

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

SELECCION Y PROTECCION DE REACTORES
EN SISTEMAS DE POTENCIA

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICO
EN LA ESPECIALIZACION DE POTENCIA

ROBERTO FERNANDO MONTESINOS MAWYIN



QUITO, ABRIL 1985 -

Certifico que el presente trabajo
de tesis ha sido realizado en
forma total por el señor
Roberto Fernando Montesinos Mawyín

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Victor H. Orjuela". The signature is fluid and cursive, with a long horizontal stroke at the beginning.

AGRADECIMIENTO

Mi agradecimiento al
Sr. Ing. Víctor Orejuela,
por la ayuda prestada en
el desarrollo de la tesis.

DEDICATORIA

A mis queridos Padres,
Esposa, Hija y Hermanos.

RECONOCIMIENTO

A la señora Rosario de Lafebre
al Econ. Bolívar Velástegui y
señora, por el apoyo mo-
ral brindado

INDICE GENERAL

| | PAG. |
|--|------|
| CAPITULO I | |
| 1.1. Introducción | 1 |
| 1.2. Objetivo y alcance | 2 |
| 1.3. Definición de términos | 2 |
| CAPITULO II | |
| 2.1. Generalidades | 7 |
| 2.1.1. Líneas de transmisión | 8 |
| 2.1.2. Transformadores | 9 |
| 2.1.3. Cables | 10 |
| 2.1.4. Cargas | 10 |
| 2.2. Relación entre la Tensión y la Potencia Reactiva | 10 |
| 2.3. Relación entre la tensión, potencia activa y reactiva en una barra | 12 |
| 2.4. Generador Sincrónico | 14 |
| 2.4.1. Reguladores de voltaje | 15 |
| 2.5. Inyección de potencia reactiva | 17 |
| 2.5.1. Reactores en derivación (Shunt) | 17 |
| 2.5.2. Capacitores (Shunt) | 18 |
| 2.5.3. Condensadores sincrónicos | 18 |
| 2.5.4. Capacitores en Serie | 18 |
| 2.6. Transformador con cambio de taps | 19 |
| 2.7. Uso combinado de transformador con cambio de taps e inyección de potencia reactiva | 24 |
| 2.8. Compensadores estáticos | 25 |

CAPITULO III

| | |
|--|----|
| 3.1. Generalidades | 27 |
| 3.1.1. Definición | 27 |
| 3.1.2. Capacidad del Reactor | 27 |
| 3.1.3. Clasificación | 28 |
| 3.1.4. Componentes Eléctricos | 30 |
| 3.1.5. Características Eléctricas | 35 |
| 3.1.6. Pruebas dieléctricas y clases de aislamientos | 36 |
| 3.2. Aplicación y Ubicación | 38 |
| 3.2.1. Aplicación | 38 |
| 3.2.2. Ubicación | 39 |
| 3.2.3. Sitios de Aplicación | 40 |
| 3.2.4. Ventajas y desventajas | 41 |
| 3.2.5. Requerimientos generales | 41 |
| 3.3. Conexiones | 46 |
| 3.4. Costos | 47 |

CAPITULO IV

| | |
|---|----|
| 4.1. Generalidades | 50 |
| 4.1.1. Tipos de Protección | 50 |
| 4.1.2. Protección Térmica | 51 |
| 4.1.2.1. Protección mediante Imagen Térmica | 51 |
| 4.1.2.2. Relés Térmicos | 52 |
| 4.1.3. Protección Buchholz | 53 |
| 4.1.4. Protección por Sobrecorriente | 57 |
| 4.1.5. Protección Diferencial | 58 |
| 4.1.6. Protección Contra Sobrevoltajes | 62 |

