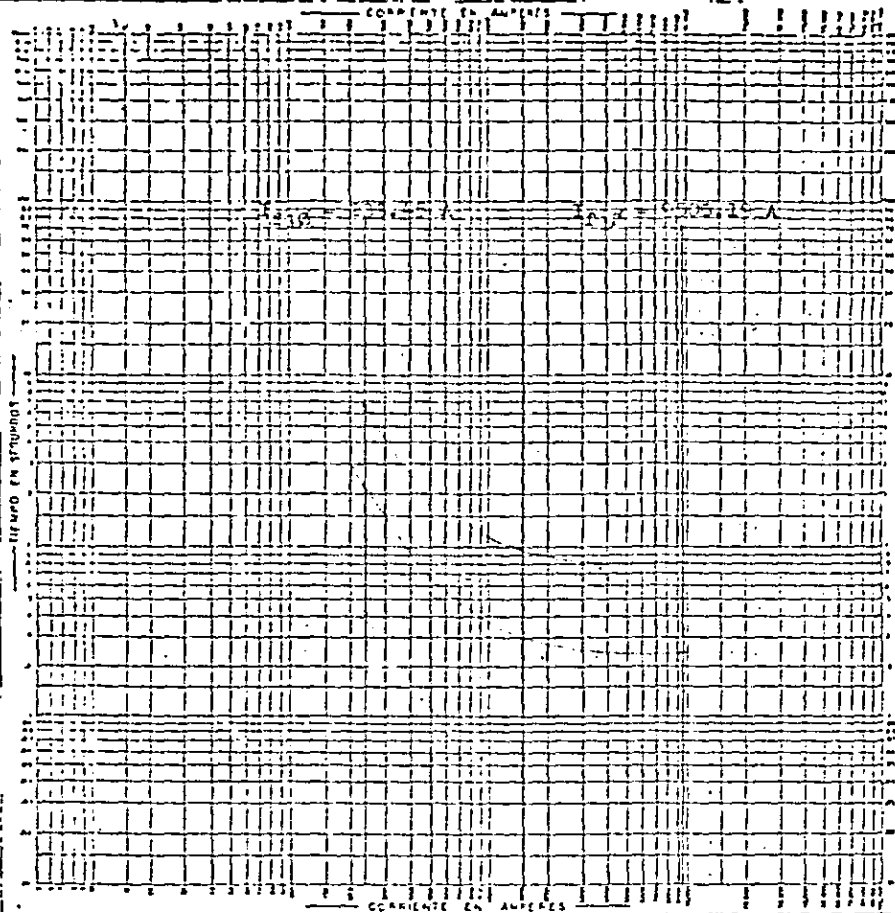
$$I_{f10} = 1355.51 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{1355.51}{120} = 11.295 \text{ A}$$

$$MT = \frac{11.295}{0.8} = 14.11 \text{ y PAL} = 5.0$$

libramos la falla en $t = 1.0$ seg

CORRIENTE EN AMPERES



CIRCUITO	TAP	PALANCA	INSTANTANEO	RTC	TIPO
ATM-3830	2.8	5.0	-	120	00-8
ATM-38310	2.0	1.5	13.0	80	00-8
ATM-38320	2.0	1.25	35.0	80	00-8
ATM-38330	2.5	1.25	15.7	40	00-8
ATM-38340	2.0	3.0	43.0	80	00-8
ATM-38350	2.0	2.5	40.0	80	00-8

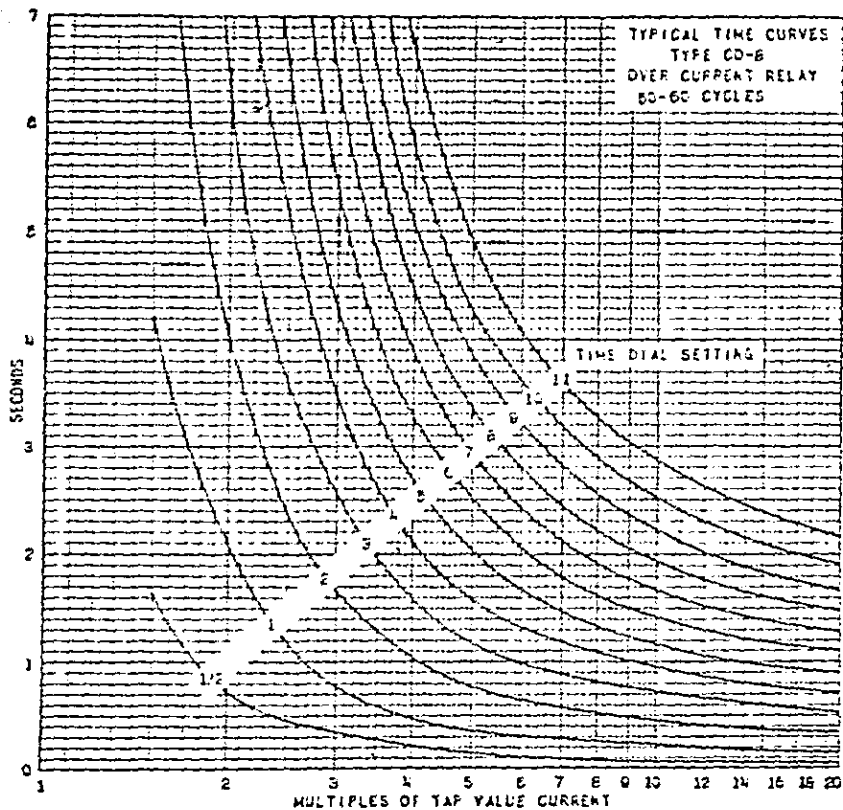
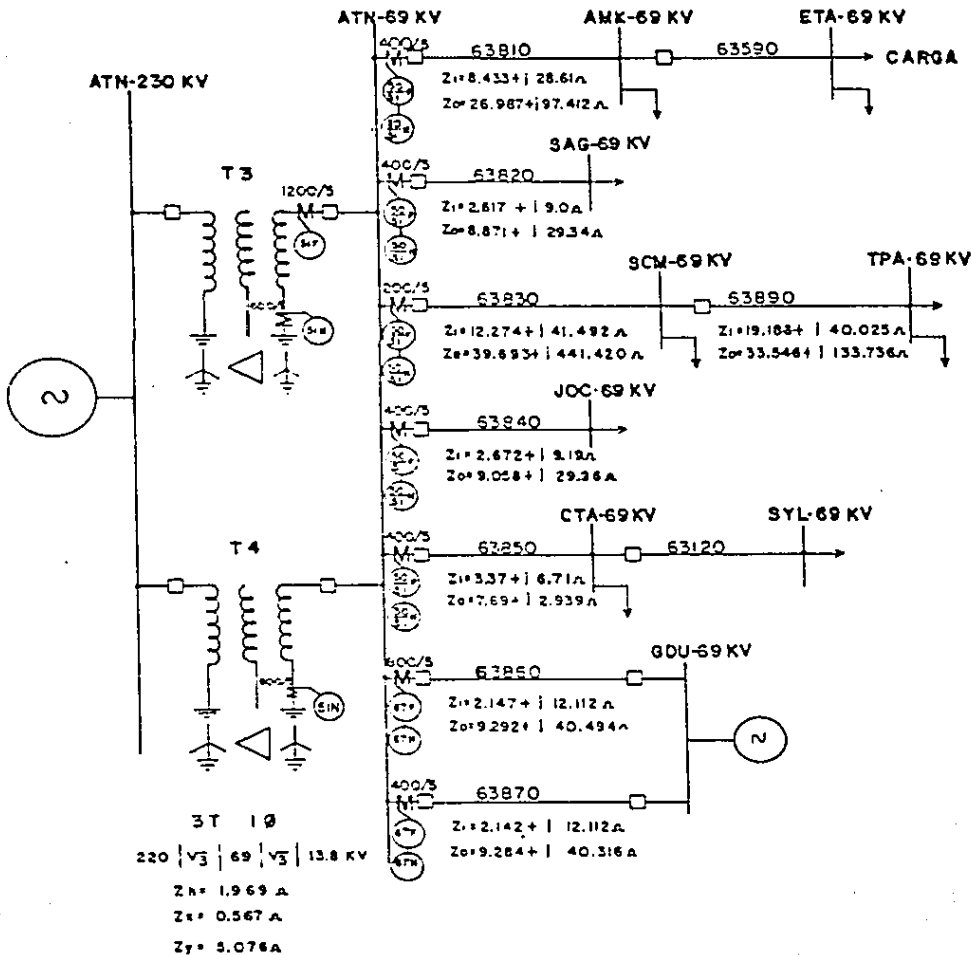


DIAGRAMA UNIFILAR



C A P I T U L O V

AJUSTE Y COORDINACION DE RESPALDOS DE TRANSFORMADOR

CAPITULO V

AJUSTE Y COORDINACION DE RESPALDOS DE TRANSFORMADOR
EN SE ACATLAN

5.1 Introducción.

La función de un relé de protección es operar en -- respuesta a una falla en un sistema de potencia, así como - minimizar el daño al equipo y la interrupción del servicio por la apertura de aquellos interruptores los cuales aislarán el circuito fallado de la fuente de alimentación.

La falla de cualquier eslabón en la cadena consti - tuida por el esquema de protección implica el no libramien - to de la condición anormal. Las causas que contribuyen a - la falla de los esquemas son:

- a) Relevadores - Contactos sucios, conductores de bobina en circuito abierto, selección errónea y ajustes incorrectos.
- b) Interruptores - Falla de aislamiento en boqui - llas, daño de contactos principales, circuito - abierto en bobina de disparo y ajustes incorrec - tos en el mecanismo de apertura.

- c) Transformadores de Instrumento - Falla de aislamiento durante descargas atmosféricas, falsos - contactos en cajas de conexiones y falla de fusibles.

- d) Alimentación de CD - Bajo voltaje y falla en fusibles.

El respaldo remoto fue la primer solución a los problemas anteriormente mencionados. En los sistemas modernos de potencia puede no ser efectivo, debido al efecto de --- infeed, entre el relé de respaldo y la falla, el cual puede reducir la corriente e incrementar el voltaje en el relé. - La segunda solución (duplicación de relés, transformadores de corriente, transformadores de potencial, etc.) involucra gasto extra y complicaciones.

La mejor solución es primeramente tomar precauciones, las cuales reducirán el riesgo de falla a un mínimo calculado y entonces emplear protección de respaldo local y remoto a una extensión justificada por la importancia del circuito.

Problemas con mecanismos de interruptores pueden -- ser minimizados por un adecuado mantenimiento. Las dificultades con bobinas de disparo, su alambrado y contactos auxiliares del interruptor llegan a ser despreciables si la bo-

bina de disparo está conectada directamente al polo negativo de la alimentación de corriente directa y es instalada - una supervisión al circuito de disparo (lámpara de señalización).

Los relevadores deben estar diseñados para alta presión de contacto bajo todas las condiciones de operación, - si es necesario debe aumentarse dicha presión. La caja del relé debe estar diseñada a prueba de polvo y con un filtro de respiración para igualar las presiones dentro y fuera de la caja sin admitir polvo.

El conductor fino de las bobinas de relevadores y bobinas de disparo deben tener uniones bien reforzadas entre el conductor de la bobina y la terminal exterior tal -- que un esfuerzo sobre el último no cause circuito abierto.

El mantenimiento a los relés debe de hacerse no tan frecuentemente (una vez cada dos años), excepto en condiciones de severa humedad, nuevos componentes no comprobados, - etc. El mantenimiento no frecuente elimina el riesgo de falla debido a ajustes impropios por personal inexperto, lo - cual es una de las causas más comunes.

Un adecuado mantenimiento puede a menudo anticipar las fallas debido a problemas en el alumbrado de corriente alterna, incluyendo transformadores de instrumento.

5.2 Respaldos de Fase y Neutro en Bancos de Autotransformadores de Relación $400/\sqrt{3}/230/\sqrt{3}/13.8$ KV, empleando Relés de Sobrecorriente.

Los circuitos de transmisión son invariablemente -- sistemas mallados multifuente, estos circuitos transmiten -- potencia eléctrica desde las fuentes de generación a los -- centros de distribución. Los niveles de falla son generalmente altos, y si no es librada rápidamente, puede ocasionar inestabilidad así como arriesgar al personal que se encuentre en la vecindad de la falla.

El empleo de relevadores de distancia se ha vuelto imperativo, debido a la complejidad de los sistemas de potencia. Ellos son empleados en la mayoría de los países -- del mundo para la protección de líneas de alta tensión. Las señales de entrada son tomadas del circuito a proteger, y -- es un esquema no unitario.

Siendo no unitario, los esquemas de distancia proporcionan automáticamente, protección de respaldo a las secciones alimentadoras adyacentes. Con frecuencia, la selectividad se logra por medio de una característica direccional que es inherente al relevador de distancia, y la discriminación por una graduación de tiempo.

A diferencia de la protección de sobrecorriente, --

los tiempos no son acumulativos hacia la fuente de potencia.

Muchos problemas están presentes en la aplicación de distancia a un sistema de potencia práctico, y algunos de ellos vamos a mencionar:

- a) La protección está sujeta a los efectos adversos de variables, tales como: resistencia en la trayectoria de falla, transitorios en señales de voltaje y corriente, localización variable de falla. etc.
- b) La protección debe discriminar entre condiciones de carga y falla, y no debe operar durante una condición de oscilación de potencia de la cual el sistema puede recuperarse.
- c) La característica de protección debe ser escogida con cuidado para evitar variación excesiva en el alcance de la zona protegida y proveer máxima discriminación.

No es posible lograr completa confiabilidad con un esquema de protección. Necesitamos duplicar los sistemas de protección, en la cual dos sistemas sustancialmente independientes controlan el disparo de un interruptor.

Esta disposición sirve para reducir el riesgo de falla de la protección primaria a un nivel aceptable. Una combinación típica incluirá la protección de distancia y la protección de sobrecorriente direccional de neutro (67 N).

El relevador direccional de sobrecorriente es una combinación de unidades de relevador direccional y sobrecorriente. Cualquier combinación de relevador direccional, relevador de sobrecorriente inverso, y relevador de sobrecorriente instantáneo está disponible para protección de falla de fase o a tierra.

El control direccional es una característica de diseño que es muy deseable para este tipo de relevador. Con esta característica una unidad de sobrecorriente es inoperante, sin importar qué tan grande puede ser la corriente, a menos que los contactos de la unidad direccional estén cerrados. Esto se lleva a cabo conectando los contactos de la unidad direccional en serie con el circuito de la bobina de sombra o con uno de los circuitos que producen los flujos de la unidad de sobrecorriente.

Los relevadores de sobrecorriente direccional de neutro (67 N), son para fallas que involucren cantidades de secuencia cero, primariamente fallas de fase a tierra y algunas veces fallas de dos fases a tierra.

Son ampliamente usados en la mayoría de los niveles de voltaje. En adición a su bajo costo y completa independencia de la carga, el sistema provee más rápida atenuación de la corriente con la distancia, y una relativa más alta impedancia de los cambios del sistema.

La unidad direccional requiere una referencia que puede compararse con las cantidades de línea. Esta referencia es conocida como la cantidad de polarización. Se comparan las corrientes de secuencia cero del circuito a proteger con las corrientes o voltajes de polarización de secuencia cero.

La corriente de polarización puede usarse en aquellos puntos del sistema donde están localizados transformadores de potencia que tienen neutros aterrizados. Podemos obtener la corriente de polarización de diferentes maneras, entre las cuales son:

- a) Transformador de corriente en el neutro del transformador de potencia.
- b) Transformadores de corriente en el terciario del transformador de potencia.
- c) Varias combinaciones de transformadores de corriente localizados en el lado de alta, baja o neutro del transformador de potencia.

Debemos notar que un transformador con neutro aterrizado puede o no puede ser una fuente de polarización dependiendo de la disposición y condiciones del sistema.

La figura 25 ilustra arreglos típicos de transformadores de dos devanados. La corriente de neutro en el arreglo Delta-Estrella, provee una fuente conveniente de polarización de corriente. Se ubica un TC en el neutro del transformador para obtener la corriente residual $3I_0$. Para fallas del sistema en el lado de la estrella de este transformador, la corriente de secuencia cero fluirá siempre hacia arriba del neutro.

Un banco conectado en Estrella-Estrella Aterrizada, ilustrado en la figura 25-B, no provee una fuente conveniente para corriente de polarización porque éste no circulará ya que no es una fuente de corriente de secuencia cero. Se ha asumido que este banco no tiene terciario.

La figura 25-C ilustra un banco Estrella Aterrizada-Estrella Aterrizada sin terciario. Aquí es posible que las corrientes circulen en ambos neutros para fallas a tierra ya sea hacia un lado u otro del banco de transformadores. Tal banco no es una fuente conveniente para polarización de secuencia cero por las siguientes razones:

- a) Considerando una falla en el lado de alta ten -

sión, la corriente circulará hacia arriba del - neutro sobre el lado de alta tensión, y hacia - abajo en el lado de baja tensión.

- b) Ahora simulando una falla en el lado de bajo -- voltaje, la corriente fluirá hacia arriba del - neutro de bajo voltaje, y hacia arriba en el la do de alto voltaje.
- c) Para ambas contingencias, las corrientes son -- opuestas. de tal manera que un TC localizado en cualquiera de los neutros será incapaz de determinar la dirección correcta de la falla.
- d) En algunos casos donde involucramos transformadores de potencia que tienen neutros aterrizados, es posible obtener una polarización conveniente de corriente, conectando en paralelo los TC's localizados en cada uno de los neutros. -- Las relaciones de TC's deben ser inversos a la relación de vueltas del transformador. Sin embargo la corriente de polarización es cero, de lo que deducimos que no es una fuente conveniente de polarización.

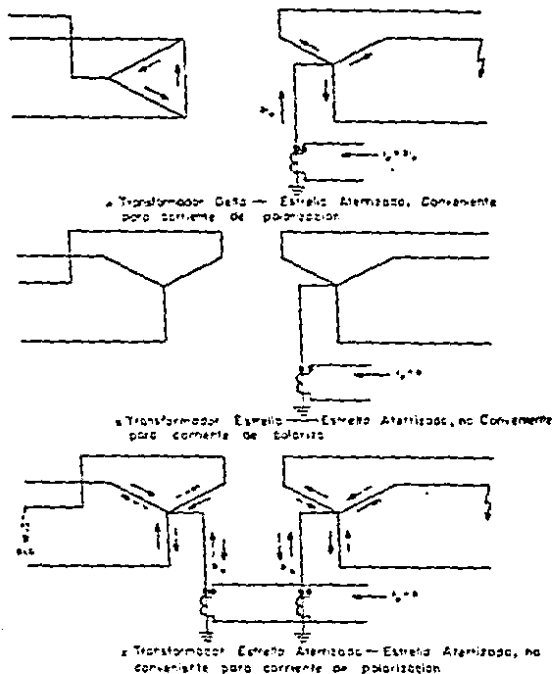


FIG 25

Los bancos de transformadores de tres devanados son frecuentemente encontrados en subestaciones de potencia. -- Adicional a su función podemos utilizarlos como fuentes de polarización. La figura 26 muestra un arreglo típico de -- transformador de tres devanados con conexión Estrella-Dell - ta-Estrella Aterrizada.

Para fallas a tierra en el lado de la Estrella Aterrizada, la corriente siempre fluirá hacia arriba del neutro. El devanado conectado en Delta provee una trayectoria para la circulación de esta corriente.

Ahora si las contingencias de falla ocurren en la Estrella no Aterrizada o en la conexión Delta, no circularán corrientes en el neutro del transformador de potencia.

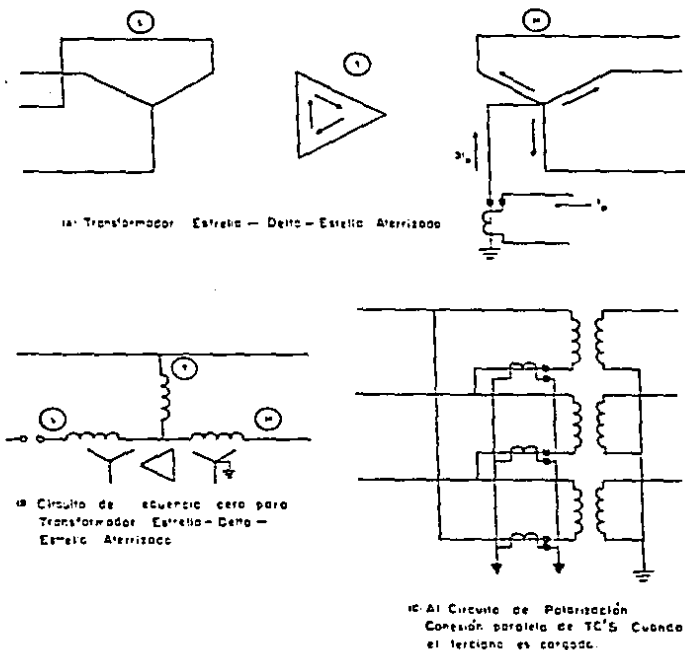


FIG 26

Las figuras 27-A y 27-B muestran un banco de transformadores de tres devanados en la cual dos de los devanados están conectados en Estrella Aterrizada y un tercer devanado está conectado en Delta. Este arreglo proveerá una fuente conveniente de polarización aún cuando las corrientes en cada uno de los neutros sea opuesta para fallas en uno u otro lado del banco.

Se requieren dos TC's conectados en paralelo, cada uno localizado en los neutros del transformador. La relación de los TC's debe ser en razón inversa a la relación de vueltas de los devanados involucrados. Por ejemplo, si en el lado de 230 KV empleamos un TC de relación 1000/5, y el lado de baja es 115 KV requeriremos localizar en el neutro un TC de relación 2000/5.

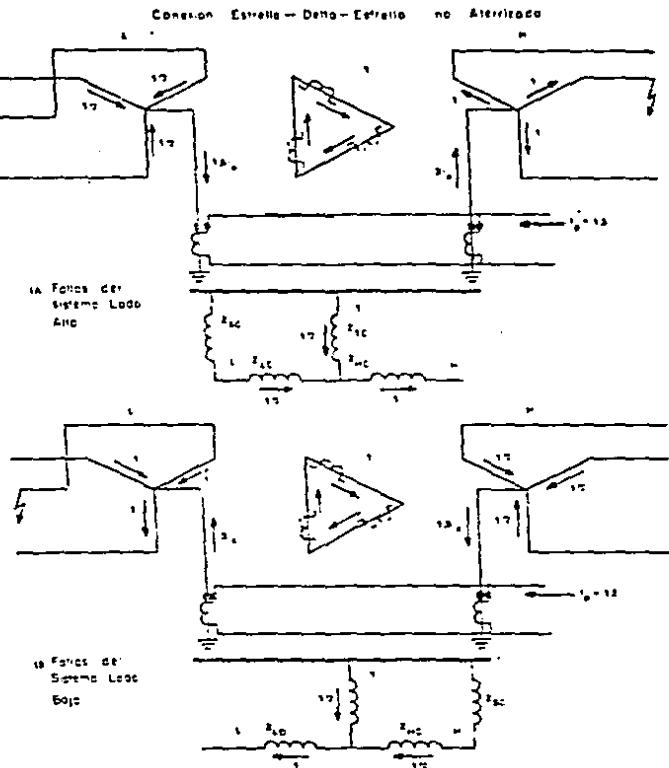


FIG 27

Otro arreglo común de transformador a menudo encontrado en las subestaciones de potencia es el autotransformador con estrella aterrizada y terciario en delta, ilustrado en la figura 28. A primera vista parece que el neutro del transformador sería una fuente satisfactoria para corriente de polarización.

La corriente de neutro puede o no ser unidireccional con respecto a las fallas localizadas en un lado u otro del transformador. Para fallas del sistema en el lado de baja del transformador, podemos mostrar que la corriente en el neutro siempre circulará hacia arriba del transformador. Si la falla ocurre en el lado de alta tensión la corriente podrá circular hacia arriba, ser cero o circular hacia abajo dependiendo de la relación de vueltas del autotransformador, sus impedancias y la impedancia del sistema de secuencia cero en el lado de baja tensión.

Demostraremos los efectos de los parámetros anteriormente mencionados sobre la dirección de la corriente de neutro para fallas en el lado de alto voltaje del autotransformador. Para la convención de signos mostrados en la figura 28 podemos mostrar lo siguiente.

$$I_N \propto \left[\frac{\bar{Z}_{TO}}{\bar{Z}_{SO} + \bar{Z}_{LO} + \bar{Z}_{TO}} - N \right] \bar{I}_{HO}$$

$$N = V_L/V_H$$

I_N = Corriente de neutro actual.

\bar{Z}_{TO} = Impedancia equivalente del terciario.

\bar{Z}_{LO} = Impedancia equivalente lado baja del transformador.

\bar{Z}_{SO} = Impedancia de fuente lado baja.

\bar{I}_{HO} = Corriente lado alta.

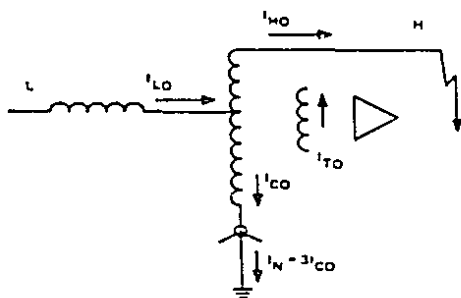
Examinando la figura 28 con la ecuación mostraremos que lo siguiente es cierto.

- a) La corriente de neutro siempre circulará hacia abajo del neutro si los términos en las ramas es más grande que cero.
- b) La corriente de neutro siempre circulará hacia arriba del neutro si los términos en las ramas es menor que cero.
- c) La corriente de neutro será cero si los términos en las ramas es igual a cero.

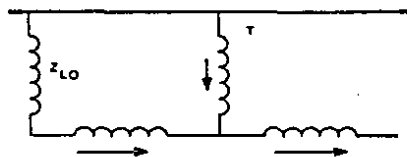
Podemos establecer que la corriente de neutro es -- siempre hacia arriba del neutro para todas las fallas del lado de alta tensión si encontramos la siguiente limitación:

$$N > \frac{\bar{z}_{TO}}{\bar{z}_{SO} + \bar{z}_{LO} + \bar{z}_{TO}}$$

Sin embargo debemos recordar que la impedancia de fuente del lado de baja tensión variará con diferentes condiciones del sistema y con el crecimiento del sistema. Por esta razón debe enfatizarse que un TC localizado en el neutro del autotransformador no es recomendado para usarse como fuente de polarización.



(a) Representación Actual



z_{ZO} - Impedancia de fuente sec O lado bajo
 z_{LO} - Impedancia lado bajo de transformador
 z_{TO} - Impedancia de terciaria
 z_{HO} - Impedancia lado alto de Transformador

(b) Representación en Por Unidad sobre una base común en MVA

El potencial de polarización puede ser usado en -- aquellos casos donde la polarización por corriente no está disponible o no es conveniente. El potencial usado como -- cantidad de polarización en un relé direccional de neutro -- es proporcional al voltaje de secuencia cero existente en -- la localidad del relé.

La magnitud de voltaje de secuencia es cero y por -- lo tanto el voltaje de polarización puede variar sobre un -- rango bastante amplio. El voltaje de secuencia cero que -- aparece en todo el sistema será una función de la impedan -- cia de secuencia cero del sistema total, siendo máxima en -- la localidad del relé y será menor o igual en la falla, de -- pendiendo del voltaje en la localidad de la falla.

La figura 29 ilustra un perfil del voltaje de se -- cuencia cero para fallas en cada extremo de la línea en el sistema simple. Notamos que el voltaje en el relé es máxi -- mo para fallas en la localidad del relé y decrecerá en mag -- nitud cuando la falla se aleje.

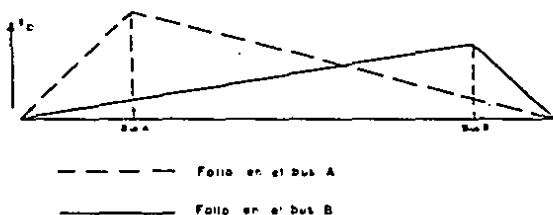
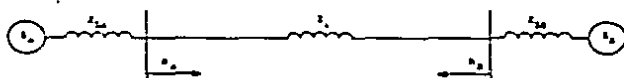


FIG 29

Existen varios métodos para obtener la cantidad de voltaje de polarización. Un método común usa dispositivos de potencial que tienen doble secundario en la cual un conjunto de devanados se emplea para dar medición y polarización de relés de distancia y un segundo conjunto de devanados conectados en delta rota para proveer el voltaje de polarización al relé direccional de neutro.

El voltaje que aparece a través de la delta rota será igual a $V_a + V_b + V_c = 3V_{00}$. Para mediciones balanceadas, falla trifásica o de fase a fase, el voltaje en la delta rota es cero. Este arreglo es mostrado en la figura 30.

Para fallas que involucran tierra, la cantidad de polarización será proporcional a $3V_0$, y su magnitud será -- una función de la impedancia de secuencia cero, configura -- ción del sistema, localización de la falla y relación de TP empleados.

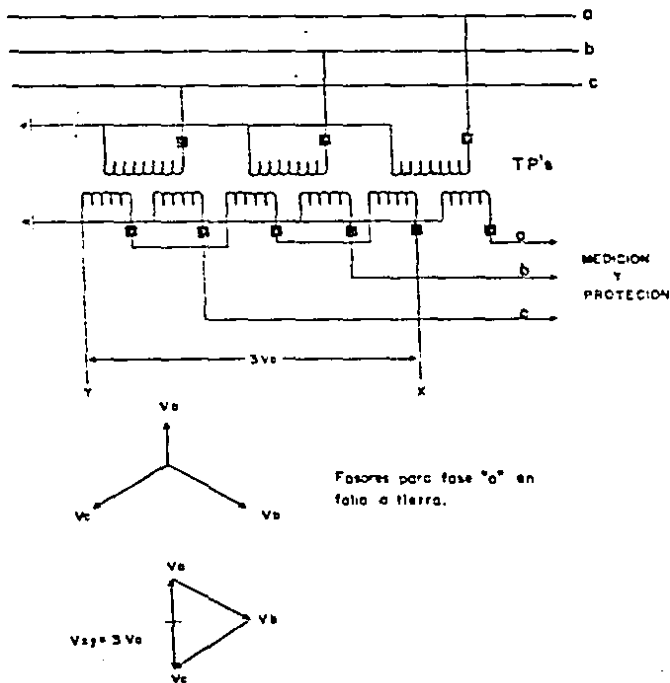


FIG 30

Ahora que hemos mencionado las características del relé 67 N, como protección de respaldo, nos resta culminar nuestro propósito de este capítulo (ajustar protecciones de respaldo en transformadores y autotransformadores de potencia con circuitos adyacentes de transmisión).

Idealmente un esquema de protección de respaldo para línea, transformador y generador, es aquel que duplica todos los elementos incluyendo relés de sobrecorriente, transformadores de instrumento, fuentes de alimentación de corriente directa, e interruptores.

Sin embargo, en la práctica no se duplican los interruptores. Su duplicidad se pretende lograr con dos bobinas independientes de disparo. Más si falla el mecanismo del interruptor, la falla tendrá que ser aislada por la protección de respaldo de transformador.

Los criterios de ajuste son los mismos que empleamos en el tema 4.7. Nos auxiliaremos de corridas de corto circuito, mostradas en el apéndice B para el ajuste óptimo de los relés de sobrecorriente.

Sistemas Equivalentes ATN-400 KV

Generación Mínima

$$Z_1 = 0.024322 \angle 85.62^\circ \text{ pu}$$

$$Z_0 = 0.015669 \angle 84.17^\circ \text{ pu}$$

Generación Máxima

$$Z_1 = 0.032499 \angle 84.56^\circ \text{ pu}$$

$$Z_0 = 0.028618 \angle 81.82^\circ \text{ pu}$$

Sistemas Equivalentes ATN-230 KV

Generación Mínima

Generación Máxima

$$Z_1 = 0.0304287 \quad \underline{86.92}^{\circ} \text{ pu}$$

$$Z_1 = 0.0188863 \quad \underline{86.34}^{\circ} \text{ pu}$$

$$Z_0 = 0.0125014 \quad \underline{85.44}^{\circ} \text{ pu}$$

$$Z_0 = 0.0155531 \quad \underline{84.03}^{\circ} \text{ pu}$$

Respaldos de Sobrecorriente

ATN-AT1

ATN-AT2

Datos Relés de Fase

Mca. General Electric

tipo IAC 51

Rango UT = 4.0, 5.0, 6.0, 7.0, 8.0, 10.0, 12.0

Ajuste de Sensibilidad

a) Selección de RTC (MVA nominal del banco)

$$MVA_{\text{ATN-AT1}} = 300.0$$

$$I_{f3\phi} = 3486.768 \text{ A}$$

$$I_{f3\phi} = 3486.768 \left(\frac{249}{428} \right)$$

$$I_{F3\phi} = 2028.516 \text{ A}$$

Aportación del banco ATN-AT2

$$I_{F3\phi} = 14.14853 \text{ pu}$$

$$I_{F3\phi} = 14.1483 \times 251.02$$

$$I_{F3\phi} = 3551.56 \text{ A}$$

$$I_{F3\phi} = 3551.56 \left(\frac{249}{428} \right)$$

$$I_{F3\phi} = 2066.21 \text{ A}$$

Con el esquema de sobrecorriente de fase respaldaremos el banco de autotransformadores para contingencias de fallas trifásica o de fase a fase. Tiempos de 0.7-0.8 segundos en ATN-230 KV son aceptables.

Banco ATN-AT1 (ATN-230 KV)

$$I_{F3\phi} = 2028.516 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{2028.516}{160} = 12.678$$

$$MT = \frac{12.678}{5.0} = 2.53 \text{ y } t = 0.75 \text{ seg}$$

seleccionamos PAL = 1.25

Banco ATN-AT2 (ATN-230 KV)

$$I_{f3\phi} = 2066.21 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{2066.21}{150} = 12.91 \text{ A}$$

$$MT = \frac{12.91}{5.0} = 2.58 \text{ y } t = 0.72 \text{ seg}$$

seleccionamos PAL = 1.25

Resumen de Ajustes

TAP = 5.0

PAL = 1.25

Al igual que en cálculos anteriores, se concluyó el nulo respaldo de los relés 51F para fallas trifásicas en no dos remotos.

Se tienen esquemas de protección con filosofía de operación diferente, en este caso existen esquemas de dis tancia para respaldar fallas en nodos remotos.

Datos Relé de Neutro

Mca. General Electric

Tipo IAC 51

Rango UT = 0.5, 0.6, 0.8, 1.0, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 4.0

Ajuste de Sensibilidad

Para su ajuste simulamos una falla de fase a tierra en la línea más larga a respaldar con generación mínima.

Falla monofásica (TSN-230 KV)

Aportación del banco ATN-AT1

$$I_{HA0} = 0.525 \text{ pu}$$

$$I_{HF12} = 1.575 \times 144.337$$

$$I_{HF12} = 227.33 \text{ A}$$

$$I_{XA0} = 1.199 \text{ pu}$$

$$I_{XF12} = 3.597 \times 251.02$$

$$I_{XF12} = 902.92 \text{ A}$$

$$I_N = 902.91 - 227.33$$

$$I_N = 675.58 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{675.58}{80} = 8.44 \text{ A}$$

$$MT = \frac{8.44}{3.0} = 2.81$$

seleccionamos un tap TAP = 1.5

Con este ajuste garantizamos la sensibilidad para -
detectar fallas remotas en el nodo más alejado de la fuen -
te, al considerar un factor de asimetría de 3.0.

Ajuste de Selectividad

Para obtener la selección de palanca, emplearemos -
condiciones de generación máxima.

Falla monofásica (ATN-230 KV)

Aportación del banco ATN-AT1

$$I_{HAO} = 2.639 \text{ pu}$$

$$I_{HF1\emptyset} = 7.917 \times 144.337$$

$$I_{HF1\emptyset} = 1142.716 \text{ A}$$

$$I_{XAO} = 5.188 \text{ pu}$$

$$I_{XF1\emptyset} = 15.564 \times 251.02$$

$$I_{XF1\emptyset} = 3906.875 \text{ A}$$

$$I_N = 3906.875 - 1142.76$$

$$I_N = 2764.115 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{2764.115}{60} = 34.55 \text{ A}$$

Las contingencias más críticas a considerar en los circuitos adyacentes son las fallas del esquema de protección primaria y las fallas simultáneas.

Los esquemas de protección de respaldo en los circuitos adyacentes tienen tiempos de libramiento de 0.3 seg para falla local en ATM-230 KV. Coordinaciones de 0.5 - 0.6 en protecciones de respaldo de transformador han dado excelentes resultados.

$$MT = \frac{34.55}{1.5} = 23.03 \text{ y } t = 0.8 \text{ seg seleccionamos}$$

palanca PAL = 4.5

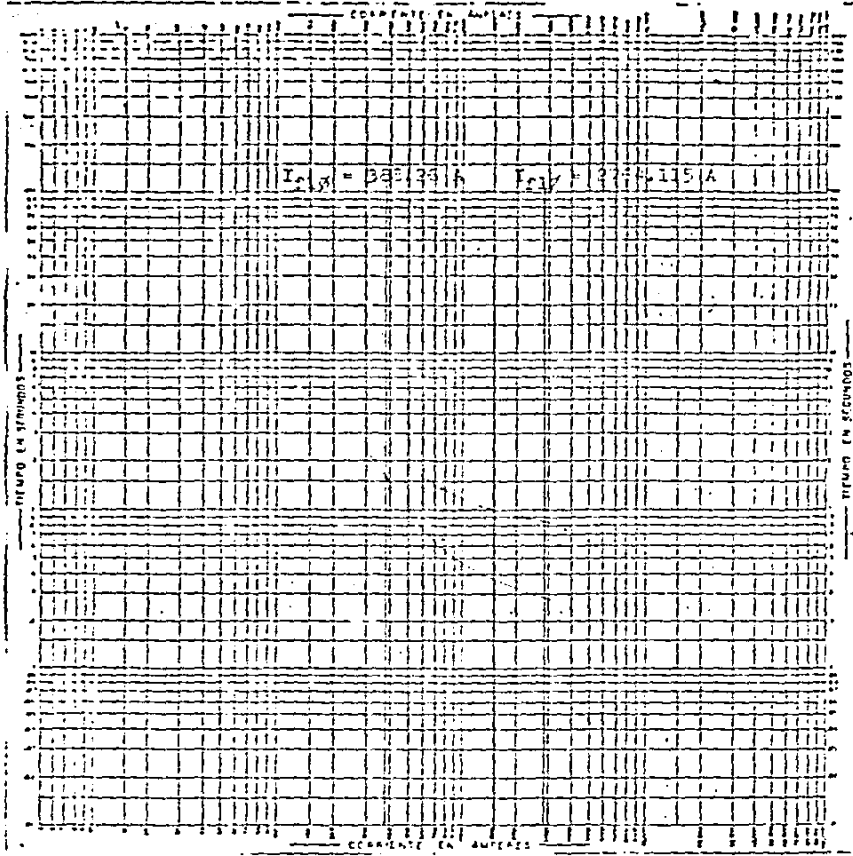
Coordinación de Nodos Remotos

Para obtener las curvas características de los relés 51N en bancos ATM-AT1 y ATM-AT2, determinaremos tiempos de libramiento en nodos remotos de los circuitos adyacentes.

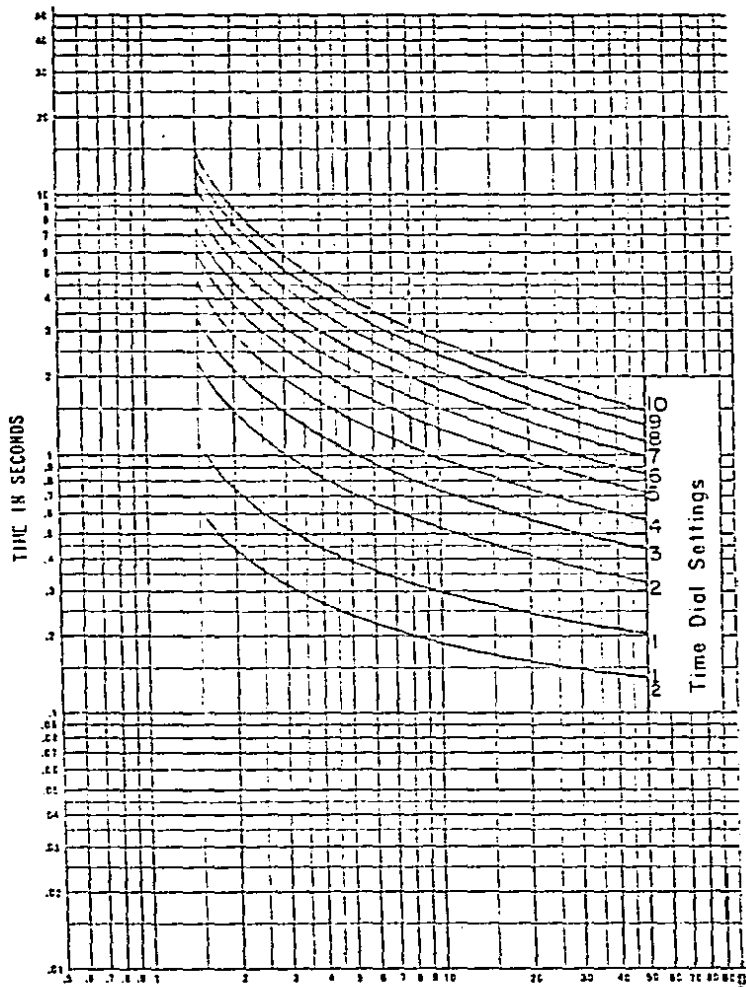
La coordinación es establecida con los esquemas de

respaldo 67N de los circuitos adyacentes en 230 KV. En forma resumida se presentan contingencias en la topología de la red y comportamiento de los esquemas de protección.

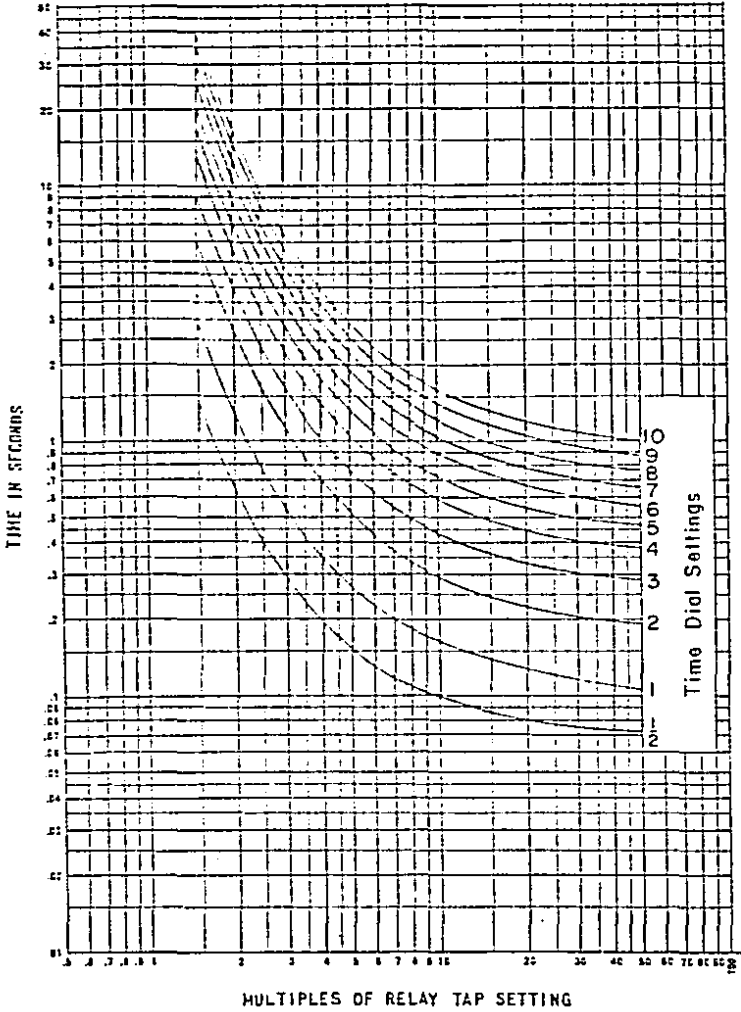
		PROTECCION 67 N					PROTECCION 51 N				
		funcion proteccion	prim fija	isec 400/3	MT	T	prim 31Ka-31Ha	isec 400/3	MT	T	
1	2T 2L FALLA SALIDA	ATN-TSN	12362	103.1	85.84	0.28	2764.1	34.55	23.03	0.82	
	LT ATN 230 TSN 230 LOCAL	ATN					2394.3	29.92	19.95	0.85	
2	2T 2L FALLA SALIDA	ATN-GDU	12362	103.1	85.84	0.28	2764.1	34.55	23.03	0.82	
	ATN-GDU LOCAL	ATN					2394.3	29.92	19.95	0.85	
3	4T 2L FALLA EN	ATN-TSN	1152	9.6	8.04	0.50	763.6	9.55	6.36	1.40	
	TSN 230	ATN					658.4	8.22	5.48	1.50	
4	4T 2L FALLA EN	ATN-GDU	1270	10.58	8.81	0.46	934.3	11.67	7.78	1.25	
	GDU 230	ATN					807.4	10.09	6.72	1.30	
5	FALLA EN TSN 69	ATN-TSN	461	3.84	3.2	1.50	308.3	4.85	3.24	2.20	
		ATN					334.8	4.18	2.79	2.50	

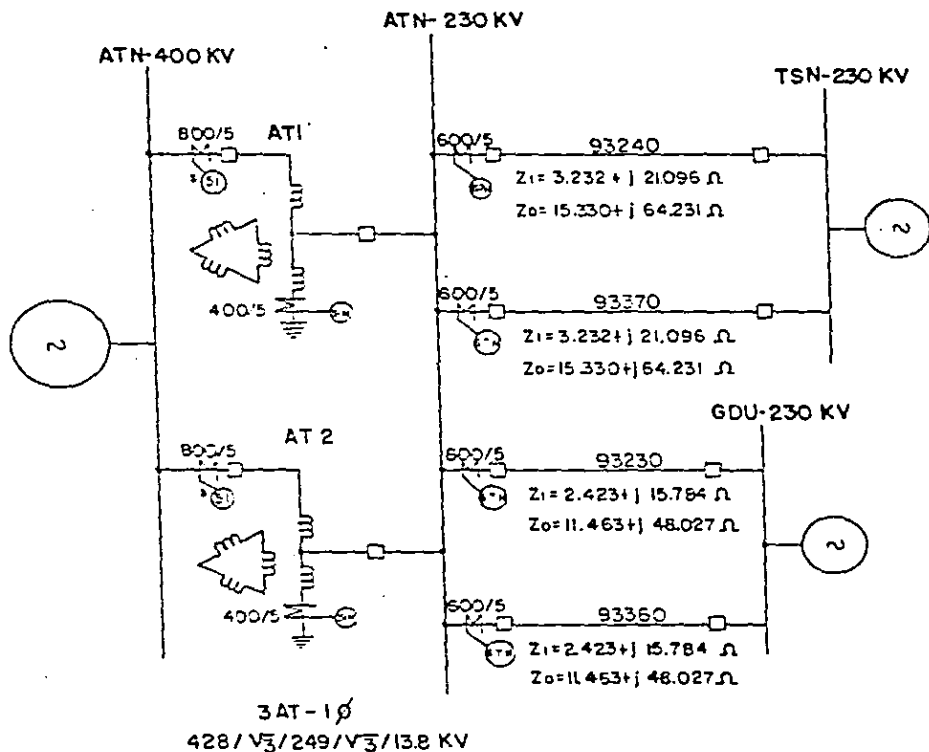


CIRCUITO	TAC	ELANCA	INSTANTANEO	ETC	TIPO
ATM-0001	1.5	4.5	-	90	JA051
ATM-00230	1.2	3.0	22.0 A	120	JB0053
ATM-00240	1.2	3.0	16.0 A	120	JB0053
ATM-00350	1.2	3.0	22.0 A	120	JB0053
ATM-00370	1.2	3.0	16.0 A	120	JB0053



MULTIPLES OF RELAY TAP SETTING





cación, si el ajuste del temporizador es bajo.

5.3 Respaldos de Bancos de Autotransformadores empleando - Relés de Distancia.

Se recomienda su uso cuando los circuitos adyacentes al transformador tienen protecciones de distancia ya -- que su tiempo de operación es fijo e independientemente de la generación.

Cuando se conecta con el propósito de respaldar a -- la protección diferencial, ajustado con un alcance ligeramente superior a la impedancia de transformador, su tiempo de operación puede reducirse sin ocasionar problemas de --- coordinación con protecciones diferenciales de bus o transformador, no con protecciones de línea. Esto es quizá una de sus mejores ventajas.