| | PAG. |
|---|------|
| 4.2. Control (Generalidades) | 63 |
| 4.2.1. Esquema de Control | 64 |
| 4.2.1.1. Control de Voltaje | 64 |
| 4.2.1.2. Control de Corriente | 66 |
| 4.2.1.3. Control de Potencia Reactiva | 67 |
| 4.2.1.4. Control de tiempo | 68 |
| 4.2.1.5. Control manual | 68 |
| 4.2.2. Mecanismo de Operación | 68 |
| 4.2.3. Otros Controles | 69 |
| CAPITULO V | |
| 5.1. Generalidades | 71 |
| 5.1.1. Datos del sistema | 71 |
| 5.2. Requerimientos de reactivos | 71 |
| 5.2.1. Flujo de carga para mínima demanda | 72 |
| 5.2.2. Energización de línea | 73 |
| 5.3. Selección de equipos | 74 |
| 5.3.1. Criterios técnicos y económicos | 74 |
| 5.3.2. Características del reactor seleccionado | 78 |
| 5.4. Protección | 79 |
| 5.4.1. Ajuste | 81 |
| 5.5. Control | 88 |
| 5.6. Costos | 89 |
| CAPITULO VI | |
| Conclusiones | 105 |
| Recomendaciones | 106 |
| ANEXO I | |

INDICE DE FIGURAS

| | PAG. |
|---|------|
| I.1.1. Voltaje, corriente y potencia en un circuito monofásico .. | 3 |
| I.1.2. Potencia activa y reactiva en un circuito inductivo | 4 |
| I.1.3. Potencia activa y reactiva en un circuito capacitivo | 5 |
| II.2.1. Balance de potencia reactiva de una línea de transmisión . | 9 |
| II.2.2. Caída de tensión en una impedancia serie | 11 |
| II.2.3. Generador sincrónico | 14 |
| II.2.4. Regulador de voltaje | 16 |
| II.2.5. Esquema de un transformador con cambio de tap en vacío ... | 19 |
| II.2.6. Transformador con cambio de tap bajo carga | 20 |
| II.2.7. Transformador con tomas, en serie con una línea de trans- misión | 21 |
| II.2.8. Línea de transmisión con transformador con tomas a cada lado de la línea | 22 |
| II.2.9. Esquema de un transformador con cambio de tap en combina- ción con un compensador sincrónico | 25 |
| II.2.10. Equipo de Compensación estático | 25 |
| II.2.11. Compensador Estático controlado por Thyristores | 26 |
| III.3.1. Núcleo en forma de columna | 31 |
| III.3.2. Reactor trifásico | 31 |
| III.3.3. Armadura, tirante, resortes | 32 |
| III.3.4. Aplicación del reactor al energizar una línea | 39 |
| III.3.5. Conexiones del reactor | 46 |
| III.3.6. Pérdidas del reactor | 49 |
| III.3.7. Costo del reactor | 49 |
| IV.4.1. Partes componentes de la imagen térmica | 52 |
| IV.4.2. Ubicación del Relé Buchholz | 53 |

| | PAG. |
|---|------|
| IV.4.3. Funcionamiento normal del relé Buchholz | 54 |
| IV.4.4. Funcionamiento del relé Buchholz ante un defecto poco importante | 55 |
| IV.4.5. Funcionamiento del relé Buchholz ante una falla grave | 56 |
| IV.4.6. Protección por sobrecorriente | 58 |
| IV.4.7. Protección diferencial del reactor | 59 |
| IV.4.8. Protección diferencial de un reactor trifásico, mediante tres relés | 60 |
| IV.4.9. Protección diferencial de un reactor trifásico, mediante un relé trifásico | 60 |
| IV.4.10. Protección diferencial de un reactor trifásico, con un relé de simple fase | 60 |
| IV.4.11. Protección diferencial de un reactor monofásico | 61 |
| IV.4.12. Protección diferencial de un reactor trifásico con llegada a 4 terminales | 61 |
| IV.4.13. Protección diferencial de un reactor trifásico, con llegada a 4 terminales, con relés de sobrecorriente para las fases | 62 |
| IV.4.14. Protección de los reactores contra sobrevoltajes mediante pararrayos | 63 |
| IV.4.15. Control de voltaje | 65 |
| IV.4.16. Control de corriente | 66 |
| IV.4.17. Control de reactivos | 67 |
| IV.4.18. Conexión y desconexión del reactor en función de la variación de voltaje | 70 |
| V.5.1. Configuración reducida del Sistema Nacional Interconectado. | 97 |
| V.5.2. Diagrama unifilar del sistema usado para flujos de carga .. | 98 |
| V.5.3. Energización de la línea de transmisión desde un extremo .. | 98 |
| V.5.4. Representación de una línea de transmisión | 99 |