Si además de respaldo a la protección primaria del banco, se emplea como respaldo de circuitos adyacentes, su tiempo de operación dependerá de esquema específico de aplicación.

Las desventajas de la protección son las siguientes:

- a) Los relés de fase pueden requerir relés (68) de bloqueo por oscilaciones dependiendo de su ubicación, si el ajuste del temporizador es bajo.

- b) Requieren detectores de sobrecorriente o un relé adicional para bloquear el disparo en caso de pérdida accidental de voltaje de los TP's.

- c) De los dos puntos anteriores se desprende que el esquema es bastante complejo, contrastado con la simplicidad y mayor confiabilidad de un esquema con relevadores de sobrecorriente.

Aún con lo mencionado anteriormente el relé de distancia es el más óptimo para detectar y aislar fallas trifásicas, fallas entre fases, o fallas monofásicas.

Quando ajustamos relés de sobrecorriente de fase como respaldos de transformador, nos percatamos que tienen la gran limitante de ser intensibles a las fallas remotas (tiempos grandes de libramiento).

El relé de distancia es un dispositivo de protección de alta velocidad, que al minimizar los tiempos de falla disminuyen las posibilidades de inestabilidad en el sistema.

De las distintas contingencias de falla que pueden afectar la estabilidad del sistema, la falla trifásica es la más crítica; deduciendo la imperiosa necesidad de adicionar relés de distancia de fase como protecciones de respaldo de transformadores de potencia.

En la SE Acatlán están aplicados estos principios de protección. Se encuentran ubicados en los bancos de autotransformadores ATN-AT1 y ATN-AT2. Son relés de distancia tipo MHO, diseñados para usarse con temporizador y proveen protección de respaldo a las líneas de transmisión de 230 KV.

Los relés pueden conectarse como relevadores MHO -- Offset, condición requerida para operar en conjunto con temporizadores para fallas de voltaje cero. Además con este tipo de conexión cumplen su función dual:

- a) Protección de respaldo de transformador.
- b) Protección de respaldo de circuitos adyacentes.

Crterios de Ajuste:

- a) El máximo alcance para esta protección debe ser el límite de operación de la protección de distancia en la línea con alcance más corto.
- b) El ajuste del temporizador debe ser 0.2 segundos mayor que el retraso de tiempo de zona 2 de la protección de distancia respaldado.
- c) El Offset máximo permisible es 0.2 μ segundos.

RESPALDOS DE DISTANCIA

ATN-AT1 ATN-AT2

Alcances de Z_1 en las líneas de ATN-230 KV

Línea ATN-TSNT (ATN-93240)

$$Z = 3.232 + j21.096 \ \Omega$$

$$X_{\text{prim}} = 0.8 (21.096) = 16.8768 \ \Omega$$

$$X_{\text{SEC}} = \left(\frac{R_{TC}}{R_{TP}} \right) X_{\text{prim}}$$

$$X_{\text{SEC}} = \left(\frac{120}{2000} \right) 16.8768 = 1.012 \ \Omega$$

Línea ATN-TSN II (ATN-93370)

$$Z = 3.232 + j21.096 \ \Omega$$

$$X_{\text{prim}} = 0.8 (21.096) = 16.8768 \ \Omega$$

$$X_{\text{SEC}} = \left(\frac{120}{2000} \right) 16.8768 = 1.012 \ \Omega$$

Línea ATN-GDU I (ATN-93230)

$$Z = 2.423 + j15.784 \ \Omega$$

$$X_{\text{prim}} = 0.8 (15.784) = 12.627 \Omega$$

$$X_{\text{SEC}} = \left(\frac{120}{2000}\right) 12.627 = 0.7576 \Omega$$

Línea ATN-GDU II (ATN-93360)

$$Z = 2.423 + j15.784 \Omega$$

$$X_{\text{prim}} = 0.8 (15.784) = 12.627 \Omega$$

$$X_{\text{SEC}} = \left(\frac{120}{2000}\right) 12.627 = 0.7576 \Omega$$

De acuerdo a los criterios anteriormente establecidos para esquemas de respaldo en relés de distancia, seleccionamos relevadores de 0.2 - 5.0 Ω para obtener el alcance requerido, ajustando el ángulo de máximo torque a 45° .

El ajuste de offset es a lo largo del eje de las -- reactancias sobre el diagrama R-X. Es mucho más fácil llegar a la selección de tap por medio de una solución gráfica. Los pasos a seguir son:

- a) Dibujar el diagrama R-X
- b) Trazar una línea al ángulo de impedancia de la línea y medir la longitud a ser protegida.

- c) Representar el offset requerido para dar protección al banco, procurando no exceder el límite de ajuste (0.2 secundarios) trazando una línea al ángulo de máximo tor que para el cual el relé es ajustado.

Ajuste de Respaldos 21F

El alcance a considerar estará dado por la impedancia de la línea más corta (ATN-93230 ó ATN-93360).

$$Z_{\text{prim}} = 1.9384 + j12.627 \ \Omega$$

$$Z_{\text{SEC}} = Z_{\text{prim}} \left(\frac{R_{TC}}{R_{TF}} \right)$$

$$Z_{\text{SEC}} = (1.9384 + j12.627) \left(\frac{160}{2000} \right)$$

$$Z_{\text{SEC}} = 0.1550 + j1.0102 = 1.022 \ \underline{81.27^\circ}$$

Pretendemos dar la protección de respaldo a los bancos ATN-T1 y ATN-T2 con offset.

$$X_{\text{prim}} \text{ ATN-AT1} = 10.25 \ \Omega$$

$$X_{\text{SEC}} = 10.25 \left(\frac{160}{2000} \right) = 0.82 \ \Omega$$

$$\% \text{Offset} = \frac{0.2}{0.82} \times 100 = 24.3 \%$$

Paso siguiente representamos los valores de impedan

cia en el diagrama R-X.

$$R = 0.1550 \ \Omega$$

$$X = 1.0102 \ \Omega$$

Offset

$$R = 0$$

$$X = 0.2 \ \Omega$$

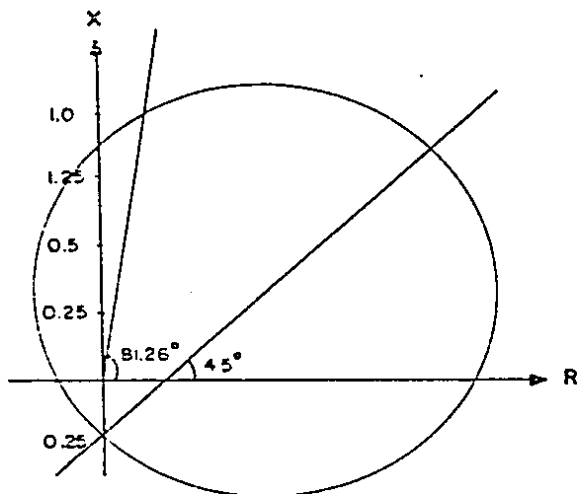


Diagrama del Relé MHO

Diámetro = 1.55

$$\text{TAP} = \frac{(100)(0.5)}{1.55} = 32.25$$

Seleccionamos TAP = 32.0 %

temporizador = 0.2 s + tiempo de Z_2 línea ATN-93230

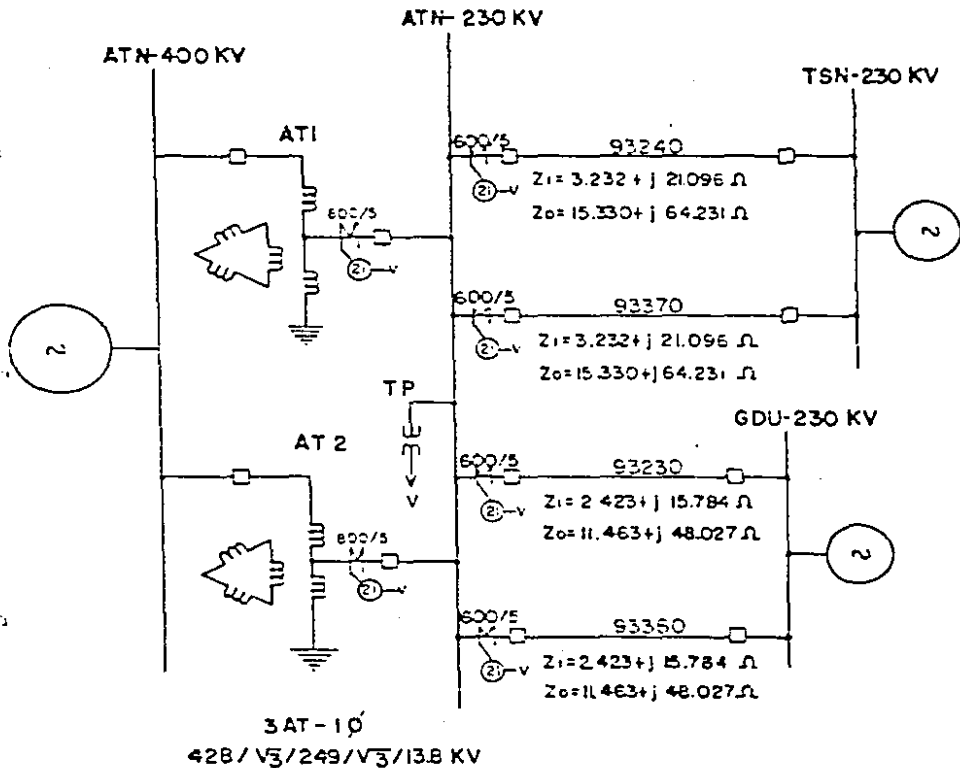
temporizador = 0.2 s + 0.3 = 0.5 segundos

Resumen de Ajustes

TAP = 32.0 %

t = 0.5 seg

DIAGRAMA UNIFILAR



5.4 Coordinación de los Respaldos de Transformador con las Líneas de Transmisión de 230 KV.

El último objetivo es aprovechar los criterios de ajuste aplicados a relés de sobrecorriente del neutro como respaldo de transformador y los programas de corto circuito para falla monofásica.

Pretendemos ajustar los relés 51N lado 230 KV de -- los bancos de transformadores ATN-T3 y ATN-T4 en SE Acatlán. Con el auxilio de la computadora simularemos diferentes condiciones en la topología de la red de 230 KV.

Al obtener los resultados encontraremos que se manifiestan discontinuidades en la curva característica del relé 51N, condición por demás crítica ya que disminuyen los intervalos de coordinación con los respaldos de las líneas de transmisión (57N) y podemos operar en falso.

Resumimos mencionando la imperiosa necesidad día a día de desarrollar nuevos métodos de simulación de contingencia con el auxilio de la computadora, para un ajuste más óptimo de protecciones y así minimizar la cantidad de equipo desconectado.

Sistemas Equivalentes ATN-230 KV

Generación Mínima

Generación Máxima

$$Z_1 = 0.0304287 \quad \underline{86.92^\circ} \text{ pu}$$

$$Z_1 = 0.0188863 \quad \underline{86.34^\circ} \text{ pu}$$

$$Z_0 = 0.0125014 \quad \underline{85.44^\circ} \text{ pu}$$

$$Z_0 = 0.0155531 \quad \underline{84.03^\circ} \text{ pu}$$

Sistemas Equivalentes ATN-69 KV

Generación Mínima

Generación Máxima

$$Z_1 = 0.05494 \quad \underline{87.44^\circ} \text{ pu}$$

$$Z_1 = 0.048603 \quad \underline{87.29^\circ} \text{ pu}$$

$$Z_0 = 0.02766 \quad \underline{88.54^\circ} \text{ pu}$$

$$Z_0 = 0.027609 \quad \underline{87.51^\circ} \text{ pu}$$

Respaldos de Sobrecorriente de Neutro

51NH

ATN-T3

ATN-T4

Datos Relé de Neutro

Mca. Westinghouse

tipo CO-8

Rango UT = 0.5, 0.6, 0.8, 1.0, 1.5, 2.0, 2.5

Ajuste de Sensibilidad

Para el ajuste de sensibilidad, simularemos una contingencia de falla de fase a tierra en la línea más larga a respaldar con generación mínima.

Falla monofásica TSN-230 KV

Aportación del banco ATN-T3

$$I_{AO} = 0.395 \text{ pu}$$

$$I_{f1\phi} = 1.185 \times 251.02$$

$$I_{f1\phi} = 198.80 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{297.46}{40} = 7.43 \text{ A}$$

$$TAP = \frac{7.43}{3.0} = 2.47$$

seleccionamos un tap TAP = 2.0

Aportación del banco ATN-T4

$$I_{AO} = 0.360 \text{ pu}$$

$$I_{f1\phi} = 1.08 \times 251.02$$

$$I_{f10} = 271.10 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{271.10}{40} = 6.77 \text{ A}$$

$$TAP = \frac{6.77}{3} = 2.26$$

seleccionamos un tap TAP = 2.0

Con estos valores de tap damos la sensibilidad requerida para detectar fallas en el nodo más alejado. Para su ajuste se consideró un factor de asimetría de 3.0.

Ajuste de Selectividad

La selectividad la obtenemos con generación máxima.

Falla monofásica (ATH-230 KV)

Aportación del banco ATH-T3

$$I_{A0} = 1.483 \text{ pu}$$

$$I_{f10} = 4.449 \times 251.02$$

$$I_{f12} = 1116.788 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{1116.788}{40} = 27.91 \text{ A}$$

Aportación del banco ATN-T4

$$I_{AO} = 1.353 \text{ pu}$$

$$I_{f18} = 4.059 \times 251.02$$

$$I'_{f18} = 1018.89 \text{ A}$$

$$I_{SEC} = \frac{1018.89}{40} = 25.47 \text{ A}$$

Con el objeto de dar una correcta coordinación para falla monofásica local (ATN-230 KV), tomaremos en cuenta el ajuste de los esquemas de respaldo en los circuitos adyacentes y el ajuste de los relés 51N en los bancos ATN-AT1 y -- ATN-AT2.

Las protecciones de respaldo de los circuitos adyacentes tienen ajustes para librar la falla local en $t = 0.3$ seg y los esquemas 51N de los bancos ATN-AT1, ATN-AT2 tienen tiempos $t = 0.85$ seg.

Seleccionamos para el ajuste de los relés 51 NH en los bancos ATN-T3, ATN-T4 el mismo criterio aplicado a los esquemas 51N de los bancos ATN-AT1 y ATN-AT2.

Banco ATN-T3 (ATN-230 KV)

$$I_{SEC} = 27.91$$

$$MT = \frac{27.91}{2.0} = 13.96 \text{ y } 6 = 0.85 \text{ seg}$$

seleccionamos PAL = 4.0

Banco atn-AT4 (ATN-230 KV)

$$I_{SEC} = 25.47 \text{ A}$$

$$TAP = \frac{25.47}{2.0} = 12.74 \text{ y } t = 0.85 \text{ seg}$$

seleccionamos PAL = 3.75

Resumen de Ajustes

Banco ATN-AT3

$$TAP = 2.0$$

$$PAL = 4.0$$

Banco ATN-AT4

$$TAP = 2.0$$

$$PAL = 3.75$$

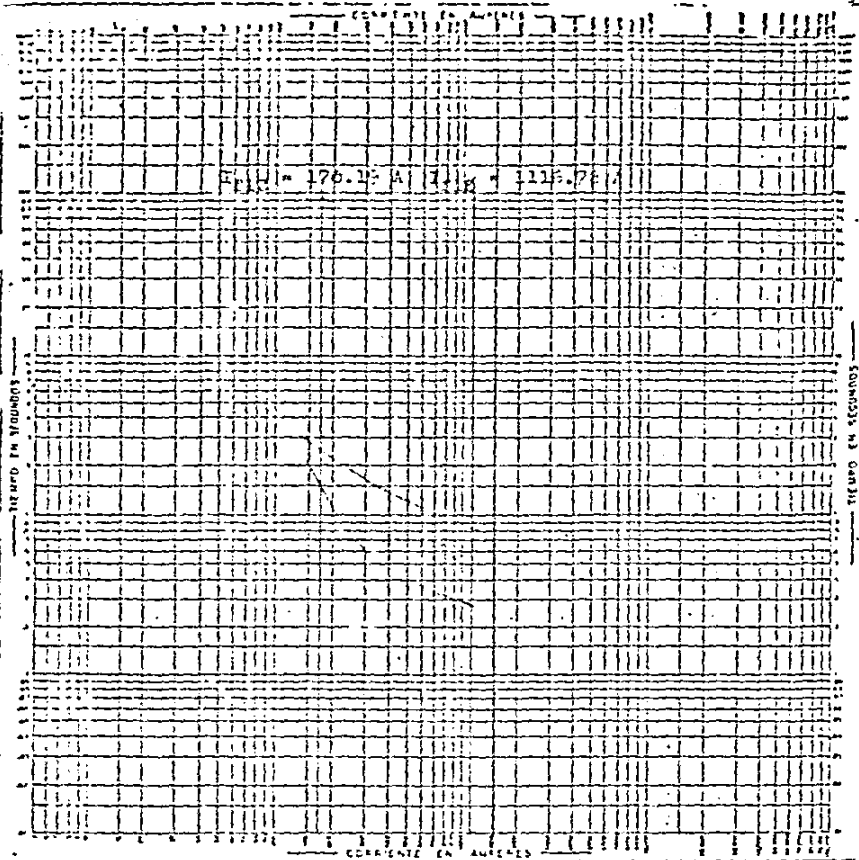
Coordinación con Nodos Remotos

Para obtener las curvas características de los relés

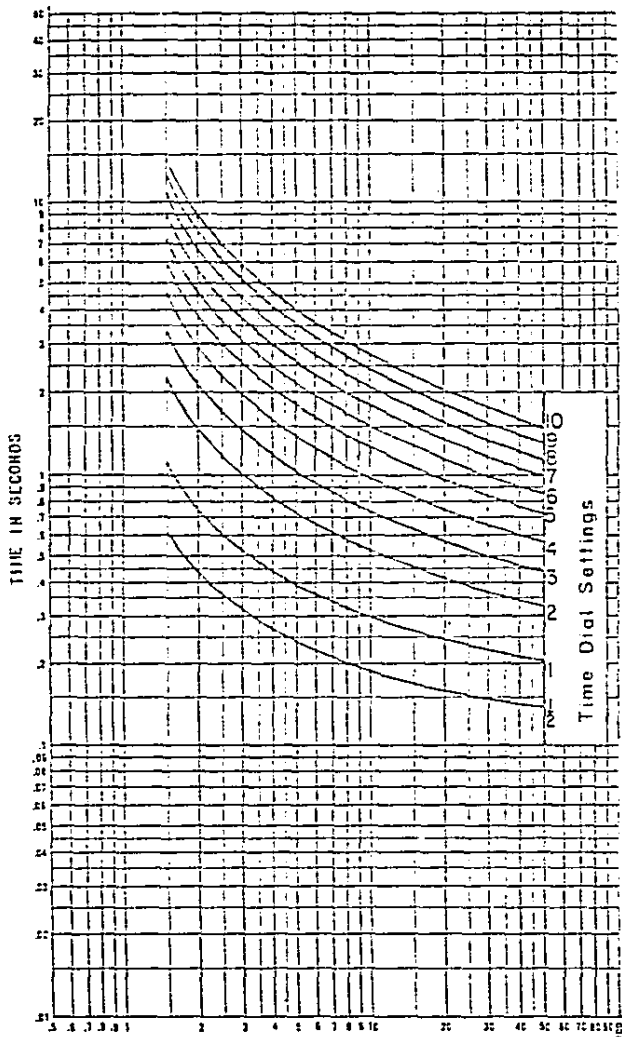
SINH en bancos ATN-T3 y ATN-T4, determinaremos tiempos de libramiento en nodos remotos de los circuitos adyacentes.

La coordinación es establecida con los esquemas de respaldo 67N de los circuitos adyacentes en 230 KV. En forma resumida se presentan contingencias en la topología de la red y comportamiento de los esquemas de protección.

		PROTECCION 67 N					PROTECCION 51 N				
		RENDA- Cable	Dist 3/4	I _{acc} 600/5	MT	T	I _{lim} 3/4	I _{acc} 400/5	MT	T	
1	21 2L FALLA SALIDA	ATN-T3	2362	103.1	95.84	0.26	116.8	27.92	13.96	0.85	
	AT 230 T3N 230 LOCAL	ATN					1019.6	25.49	12.74	0.90	
2	21 2L FALLA SALIDA	ATN-GU	2362	103.1	95.84	0.26	116.8	27.92	13.96	0.85	
	ATN-GU LOCAL	ATN					1019.6	25.49	12.74	0.90	
3	27 2L FALLA EN	ATN-T3N	1152	3.6	6.0	0.50	333.9	4.40	4.20	1.50	
	T3N 230	ATN					306.5	7.66	3.83	1.65	
4	27 2L FALLA EN	ATN-GU	1270	10.58	8.81	0.46	326.8	8.17	4.08	1.60	
	GUU 230	ATN					300.3	7.50	3.75	1.70	
5	FALLA EN T3N GU	ATN-T3N	461	3.84	3.2	1.13	170.2	4.25	2.12	2.70	
		ATN					155.9	3.89	1.94	2.90	



CIRCUITO	TAR	FRECUENCIA	INSTANTANEO	ATE	TIPO
11111111	2.0	4.0	-	40	JAC61
1111111111	1.7	3.0	22.0 A	120	JAC623
1111111111	1.0	3.0	16.0 A	120	JAC625
1111111111	1.7	3.0	22.0 A	120	JAC625
1111111111	1.2	3.0	15.0 A	120	JAC653



MULTIPLES OF RELAY TAP SETTING

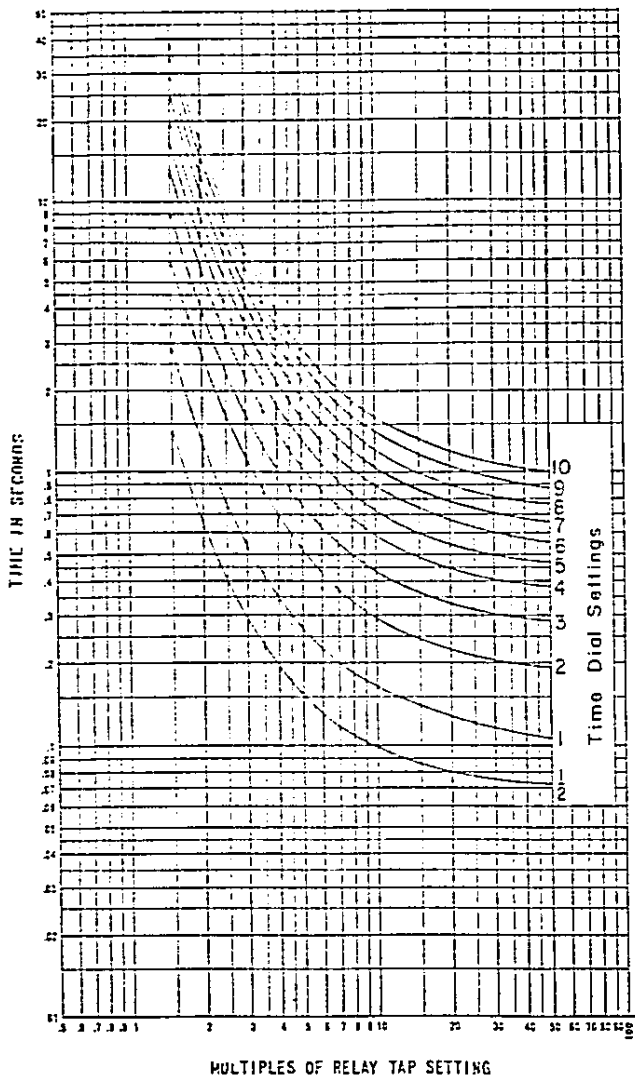
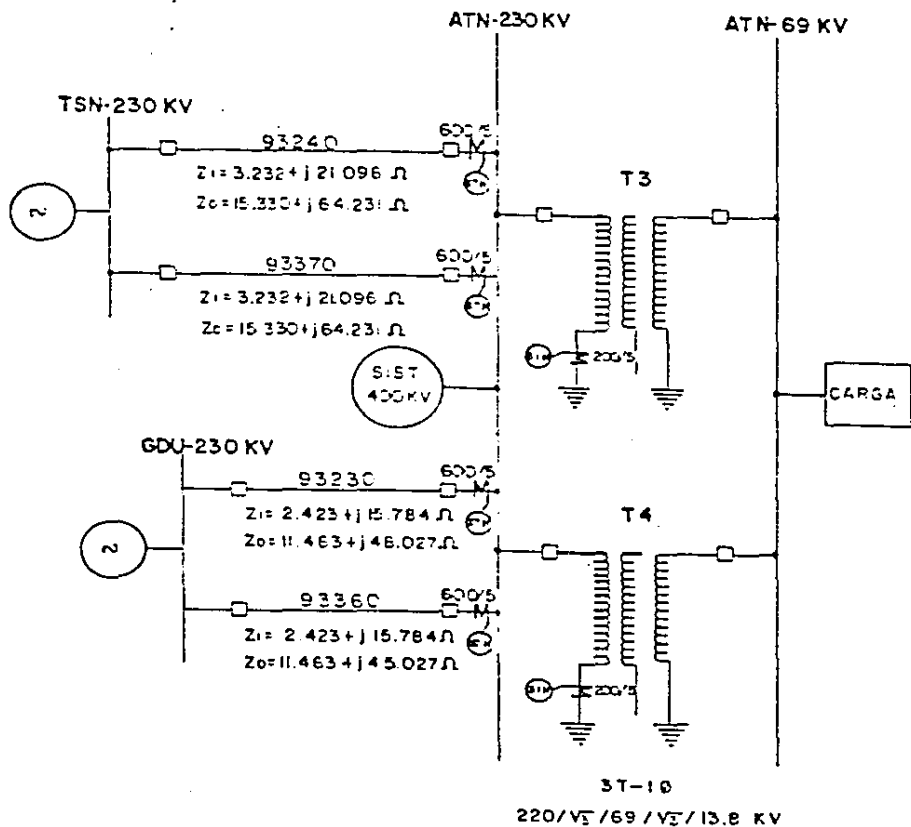


DIAGRAMA UNIFILAR



C O N C L U S I O N E S

Si todos los relés de respaldo de las líneas de transmisión o subtransmisión tienen unidad instantánea, es posible reducir aún más los tiempos de operación en los relevadores de respaldo de transformador, haciendo la coordinación para falla en el límite de operación del elemento instantáneo de la línea con curva más alta y para condiciones de máxima generación.

Por lo que toca a la sensibilidad de los relés 51N de respaldo de transformador deben ser capaces de detectar fallas en el extremo remoto de la línea más larga, con mínima generación y con un margen de seguridad de 1.25 como mínimo. En relés de fase la sensibilidad no debe ser inferior al 17% de la corriente nominal del banco.

Quando ajustamos relés de fase como respaldo de transformador, nos percatamos que tienen la gran limitante de ser insensibles a las fallas remotas, debido al alto ajuste de tap (pick-up).

El relé de distancia para falla trifásica o entre fases es un dispositivo de protección de alta velocidad, que al minimizar los tiempos de falla disminuyen las posibilidades de inestabilidad en el sistema.

De las distintas contingencias de falla que pueden afectar al sistema, la falla trifásica es la más crítica, - deduciendo la imperiosa necesidad de adicionar relés de distancia de fase como protecciones de respaldo en transformadores de potencia.

Por último, mencionamos la imperiosa necesidad día a día de desarrollar nuevos métodos de simulación de contingencias con la computadora para un ajuste más óptimo de protecciones y así minimizar la cantidad de equipo desconectado.

A P E N D I C E "A"

CORRIDAS DE CORTO CIRCUITO EN LINEAS DE 69 KV DE SE ACATLAN

ESTRUTURA PARA O MODELO DE DESEMPENHO A L.T.O.
 MIO. 019

***** TABELA DE PAI "M" A II (MIO) *****												
	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VI	V31	V42	VA
00 - ATUALIZ							0,127	0,313	0,017	0,087	0,330	0,111
							1,024	2,11117	109,000	0,173	119,000	190,000
4 - ATUALIZ	25,000	3,000	0,000	5,000	5,000	5,000	0,000	0,123	0,315	0,001	0,330	0,200
	-0,00000	-0,00000	-0,00000	-1,00000	-0,00000	-0,00000	0,00000	0,00000	109,000	0,173	119,000	190,000

EMPRESA: P. DE DESEMPENHO A L.T.O. - C. 001 NO: 1,000000-02 OR: 0,000000-01
 C. 001 NO: 1,000000-01 OR: 0,000000-01

***** DATA RESUMPTION OF DIRECTIONAL AFB *****
 (Mg. 01)

***** TABLE NO. 1A1 *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA3	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA3
1 10 400-00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2 10 400-00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3 10 400-00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4 10 400-00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5 10 400-00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6 10 400-00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7 10 400-00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8 10 400-00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9 10 400-00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10 10 400-00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11 10 400-00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12 10 400-00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
13 10 400-00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
14 10 400-00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
15 10 400-00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
16 10 400-00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
17 10 400-00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
18 10 400-00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
19 10 400-00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20 10 400-00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

***** RESULTS AND MAGNITUDE OF ANGLES *****

ESTADO DE CONTAS DE RESULTADOS DE GESTÃO EM 31 DE
 2014

CÓDIGO	***** VALIA DO PAZ SAN E TERMO *****												
	1A	1B	1C	1A1	1A2	1A3	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA3	
17	489.14						0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	439.00	1.110	1.035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
		-0.181	-0.180	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000

IMPONDERAÇÃO DE EXERCÍCIOS EM 31 DE 2014: 1 50% 100 00 1.000.000 00 00 0,000000 00
 2 50% 100 00 1.000.000 00 00 0,000000 00

ESTADO DE CUENTA GENERAL DE LA EMPRESA A. S. P. S.
 31 DE AGOSTO DE 1964

		***** CUALDA DE PASO *****									***** A TIENRA *****		
		1A	1B	1C	1A1	1A2	1A3	VA	VII	VI	VA1	VA2	VA3
1	ATN-11	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		-1,000	1,000	0,000	-1,000	-1,000	-1,000	0,000	2,000	1,000	0,000	1,000	1,000
2	ATN-100							0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
								-0,121	2,000	1,000	-0,000	1,000	1,000
3	ATN-11	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		-1,000	1,000	0,000	-1,000	-1,000	-1,000	0,000	2,000	1,000	-0,000	1,000	1,000
4	ATN-11	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		-1,000	1,000	0,000	-1,000	-1,000	-1,000	0,000	2,000	1,000	-0,000	1,000	1,000
5	ATN-11	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		-1,000	1,000	0,000	-1,000	-1,000	-1,000	0,000	2,000	1,000	-0,000	1,000	1,000
6	ATN-11	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		-1,000	1,000	0,000	-1,000	-1,000	-1,000	0,000	2,000	1,000	-0,000	1,000	1,000
7	ATN-11	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		-1,000	1,000	0,000	-1,000	-1,000	-1,000	0,000	2,000	1,000	-0,000	1,000	1,000
8	ATN-11	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		-1,000	1,000	0,000	-1,000	-1,000	-1,000	0,000	2,000	1,000	-0,000	1,000	1,000
9	ATN-11	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		-1,000	1,000	0,000	-1,000	-1,000	-1,000	0,000	2,000	1,000	-0,000	1,000	1,000
10	ATN-11	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		-1,000	1,000	0,000	-1,000	-1,000	-1,000	0,000	2,000	1,000	-0,000	1,000	1,000
11	ATN-11	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		-1,000	1,000	0,000	-1,000	-1,000	-1,000	0,000	2,000	1,000	-0,000	1,000	1,000
12	ATN-11	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		-1,000	1,000	0,000	-1,000	-1,000	-1,000	0,000	2,000	1,000	-0,000	1,000	1,000
13	ATN-11	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		-1,000	1,000	0,000	-1,000	-1,000	-1,000	0,000	2,000	1,000	-0,000	1,000	1,000
14	ATN-11	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		-1,000	1,000	0,000	-1,000	-1,000	-1,000	0,000	2,000	1,000	-0,000	1,000	1,000

*** CUALDA EN AGOSTO Y AGOSTO. CP.000. CUALDA ***

***** PÁG. DE PAGE "AN" A "FIN" *****

	IA	IB	IC	IA1	IB1	IC1	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA3
1	430000						0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2	430000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3	430000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

IMPONDANCIA 1.º DE FOMENTO EN EL RUBRO CON-02 1 SIC. 001 R4 10000000 00 000 0.000000 00
 SIC. 001 R4 10000000 00 000 0.000000 01

RESULTADOS PARA REDUCCION DE MEDIDA EN 4 T V
 4410.000

***** TABLA DE PAGA PARA A 11/04 *****												
	14	15	12	141	142	140	VA	VII	VC	V41	V42	V40
A 410=000	3.000	3.000	0.000	3.000	0.000	0.000	0.000	1.511	1.210	0.784	0.211	0.774
	-3.000	0.000	0.000	-3.000	-3.000	-3.000	0.000	278.259	138.558	-0.531	181.874	178.652
H 410=000							0.956	0.321	0.931	0.341	0.019	0.006
							-0.518	240.557	117.275	-0.225	171.525	184.276
A 410=111	3.000	3.195	0.195	3.293	0.293	0.097	0.940	0.345	0.937	0.378	0.026	0.009
	-3.000	171.585	101.985	-78.509	-78.509	-72.546	-0.770	240.758	117.011	-0.325	172.878	183.438
H 410=111							0.380	0.349	0.935	0.378	0.026	0.008
							-0.770	240.758	117.011	-0.325	172.878	183.438
A 410=130	3.000	3.100	0.100	3.203	0.203	0.191	0.944	0.343	0.935	0.375	0.025	0.008
	-3.000	171.517	101.917	-78.503	-78.503	-72.041	-0.775	240.767	117.018	-0.328	171.978	183.438
H 410=130							0.956	0.321	0.931	0.341	0.019	0.006
							-0.518	240.557	117.275	-0.225	171.525	184.276
A 410=151	3.000	3.291	0.291	3.298	0.298	0.077	0.943	0.344	0.935	0.375	0.025	0.008
	-3.000	171.850	101.850	-78.507	-78.509	-70.757	-0.720	240.763	117.038	-0.327	171.986	183.438
H 410=151							0.943	0.344	0.935	0.375	0.025	0.008
							-0.720	240.763	117.038	-0.327	171.986	183.438
A 410=152	3.000	3.136	0.136	3.206	0.206	0.162	0.948	0.344	0.935	0.375	0.025	0.008
	-3.000	171.803	102.003	-78.503	-78.503	-73.329	-0.715	240.767	117.038	-0.328	171.978	183.438
H 410=152							0.944	0.344	0.935	0.375	0.025	0.008
							-0.715	240.767	117.038	-0.328	171.978	183.438
A 410=173	3.000	3.183	0.183	3.317	0.317	0.245	0.908	0.345	0.935	0.375	0.025	0.016
	-3.000	171.825	102.025	-78.672	-78.622	-74.315	-1.238	240.740	116.733	-0.501	172.477	183.208
H 410=173							0.908	0.345	0.935	0.375	0.025	0.016
							-1.238	240.740	116.733	-0.501	172.477	183.208
A 410=191	3.155	3.010	0.010	0.387	0.387	0.391	0.981	0.345	0.935	0.375	0.025	0.023
	-3.155	171.910	102.510	-78.682	-78.622	-75.220	-1.627	240.933	116.735	-0.532	172.687	183.703
H 410=191							0.944	0.344	0.935	0.375	0.025	0.008
							-0.715	240.767	117.038	-0.328	171.978	183.438
A 410=213	3.000	3.133	0.133	0.381	0.381	0.244	0.903	0.345	0.935	0.375	0.025	0.014
	-3.000	171.879	102.079	-78.622	-78.622	-78.410	-1.389	240.927	116.734	-0.523	172.518	183.414

*** RESULTADOS EN MAGNITUD Y ANGULO ***

UNITED STATES GOVERNMENT
 WASHINGTON, D. C. 20540

***** 14117 DE FA I MAR A 1964 *****

	1A	1B	1C	141	142	143	VA	VB	VC	VAD	VA2	VA3
1. ATTORNEY							0.983	0.345	0.225	0.253	0.281	0.013
							-1.308	260.211	110.253	-0.229	192.019	133.019
4. ATTORNEY	1.117	3.052	0.017	0.301	0.581	1.010	0.081	0.130	0.223	0.228	0.030	0.013
	-20.131	-0.1851	-1.081	-15.012	-15.012	-15.012	-1.010	260.211	110.253	-0.229	192.019	133.019

THE BANCIA ...
 MIC. 103 ...
 MIC. 103 ...

RESUMEN PARA RECORRIDOS DE GRUPO EN A T N
 MENOS 60°

		***** TABLA DE PASEL "A" A SIEMPA *****												
		IA	IB	IC	IAI	IBI	IC1	IAO	VA	VB	VC	VAI	VBI	VCI
1	ATN=01	1.978	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.000	0.000
		-71.000	0.000	0.000	-70.554	-70.554	-70.554	0.000	20.000	19.550	19.000	0.000	0.000	0.000
2	ATN=02	1.978	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.985	0.985	0.985	0.000	0.000	0.000
		-71.000	0.000	0.000	-70.554	-70.554	-70.554	0.000	-0.920	-0.920	-0.920	-0.000	-0.000	-0.000
3	ATN=03	1.978	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.925	0.925	0.925	0.000	0.000	0.000
		-71.000	0.000	0.000	-70.554	-70.554	-70.554	0.000	-1.057	-1.057	-1.057	-0.000	-0.000	-0.000
4	ATN=04	1.978	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.925	0.925	0.925	0.000	0.000	0.000
		-71.000	0.000	0.000	-70.554	-70.554	-70.554	0.000	-1.057	-1.057	-1.057	-0.000	-0.000	-0.000
5	ATN=05	1.978	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.925	0.925	0.925	0.000	0.000	0.000
		-71.000	0.000	0.000	-70.554	-70.554	-70.554	0.000	-1.057	-1.057	-1.057	-0.000	-0.000	-0.000
6	ATN=06	1.978	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.925	0.925	0.925	0.000	0.000	0.000
		-71.000	0.000	0.000	-70.554	-70.554	-70.554	0.000	-1.057	-1.057	-1.057	-0.000	-0.000	-0.000
7	ATN=07	1.978	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.925	0.925	0.925	0.000	0.000	0.000
		-71.000	0.000	0.000	-70.554	-70.554	-70.554	0.000	-1.057	-1.057	-1.057	-0.000	-0.000	-0.000
8	ATN=08	1.978	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.925	0.925	0.925	0.000	0.000	0.000
		-71.000	0.000	0.000	-70.554	-70.554	-70.554	0.000	-1.057	-1.057	-1.057	-0.000	-0.000	-0.000
9	ATN=09	1.978	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.925	0.925	0.925	0.000	0.000	0.000
		-71.000	0.000	0.000	-70.554	-70.554	-70.554	0.000	-1.057	-1.057	-1.057	-0.000	-0.000	-0.000
10	ATN=10	1.978	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.925	0.925	0.925	0.000	0.000	0.000
		-71.000	0.000	0.000	-70.554	-70.554	-70.554	0.000	-1.057	-1.057	-1.057	-0.000	-0.000	-0.000
11	ATN=11	1.978	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.925	0.925	0.925	0.000	0.000	0.000
		-71.000	0.000	0.000	-70.554	-70.554	-70.554	0.000	-1.057	-1.057	-1.057	-0.000	-0.000	-0.000
12	ATN=12	1.978	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.925	0.925	0.925	0.000	0.000	0.000
		-71.000	0.000	0.000	-70.554	-70.554	-70.554	0.000	-1.057	-1.057	-1.057	-0.000	-0.000	-0.000
13	ATN=13	1.978	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.925	0.925	0.925	0.000	0.000	0.000
		-71.000	0.000	0.000	-70.554	-70.554	-70.554	0.000	-1.057	-1.057	-1.057	-0.000	-0.000	-0.000
14	ATN=14	1.978	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.925	0.925	0.925	0.000	0.000	0.000
		-71.000	0.000	0.000	-70.554	-70.554	-70.554	0.000	-1.057	-1.057	-1.057	-0.000	-0.000	-0.000
15	ATN=15	1.978	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.925	0.925	0.925	0.000	0.000	0.000
		-71.000	0.000	0.000	-70.554	-70.554	-70.554	0.000	-1.057	-1.057	-1.057	-0.000	-0.000	-0.000

*** RESULTADOS EN MAGNITUD Y ANGULO (P.O.U. GRADOS) ***

ESTADÍSTICA PARA MAGNITUDES DE ORDEN EN A Y V
 4da. fila

***** TABLA DE PÁGE "A" A TERCERA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA3	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA3
6 410-400	5-000 -87-567	5-000 0-000	5-000 0-000	5-012 -87-567	5-012 -87-567	5-012 -87-567	0-000 0-000	0-052 299-138	0-272 111-048	0-511 0-172	0-308 179-111	0-201 130-757
00 410-400							0-667 1-144	0-361 298-206	0-952 115-170	0-951 0-295	0-180 179-210	0-608 179-3-5
4 410-411	5-200 -86-311	1-278 0-125	1-278 0-125	2-557 -86-551	2-557 -86-551	3-937 -87-276	0-509 1-161	0-395 298-797	0-395 113-817	0-278 0-272	0-205 179-125	0-9-1 179-0-2
00 410-411							0-509 1-161	0-395 298-797	0-395 113-817	0-278 0-272	0-205 179-125	0-9-1 179-0-2
4 410-430	5-157 -86-535	2-815 0-708	0-815 0-261	2-557 -87-551	2-557 -87-551	1-885 -87-980	0-543 1-132	0-395 298-330	0-395 113-710	0-539 0-272	0-182 179-0-7	0-072 179-0-2
00 410-430							0-667 1-144	0-361 298-206	0-952 115-170	0-951 0-295	0-180 179-210	0-608 179-3-5
4 410-412	5-151 -86-810	1-200 0-118	1-200 0-118	2-706 -87-551	2-706 -87-551	3-753 -87-873	0-580 1-138	0-395 298-338	0-395 113-541	0-535 0-272	0-138 179-0-67	0-073 179-5-2
00 410-412							0-580 1-138	0-395 298-338	0-395 113-541	0-535 0-272	0-138 179-0-67	0-073 179-5-2
4 410-410	5-925 -86-279	1-185 0-078	1-185 0-078	2-706 -87-551	2-706 -87-551	1-562 -88-077	0-543 1-132	0-395 298-338	0-395 113-739	0-535 0-272	0-132 179-0-7	0-072 179-5-2
00 410-410							0-585 1-132	0-395 298-330	0-395 113-730	0-608 0-272	0-182 179-0-7	0-077 179-5-2
4 410-411	5-887 -81-412	1-351 0-088	1-351 0-088	3-757 -87-815	3-757 -87-815	2-378 -87-025	0-190 1-078	0-391 299-157	0-393 111-011	0-578 0-210	0-328 179-206	3-1-7 190-7-0
00 410-411							0-190 1-078	0-391 299-159	0-393 111-011	0-578 0-210	0-328 179-206	3-1-7 190-7-0
4 410-404	5-261 -86-232	0-101 -95-715	0-101 -95-231	3-757 -87-815	3-757 -87-815	3-787 -87-950	0-000 0-000	0-393 299-138	0-372 111-038	0-511 0-172	0-308 179-111	0-201 190-4-7
00 410-430							0-543 1-132	0-395 298-330	0-395 113-730	0-608 0-272	0-182 179-0-7	0-072 179-5-2
4 410-415	5-788 -86-850	1-278 0-572	1-278 0-247	3-671 -87-815	3-671 -87-815	2-303 -87-123	0-140 1-078	0-390 299-393	0-392 110-012	0-556 0-232	0-388 179-0-19	0-112 190-6-9

*** RESULTADOS EN MAGNITUD Y ANGULO. (C=0-000 GRADOS) ***

ESTADÍSTICA PARA REGISTROS DE MOVIMIENTO A F N
 NAG, 511

***** TABLA DE PANE "A" A TIERRA *****												
	18	19	20	21	22	23	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA3
37 ALMERIA							0,140	0,150	0,172	0,177	0,199	0,172
							1,070	249,515	110,032	0,700	172,017	110,000
4 ALMERIA	11,516	7,570	6,571	3,671	3,671	6,023	0,000	0,152	0,152	0,151	0,509	0,1
	-04,921	-74,070	-74,059	-04,914	-09,919	-04,022	0,001	249,114	111,018	0,172	172,751	140,007

IMPORANCIA EQ. DE MOVIM. EN EL NUS ALM-59 : SEC. 101 DE 3,715057-54 JAL 0,480590-001
 SEC. 102 DE 3,715057-53 JAL 0,276001-001

TABLE 44A HORIZONTAL DISTANCE ON A 1 V
 SAIL OF 100

			***** FALLA DE FALC. "A" A 10000 *****										
	IA	IC	IC	IAI	IAC	IAO	VA	VH	VC	VAI	VAZ	VAO	
1 V	1.957 -78.723	3.000 0.000	0.000 0.000	0.452 -78.723	0.452 -78.723	0.452 -78.723	0.000 0.000	1.211 220.079	1.255 158.671	0.732 -0.437	0.268 101.739	0.558 178.731	
10								0.965 -0.393	0.978 260.349	0.977 113.523	0.445 -0.167	0.015 191.105	0.004 158.213
A	1.655 -75.005	3.183 101.773	0.183 100.973	0.743 -76.706	0.743 -76.706	0.100 -72.432	0.957 -0.637	0.931 240.562	0.936 113.278	0.477 -0.221	0.022 181.799	0.009 190.887	
10								0.949 -0.637	0.931 240.562	0.936 113.278	0.473 -0.261	0.022 181.799	0.009 190.887
A	1.761 -75.654	3.097 101.113	0.097 101.113	0.583 -76.707	0.743 -76.707	0.196 -75.743	0.957 -0.588	0.931 240.562	0.936 113.311	0.480 -0.263	0.020 191.702	0.004 190.875	
10								0.965 -0.393	0.936 260.349	0.937 113.523	0.445 -0.167	0.015 191.105	0.004 158.213
A	1.655 -75.006	3.208 101.763	0.208 100.963	0.298 -76.706	0.298 -76.706	0.000 -70.679	0.957 -0.588	0.931 240.562	0.936 113.278	0.482 -0.263	0.021 191.712	0.004 190.877	
10								0.957 -0.588	0.931 240.562	0.936 113.278	0.482 -0.263	0.021 191.712	0.004 190.877
A	1.761 -75.654	3.122 101.303	0.122 101.303	0.298 -76.707	0.298 -76.707	0.106 -75.252	0.957 -0.588	0.931 240.562	0.936 113.311	0.482 -0.263	0.020 191.702	0.004 190.875	
10								0.957 -0.588	0.931 240.562	0.936 113.311	0.480 -0.263	0.020 191.702	0.004 190.875
A	1.097 -75.946	3.145 101.289	0.145 101.243	0.146 -76.570	0.198 -76.570	0.243 -76.182	0.936 -1.175	0.936 240.562	0.936 113.311	0.498 -0.493	0.035 182.411	0.017 143.388	
10								0.936 -1.175	0.936 240.562	0.936 113.311	0.498 -0.493	0.035 182.411	0.017 143.388
A	1.097 -75.946	0.012 -15.388	0.012 -15.388	0.146 -76.570	0.198 -76.570	0.403 -75.105	0.947 -1.511	0.936 240.562	0.936 113.311	0.498 -0.519	0.041 182.576	0.024 133.792	
10								0.947 -1.511	0.936 240.562	0.936 113.311	0.498 -0.519	0.041 182.576	0.024 133.792
A	1.097 -75.946	3.133 101.107	0.133 101.107	0.191 -76.570	0.191 -76.570	0.256 -76.278	0.931 -1.267	0.936 240.562	0.936 113.311	0.498 -0.472	0.031 192.488	0.018 135.498	

*** HORIZONTAL EN MAGNITUD Y ANGULO. P.P.U. EN GRADOS ***

	IA	IB	IC	IA'	IB'	IC'	VA	VB	VC	VA'	VB'	VC'
0							0.911	0.394	0.916	0.493	0.017	0.014
							-1.263	1.027	11.000	-0.970	1.229	1.159
A	1.000	0.150	0.050	0.191	0.591	0.629	0.997	0.111	0.116	0.120	0.041	0.024
	-1.207	-1.200	-1.200	-1.050	-1.050	-1.177	-1.911	2.023	11.000	-0.137	1.255	1.150

IMP-DAYCIA PL. DE FORTIN EN EL RUS 140-000 I 010 001 02 00-10617-01 JRS 001 1774 00
 010 001 02 00-10617-00 JRS 00050011 00