| | | |
|---------|---|-----|
| V.5.5. | Curvas de tensión al energizar la línea Paute-Pascuales | 99 |
| V.5.6. | Diagrama unifilar y circuito equivalente del reactor conectado a la línea | 100 |
| V.5.7. | Diagrama unifilar y circuito equivalente del reactor conectado al devanado terciario | 100 |
| V.5.8. | Elementos que hacen la posición del reactor | 101 |
| V.5.9. | Protección del reactor 3 ϕ mediante 3 relés diferencia- les tipo CA | 101 |
| V.5.10. | Diagrama unifilar de la protección del reactor | 102 |
| V.5.11. | Características de tiempo del relé CA (87) | 103 |
| V.5.12. | Burden para relés 87-CA | 103 |
| V.5.13. | Características de tiempo del relé IFC - 77A | 104 |

INDICE DE TABLAS

PAG.

| | |
|--|----|
| III.3.1. Clases de aislamientos y pruebas dieléctricas para reactores de aire | 37 |
| III.3.2. Clases de aislamientos y pruebas dieléctricas para reactores de aceite | 37 |
| III.3.3. Temperatura promedio del aire de enfriamiento a capacidad nominal | 42 |
| III.3.4. Factor de corrección de la capacidad de los reactores para alturas mayores a 1000 metros | 43 |
| III.3.5. Factores de corrección de rigidez dieléctrica para alturas mayores a los 1000 metros | 44 |
| III.3.6. Límites de la elevación de temperatura (sobre la temperatura ambiente) para operación continua del reactor a una tensión del 105% del valor nominal | 45 |
| III.3.7. Valores en % de los costos adicionales usados en la evaluación económica | 48 |
| V.5.1. Datos de línea | 90 |
| V.5.2. Datos de Entrada para el Programa de flujos de carga ... | 91 |
| V.5.3. Resultados del flujo de carga | 92 |
| V.5.4. Valores de Voltaje en las diferentes localidades | 93 |
| V.5.5. Costo del reactor (FOB) | 93 |
| V.5.6. Costos anuales y totales por pérdidas | 93 |
| V.5.7. Costos anuales y totales por operación y mantenimiento . | 94 |
| V.5.8. Costo por posición (US\$) | 94 |
| V.5.9. Costos adicionales (US\$) | 94 |
| V.5.10. Costos totales finales (US\$) | 95 |

| | | |
|---------|---|----|
| V.5.11. | Designación standard de la carga para T.C. | |
| | a 60 HZ y 5 amperios | 95 |
| V.5.12. | Costo total correspondiente a la instalación de un reactor de aceite, de 17 MVAR, 13.8 KV | 96 |

CAPITULO I

1.1. INTRODUCCION

Debido a la creciente demanda en nuestro medio en lo relacionado al consumo de energía eléctrica, el gobierno nacional en coordinación con INECEL están empeñados en satisfacer dicha demanda a través de varios proyectos hidroeléctricos para evitar el uso de un recurso no renovable y costoso, como es el petróleo.

Para cumplir con esta meta es necesario adoptar ciertas técnicas que permitan transportar la energía eléctrica de manera conveniente, por ejemplo, elevando el nivel de tensión para transmitir grandes cantidades de potencia sobre largas distancias, como en nuestro caso, que por la ubicación geográfica de las centrales hidroeléctricas, es necesario el empleo de líneas de transmisión de alta tensión y de considerable longitud (líneas largas).

Tanto el nivel de voltaje como la capacitancia propia de la línea contribuyen a la generación de reactivos que tienden a elevar el nivel de tensión en el sistema, siendo necesario el uso de ciertos dispositivos eléctricos que compensen dichos reactivos mediante extracción de corriente inductiva, para que el valor del voltaje permanezca dentro de límites previstos.

Entre otros elementos de compensación de reactivos se tiene el reactor, el cual es conectado en derivación a los sistemas eléctricos de potencia con el fin de compensar la corriente capacitiva de las líneas de transmisión, cables, etc.

1.2. OBJETIVO Y ALCANCE

El objetivo del presente trabajo de tesis, es realizar una apropiada protección y una evaluación técnica y económica para la selección y aplicación del reactor a un determinado sistema de transmisión que necesite compensación de reactivos. Como ejemplo se tomará, una determinada zona del sistema nacional interconectado (capítulo 5).

Para alcanzar este objetivo se mencionan algunos métodos de control de voltaje y ciertos criterios relacionados al comportamiento de algunos elementos componentes de un sistema eléctrico en relación a la potencia reactiva (cap. 2). Después se define el reactor como elemento de compensación de reactivos, se hace una clasificación de los diferentes tipos de reactores, se mencionan sus conexiones y aplicaciones (cap. 3). Además se presentan varios esquemas relacionados a la protección y control de los reactores (cap. 4), y se anotan criterios económicos para determinar el costo correspondiente a la instalación del banco de reactores.

Fuera del alcance del presente trabajo están, entre otros temas, estudios adicionales como: diseño y construcción de reactores, evaluación económica comparada con otros métodos de compensación de reactivos, etc

1.3. DEFINICION DE TERMINOS

Antes de comenzar el análisis y los requerimientos de reactivos de un determinado sistema de potencia, es conveniente recordar lo que significa la potencia reactiva en un circuito en general, y definir el signo de dicha potencia.

En una red de corriente alterna, si el voltaje se toma como:

$v = \sqrt{2} \cdot V \cdot \text{Sen}(Wt)$ y la corriente que circula se toma por

$i = \sqrt{2} \cdot I \cdot \text{Sen}(Wt - \phi)$, la potencia instantánea está dado por:

$$p = v \cdot i = 2 \cdot V \cdot I \cdot \text{Sen}(Wt) \cdot \text{Sen}(Wt - \phi) \quad (\text{Ec. 1.1.})$$

por relaciones trigonométricas conocidas, se obtiene:

$$p = V \cdot I [\text{Cos} \phi - \text{Cos}(2Wt - \phi)] \quad (\text{Ec. 1.2.})$$

$$p = V \cdot I \cdot \text{Cos} \phi - \underbrace{(V \cdot I \cdot \text{Cos} \phi)}_x \text{Cos } 2Wt - \underbrace{(V \cdot I \cdot \text{Sen} \phi)}_y \text{Sen } 2Wt \quad (\text{Ec. 1.3.})$$

$$p = \underbrace{V \cdot I \cdot \text{Cos} \phi (1 - \text{Cos } 2Wt)}_x - \underbrace{V \cdot I \cdot \text{Sen} \phi \cdot \text{Sen } 2Wt}_y \quad (\text{Ec. 1.4.})$$

donde V, I son valores r.m.s. y además $P = V \cdot I \cdot \text{Cos} \phi$, $Q = V \cdot I \cdot \text{Sen} \phi$ (ver fig. 1.1.)