ESTADIA PARA MAGNITUDES DE MENOR EN A T M
 4500 GUY

***** FALLA DE FASE **** A TIERRA *****												
	1A	1B	1C	1A1	1A2	1A3	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA3
F 11h-00h	0.000	0.000	0.000	0.117	0.197	0.197	0.000	1.374	1.374	0.412	0.184	0.000
OR	-75.515	0.000	0.000	-75.515	-75.515	-75.515	0.000	222.980	157.537	0.005	170.710	140.110
A 11h-11	0.000	0.000	0.000	0.117	0.197	0.197	0.000	1.374	1.374	0.412	0.184	0.000
OR	-75.515	0.000	0.000	-75.515	-75.515	-75.515	0.000	222.980	157.537	0.005	170.710	140.110
A 11h-21	0.000	0.000	0.000	0.117	0.197	0.197	0.000	1.374	1.374	0.412	0.184	0.000
OR	-75.515	0.000	0.000	-75.515	-75.515	-75.515	0.000	222.980	157.537	0.005	170.710	140.110
A 11h-31	0.000	0.000	0.000	0.117	0.197	0.197	0.000	1.374	1.374	0.412	0.184	0.000
OR	-75.515	0.000	0.000	-75.515	-75.515	-75.515	0.000	222.980	157.537	0.005	170.710	140.110
A 11h-41	0.000	0.000	0.000	0.117	0.197	0.197	0.000	1.374	1.374	0.412	0.184	0.000
OR	-75.515	0.000	0.000	-75.515	-75.515	-75.515	0.000	222.980	157.537	0.005	170.710	140.110
A 11h-51	0.000	0.000	0.000	0.117	0.197	0.197	0.000	1.374	1.374	0.412	0.184	0.000
OR	-75.515	0.000	0.000	-75.515	-75.515	-75.515	0.000	222.980	157.537	0.005	170.710	140.110
A 11h-01	0.000	0.000	0.000	0.117	0.197	0.197	0.000	1.374	1.374	0.412	0.184	0.000
OR	-75.515	0.000	0.000	-75.515	-75.515	-75.515	0.000	222.980	157.537	0.005	170.710	140.110
A 11h-11	0.000	0.000	0.000	0.117	0.197	0.197	0.000	1.374	1.374	0.412	0.184	0.000
OR	-75.515	0.000	0.000	-75.515	-75.515	-75.515	0.000	222.980	157.537	0.005	170.710	140.110
A 11h-21	0.000	0.000	0.000	0.117	0.197	0.197	0.000	1.374	1.374	0.412	0.184	0.000
OR	-75.515	0.000	0.000	-75.515	-75.515	-75.515	0.000	222.980	157.537	0.005	170.710	140.110
A 11h-31	0.000	0.000	0.000	0.117	0.197	0.197	0.000	1.374	1.374	0.412	0.184	0.000
OR	-75.515	0.000	0.000	-75.515	-75.515	-75.515	0.000	222.980	157.537	0.005	170.710	140.110
A 11h-41	0.000	0.000	0.000	0.117	0.197	0.197	0.000	1.374	1.374	0.412	0.184	0.000
OR	-75.515	0.000	0.000	-75.515	-75.515	-75.515	0.000	222.980	157.537	0.005	170.710	140.110
A 11h-51	0.000	0.000	0.000	0.117	0.197	0.197	0.000	1.374	1.374	0.412	0.184	0.000
OR	-75.515	0.000	0.000	-75.515	-75.515	-75.515	0.000	222.980	157.537	0.005	170.710	140.110

*** RESULTADOS EN MAGNITUD Y ANGULO [P.O.U. GRADOS] ***

ESTADO DE CONTAS DE RESULTADOS
 1994-1995

		VALIA DE PAISE			VALIA DE PAISE			VALIA DE PAISE			VALIA DE PAISE		
		IA	IB	IC	IAI	IBI	ICI	VA	VB	VC	VAI	VBI	VCI
00	115-015							0,974	0,977	0,979	0,972	0,969	0,969
								-0,215	240,191	113,710	-0,107	175,667	113,709
A	115-019	1,721	1,007	0,001	0,000	0,000	0,000	0,976	0,977	0,974	0,971	0,970	0,969
		-73,467	-51,976	-0,211	-75,471	-75,362	-75,968	-0,525	240,179	113,711	-0,122	175,709	113,001

EMPRESARIA S.A. DO INSTITUTO DE RECURSOS HUMANOS-69 1 500,000 00 00 0,000000 00 000 0,000000 01
 510,000 00 00 0,000000 00 000 0,000000 01

CONTINUA PARA RESULTADOS DE NEUTRO EN A F V

9Aa. GEN

***** TABLA DE FASES PARA A TIENDA *****												
	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA3	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA3
00	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.710	1.710	0.000	0.000	0.000
01	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	220.000	110.000	-0.000	101.000	110.000
02	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
03	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
04	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
05	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
06	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
07	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
08	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
09	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
13	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
14	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
15	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
16	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
17	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
18	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
19	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
21	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
22	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
23	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
24	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
25	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
26	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
27	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
28	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
29	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30	00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

*** RESULTADOS EN MAGNITUD Y ANGULO. [EQUILIBRIO GRADO] ***

TABLEAU DES DEPENDS DE DROITE EN A T N
 1444. 074

***** TABLE DE FAI PA* A DROITE *****												
	1A	1B	1C	1A1	1A2	1A3	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA3
DE 410-16							0,933	0,794	0,935	0,900	0,830	0,810
							-1,239	290,712	119,016	-0,912	192,891	135,791
A 410-59	1,187	1,057	0,937	0,835	0,583	0,421	0,691	0,161	0,308	0,200	0,641	0,875
	-19,083	-0,1139	-0,1173	-0,0542	-0,0592	-0,0150	-1,085	290,708	119,033	-0,322	192,803	135,811

IMPEDANZA Co. DE TORNADO EN EL MUS OCT-69 1 500. 100 45 3,078111001 00 0,241731 00
 210. 100 45 1,198737 30 00 0,020935 00

CONTINUED DATA RESULTS OF MASTING BY A F M
 1964, GFM

***** FALLA DE PENA N° 4 HERRERA *****

	14	14	15	141	147	149	14	141	147	149	14	141	147	149
1) A14-14	0.275 -73.511	0.000 0.000	0.000 0.000	1.979 -70.511	1.075 -70.511	1.075 -70.511	0.000 0.000	1.171 250.072	1.171 135.029	0.181 0.550	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010
2) A14-14							0.951 -0.105	0.171 240.576	0.171 119.576	0.171 0.550	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010
3) A14-14	0.050 -71.075	0.751 105.105	0.251 105.105	0.576 -72.295	0.576 -72.295	0.126 -69.020	0.951 -1.135	0.171 240.576	0.171 119.576	0.171 0.550	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010
4) A14-14	0.050 -71.075	0.104 105.075	0.104 105.075	0.576 -72.295	0.576 -72.295	0.247 -71.311	0.951 -1.024	0.171 240.576	0.171 119.576	0.171 0.550	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010
5) A14-14							0.951 -0.105	0.171 240.576	0.171 119.576	0.171 0.550	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010
6) A14-12	1.472 -71.574	0.255 105.575	0.701 105.575	0.363 -72.295	0.363 -72.295	0.501 -69.217	0.951 -1.032	0.171 240.576	0.171 119.576	0.171 0.550	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010
7) A14-12							0.951 -1.032	0.171 240.576	0.171 119.576	0.171 0.550	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010
8) A14-10	0.950 -71.375	0.176 105.176	0.555 105.176	0.363 -72.295	0.363 -72.295	0.210 -70.641	0.951 -1.024	0.171 240.576	0.171 119.576	0.171 0.550	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010
9) A14-10							0.951 -1.024	0.171 240.576	0.171 119.576	0.171 0.550	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010
10) A14-13	1.371 -71.575	0.186 105.186	0.148 105.186	0.501 -72.154	0.501 -72.154	0.117 -69.770	0.951 -1.032	0.171 240.576	0.171 119.576	0.171 0.550	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010
11) A14-13							0.951 -1.032	0.171 240.576	0.171 119.576	0.171 0.550	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010
12) A14-15							0.951 -1.024	0.171 240.576	0.171 119.576	0.171 0.550	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010
13) A14-1	1.511 -71.575	0.010 0.975	0.010 0.975	0.501 -72.154	0.501 -72.154	0.204 -69.991	0.951 -2.014	0.171 240.576	0.171 119.576	0.171 0.550	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010
14) A14-10							0.951 -1.024	0.171 240.576	0.171 119.576	0.171 0.550	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010
15) A14-14	1.107 -71.575	0.175 105.175	0.171 105.175	0.501 -72.154	0.501 -72.154	0.522 -69.660	0.951 -2.181	0.171 240.576	0.171 119.576	0.171 0.550	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010	0.171 105.010

*** RESULTADOS EN MONTAJE Y ANCHURA [PUNTO GRABOS] ***

ESTADO PARA RESERVA DE GUBERNO EN A E N
 MAR. 64

***** TABLA DE FASES DE A FASES *****

	1a	1b	1c	1d1	1d2	1d3	2a	2b	2c	2d1	2d2	2d3
DE ADOPTA							0.000	0.013	0.015	0.025	0.046	0.071
							-2.101	200.153	110.111	-9.508	100.015	100.995
A ADOPTA	1.000	1.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	-21.000	-200.000	-200.000	-22.100	-200.150	-200.150	-2.015	200.153	110.111	-9.520	100.992	100.995

IMPORTE EN A E N DE GUBERNO EN EL MES DE MARZO DE 1964 : 0.000 0.013 0.015 1.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000
 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000

A P E N D I C E "B"

CORRIDAS DE CORTO CIRCUITO EN LINEAS DE 230 KV DE SE ACATLAN

ESTUDIO PARA ELABORACION DE PLANES Y AFIN
MENSUAL

CAJON

***** FALLA DE FASE MAS A TIERRA *****

	IA	IB	IC	IAI	IAB	IAC	VA	VB	VC	VAI	VBI	VCI
1 CB ATN=100	0.0000 -0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 286.888	0.0000 112.577	0.0000 -0.0000	0.0000 180.596	0.0000 180.596
30 ATN=900							0.0000 0.0000	0.0000 286.888	0.0000 112.577	0.0000 -0.0000	0.0000 180.596	0.0000 180.596
A ATN=111	0.0000 0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 1.612	0.0000 291.001	0.0000 108.131	0.0000 -0.0000	0.0000 180.596	0.0000 180.596
30 ATN=111							0.0000 1.612	0.0000 291.001	0.0000 108.131	0.0000 -0.0000	0.0000 180.596	0.0000 180.596
A ATN=130	0.0000 0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 1.298	0.0000 291.001	0.0000 108.131	0.0000 -0.0000	0.0000 180.596	0.0000 180.596
30 ATN=900							0.0000 0.0000	0.0000 286.888	0.0000 112.577	0.0000 -0.0000	0.0000 180.596	0.0000 180.596
A ATN=117	0.0000 0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 1.328	0.0000 291.001	0.0000 108.131	0.0000 -0.0000	0.0000 180.596	0.0000 180.596
30 ATN=900							0.0000 0.0000	0.0000 286.888	0.0000 112.577	0.0000 -0.0000	0.0000 180.596	0.0000 180.596
A ATN=117	0.0000 0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 1.328	0.0000 291.001	0.0000 108.131	0.0000 -0.0000	0.0000 180.596	0.0000 180.596
30 ATN=900							0.0000 0.0000	0.0000 286.888	0.0000 112.577	0.0000 -0.0000	0.0000 180.596	0.0000 180.596
A ATN=113	0.0000 0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 0.458	0.0000 291.001	0.0000 108.131	0.0000 -0.0000	0.0000 180.596	0.0000 180.596
30 ATN=900							0.0000 0.0000	0.0000 286.888	0.0000 112.577	0.0000 -0.0000	0.0000 180.596	0.0000 180.596
A ATN=113	0.0000 0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 0.458	0.0000 291.001	0.0000 108.131	0.0000 -0.0000	0.0000 180.596	0.0000 180.596
30 ATN=900							0.0000 0.0000	0.0000 286.888	0.0000 112.577	0.0000 -0.0000	0.0000 180.596	0.0000 180.596
A ATN=101	0.0000 0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 0.458	0.0000 291.001	0.0000 108.131	0.0000 -0.0000	0.0000 180.596	0.0000 180.596
30 ATN=900							0.0000 0.0000	0.0000 286.888	0.0000 112.577	0.0000 -0.0000	0.0000 180.596	0.0000 180.596
A ATN=116	0.0000 0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 -0.0000	0.0000 0.458	0.0000 291.001	0.0000 108.131	0.0000 -0.0000	0.0000 180.596	0.0000 180.596
30 ATN=900							0.0000 0.0000	0.0000 286.888	0.0000 112.577	0.0000 -0.0000	0.0000 180.596	0.0000 180.596

*** 4. RESULTADOS EN MAGNITUD 1 ANGULO 1. 1.0000 0.0000 ***

ESTUDIO PARA RESPALDOS DE MANTRO EN A T N
 NIT. 514

***** TABLA DE FASE "A" A TIERRA *****

		***** TABLA DE FASE "A" A TIERRA *****											
		IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA.
DE	ATN-TIN							0.161	0.419	0.439	0.539	0.367	0.119
								0.444	25.5-6.1	106.050	-0.122	180.350	177.193
A	ATN-99	1.071	0.056	0.056	0.018	0.018	0.040	0.161	0.419	0.410	0.538	0.367	0.119
		19.336%	-22.56%	-22.56%	100.475	100.475	258.032	0.531	25.5-178	106.171	-0.132	180.334	177.110

IMPEDANCIA 1% DE THEVENIN (V EL BUS ATN=00) : M.C. 101 (V 3.195301-07 JAR 0.292101-01
 M.C. 101 (V 3.195301-07 JAR 0.155191-01

ESTUDIO PARA RECALCULO DE BARRIOS EN A T N
CASO 1

		***** FOLIA DE CAL MA A TIT-A *****											
		IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA3
DE	410-1A							0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
								0.017	25.6276	193.539	-0.114	100.119	178.604
A	410-50	3.000	3.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
		13.267	-95.720	-95.720	110.420	110.420	250.187	1.000	256.213	103.652	-3.101	190.186	174.670

IMPEDANCIA CO. DE TRAVENIN EN EL BUS ATN-230 : 5(C. 1) 43 0.113047-02 J45 0.303450-01
5(C. 10) 42 0.092592-03 J48 0.120620-01

ESTADIOS PARA RECONSTRUCCION DEL CENTRO EN LA I
MIN. 609 CASO I

***** FALLA DE FASE "A" A IIIERA *****

	IA	IB	IC	IAI	IAB	IAC	VA	VB	VC	VAI	VAB	VAC
A 150-150	27.708 -00.135	0.000	0.000	0.235 -00.125	0.235 -00.125	0.235 -00.125	0.000	0.000	0.922	0.539	0.166	0.594
DE 150-150							0.000	290.033	110.066	-0.573	100.057	172.075
							0.538	0.134	0.135	0.133	0.200	0.000
							-2.075	290.033	110.033	-0.599	102.250	100.000
A 150-11	30.000 -00.100	0.000	0.000	0.200 -00.076	0.200 -00.076	0.200 -00.076	0.000	0.000	0.930	0.531	0.270	0.000
DE 150-11							-0.000	291.552	100.575	-1.075	102.901	100.000
							0.402	0.130	0.130	0.130	0.270	0.000
							-0.800	291.552	100.575	-1.373	102.901	100.000
A 150-75	30.516 -00.032	1.367	1.367	0.560 -00.076	0.560 -00.076	1.191	0.000	0.000	0.922	0.582	0.250	0.000
DE 150-75							-0.070	290.033	100.033	-0.572	102.797	100.000
							0.538	0.134	0.135	0.133	0.200	0.000
							-2.075	290.033	110.033	-0.599	102.250	100.000
A 150-12	30.534 -00.100	0.231	0.231	0.607 -00.076	0.607 -00.076	0.190	0.000	0.000	0.922	0.581	0.250	0.000
DE 150-12							-0.133	290.033	100.033	-0.592	102.807	100.000
							0.429	0.100	0.102	0.101	0.250	0.000
							-0.133	290.033	100.033	-0.592	102.807	100.000
A 150-50	30.707 -00.170	1.617	1.617	0.000 -00.076	0.000 -00.076	0.000	0.000	0.000	0.922	0.582	0.250	0.000
DE 150-50							-0.070	290.033	100.033	-0.572	102.797	100.000
							0.538	0.134	0.135	0.133	0.200	0.000
							-2.075	290.033	110.033	-0.599	102.250	100.000
A 150-15	30.801 00.572	1.130	1.130	0.000 -00.076	0.000 -00.076	0.190	0.000	0.000	0.922	0.582	0.250	0.000
DE 150-15							-3.000	291.750	101.000	-0.590	102.035	100.000
							0.000	0.133	0.130	0.130	0.250	0.000
							-3.000	291.750	101.000	-0.590	102.035	100.000
A 150-50	30.977 05.000	0.000	0.000	0.000 -00.076	0.000 -00.076	0.000	0.000	0.000	0.922	0.582	0.250	0.000
DE 150-50							-0.070	290.033	100.033	-0.572	102.797	100.000
							0.538	0.134	0.135	0.133	0.200	0.000
							-2.075	290.033	110.033	-0.599	102.250	100.000
A 150-75	30.550 00.271	1.365	1.365	0.000 -00.076	0.000 -00.076	0.190	0.000	0.000	0.922	0.582	0.250	0.000
DE 150-75							-3.000	291.000	101.000	-0.590	102.000	100.000

*** RESULTADOS EN MAGNITUD Y ANGULO. (C.M.U. GRADOS) ***

CONDICIONES PARA RESPALDOS DE NÚMERO EN A 1 4
 MIN. GEN CASO 1

***** FALLA III - FALTA DE ALIMENTACION *****

	14	15	12	141	145	146	VB	VH	VC	VAT	VAC	VA
DC ATN-14							0.000	0.132	0.919	0.762	0.258	0.000
							-3.070	251.000	107.000	-0.000	107.000	105.000
A ATN-01	1.070	1.010	0.015	0.005	0.000	0.011	0.000	0.132	1.314	0.762	0.258	0.000
	-65.000	251.000	251.000	-70.000	-20.000	-07.000	-3.000	251.000	107.000	-0.000	107.000	105.000

IMPEDANCIAS EN EL MOMENTO EN EL HUS 150-230 : MC = 10 MS 0.000000-00 JRS 0.000000-01
 SC = 100 MS 0.000000-02 JRS 0.000000-01

ESTIMOS PARA EL MODELO DE REGRESION A T.M.
MILES DE \$

(CASO 1)

***** TABLA DE VALORES PARA LA DISTRIBUCION DE REGRESION *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA3	VA	VII	VC	VA1	VA2	VA3
A	12.55	7.900	0.001	5.276	5.276	5.276	0.000	0.166	0.266	0.427	0.173	0.208
	-0.166	0.000	0.000	-0.166	-0.166	-0.166	0.000	2.667	113.150	0.001	1.7995	100.019
DE								0.169	0.261	0.406	0.166	0.205
							-0.421	2.667	113.218	-0.131	1.80077	100.000
A	1.551	1.365	1.555	1.642	1.642	1.642	0.619	0.236	0.351	0.426	0.176	0.207
	-0.166	0.000	0.000	-0.166	-0.166	-0.166	-1.091	2.67302	113.199	-0.322	1.81529	100.011
DE								0.236	0.358	0.426	0.176	0.207
							-1.091	2.67302	113.199	-0.322	1.81529	100.011
A	1.551	1.006	1.006	1.642	1.642	1.642	0.619	0.236	0.351	0.426	0.167	0.207
	-0.166	0.120	0.120	-0.166	-0.166	-0.166	-0.938	2.67215	113.659	-0.293	1.81929	100.173
DE								0.236	0.358	0.426	0.167	0.205
							-0.938	2.67215	113.659	-0.293	1.81929	100.173
A	1.551	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	0.619	0.236	0.351	0.426	0.167	0.205
	-0.166	0.145	0.145	-0.166	-0.166	-0.166	-0.989	2.67298	112.810	-0.293	1.81938	100.187
DE								0.236	0.351	0.426	0.167	0.205
							-0.989	2.67298	112.810	-0.293	1.81938	100.187
A	1.551	1.188	1.188	1.672	1.672	1.672	0.619	0.236	0.351	0.426	0.167	0.205
	-0.166	0.165	0.165	-0.166	-0.166	-0.166	-0.938	2.67235	112.657	-0.293	1.81929	100.150
DE								0.236	0.351	0.426	0.167	0.205
							-0.938	2.67235	112.657	-0.293	1.81929	100.150
A	1.551	1.778	1.778	1.672	1.672	1.672	0.619	0.236	0.351	0.426	0.167	0.205
	-0.166	0.182	0.182	-0.166	-0.166	-0.166	-0.938	2.67235	112.657	-0.293	1.81929	100.150
DE								0.236	0.351	0.426	0.167	0.205
							-0.938	2.67235	112.657	-0.293	1.81929	100.150
A	1.011	3.011	0.011	0.070	0.070	0.011	0.648	0.236	0.351	0.426	0.167	0.205
	-1.026	120.207	120.207	-1.026	-1.026	-1.026	-1.026	2.67611	112.151	-0.382	1.81733	100.210
DE								0.236	0.351	0.426	0.167	0.205
							-0.438	2.67235	112.659	-0.293	1.81929	100.150
A	1.166	0.205	0.205	0.070	0.070	0.191	0.648	0.236	0.351	0.426	0.167	0.205
	-0.166	0.188	0.188	-0.166	-0.166	-0.166	-0.989	2.67693	112.157	-0.329	1.81939	100.170

*** RESULTADOS EN MILES DE DOLARES ***

MEMO PARA RECEPCION DE DATOS EN A T N
 Ho. 019

CASO I

***** FOLIA DE FASE "A" A III, IVA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA3	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA3
AID-F16							0.645	0.933	0.919	0.933	0.167	0.0-1
							-0.988	297.643	112.137	-0.329	101.039	104.140
AID-F19	3.044	0.014	0.014	0.010	0.020	0.011	0.644	0.932	0.919	0.933	0.167	0.0-1
	-44.747	173.824	170.824	-330.52	-49.650	-41.155	-1.024	297.641	112.131	-0.332	101.033	104.140

IMPEDANCIA C% DE TRAVENIR EN EL RUS 120-LV : C.C. (0) *x= 3.47337-02 Jm D.622274-01
 S.C. (0) *x= 3.370511-02 Jm D.624011-01

TABLE 2
 CASE 2

	***** TABLE DE CASI *****						***** TABLE *****					
	TA	TE	TC	TAT	TAT2	TAT3	VA	VB	VC	VAT	VAT2	VAT3
F 19 A19=00	44.400 -81.617	7.000 0.000	0.000 0.000	18.609 -87.617	18.609 -87.617	18.609 -87.617	0.000 0.000	0.750 293.100	0.750 115.000	0.557 -0.557	0.557 181.625	0.557 177.650
DE A19=00							0.000 0.000	0.750 293.100	0.750 115.000	0.557 -0.557	0.557 181.625	0.557 177.650
A A19=11	4.876 91.977	8.876 416.723	8.876 876.723	14.137 95.516	14.137 95.516	14.137 95.516	0.209 0.777	0.116 270.042	0.753 103.529	0.271 -0.358	0.320 180.626	0.117 179.510
DE A19=11							0.209 0.777	0.116 270.042	0.753 103.529	0.271 -0.358	0.320 180.626	0.117 179.510
A A19=53	1.150 91.181	1.150 456.723	1.150 896.723	1.150 91.516	1.150 91.516	1.150 91.516	0.175 0.750	0.011 289.128	0.753 110.256	0.271 -0.358	0.320 180.626	0.117 176.159
DE A19=53							0.175 0.750	0.011 289.128	0.753 110.256	0.271 -0.358	0.320 180.626	0.117 176.159
A A19=13	1.150 87.038	1.150 456.893	1.150 896.893	0.016 109.567	0.016 109.567	0.016 109.567	0.151 0.026	0.000 291.610	0.723 107.724	0.667 -0.335	0.333 180.676	0.117 176.100
DE A19=13							0.151 0.026	0.000 291.610	0.723 107.724	0.667 -0.335	0.333 180.676	0.117 176.100
A A19=09	1.150 93.600	0.033 456.878	0.033 896.878	0.016 109.565	0.016 109.565	0.016 109.565	0.219 0.071	0.000 291.607	0.727 107.003	0.567 -0.330	0.333 180.661	0.117 176.070
DE A19=09							0.219 0.071	0.000 291.607	0.727 107.003	0.567 -0.330	0.333 180.661	0.117 176.070
A A19=16	1.150 87.106	1.035 456.893	1.035 896.893	0.016 109.567	0.016 109.567	0.016 109.567	0.219 0.068	0.000 291.754	0.727 107.003	0.567 -0.335	0.333 180.672	0.115 176.070
DE A19=16							0.219 0.068	0.000 291.754	0.727 107.003	0.567 -0.335	0.333 180.672	0.115 176.070
A A19=04	1.150 20.279	1.035 -31.907	0.035 -61.907	0.016 109.565	0.016 109.565	0.016 109.565	0.219 0.071	0.000 291.637	0.727 107.003	0.567 -0.330	0.333 180.661	0.117 176.070
DE A19=04							0.219 0.071	0.000 291.637	0.727 107.003	0.567 -0.330	0.333 180.661	0.117 176.070