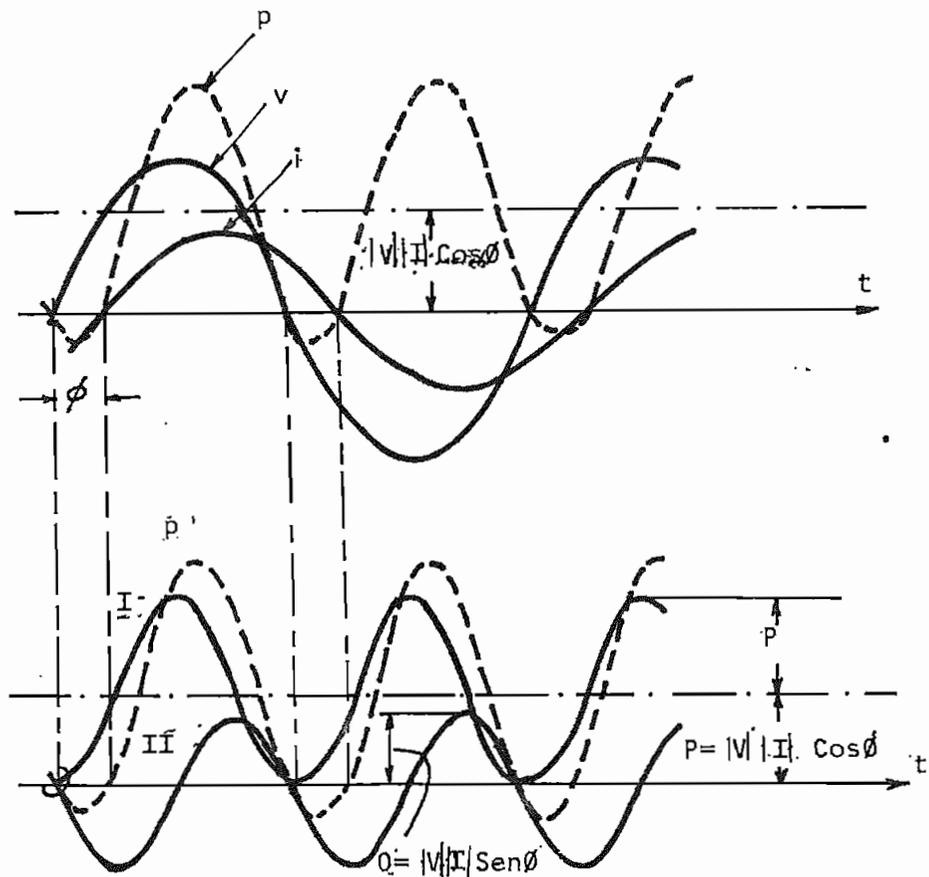


FIGURA 1.1 VOLTAJE, CORRIENTE Y POTENCIA EN UN CIRCUITO DE SIMPLE FASE (2)

En la ecuación 1.3., el primer término representa la potencia promedio fluyendo hacia la carga, el segundo y tercer término representan flujos de potencia oscilantes de doble frecuencia dispuestas ortogonalmente en el tiempo (1).

Si la carga se dispone como un circuito paralelo RL (fig. 1.2.) la rama R tomará una corriente activa $I_p = I \cdot \cos \phi$ consumiendo una potencia activa $P = V \cdot I \cdot \cos \phi$, y una potencia $P \cdot \cos 2\omega t$ oscilará entre la fuente y la rama R. La rama L tomará una corriente reactiva en atraso igual a $I_q = I \cdot \sin \phi$ y una potencia $Q \cdot \sin 2\omega t$ oscilará entre la fuente y la rama L (1).

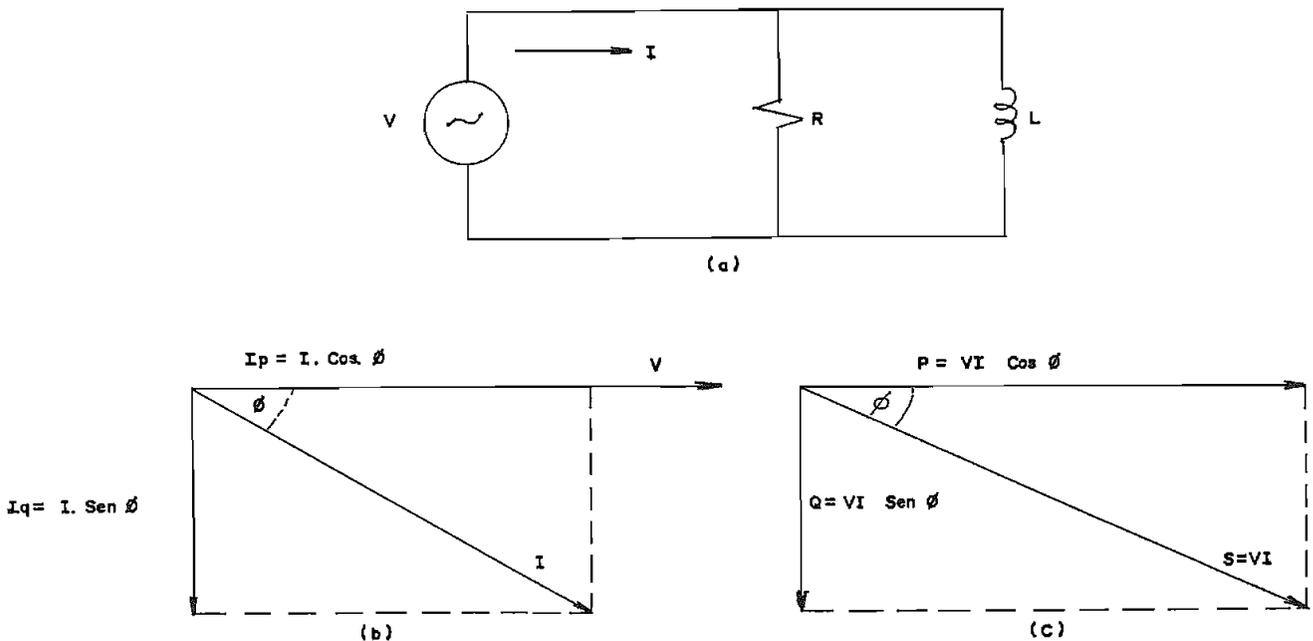


FIGURA 1.2 Potencia activa y reactiva en un circuito inductivo.
 a) Circuito paralelo RL.
 b) Componentes de la corriente
 c) Potencia activa y reactiva en una carga inductiva.

Si la carga es un circuito paralelo RC (fig. 1.3.), la componente activa de la corriente estará en fase con la correspondiente al circuito inductivo debido a que en ambos circuitos la dirección del flujo de potencia activa es el mismo. En cambio las componentes reactivas de las corrientes estarán en fases opuestas, al igual que las respectivas potencias oscilantes de doble frecuencia (1).

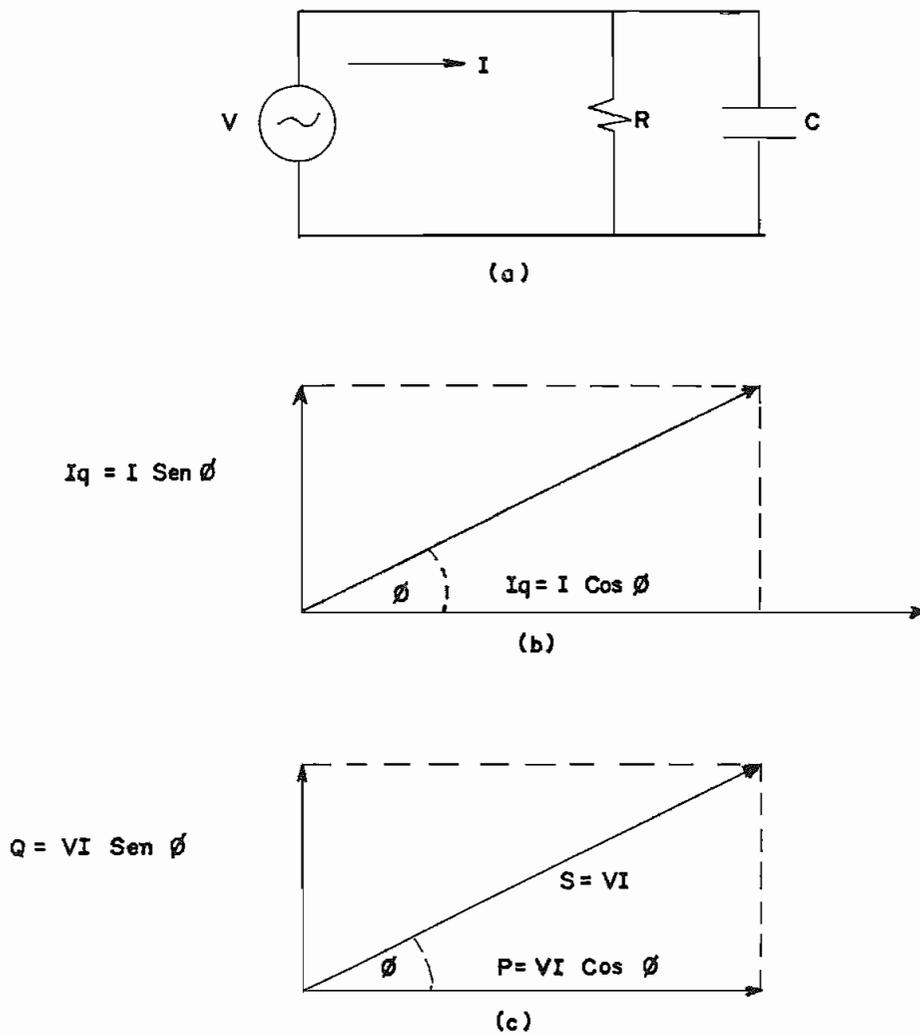


FIGURA 1.3 Potencia activa y reactiva en un circuito capacitivo
 a) Circuito paralelo RC
 b) Componentes de la corriente
 c) Potencia activa y reactiva en una carga capacitiva