1800000000 + 3.000000000E+01 BUS A19=000 : 56.0 100 42 3.14330E+02 JAX 0.26300E+01
 56.0 100 42 3.23670E+02 JAX 0.19641E+01

MEMORANDUM FOR THE DIRECTOR OF THE BUREAU OF AERONAUTICS
 WING GEN. CASE 2

***** FALLA DE FASE "A" A TIEMPO *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA3	VA	VH	VC	VA1	VA2	VA3
1. ON ATN-110	55.537 -45.1792	7.0000 0.0000	0.0000 0.0000	11.5555 -00.0002	11.5555 -00.0002	11.5555 -00.0002	0.0000 0.0000	0.0000 252.191	0.0000 107.517	0.0000 -0.102	0.0000 100.203	0.1000 178.797
2. ATN-100							0.0000 2.199	0.0000 252.191	0.0000 107.517	0.0000 -0.102	0.0000 100.203	0.1000 178.797
4. ATN-111	11.5555 -00.0002	7.0000 0.0000	0.0000 0.0000	11.5555 -00.0002	11.5555 -00.0002	11.5555 -00.0002	0.0000 100.739	0.0000 252.191	0.0000 107.517	0.0000 -0.102	0.0000 100.203	0.1000 178.797
5. ATN-111							0.0000 100.739	0.0000 252.191	0.0000 107.517	0.0000 -0.102	0.0000 100.203	0.1000 178.797
6. ATN-110	21.1111 -00.0004	1.0000 0.0000	0.0000 0.0000	7.0000 -00.0002	7.0000 -00.0002	7.0000 -00.0002	0.0000 0.0000	0.0000 252.191	0.0000 107.517	0.0000 -0.102	0.0000 100.203	0.1000 178.797
7. ATN-110							0.0000 0.0000	0.0000 252.191	0.0000 107.517	0.0000 -0.102	0.0000 100.203	0.1000 178.797
8. ATN-115	1.0000 0.0000	1.0000 0.0000	1.0000 0.0000	0.0000 111.209	0.0000 111.209	1.0000 0.0000	0.0000 0.723	0.0000 255.257	0.0000 100.016	0.0000 -0.102	0.0000 100.203	0.1000 178.797
9. ATN-115							0.0000 0.723	0.0000 255.257	0.0000 100.016	0.0000 -0.102	0.0000 100.203	0.1000 178.797
4. ATN-114	1.0000 101.000	0.0000 0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 111.211	0.0000 111.211	0.0000 0.0000	0.0000 1.491	0.0000 255.197	0.0000 100.739	0.0000 -0.102	0.0000 100.203	0.1000 178.797
5. ATN-110							0.0000 0.0000	0.0000 252.191	0.0000 107.517	0.0000 -0.102	0.0000 100.203	0.1000 178.797
6. ATN-114	1.0000 00.0000	1.0000 0.0000	1.0000 0.0000	0.0000 111.210	0.0000 111.210	1.0000 0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 255.197	0.0000 100.016	0.0000 -0.102	0.0000 100.203	0.1000 178.797
7. ATN-114							0.0000 0.0000	0.0000 255.197	0.0000 100.016	0.0000 -0.102	0.0000 100.203	0.1000 178.797
8. ATN-114	1.0000 100.000	0.0000 0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 111.209	0.0000 111.209	0.0000 25.505	0.0000 1.491	0.0000 255.197	0.0000 100.739	0.0000 -0.102	0.0000 100.203	0.1000 178.797

EXPERIENCIA DE OPERACION EN EL RUS ATN-210 : 50.0000 10 2.000000-32 000 0.000000-01
 50.0000 10 2.000000-02 000 0.000000-01

CONTINUED FROM PREVIOUS PAGE

TABLE III (Cont.)												
	1A	1B	1C	1A1	1A2	1A0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA3
10	11.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.100	0.000	0.000	0.000
15	11.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.100	0.000	0.000	0.000
20	11.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.100	0.000	0.000	0.000
25	11.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.100	0.000	0.000	0.000
30	11.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.100	0.000	0.000	0.000
35	11.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.100	0.000	0.000	0.000
40	11.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.100	0.000	0.000	0.000
45	11.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.100	0.000	0.000	0.000
50	11.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.100	0.000	0.000	0.000
55	11.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.100	0.000	0.000	0.000
60	11.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.100	0.000	0.000	0.000
65	11.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.100	0.000	0.000	0.000
70	11.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.100	0.000	0.000	0.000
75	11.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.100	0.000	0.000	0.000
80	11.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.100	0.000	0.000	0.000
85	11.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.100	0.000	0.000	0.000
90	11.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.100	0.000	0.000	0.000
95	11.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.100	0.000	0.000	0.000
100	11.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.100	0.000	0.000	0.000

* IMPEDANCIA EN EL DIVERTOR EN EL HUS ISN-2504: (C.C. 6) 42 3.002-52-02 JAS 0.17154-01
 (C.C. 6) 42 0.10274-01 JAS 0.13713-01

EXERCÍCIO ANUAL 2010/2011 - D. 000100 "M. A. F. M."
 2010/2011 (R\$ 0,00)

***** TABELA DE FASE "M" A IIIIIRA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA3	VA	VB	VC	VAT	VAT2	JAB
1. 100-210	25.501 -88.14	0.000 0.000	0.000 0.000	1.161 -88.14	1.161 -88.14	1.161 -88.14	0.000 0.000	0.000 25.501	0.000 116.051	0.000 -0.000	0.000 140.671	3.271 178.550
1. 110-300							0.000 -1.536	0.000 242.033	0.000 112.762	0.000 -0.000	0.000 142.000	0.000 188.765
2. 110-111	5.224 -88.000	2.257 11.483	2.257 11.483	1.126 -88.258	3.226 -88.258	0.479 -78.573	0.000 -9.270	0.000 250.472	0.000 108.755	0.000 -1.000	0.000 183.311	0.000 197.897
3. 110-211							0.000 -9.270	0.000 240.472	0.000 108.755	0.000 -1.000	0.000 183.311	0.000 197.897
4. 110-240	1.827 -81.551	2.255 12.201	2.255 12.201	1.276 -88.758	3.276 -88.758	0.980 -78.688	0.000 -3.585	0.000 250.249	0.000 109.418	0.000 -0.000	0.000 183.188	0.000 197.092
5. 110-350							0.000 -1.536	0.000 250.249	0.000 109.418	0.000 -0.000	0.000 183.188	0.000 197.092
6. 110-115	1.076 -88.413	0.000 0.000	0.200 0.200	1.010 -81.436	0.010 -81.436	0.200 97.079	0.000 -3.590	0.000 250.000	0.000 108.757	0.000 -0.000	0.000 183.285	0.000 197.029
7. 110-113							0.000 -1.300	0.000 250.000	0.000 108.757	0.000 -0.000	0.000 183.285	0.000 197.029
8. 110-119	1.011 97.477	1.000 10.435	0.000 10.435	0.010 -81.436	0.010 -81.436	0.000 97.692	0.000 -3.411	0.000 250.000	0.000 108.758	0.000 -0.000	0.000 183.279	0.000 197.021
9. 110-110							0.000 -1.536	0.000 250.249	0.000 109.418	0.000 -0.000	0.000 183.188	0.000 197.092
10. 110-116	1.071 98.137	0.200 11.417	0.200 11.412	0.010 -81.436	0.010 -81.436	0.200 97.083	0.000 -3.387	0.000 250.000	0.000 108.758	0.000 -0.000	0.000 183.253	0.000 197.027
11. 110-118							0.000 -1.300	0.000 250.000	0.000 108.758	0.000 -0.000	0.000 183.253	0.000 197.027
12. 110-117	1.000 -88.867	0.000 210.701	0.000 210.701	0.010 -81.436	0.010 -81.428	0.000 -88.070	0.000 -3.411	0.000 250.000	0.000 108.758	0.000 -0.000	0.000 183.279	0.000 197.021

EMPRESA: F. DE TRAMIN EV. CL. BUS TSN-210 1 S/C. (1) M. 2.420010-00 JAB. 0.36734E+01
 S/C. (3) M. 2.47712E+02 JAB. 0.36734E+01

RESUMEN PARA RECONSTRUCCION DE FUENTES DE ALTA
 MIN. 019 (1450 P)

***** TABLA DE DATOS PARA LA LINEA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
F 10-10-7	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
00 10-10-00	-0.0000	0.0000	0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
A 10-10-11	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
00 10-10-11	-0.0000	0.0000	0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
A 10-10-10	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
00 10-10-10	-0.0000	0.0000	0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
A 10-10-13	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
00 10-10-13	-0.0000	0.0000	0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
A 10-10-09	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
00 10-10-09	-0.0000	0.0000	0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
A 10-10-14	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
00 10-10-14	-0.0000	0.0000	0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
A 10-10-01	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
00 10-10-01	-0.0000	0.0000	0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

IMPEDANCIA F3. DE TRUENEN EN EL BUS ISN-69 : SIC. 103 H: 3.058415E+02 JX: 0.000000E+01
 SFC. 489 R: 3.102295E+02

ESTADO PARA RESERVA DE FUELO EN A 1 V
 CASO 1

***** FALLA DE FASE "A" A 110KV *****

	IA	IB	IC	IAI	IBI	ICI	VA	VH	VC	VAI	VBI	VCI
1) A10=900	41.476 -41.477	0.000 0.000	0.000 0.000	14.609 -14.611	14.609 -14.611	14.609 -14.611	0.000 0.000	0.440 24.5100	0.446 117.046	0.445 -0.457	0.445 141.025	0.447 177.444
2) A10=900							0.000 0.000	0.440 24.5100	0.446 117.046	0.445 -0.457	0.445 141.025	0.447 177.444
3) A10=11	1.499 -11.177	0.454 47.729	0.454 -47.729	1.142 14.516	1.142 -14.516	0.457 -49.227	0.477 0.477	0.476 250.422	0.453 107.579	0.472 -0.306	0.474 140.626	0.477 179.710
4) A10=11							0.474 0.477	0.476 250.422	0.453 107.579	0.472 -0.306	0.474 140.626	0.477 179.710
5) A10=150	1.499 -11.177	0.454 47.729	0.454 -47.729	1.142 14.516	1.142 -14.516	0.457 -49.227	0.477 0.477	0.476 250.422	0.453 107.579	0.472 -0.306	0.474 140.626	0.477 179.710
6) A10=150							0.474 0.477	0.476 250.422	0.453 107.579	0.472 -0.306	0.474 140.626	0.477 179.710
7) A10=15	1.141 -11.074	1.145 48.044	1.145 -48.044	0.016 119.467	0.016 -123.467	1.151 85.414	0.217 0.026	0.440 251.413	0.423 107.424	0.467 -0.356	0.433 140.676	0.417 176.104
8) A10=15							0.217 0.026	0.440 251.413	0.423 107.424	0.467 -0.356	0.433 140.676	0.417 176.104
9) A10=20	1.141 -11.074	1.145 48.044	1.145 -48.044	0.016 119.464	0.016 -123.464	1.151 85.414	0.219 0.071	0.440 251.413	0.422 107.424	0.467 -0.310	0.433 140.661	0.416 176.076
10) A10=20							0.219 0.071	0.440 251.413	0.422 107.424	0.467 -0.310	0.433 140.661	0.416 176.076
11) A10=14	1.044 -10.100	1.045 46.044	1.045 -46.044	0.016 114.567	0.016 -118.567	1.070 82.433	0.219 0.009	0.440 251.413	0.422 107.424	0.467 -0.335	0.433 140.672	0.415 176.076
12) A10=14							0.219 0.009	0.440 251.413	0.422 107.424	0.467 -0.335	0.433 140.672	0.415 176.076
13) A10=20	1.044 -10.100	1.045 46.044	1.045 -46.044	0.016 114.565	0.016 -118.565	1.070 82.433	0.219 0.071	0.440 251.413	0.422 107.424	0.467 -0.310	0.433 140.661	0.415 176.076

IMPEDANCIA De De FUELO EN EL BUS A10=900 : SFC= 100 MS= 3.14317E-02 JXC= 0.24346E-01
 SFC= 100 MS= 3.23670E-02 JXC= 0.19445E-01

COEFICIENTE DE IMPEDANCIA DE LOS BUSES EN EL BUS
 410-210

***** TABLA DE FACTOR A APLICAR *****												
	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
4 410-110	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
DE 410-110							0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
4 410-111	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
DE 410-111							0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
4 410-112	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
DE 410-112							0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
4 410-113	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
DE 410-113							0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
4 410-114	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
DE 410-114							0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
4 410-115	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
DE 410-115							0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
4 410-116	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
DE 410-116							0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
4 410-117	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
DE 410-117							0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

IMPEDANCIA EN EL BUSES EN EL BUS 410-210 :
 S.C. (A) = 0.0000 S.C. (B) = 0.0000 S.C. (C) = 0.0000

GENERAL DATA RECORD FOR DE INTERFERON A 174
 9100 010

CASE 3

***** CALLA-01 CASE "A" A THIRMA *****

	1A	1B	1C	1A1	1A2	1A3	VA	VH	VC	VA1	VA2	VA3	
17 150+00	25.501 -05.151	0.000 0.000	0.000 0.000	1.767 -05.151	1.767 -05.151	1.767 -05.151	0.000 0.000	0.000 255.000	0.000 115.000	0.000 -0.000	0.000 100.000	0.000 100.000	1.271 174.310
17 110+00							0.000 -1.000	0.000 255.000	0.000 115.000	0.000 -0.000	0.000 100.000	0.000 100.000	0.000 174.310
17 110+11	1.000 -05.000	1.767 01.000	1.767 03.000	1.000 -05.000	1.000 -05.000	1.000 -05.000	0.000 -0.200	0.000 250.000	0.000 100.000	0.000 -1.000	0.000 100.000	0.000 100.000	0.000 174.000
17 110+11							0.000 -0.200	0.000 250.000	0.000 100.000	0.000 -1.000	0.000 100.000	0.000 100.000	0.000 174.000
17 110+20	1.000 -05.000	1.767 02.000	1.767 03.000	1.000 -05.000	1.000 -05.000	1.000 -05.000	0.000 -0.200	0.000 250.000	0.000 100.000	0.000 -1.000	0.000 100.000	0.000 100.000	0.000 174.000
17 110+30							0.000 -0.200	0.000 250.000	0.000 100.000	0.000 -1.000	0.000 100.000	0.000 100.000	0.000 174.000
17 110+15	1.000 -05.000	1.767 01.000	1.767 03.000	1.000 -05.000	1.000 -05.000	1.000 -05.000	0.000 -0.200	0.000 250.000	0.000 100.000	0.000 -1.000	0.000 100.000	0.000 100.000	0.000 174.000
17 110+21							0.000 -0.200	0.000 250.000	0.000 100.000	0.000 -1.000	0.000 100.000	0.000 100.000	0.000 174.000
17 110+10	1.000 05.000	1.767 01.000	1.767 03.000	1.000 -05.000	1.000 -05.000	1.000 -05.000	0.000 -0.200	0.000 250.000	0.000 100.000	0.000 -1.000	0.000 100.000	0.000 100.000	0.000 174.000
17 110+20							0.000 -0.200	0.000 250.000	0.000 100.000	0.000 -1.000	0.000 100.000	0.000 100.000	0.000 174.000
17 110+18	1.000 05.000	1.767 01.000	1.767 03.000	1.000 -05.000	1.000 -05.000	1.000 -05.000	0.000 -0.200	0.000 250.000	0.000 100.000	0.000 -1.000	0.000 100.000	0.000 100.000	0.000 174.000
17 110+18							0.000 -0.200	0.000 250.000	0.000 100.000	0.000 -1.000	0.000 100.000	0.000 100.000	0.000 174.000
17 110+10	1.000 -05.000	1.767 01.000	1.767 03.000	1.000 -05.000	1.000 -05.000	1.000 -05.000	0.000 -0.200	0.000 250.000	0.000 100.000	0.000 -1.000	0.000 100.000	0.000 100.000	0.000 174.000

INTERFERON A 174 DE INTERFERON A 174 : 010 001 17 1.0000000000000000 010 001 17 1.0000000000000000

CONTINUA DOBRO NEKRETNOSTI, DR. NEKRETNOSTI ZA 1 KM
 45%, 01%

***** PALLA DI FANTO *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA3	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA3
01 150+1	1.411 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000
07 150+00							0.670 -0.011	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000
A 150+11	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.670 -0.011	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000
02 150+11							0.670 -0.011	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000
A 150+10	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.670 -0.011	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000
07 150+10							0.670 -0.011	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000
A 150+11	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.670 -0.011	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000
07 150+11							0.670 -0.011	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000
A 150+10	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.670 -0.011	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000
07 150+10							0.670 -0.011	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000
A 150+11	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.670 -0.011	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000
07 150+11							0.670 -0.011	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000
A 150+10	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.670 -0.011	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000
07 150+10							0.670 -0.011	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000
A 150+11	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.670 -0.011	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000
07 150+11							0.670 -0.011	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000
A 150+10	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.670 -0.011	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000
07 150+10							0.670 -0.011	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000

IMPEDANZA CL. DI INVENIRE IN FI HUS 150+09 : 100.000 Hz 1.000000+0.000000i
 100.000 Hz 1.000000+0.000000i

STANDARD DATA REDUCTIONS OF ROTATION TV A 1.5
 24523.8

***** TABLE OF FACTS *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0	
1	3.717 -3.717	3.000 2.000	0.000 0.000	13.559 -13.559	13.559 -13.559	13.559 -13.559	0.000 0.000	0.918 251.499	0.914 127.932	0.598 -0.252	0.406 180.350	3.199 176.977	
2	AD0-000						0.223 2.950	0.323 248.211	0.499 111.134	0.610 -0.074	0.310 179.925	0.152 176.272	
3	AD0-111	2.329 -2.329	2.325 -2.325	4.941 -4.941	4.941 -4.941	2.325 -2.325	0.069 102.132	0.343 251.425	0.918 127.932	0.521 -0.251	0.429 180.351	0.211 176.973	
4	AD0-111						0.069 102.132	0.343 251.428	0.918 127.936	0.521 -0.251	0.429 180.351	0.211 176.978	
5	AD0-240	14.931 -14.931	3.065 23.776	0.065 13.775	4.941 -4.941	4.941 -4.941	4.783 -4.783	0.000 0.000	0.918 251.408	0.914 127.932	0.598 -0.252	0.406 180.350	3.199 176.977
6	AD0-240						0.223 2.950	0.323 248.211	0.499 111.136	0.610 -0.074	0.310 179.925	0.152 176.272	
7	AD0-112	11.491 -11.491	3.994 44.572	2.324 44.572	4.941 -4.941	4.941 -4.941	1.926 -12.612	0.000 182.264	0.918 251.532	0.914 127.879	0.598 -0.252	0.406 180.359	3.199 176.979
8	AD0-112						0.000 182.264	0.918 251.532	0.914 127.879	0.598 -0.252	0.406 180.359	3.199 176.979	
9	AD0-150	17.441 -17.441	0.883 44.676	0.883 44.676	4.941 -4.941	4.941 -4.941	4.060 -11.215	0.000 0.000	0.918 251.434	0.918 127.932	0.598 -0.252	0.406 180.350	3.199 176.977
10	AD0-150						0.000 0.000	0.918 251.434	0.918 127.932	0.598 -0.252	0.406 180.350	3.199 176.977	
11	AD0-113	1.447 11.827	1.755 47.644	1.253 47.644	0.046 110.047	0.046 110.047	1.359 45.059	0.054 14.421	0.917 254.597	0.923 125.222	0.597 -0.155	0.403 180.202	3.150 176.295
12	AD0-113						0.054 14.421	0.917 254.597	0.923 125.222	0.597 -0.155	0.403 180.202	3.150 176.295	
13	AD0-119	7.254 107.608	0.915 -22.109	0.015 -22.109	0.046 110.047	0.046 110.047	0.077 101.676	4.058 245.71	0.913 254.597	0.923 125.232	0.597 -0.099	0.402 180.132	3.159 176.171

IMPEDANCIAS E.A. DE TRAYEVEN EN EL NUC 419-210 I SEC. 101 #2 3-16-76-02 JAR 0-101-71C-02
 SEC. 101 #2 3-17-76-02 JAR 0-101-51C-01

ESTADO GASA DE ALCOHOL DE MEXICO S. A. C. V.
 9194 002 CASO A

	1977			1978			1979			1980		
	VA	VB	VC	VA	VB	VC	VA	VB	VC	VA	VB	VC
15 ATN-500	0.000 -833.981	0.000 0.000	0.000 0.000	15.200 -933.981	15.200 -833.981	15.200 -833.981	0.000 0.000	0.338 285.736	0.958 113.533	0.624 -0.338	0.332 180.739	0.250 177.050
17 ATN-500	0.000 0.000	0.338 0.338	0.958 0.958	0.332 -933.981	0.332 -833.981	0.332 -833.981	0.000 0.000	0.338 285.736	0.958 113.533	0.624 -0.338	0.332 180.739	0.250 177.050
A ATN-711	0.000 -913.772	0.338 0.338	0.958 0.958	0.332 -933.981	0.332 -833.981	0.332 -833.981	0.128 1.772	0.338 285.736	0.958 113.533	0.624 -0.338	0.332 180.739	0.250 177.050
19 ATN-711	0.128 1.772	0.338 0.338	0.958 0.958	0.332 -933.981	0.332 -833.981	0.332 -833.981	0.000 0.000	0.338 285.736	0.958 113.533	0.624 -0.338	0.332 180.739	0.250 177.050
A ATN-730	0.128 -913.772	0.338 0.338	0.958 0.958	0.332 -933.981	0.332 -833.981	0.332 -833.981	0.128 1.772	0.338 285.736	0.958 113.533	0.624 -0.338	0.332 180.739	0.250 177.050
97 ATN-500	0.000 0.000	0.338 0.338	0.958 0.958	0.332 -933.981	0.332 -833.981	0.332 -833.981	0.000 0.000	0.338 285.736	0.958 113.533	0.624 -0.338	0.332 180.739	0.250 177.050
A ATN-717	0.111 -913.772	0.338 0.338	0.958 0.958	0.332 -933.981	0.332 -833.981	0.332 -833.981	0.111 1.390	0.338 285.736	0.958 113.533	0.624 -0.338	0.332 180.739	0.250 177.050
25 ATN-717	0.111 1.390	0.338 0.338	0.958 0.958	0.332 -933.981	0.332 -833.981	0.332 -833.981	0.000 0.000	0.338 285.736	0.958 113.533	0.624 -0.338	0.332 180.739	0.250 177.050
A ATN-737	0.128 -913.772	0.338 0.338	0.958 0.958	0.332 -933.981	0.332 -833.981	0.332 -833.981	0.128 1.390	0.338 285.736	0.958 113.533	0.624 -0.338	0.332 180.739	0.250 177.050
10 ATN-730	0.128 1.390	0.338 0.338	0.958 0.958	0.332 -933.981	0.332 -833.981	0.332 -833.981	0.000 0.000	0.338 285.736	0.958 113.533	0.624 -0.338	0.332 180.739	0.250 177.050
A ATN-715	0.128 -913.772	0.338 0.338	0.958 0.958	0.332 -933.981	0.332 -833.981	0.332 -833.981	0.128 1.390	0.338 285.736	0.958 113.533	0.624 -0.338	0.332 180.739	0.250 177.050
75 ATN-715	0.128 1.390	0.338 0.338	0.958 0.958	0.332 -933.981	0.332 -833.981	0.332 -833.981	0.000 0.000	0.338 285.736	0.958 113.533	0.624 -0.338	0.332 180.739	0.250 177.050
A ATN-79	0.128 108.135	0.338 0.338	0.958 0.958	0.332 -933.981	0.332 -833.981	0.332 -833.981	0.128 0.288	0.338 285.736	0.958 113.533	0.624 -0.338	0.332 180.739	0.250 177.050

IMPEDANCIA DE LA TRANSMISION EN EL BUS ATN-500 : 1.0 C. 101 = 1.14350E-02 JAC 0.24530E+01
 1.0 C. 102 = 1.01277E-02 JAC 0.16627E+01