La potencia $Q = V.I.\text{Sen}\phi$ se denomina potencia reactiva del circuito y su unidad es el VAR (voltios-amperios-reativos). Por acuerdo internacional, los vars (en atraso) tomados por una carga inductiva son considerados como positivos, mientras los vars (en adelanto) tomados por una carga capacitiva, son negativos. Es decir, un capacitor es un generador de vars positivos y permite mejorar el factor de potencia de una carga inductiva (1).

Para el caso de motores, si operan a factor de potencia en atraso o inductivo (subexcitado) se dice que consumen vars, y si operan a factor de potencia en adelanto o capacitivo (sobrexcitado) generan vars (1).

En relación a una línea de transmisión, se considera que éstas consumen vars en una cantidad dada por $I^2 \cdot X_L$, donde $X_L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L$ y L es la inductancia en serie de la línea. Además debido a la capacitancia propia, la línea genera vars en una cantidad dada por V^2/X_C siendo $X_C = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot C}$, y C la capacitancia propia de la línea (1).

En sistemas de potencia se acostumbra referirse solo a los vars en atraso y omitir los de adelanto para evitar confusiones, además para referirse a los vars en atraso se dirá únicamente vars. Es decir, si una estación genera a factor de potencia en atraso (sobrexcitado) se dice que envía watts y vars, y si trabaja a factor de potencia en adelanto (subexcitado) se considera que envía watts pero importa vars. En conclusión una máquina sincrónica importa o exporta vars según esté subexcitada o sobrexcitada respectivamente (1).

CAPITULO II

2.1. GENERALIDADES

Cuando un sistema eléctrico de potencia opera en condiciones de estado estable, es muy importante mantener un apropiado balance tanto en la potencia activa como en la potencia reactiva. Es decir, la generación de potencia activa debe ser igual a la potencia efectiva de consumo más las pérdidas, con el fin de obtener una frecuencia constante; de manera similar debe existir un buen acoplamiento entre el balance de potencia reactiva y la tensión, por que si la magnitud de la tensión en una barra varía, significa que el balance de potencia reactiva (o reactivos) no se cumple en dicha barra (3).

En general el balance de potencia activa se lo hace mediante las unidades generadoras (cantidad de vapor o agua admitida en las turbinas), mientras que el balance de potencia reactiva se efectúa ya sea en base al control en la excitación de los generadores, como también con la ayuda de ciertos elementos compensadores de reactivos tales como: capacitores, reactores, máquinas sincrónicas, etc. (3)

Normalmente el propósito del control de voltaje en estado estable, es mantener la tensión de transmisión en las barras dentro de un pequeño rango alrededor del voltaje nominal. Existen varios métodos de control de voltaje a nivel de transmisión, tal como se indica a continuación:

- Mediante control en la excitación de los generadores (ver 2.4.1.)
- Mediante el uso de elementos compensadores de reactivos (ver 2.5.)
- Variando la relación de vueltas en los transformadores a base de

cambiadores de taps (ver 2.6.)

A continuación se mencionan ciertas características de algunos elementos componentes de un sistema eléctrico de potencia en relación a la potencia reactiva.

2.1.1. Líneas de transmisión

Según la carga que transmitan, producen o absorben reactivos. Cuando la línea es altamente cargada, consume potencia reactiva en una cantidad dada por:

$$Q \text{ absorbidos} = I^2 \cdot X \text{ [VARS]} \quad (\text{Ec. 2.1.})$$

donde, I = corriente en la línea [AMP]

X = reactancia/fase [Ω]

En cambio si la línea es ligeramente cargada, generará reactivos debido a la capacitancia propia de la línea. Esto se conoce como efecto capacitivo de la línea, y tiene mayor importancia en líneas de gran longitud (4). En la fig. 2.1 se muestra el balance de potencia reactiva en función de la carga de la línea, donde se observa que para potencias transmitidas menores al SIL*, se produce un excedente de reactivos que podrían ser consumidos por la instalación de reactores, mientras que si la potencia transmitida es mayor al SIL, la línea presenta un déficit de reactivos que podrían ser suministrado por capacitores, o máquinas sincrónicas sobrecitadas

*SIL: es la potencia suministrada por una línea a una carga ohmica pura igual a la impedancia característica de la línea (8)

Balance de potencia reactiva en p.u. de la generación de la línea.