ESTIMADO PARA RESUMEN DE RESULTADOS A T M
 MIN. DE

1953-4

***** FOLIO DE FOLIO "A" A TITULO *****

	FA	FB	FC	FA1	FA2	FAU	VA	VB	VC	V41	V42	V43			
14	150-230	29,016 -03,931	0,000	0,000	0,000	-03,931	-03,961	-03,961	0,000	29,016	119,336	-0,339	183,879	0,274	179,605
15	150-300								0,612	0,612	0,612	0,612	0,612	0,612	0,612
									-1,866	29,678	112,053	-0,339	182,678	0,274	183,605
4	150-311	0,111 -03,171	1,652	1,652	1,652	1,652	1,652	1,652	0,297	0,297	0,297	0,297	0,297	0,297	0,297
									-3,591	29,678	112,053	-0,339	183,805	0,274	182,431
15	150-311								0,612	0,612	0,612	0,612	0,612	0,612	0,612
									-3,591	29,678	112,053	-0,339	183,805	0,274	182,431
4	150-330	0,000	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	0,261	0,261	0,261	0,261	0,261	0,261	0,261
		-03,189	0,278	0,278	-03,952	-03,952	-03,952	-03,952	-3,166	29,678	112,053	-0,339	183,289	0,274	182,114
15	150-400								0,612	0,612	0,612	0,612	0,612	0,612	0,612
									-1,866	29,678	112,053	-0,339	182,678	0,274	183,605
4	150-412	0,109	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	1,775	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200
		-03,187	0,278	0,278	-03,952	-03,952	-03,952	-03,952	-3,202	29,678	112,053	-0,339	183,500	0,274	182,113
15	150-412								0,612	0,612	0,612	0,612	0,612	0,612	0,612
									-3,202	29,678	112,053	-0,339	183,500	0,274	182,113
4	150-330	0,000	1,388	1,388	1,388	1,388	1,388	1,388	0,253	0,253	0,253	0,253	0,253	0,253	0,253
		-03,159	0,279	0,279	-03,951	-03,951	-03,951	-03,951	-3,166	29,678	112,053	-0,339	183,289	0,274	182,114
15	150-330								0,612	0,612	0,612	0,612	0,612	0,612	0,612
									-3,166	29,678	112,053	-0,339	183,289	0,274	182,114
4	150-412	0,211	0,000	0,000	0,000	0,000	0,211	0,211	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		-03,917	100,100	100,100	-03,916	-03,916	-03,916	-03,916	-3,166	29,678	112,053	-0,339	182,457	0,274	182,117
15	150-412								0,612	0,612	0,612	0,612	0,612	0,612	0,612
									-3,166	29,678	112,053	-0,339	183,857	0,274	182,117
4	150-330	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		-03,278	121,661	121,661	-03,917	-03,917	-03,917	-03,917	-3,211	29,678	112,053	-0,339	183,536	0,274	182,107

IMPORTE DE LA DE INGRESOS EN EL RUBRO 150-230 : SIC. 1-1
 200. 00

15 3-016221-02 J45 0,007250-01
 15 3-050717-02 J45 0,336000-03

ESTUDIO PARA RESOLUCION DE UNIDAD EN A L N
MAY. 64

***** TABLA DE FACTOR A IIIERA *****											
	IA	IB	IC	IAI	IBI	IAB	VA	VB	VI	VAI	VBI
FCB ISN-59	0.000 -00.000	0.000 00.000	0.000 00.000	0.000 -00.000	0.000 -00.000	0.000 -00.000	0.000 0.000	0.000 200.000	0.000 110.000	0.000 0.000	0.000 100.000
FCB ATN-000							0.000 -0.000	0.000 200.000	0.000 110.000	0.000 0.000	0.000 100.000
A ATN-11	0.000 -00.000	1.000 00.000	1.000 00.000	1.000 -00.000	1.000 -00.000	0.000 -00.000	0.000 -1.000	0.000 200.000	0.000 110.000	0.000 0.000	0.000 100.000
FCB ATN-11							0.000 -1.000	0.000 200.000	0.000 110.000	0.000 0.000	0.000 100.000
A ATN-10	0.000 -00.000	1.000 00.000	1.000 00.000	1.000 -00.000	1.000 -00.000	0.000 -00.000	0.000 -1.000	0.000 200.000	0.000 110.000	0.000 0.000	0.000 100.000
FCB ATN-000							0.000 -1.000	0.000 200.000	0.000 110.000	0.000 0.000	0.000 100.000
A ATN-12	0.000 -00.000	1.000 00.000	1.000 00.000	1.000 -00.000	1.000 -00.000	0.000 -00.000	0.000 -1.000	0.000 200.000	0.000 110.000	0.000 0.000	0.000 100.000
FCB ATN-12							0.000 -1.000	0.000 200.000	0.000 110.000	0.000 0.000	0.000 100.000
A ATN-10	0.000 -00.000	1.000 00.000	1.000 00.000	1.000 -00.000	1.000 -00.000	0.000 -00.000	0.000 -1.000	0.000 200.000	0.000 110.000	0.000 0.000	0.000 100.000
FCB ATN-10							0.000 -1.000	0.000 200.000	0.000 110.000	0.000 0.000	0.000 100.000
A ATN-15	0.000 00.000	1.000 00.000	1.000 00.000	0.000 -00.000	0.000 -00.000	0.000 -00.000	0.000 -1.000	0.000 200.000	0.000 110.000	0.000 0.000	0.000 100.000
FCB ATN-15							0.000 -1.000	0.000 200.000	0.000 110.000	0.000 0.000	0.000 100.000
A ATN-10	0.000 -00.000	1.000 00.000	1.000 00.000	0.000 -00.000	0.000 -00.000	0.000 -00.000	0.000 -1.000	0.000 200.000	0.000 110.000	0.000 0.000	0.000 100.000

IMPEDANCIA EN EL TRANSFORMADOR EN UNIDAD ISN-59 : IC = 1 R = 0.00291 -0.001 J = 0.00000 -0.001
 SF. C. 109 R = 0.00325E-02 J = 0.00113E-01

RESUMEN PARA HOSPITALS DE NUESTRO EN A T M
 HSA, GEN

***** TABLA DE FACTOR A HONRA *****

	1A	1B	1C	1A1	1A2	1A0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
M ATN-728							0.208	0.117	0.076	0.672	0.328	0.155
							1.190	250.275	109.815	-0.009	180.183	177.304
A ATN-59	0.053	0.085	0.084	0.063	0.063	0.066	0.208	0.112	0.076	0.672	0.328	0.157
	144.544	-87.476	-87.476	109.738	109.738	250.750	1.121	250.213	109.877	-0.075	180.152	177.260

IMPONDANCIA 1. DE INCREMENTO EN EL HONORARIO 1 DE 1.000 DE 0.010000-02 DE 0.010000-01
 DE 1.00 DE 0.010000-02 DE 0.010000-01

ESTADÍSTICA DE RESULTADOS DE MEDICIÓN DE A F O
 N44-615

***** TABLA DE RESULTADOS DE MEDICIÓN DE A F O *****												
	IA	IB	IC	IA1	IA2	IAU	VA	VB	VC	VAl	VAt	VAt
F EN AFB-10	876.787	0.000	0.000	16.816	16.816	16.816	0.000	0.713	0.774	0.502	0.338	0.704
	-876.787	0.000	0.000	-876.787	-876.787	-876.787	0.000	250.435	107.325	-0.175	140.265	178.793
DE AFB-100							0.257	0.717	0.751	0.711	0.288	0.135
							2.978	246.310	113.254	0.163	178.599	178.724
A AFB-11	17.714	7.915	7.915	7.541	7.541	7.541	0.007	0.713	0.753	0.576	0.428	0.274
	-87.146	44.506	44.506	-87.970	-87.970	-87.668	142.273	250.731	107.252	-0.276	140.374	179.376
DE AFB-11							0.077	0.713	0.753	0.375	0.474	0.374
							182.273	250.731	107.252	-0.276	140.374	179.376
A AFB-15	17.714	7.915	7.915	7.541	7.541	7.541	0.000	0.713	0.774	0.502	0.338	0.704
	-87.146	44.506	44.506	-87.970	-87.970	-87.194	0.000	250.435	107.325	-0.175	140.265	178.793
DE AFB-100							0.257	0.717	0.751	0.711	0.288	0.135
							2.978	246.310	113.254	0.163	178.599	178.724
A AFB-17	17.714	7.915	7.915	7.541	7.541	7.541	0.007	0.713	0.753	0.576	0.428	0.274
	-87.146	44.506	44.506	-87.970	-87.970	-82.000	142.273	250.731	107.252	-0.175	140.276	179.008
DE AFB-17							0.007	0.713	0.753	0.377	0.480	0.205
							182.273	250.731	107.252	-0.175	140.276	179.008
A AFB-20	17.714	7.915	7.915	7.541	7.541	7.541	0.000	0.713	0.774	0.502	0.338	0.704
	-87.146	44.506	44.506	-87.970	-87.970	-86.101	0.000	250.435	107.325	-0.175	140.265	178.793
DE AFB-20							0.000	0.713	0.774	0.502	0.338	0.205
							0.000	250.435	107.325	-0.175	140.265	178.793
A AFB-21	17.714	7.915	7.915	7.541	7.541	7.541	0.078	0.713	0.774	0.504	0.338	0.704
	-87.146	44.506	44.506	-87.970	-87.970	-84.250	1.207	253.121	108.380	-0.048	140.128	178.862
DE AFB-21							0.078	0.713	0.774	0.504	0.338	0.131
							1.207	253.121	108.380	-0.048	140.128	178.862
A AFB-3	0.270	0.061	0.061	0.077	0.077	0.150	0.001	0.717	0.734	0.505	0.338	0.154
	107.613	71.567	71.567	110.519	110.519	93.247	2.057	253.547	108.246	-0.041	140.057	178.777
DE AFB-3							0.000	0.713	0.774	0.504	0.338	0.205
							0.000	250.435	107.325	-0.175	140.265	178.793
A AFB-14	17.714	7.915	7.915	7.541	7.541	7.541	0.062	0.713	0.774	0.503	0.338	0.154
	-87.146	44.506	44.506	-87.970	-87.970	-89.275	1.366	253.673	108.135	-0.071	140.104	178.845

*** RESULTADOS EN MAGNITUD Y ANGULO. [CM, DEG, GRADOS] ***

COINCIDEN PARA RESPALDO DE NUESTRO EN A T N
 944, 569

***** TABLA DE PASE "A" A TIERRA *****												
	TA	TB	TC	TA1	TA2	TA3	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA3
DE ATN-16							0.062	0.039	0.936	0.605	0.325	0.168
							1.366	253.073	100.115	-0.071	170.109	170.445
A ATN-16	1.115	0.113	0.113	0.075	0.075	0.089	0.063	0.039	0.935	0.504	0.399	0.199
	150.443	-47.052	-47.053	110.458	110.458	256.903	2.057	253.097	100.256	-0.041	100.062	170.797

IMPEDANCIA EN DE MOVIM EN EL BUS ATN-250 : SFC. (0) 41 1.14267E-02 JKA 0.26210E-01
 SFC. (0) 42 0.10116E-02 JKA 0.12372E-01

RESULTADO PARA RECLAMACION DE DEBERO EN A T Y
 R44. GEN

***** FALLA DE FASE "A" A IIIIWA *****

	14	15	17	1A1	1A2	1A0	VA	VU	VI	VAI	VAT	VAU
F 04 170-150	0.000	0.000	0.000	10.000	10.000	10.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
00 170-100							0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
							-1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1 170-111		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
17 170-111							0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
							-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
A 170-150	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
17 170-100							0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
							-1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1 170-112		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10 170-111							0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
							-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1 170-150	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
07 170-150							0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
							-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
A 170-111	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10 170-111							0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
							-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1 170-150	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
A 170-111	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

*** RESULTADOS EN MAGNITUD Y ANGULO. (C=0.000 GRADOS) ***

CUADRO PARA EL CÁLCULO DE PERDIDAS EN A T N
 942. GEN

***** FOLIO DE FASE "A" A TIENNA *****												
	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VH	VC	VA1	VA2	VA0
DE ATN=IA							0.502	0.715	0.929	0.775	0.228	0.095
							-3.124	249.713	107.311	-0.324	143.086	143.354
A ATN=IB	1.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.502	0.715	0.929	0.775	0.227	0.095
	104.777	-87.667	-97.667	15.570	15.570	-30.212	-3.323	249.672	107.243	-0.397	143.085	143.426

IMPEDANCIA FA DE TIEVENIA EN EL BUS 154-230 : SLC. 4+I M= 3.507725-0.0 JAX 0.121536-01
 SLC. 4+I M= 3.406802-0.0 JAX 0.283706-01

LISTADO DE RESULTADOS DE CÁLCULO DE A E N
MAY. 67

***** TABLA D E CÁLCULO DE A E N *****												
	IA	IB	IC	IAI	IBI	ICI	VA	VB	VC	VAI	VBI	
6	110-13	21.000 -04.000	1.000 0.000	1.000 1.000	0.736 -04.000	0.736 -04.000	0.000 0.000	0.000 200.111	0.000 117.000	0.000 0.000	0.000 170.000	0.000 100.000
7	110-00						0.000 -0.000	0.000 200.111	0.000 117.000	0.000 -0.000	0.000 170.000	0.000 100.000
8	110-11	3.000 -07.000	1.000 0.000	1.000 1.000	1.000 -00.000	1.000 -00.000	0.000 -0.000	0.000 200.111	0.000 117.000	0.000 -0.000	0.000 170.000	0.000 100.000
9	110-11						0.000 -0.000	0.000 200.111	0.000 117.000	0.000 -0.000	0.000 170.000	0.000 100.000
4	110-10	3.000 -03.000	1.000 0.000	1.000 1.000	1.000 -00.000	1.000 -00.000	0.000 -0.000	0.000 200.111	0.000 117.000	0.000 -0.000	0.000 170.000	0.000 100.000
5	110-00						0.000 -0.000	0.000 200.111	0.000 117.000	0.000 -0.000	0.000 170.000	0.000 100.000
4	110-12	1.000 -01.000	1.000 0.000	1.000 1.000	1.000 -00.000	1.000 -00.000	0.000 -0.000	0.000 200.111	0.000 117.000	0.000 -0.000	0.000 170.000	0.000 100.000
7	110-12						0.000 -0.000	0.000 200.111	0.000 117.000	0.000 -0.000	0.000 170.000	0.000 100.000
4	110-10	1.000 -05.000	1.000 0.000	1.000 1.000	1.000 -00.000	1.000 -00.000	0.000 -0.000	0.000 200.111	0.000 117.000	0.000 -0.000	0.000 170.000	0.000 100.000
6	110-10						0.000 -0.000	0.000 200.111	0.000 117.000	0.000 -0.000	0.000 170.000	0.000 100.000
4	110-15	1.000 04.000	0.000 0.000	0.000 0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 0.000	0.000 200.111	0.000 117.000	0.000 -0.000	0.000 170.000	0.000 100.000
6	110-15						0.000 0.000	0.000 200.111	0.000 117.000	0.000 -0.000	0.000 170.000	0.000 100.000
1	110-13	1.000 03.000	0.000 0.000	0.000 0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 0.000	0.000 200.111	0.000 117.000	0.000 -0.000	0.000 170.000	0.000 100.000
9	110-10						0.000 -0.000	0.000 200.111	0.000 117.000	0.000 -0.000	0.000 170.000	0.000 100.000
1	110-14	1.000 02.000	0.000 0.000	0.000 0.000	0.000 -0.000	0.000 -0.000	0.000 0.000	0.000 200.111	0.000 117.000	0.000 -0.000	0.000 170.000	0.000 100.000

*** RESULTADOS EN MAGNITUD Y ANGULO. CP=0.00 GRADOS ***

CONTINUED FROM RECAPITULATED SHEET ON PAGE 609

***** TABLE III 1951 *****												
	1A	1B	1C	1A1	1A2	1A0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
01							0.699	0.485	0.489	0.851	0.139	0.023
							-0.771	296.075	113.051	-0.257	181.596	189.257
4	ATM-9	1.000	0.918	0.918	0.912	0.912	0.699	0.485	0.489	0.851	0.139	0.023
		-204.000	213.100	213.100	-94.543	-94.543	-0.776	296.045	113.051	-0.267	181.689	189.257

INDICACIONES DE TOLERANCIAS EN EL DISEÑO: 1 DEC. 141 H4 0.00030-02 J4 0.000210-01
 5 DEC. 401 H2 0.00035-02 J4 0.000400-01

***** DATA RESUMIDA DE RESULTADOS *****
 NAVE 019

PAGE 2

***** JALTA DE LA TAMA A 11000 *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
FN ATH-100	55.900 -85.225	1.633 0.000	0.001 0.000	17.353 -95.775	17.365 -95.225	17.375 -95.225	0.000 0.000	0.111 239.071	1.071 119.736	0.057 -0.193	0.151 101.172	0.159 177.703
DF ATH-100							0.000 0.000	0.796 239.071	1.071 119.736	0.057 -0.959	0.151 101.172	0.151 177.703
A ATH-111	11.157 91.657	5.851 -17.815	0.001 0.001	1.007 -95.097	1.007 -95.097	1.025 -95.505	0.268 1.657	0.150 266.296	0.797 113.071	0.119 -0.177	0.206 140.691	0.101 159.608
DF ATH-111							0.268 1.657	0.150 266.296	0.797 113.071	0.119 -0.177	0.206 140.691	0.101 159.608
A ATH-150	1.188 95.835	3.077 -84.787	0.001 -0.001	1.007 -95.097	1.007 -95.097	1.025 -96.070	0.228 1.430	0.117 265.516	0.797 113.071	0.119 -0.251	0.279 140.599	0.106 176.579
DF ATH-150							0.228 1.430	0.117 265.516	0.797 113.071	0.119 -0.251	0.279 140.599	0.106 176.579
A ATH-115	1.000 87.805	1.570 -11.070	1.151 -85.971	0.076 110.157	0.076 110.157	1.170 -85.676	0.276 0.769	0.121 248.271	0.983 111.439	0.106 -0.212	0.279 140.599	0.151 176.209
DF ATH-115							0.276 0.769	0.121 248.271	0.983 111.439	0.106 -0.212	0.279 140.599	0.151 176.209
A ATH-130	1.101 89.159	1.005 -11.005	0.293 -81.293	0.076 110.159	0.076 110.159	1.111 -92.081	0.279 0.854	0.121 248.137	0.983 111.351	0.106 -0.251	0.279 140.599	0.170 176.279
DF ATH-130							0.279 1.430	0.121 248.137	0.983 113.071	0.106 -0.251	0.279 140.599	0.170 176.279
A ATH-118	1.100 87.179	1.700 -85.182	1.201 -95.202	0.076 110.171	0.076 110.171	1.256 -86.657	0.276 0.761	0.121 248.213	0.983 111.275	0.106 -0.207	0.279 140.607	0.170 176.275
DF ATH-118							0.276 0.761	0.121 248.213	0.983 111.275	0.106 -0.207	0.279 140.607	0.170 176.275
A ATH-138	1.001 185.926	1.000 -44.737	0.041 -80.757	0.076 110.156	0.076 110.156	0.046 256.970	0.276 0.076	0.121 248.137	0.983 111.351	0.106 -0.193	0.279 140.667	0.151 176.250

IMPEDANCIA C.A. DE THEVENIN EN EL BUS ATH-100 : ZTC= 1.03 AX 3.11952E-02 ZBX 0.19839E-01
 ZCC= 1.03 RB 3.21981E-02 ZBY 0.19333E-01

REPORT PARA RESUMEN DE RESULTADOS A T.M.
 MRE, 614

***** TABLA DE FACT. PA* A IIIIIR *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA3	VA	VB	VC	VAT	VAT2	VAT3
P IV AIN-250	91.971 -90.291	0.000 0.000	0.000 0.000	11.640 -90.291	11.640 -90.291	11.640 -90.291	0.000 0.000	0.912 299.332	0.950 110.410	0.509 -0.195	0.397 190.288	0.275 179.975
Q AIN-300							0.331 299.332	0.912 110.410	0.950 110.410	0.509 -0.195	0.397 190.288	0.275 179.975
A AIN-111	21.967 -90.292	1.044 86.983	1.044 86.983	9.113 -88.616	9.113 -88.616	9.250 -89.295	0.110 191.891	0.919 299.332	0.950 110.410	0.509 -0.292	0.397 190.288	0.275 179.975
Q AIN-111							0.110 191.891	0.919 299.332	0.950 110.410	0.509 -0.292	0.397 190.288	0.275 179.975
A AIN-210	21.967 -90.292	1.044 86.983	1.044 86.983	9.112 -88.616	9.112 -88.616	9.059 -86.738	0.000 0.000	0.919 299.332	0.950 110.410	0.509 -0.195	0.397 190.288	0.275 179.975
Q AIN-210							0.000 0.000	0.919 299.332	0.950 110.410	0.509 -0.195	0.397 190.288	0.275 179.975
A AIN-113	1.283 91.863	1.493 87.258	1.493 87.258	0.090 111.207	0.090 111.207	1.578 87.250	0.062 1.463	0.919 292.611	0.951 107.331	0.511 -0.075	0.389 190.119	0.198 179.870
Q AIN-113							0.062 1.463	0.919 292.611	0.951 107.331	0.511 -0.076	0.389 190.119	0.198 179.870
A AIN-114	0.319 103.473	0.060 6.9422	0.060 6.9422	0.090 111.208	0.090 111.208	0.139 93.406	0.066 2.397	0.919 292.611	0.951 107.331	0.511 -0.029	0.389 190.038	0.198 179.775
Q AIN-114							0.066 2.397	0.919 292.611	0.951 107.331	0.511 -0.029	0.389 190.038	0.198 179.775
A AIN-115	1.462 91.639	1.455 87.881	1.355 87.881	0.099 111.207	0.099 111.207	1.437 89.277	0.066 1.638	0.919 292.611	0.951 107.331	0.512 -0.051	0.389 190.038	0.197 179.813
Q AIN-115							0.066 1.638	0.919 292.611	0.951 107.331	0.512 -0.051	0.389 190.038	0.197 179.813
A AIN-116	0.157 129.610	0.133 -81.512	0.133 -81.512	0.099 111.207	0.099 111.207	3.052 296.393	0.068 2.397	0.919 292.611	0.951 107.331	0.513 -0.029	0.387 190.038	0.198 179.793
Q AIN-116							0.068 2.397	0.919 292.611	0.951 107.331	0.513 -0.029	0.387 190.038	0.198 179.793

IMPEDANCIA % DE TRONCEN EN EL BUS AIN-250 : SEC. (9) 42 3.11337E+05 JMS 0.24673E+01
 SEC. (0) 48 3.13143E+02 JMS 0.15893E+01

ESTUDIOS PARA RECALCULO DE MANTENIMIENTO
 CASO 7

	SA	SH	SL	FA1	FA2	FA3	VA	VH	VC	VAS	VAS2	VAS3
1	150-750	12.000 -81.473	0.000 0.000	0.000 0.000	-0.000 -0.000	-0.000 -0.000	0.000 0.000	1.171 22.750	1.150 12.000	0.157 -0.157	0.000 180.776	0.000 177.074
2	150-800						0.000 -0.025	0.149 20.000	0.143 11.750	0.000 -0.034	0.000 150.554	0.000 131.114
3	150-850	5.374 -81.703	1.024 12.797	1.024 12.797	2.116 -0.010	2.116 -0.010	1.120 -2.464	0.710 242.753	0.713 117.535	0.007 -0.074	0.113 180.170	0.006 165.313
4	150-900						0.710 -2.464	0.717 242.753	0.713 117.536	0.007 -0.074	0.113 180.170	0.006 165.313
5	150-950	5.131 -82.110	1.243 14.142	0.243 16.543	2.116 -0.010	2.116 -0.010	1.055 -2.067	0.710 242.157	0.712 117.533	0.007 -0.074	0.103 157.007	0.007 144.753
6	150-1000						0.710 -2.067	0.722 242.553	0.713 117.524	0.007 -0.074	0.103 157.007	0.007 144.753
7	150-1050	5.074 -82.505	0.191 13.297	0.191 15.757	0.024 117.000	0.024 117.000	0.415 -1.464	0.750 242.000	0.750 116.750	0.000 -0.034	0.103 145.717	0.000 130.000
8	150-1100						0.750 -1.464	0.750 242.000	0.750 116.750	0.000 -0.034	0.103 145.717	0.000 130.000
9	150-1150	0.000 103.277	7.911 21.720	0.000 16.723	0.024 117.000	0.024 117.000	0.537 -1.026	0.750 242.000	0.750 116.750	0.000 -0.034	0.103 145.717	0.000 130.000
10	150-1200						0.750 -1.026	0.750 242.000	0.750 116.750	0.000 -0.034	0.103 145.717	0.000 130.000
11	150-1250	5.422 12.411	0.357 15.545	0.357 18.007	0.024 117.000	0.024 117.000	0.537 -1.026	0.750 242.000	0.750 116.750	0.000 -0.034	0.103 145.717	0.000 130.000
12	150-1300						0.750 -1.026	0.750 242.000	0.750 116.750	0.000 -0.034	0.103 145.717	0.000 130.000

EMPRESA 100 DE TRAVELIN EN LOS 154-23072 C.C. 100 78 3.782370-02 000 0.000000E+01
 C.C. 100 78 3.50294E+01 000 0.000000E+01

ESTUDIO PARA REVALUACIÓN DE BIENES RAÍZ A T 7
MAR, 66

CASO 2

	***** FALLA DE PAZ Nº 4 A HERRERA *****											
	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA3	VA	VII	VC	VAT	VAC	VAA
E FN 150-00	14,815	1,000	0,001	5,137	6,137	5,137	0,000	0,355	0,355	0,552	0,361	0,573
	-05,802	0,000	0,000	-05,802	-05,802	-05,802	0,000	285,836	115,853	0,135	172,723	100,713
DE ATN-000							0,376	0,376	0,557	0,405	0,492	0,470
							-0,369	285,857	116,319	-0,122	181,207	101,505
A ATN-11	1,000	1,000	1,000	2,139	2,139	0,500	0,682	0,358	0,353	0,555	0,380	0,575
	-0,000	12,727	12,727	-05,661	-05,661	-72,393	-1,272	286,121	115,737	-0,503	187,367	106,578
DE ATN-111							0,682	0,358	0,555	0,455	0,380	0,575
							-1,272	286,121	115,737	-0,503	187,367	106,578
A ATN-210	1,000	1,500	1,133	2,139	2,139	0,609	0,705	0,357	0,353	0,555	0,355	0,575
	-05,715	11,900	11,133	-05,661	-05,661	-72,527	-1,059	285,710	114,150	-0,355	187,213	106,010
DE ATN-210							0,705	0,357	0,557	0,465	0,355	0,575
							-1,059	285,710	114,150	-0,355	187,213	106,010
A ATN-113	2,137	3,185	0,141	0,013	0,013	0,173	0,711	0,358	0,353	0,555	0,355	0,575
	01,136	16,652	19,652	-16,736	-16,736	95,012	-1,066	286,188	115,774	-0,373	187,395	106,049
DE ATN-113							0,711	0,358	0,555	0,455	0,355	0,575
							-1,066	286,188	115,774	-0,373	187,395	106,049
A ATN-009	1,000	0,002	0,002	0,013	0,013	0,016	0,717	0,353	0,353	0,555	0,355	0,575
	16,187	172,728	172,728	-16,729	-16,729	96,040	-1,097	286,058	115,737	-0,359	187,081	106,009
DE ATN-009							0,705	0,357	0,557	0,455	0,355	0,575
							-1,097	285,710	114,150	-0,355	187,213	106,010
A ATN-114	1,135	1,163	0,151	0,012	0,012	0,163	0,717	0,353	0,353	0,555	0,355	0,575
	02,500	16,928	19,928	-16,736	-16,736	95,012	-1,072	286,001	115,732	-0,370	187,019	106,009
DE ATN-114							0,712	0,353	0,550	0,465	0,355	0,575
							-1,072	286,001	115,732	-0,370	187,019	106,009
A ATN-004	1,000	0,012	0,012	0,019	1,012	0,004	0,717	0,353	0,353	0,555	0,355	0,575
	-11,026	201,119	200,119	-16,729	-16,729	-85,087	-1,072	286,058	115,732	-0,358	187,081	106,009

IMPUGNANCIA LOS DE INTERVENIR EN EL NUS 150-69 : SEC. 1-1 RA 1-500001-02 JAZ 0-985134-61
SEC. 101 RA 1-30030-02 JAZ 0-951142-01

IMPEDANCIA PARA MICROONDAS DE TRANSMISION A T.M.
 3450.014

***** FOLIA DE PAPE *A* A TILHA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
1.00 ATN=000	0.0000 -0.0000	0.0000 0.0000	0.0000 0.0000	17.5653 -17.5653	17.5653 -17.5653	17.5653 -17.5653	0.0000 0.0000	0.0000 259.073	1.0001 119.736	0.0000 -0.0000	0.5311 191.172	0.5350 177.703
3.00 ATN=000							0.0000 0.0000	0.0000 259.073	1.0001 119.736	0.0000 -0.0000	0.5311 191.172	0.5350 177.703
4.00 ATN=011	11.0055 0.0000	1.0001 -17.616	0.0001 17.616	1.0001 -17.616	1.0001 -17.616	1.0001 -17.616	0.2668 1.657	0.0000 259.073	0.9999 119.736	0.0000 -0.0000	0.5311 191.172	0.5350 177.703
6.00 ATN=011							0.2668 1.657	0.0000 259.073	0.9999 119.736	0.0000 -0.0000	0.5311 191.172	0.5350 177.703
8.00 ATN=010	1.0001 0.0000	0.0001 -17.616	0.0001 17.616	1.0001 -17.616	1.0001 -17.616	1.0001 -17.616	0.2228 1.430	0.0000 259.073	0.9999 119.736	0.0000 -0.0000	0.2950 190.539	0.1960 176.573
10.00 ATN=010							0.2228 1.430	0.0000 259.073	0.9999 119.736	0.0000 -0.0000	0.2950 190.539	0.1960 176.573
12.00 ATN=015	1.0001 0.0000	0.0001 -17.616	0.0001 17.616	1.0001 -17.616	1.0001 -17.616	1.0001 -17.616	0.2776 0.769	0.0000 259.073	0.9999 119.736	0.0000 -0.0000	0.2950 190.539	0.1960 176.573
14.00 ATN=015							0.2776 0.769	0.0000 259.073	0.9999 119.736	0.0000 -0.0000	0.2950 190.539	0.1960 176.573
16.00 ATN=000	1.0001 0.0000	0.0001 -17.616	0.0001 17.616	1.0001 -17.616	1.0001 -17.616	1.0001 -17.616	0.2776 0.769	0.0000 259.073	0.9999 119.736	0.0000 -0.0000	0.2950 190.539	0.1960 176.573
18.00 ATN=010							0.2776 0.769	0.0000 259.073	0.9999 119.736	0.0000 -0.0000	0.2950 190.539	0.1960 176.573
20.00 ATN=015	1.0001 0.0000	0.0001 -17.616	0.0001 17.616	1.0001 -17.616	1.0001 -17.616	1.0001 -17.616	0.2776 0.769	0.0000 259.073	0.9999 119.736	0.0000 -0.0000	0.2950 190.539	0.1960 176.573
22.00 ATN=015							0.2776 0.769	0.0000 259.073	0.9999 119.736	0.0000 -0.0000	0.2950 190.539	0.1960 176.573
24.00 ATN=010	1.0001 0.0000	0.0001 -17.616	0.0001 17.616	1.0001 -17.616	1.0001 -17.616	1.0001 -17.616	0.2776 0.769	0.0000 259.073	0.9999 119.736	0.0000 -0.0000	0.2950 190.539	0.1960 176.573
26.00 ATN=010							0.2776 0.769	0.0000 259.073	0.9999 119.736	0.0000 -0.0000	0.2950 190.539	0.1960 176.573
28.00 ATN=015	1.0001 0.0000	0.0001 -17.616	0.0001 17.616	1.0001 -17.616	1.0001 -17.616	1.0001 -17.616	0.2776 0.769	0.0000 259.073	0.9999 119.736	0.0000 -0.0000	0.2950 190.539	0.1960 176.573
30.00 ATN=015							0.2776 0.769	0.0000 259.073	0.9999 119.736	0.0000 -0.0000	0.2950 190.539	0.1960 176.573

IMPEDANCIA Fc DE TRANSMISSAO EM LUGAR ATN=000 : SFC. 0.0000 10 2.11990E+02 JXC 0.19036E+01
 FC. 0.0000 10 2.13960E+02 JXC 0.19323E+01

ESTUDIO PARA RESERVA DE MANTENIMIENTO EN EL BUS ATN-210
 9000 GV

***** FASE II DE LA FASE PARA LA TIENDA *****

	FA	FB	FC	FA1	FA2	FA3	VA	VB	VC	VAV	VAV	VA'
F EN ATN-210	81,971	1,000	0,001	11,750	11,680	11,640	0,000	0,011	0,010	0,010	0,010	0,010
	-81,971	1,000	0,001	-80,771	-80,791	-80,791	0,000	29,332	110,810	-0,110	100,200	178,975
07 ATN-210							0,391	0,011	0,010	0,010	0,010	0,010
							-0,310	29,332	110,810	-0,110	100,200	178,975
A ATN-211	73,867	1,000	0,001	8,111	8,111	8,290	0,110	0,011	0,010	0,010	0,010	0,010
	-82,867	82,868	0,001	-80,616	-80,616	-80,629	101,091	29,010	110,152	-0,292	100,100	172,902
07 ATN-211							0,110	0,011	0,010	0,010	0,010	0,010
							-101,091	29,010	110,152	-0,292	100,100	172,902
A ATN-210	73,867	1,000	0,001	8,111	8,111	8,030	0,000	0,011	0,010	0,010	0,010	0,010
	-80,100	81,788	0,001	-80,616	-80,616	-80,630	0,000	29,332	110,810	-0,110	100,200	178,975
07 ATN-210							0,000	0,011	0,010	0,010	0,010	0,010
							0,000	29,332	110,810	-0,110	100,200	178,975
A ATN-211	1,000	1,000	0,000	0,000	0,000	1,070	0,000	0,000	0,011	0,011	0,000	0,010
	80,000	82,000	0,000	111,200	111,200	89,250	1,000	29,000	107,500	-0,100	100,100	170,000
07 ATN-211							0,000	0,011	0,010	0,010	0,010	0,010
							0,000	29,000	107,500	-0,100	100,100	170,000
A ATN-210	1,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,110	0,000	0,011	0,010	0,011	0,000	0,010
	100,000	100,000	0,000	111,200	111,200	93,000	2,397	29,000	107,500	-0,200	100,000	170,000
07 ATN-210							0,000	0,011	0,010	0,010	0,010	0,010
							0,000	29,000	107,500	-0,200	100,000	170,000
A ATN-210	1,000	1,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,011	0,010	0,011	0,000	0,010
	81,000	81,000	0,000	111,200	111,200	89,200	1,000	29,000	107,500	-0,100	100,000	170,000
07 ATN-210							0,000	0,011	0,010	0,010	0,010	0,010
							0,000	29,000	107,500	-0,100	100,000	170,000
A ATN-210	1,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,011	0,010	0,011	0,000	0,010
	120,000	120,000	0,000	111,200	111,200	250,000	2,397	29,000	107,500	-0,200	100,000	170,000

IMPEDANCIA EN EL MOVIMIENTO EN EL BUS ATN-210 : SFC. (1) = 0,20077E-01
 SFC. (2) = 0,10038E-01

REVENUE DATA OF STATES OF GUJARAT & TN
 MAX. DEN (RS) A

YEAR	1954-55			1955-56			1956-57			1957-58			1958-59		
	TA	TA	TC	TA	TA	TC	TA	TA	TC	TA	TA	TC	TA	TA	TC
1954-55	20,117	1,300	0.003	4,378	4,378	4,378	0.000	0,112	0,112	0,555	0,557	0,557	0,557	0,557	0,557
1955-56	20,557	1,600	0.003	4,552	4,552	4,552	0.000	2,175	11,715	-0,711	180,549	1,71,715	1,71,715	1,71,715	1,71,715
1956-57	1,101	1,750	1,750	1,200	1,200	1,200	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111
1957-58	10,557	15,557	15,557	10,650	10,650	10,650	-3,828	28,678	110,818	-1,315	1,55,659	1,55,659	1,55,659	1,55,659	1,55,659
1958-59	1,101	1,750	1,750	1,200	1,200	1,200	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111
1959-60	10,557	15,557	15,557	10,650	10,650	10,650	-3,828	28,678	110,818	-1,315	1,55,659	1,55,659	1,55,659	1,55,659	1,55,659
1960-61	1,101	1,750	1,750	1,200	1,200	1,200	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111
1961-62	10,557	15,557	15,557	10,650	10,650	10,650	-3,828	28,678	110,818	-1,315	1,55,659	1,55,659	1,55,659	1,55,659	1,55,659
1962-63	1,101	1,750	1,750	1,200	1,200	1,200	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111
1963-64	10,557	15,557	15,557	10,650	10,650	10,650	-3,828	28,678	110,818	-1,315	1,55,659	1,55,659	1,55,659	1,55,659	1,55,659
1964-65	1,101	1,750	1,750	1,200	1,200	1,200	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111
1965-66	10,557	15,557	15,557	10,650	10,650	10,650	-3,828	28,678	110,818	-1,315	1,55,659	1,55,659	1,55,659	1,55,659	1,55,659
1966-67	1,101	1,750	1,750	1,200	1,200	1,200	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111
1967-68	10,557	15,557	15,557	10,650	10,650	10,650	-3,828	28,678	110,818	-1,315	1,55,659	1,55,659	1,55,659	1,55,659	1,55,659
1968-69	1,101	1,750	1,750	1,200	1,200	1,200	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111
1969-70	10,557	15,557	15,557	10,650	10,650	10,650	-3,828	28,678	110,818	-1,315	1,55,659	1,55,659	1,55,659	1,55,659	1,55,659

IMPEDANCIA (RS) DE INVENIR EN EL BUS 154-250 : SFC. 103 2 3,49807-02 J87 0,386130-01
 SFC. 103 3 3,49807-02 J87 0,340592-01

CONTINIO PARA RESALDOS DE CUENCO Y A T O
 1959 A

***** TABLA DE PAIS *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA6	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA6
A 470-00	10.000	0.000	0.000	0.112	0.112	0.112	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
DE 470-000	-00.000	0.000	0.000	-00.000	-00.000	-00.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
A 470-11	0.000	1.000	1.000	0.100	0.100	0.100	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
DE 470-111	-00.000	0.000	0.000	-00.000	-00.000	-00.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
A 470-30	0.000	1.000	1.000	0.100	0.100	0.100	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
DE 470-300	-00.000	0.000	0.000	-00.000	-00.000	-00.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
A 470-15	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
DE 470-151	-00.000	0.000	0.000	-00.000	-00.000	-00.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
A 470-09	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
DE 470-090	-00.000	0.000	0.000	-00.000	-00.000	-00.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
A 470-14	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
DE 470-141	-00.000	0.000	0.000	-00.000	-00.000	-00.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
A 470-09	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
DE 470-090	-00.000	0.000	0.000	-00.000	-00.000	-00.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

IMPRESORIA S. DE TRAYENIN EN EL CUS 150-09 1 C.C. 101 H. 3.500010-02 J.R. 0.500010-01
 C.C. 101 H. 3.500010-02 J.R. 0.500010-01

MEMORIO PARA RECONSTRUCCION DE MEMORIO EN A T V

MAR. 68

CASO 5

***** FALLA DE FASE *** A TIEMPO *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA3	VA	VB	VC	VAI	VAB	VAC
M ATN-800	0.000 -95.510	0.000 0.000	0.000 0.000	18.358 -95.510	18.358 -95.510	18.358 -95.510	0.000 0.000	0.956 281.788	0.957 117.815	0.957 -0.958	0.958 180.891	0.958 178.091
M ATN-800							0.000 0.000	0.956 281.788	0.957 117.815	0.957 -0.958	0.958 180.891	0.958 178.091
A ATN-811	0.000 95.513	0.000 89.580	0.000 89.580	1.134 95.261	1.134 95.261	0.359 90.433	0.160 2.632	0.957 286.072	0.957 117.778	0.958 -0.958	0.958 180.970	0.958 178.090
E ATN-811							0.160 2.632	0.957 286.072	0.957 117.778	0.958 -0.958	0.958 180.970	0.958 178.090
A ATN-850	0.000 95.263	1.007 91.835	1.007 91.835	1.134 95.261	1.134 95.261	2.185 90.183	0.181 2.015	0.957 285.929	0.959 117.939	0.957 -0.955	0.957 180.867	0.958 177.173
M ATN-800							0.000 0.000	0.956 281.788	0.957 117.815	0.957 -0.958	0.958 180.891	0.958 178.091
A ATN-812	0.000 92.051	0.000 89.173	0.000 89.173	1.160 95.261	1.160 95.261	0.929 90.071	0.184 2.051	0.957 285.955	0.958 117.933	0.957 -0.958	0.957 180.858	0.958 177.183
M ATN-812							0.184 2.051	0.957 285.955	0.958 117.933	0.957 -0.958	0.957 180.858	0.958 177.183
A ATN-850	0.000 95.263	1.007 89.791	1.007 89.791	1.160 95.262	1.160 95.262	2.625 92.688	0.181 2.015	0.957 286.071	0.959 117.939	0.957 -0.955	0.957 180.867	0.958 177.173
M ATN-850							0.181 2.015	0.957 286.071	0.959 117.939	0.957 -0.955	0.957 180.867	0.958 177.173
A ATN-813	0.000 87.093	1.001 86.988	1.001 86.988	0.006 109.189	0.006 109.189	1.477 87.781	0.200 1.371	0.957 286.753	0.957 118.021	0.957 -0.958	0.957 180.295	0.958 178.079
M ATN-813							0.200 1.371	0.957 286.753	0.957 118.021	0.957 -0.958	0.957 180.295	0.958 178.079
A ATN-850	0.000 100.188	0.013 91.980	0.013 91.980	0.006 113.131	0.006 109.151	0.006 100.233	0.204 1.658	0.957 286.772	0.957 118.021	0.957 -0.958	0.957 180.213	0.958 178.085

IMPEDANCIA C.A. DE TRANSMISION EN EL BUS ATN-800 : SEC. (A) MZ 3.120584-32 JAR 0.184938-31
 SEC. (B) MZ 3.120584-32 JAR 0.165098-01

RESUMO PARA O SÁBADO DE NUNDAI U A I U
MAY GEN 1950

	***** TABELA DE NUNDAI U A I U *****			***** TABELA DE NUNDAI U A I U *****			***** TABELA DE NUNDAI U A I U *****			***** TABELA DE NUNDAI U A I U *****		
	IA	IB	IC	IA	IB	IC	IA	IB	IC	IA	IB	IC
F 10 AFN-10	87,821 -86,298	3,030 0,000	0,000 0,001	17,807 -86,298	17,807 -86,298	17,807 -86,298	0,000 0,000	0,151 248,701	0,750 110,956	0,612 -0,291	0,388 140,379	0,275 178,600
10 AFN-10							0,261 3,136	0,197 248,019	0,492 118,953	0,720 0,120	0,288 178,697	0,113 178,697
4 AFN-11	17,807 -87,007	3,030 -87,926	0,000 0,001	17,807 -87,007	17,807 -87,007	17,807 -87,007	0,000 182,296	0,151 248,019	0,750 111,070	0,612 -0,397	0,388 140,379	0,275 178,600
11 AFN-11							0,000 182,296	0,152 248,019	0,750 111,070	0,612 -0,397	0,388 140,379	0,275 178,600
A AFN-10	17,807 -87,007	3,030 -87,926	0,222 -87,007	3,030 -87,926	3,030 -87,926	3,030 -87,926	0,000 0,000	0,751 248,701	0,750 110,956	0,112 -0,291	0,388 140,379	0,275 178,600
10 AFN-10							0,261 3,136	0,197 248,019	0,492 118,953	0,720 0,120	0,288 178,697	0,113 178,697
A AFN-12	17,807 -87,007	3,030 -87,926	3,213 -87,926	3,030 -87,926	3,030 -87,926	3,213 -87,926	0,007 182,296	0,151 248,701	0,750 110,956	0,607 -0,291	0,388 140,379	0,275 178,600
12 AFN-12							0,007 182,296	0,151 248,701	0,750 110,956	0,607 -0,291	0,388 140,379	0,275 178,600
A AFN-10	17,807 -87,007	3,030 -87,926	0,151 -87,926	3,030 -87,926	3,030 -87,926	4,853 -86,933	0,000 0,000	0,151 248,701	0,750 110,956	0,112 -0,291	0,388 140,379	0,275 178,600
10 AFN-10							0,000 0,000	0,151 248,701	0,750 110,956	0,112 -0,291	0,388 140,379	0,275 178,600
A AFN-11	17,807 -87,007	3,030 -87,926	1,844 -87,926	0,151 -87,926	0,151 -87,926	1,844 -87,926	0,007 2,507	0,151 251,817	0,750 107,950	0,112 -0,070	0,388 140,379	0,275 178,600
11 AFN-11							0,007 2,507	0,151 251,817	0,750 107,950	0,112 -0,070	0,388 140,379	0,275 178,600
A AFN-10	17,807 -87,007	0,000 -87,007	0,000 -87,007	0,151 -87,007	0,151 -87,007	0,000 -87,007	0,000 3,030	0,151 251,817	0,750 108,017	0,112 0,000	0,388 140,379	0,275 178,600

IMPEDANCIA %3. DE TAVENEN EN EL MUS AFN-10 : %C. 03 Hs 7,1430E+02 Jss 0,26559E+01
%C. 101 Hs 1,12370E+2 Jss 0,14020E+01

ESTUDIO PARA RESERVA DE ENERGIA A 110
444 GEN 1959 A

***** FALLA DE FASE "A" A TIEMPO *****

	IA	IB	IC	IAI	IAB	IAC	VA	VH	VF	VBI	VCI	VFI
M 150-110	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	281.631	118.520	-0.000	100.000	100.000
M 110-100							0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
							-1.512	285.767	118.267	-0.000	102.000	102.000
A 110-111	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	-0.000	-1.190	287.007	111.932	-0.000	101.751	101.751
M 110-111							0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
							-3.190	287.747	111.732	-0.000	103.751	103.751
A 110-110	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	-0.000	-2.789	287.888	112.251	-0.000	103.613	103.613
M 110-100							0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
							-3.572	285.567	118.267	-0.000	102.000	102.000
A 110-112	1.000	1.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	-0.000	-2.825	287.830	112.228	-0.000	103.627	103.627
M 110-112							0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
							-2.825	287.830	112.228	-0.000	103.627	103.627
A 110-110	1.000	1.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	-0.000	-2.789	287.888	112.251	-0.000	103.613	103.613
M 110-110							0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
							-2.779	287.888	112.251	-0.000	103.613	103.613
A 110-111	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.601	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
M 110-111							0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
							-0.601	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
A 110-110	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-2.701	288.017	111.513	-0.000	103.775	103.775

IMPEDANCIA FA DE IMPEDANCIA EN EL BUS ISN-230 : SEC. (A) R1 = 0.340997-02 J1 = 0.370377-01
SEC. (B) R1 = 0.461822-02 J1 = 0.329851-01

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

EDITH CLARKE. "CIRCUIT ANALYSIS OF AC POWER SYSTEM". VOLUMEN I, VOLUMEN II. EDITORIAL GENERAL ELECTRIC COMPANY, USA 1960.

PAUL M. ANDERSON. "ANALYSIS OF FAULTED POWER SYSTEM". EDITORIAL IOWA STATE PRESS, USA 1973.

WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. "APPLIED PROTECTIVE RELAYING". EDITORIAL WESTINGHOUSE, NEW JERSEY 1976.

VAN C. WARRINGTON. "PROTECTIVE RELAYS". EDITORIAL CHAPMAN AND HALL, LONDON 1979.

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD. "ESQUEMAS DE PROTECCION ELECTRICA". EDITORIAL CFE, MEXICO 1981.

OLLE I. ELGERD. "ELECTRIC SYSTEMS THEORY". EDITORIAL MC. GRAW HILL BOCH COMPANY, NEW YORK 1982.

WILLIAM D. STEVENSON. "ELEMENTS OF POWER SYSTEM ANALYSIS". EDITORIAL MC. GRAW-HILL COMPANY, NEW YORK 1982.

C. RUSSELL MASON. "EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCION - POR RELEVADORES". EDITORIAL CECSA, MEXICO 1982.

J. LEWIS BLACKBURN. "PROTECTIVE RELAYING". EDITORIAL MARCEL DEKKER INC., NEW YORK 1987.

GEC MEASUREMENTS. "PROTECTIVE RELAYS". EDITORIAL BALDING + MANSEL, LONDON 1987.