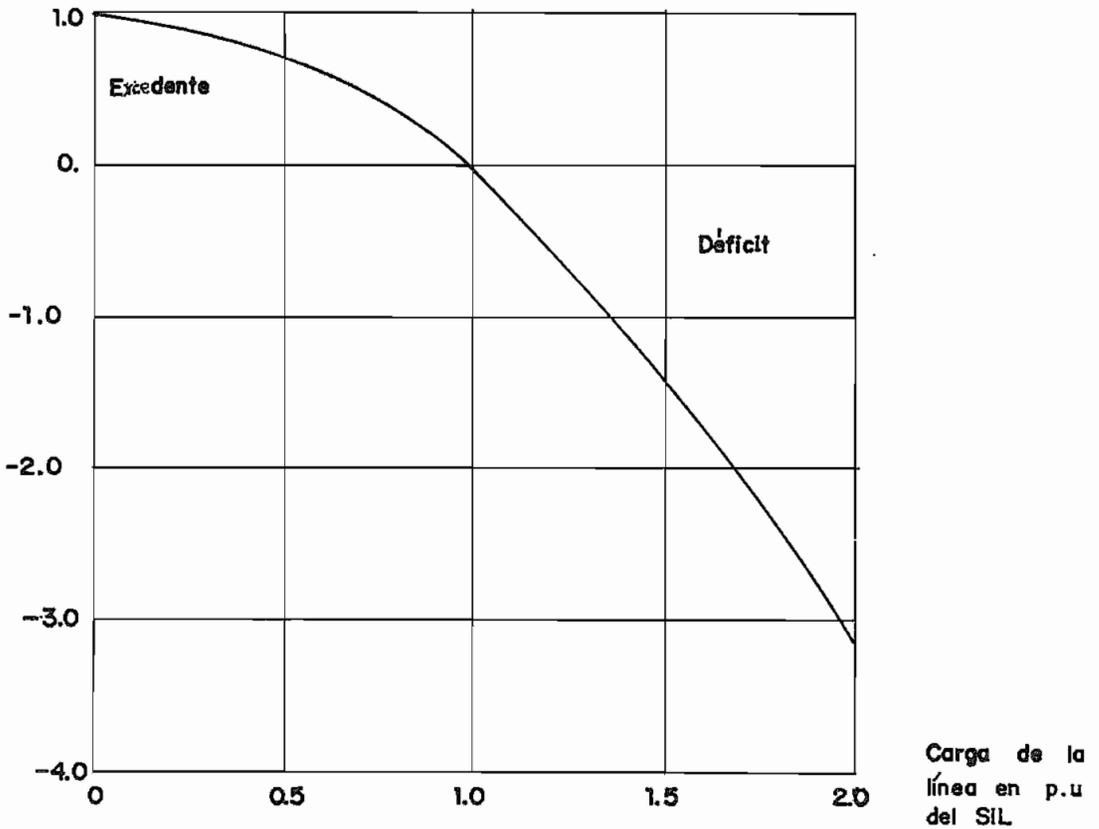


FIGURA 2.1 Balance de potencia reactiva de una línea de transmisión

2.1.2. Transformadores

Son elementos que siempre absorben potencia reactiva en una cantidad dada por (4):

$$\begin{aligned}
 Q \text{ absorbidos} &= 3 \cdot I^2 \cdot X \quad [\text{VARS}] && (\text{Ec. 2.2}) \\
 &= 3 \cdot I^2 \cdot X \text{ pu.} \cdot \frac{V_n^2}{V_{An}}
 \end{aligned}$$

$$= \frac{(\sqrt{3} \cdot I \cdot V_n)^2}{V_{An}} \cdot X \text{ pu}$$

$$Q \text{ absorbidos} [\text{VARS}] = \frac{(\text{VA carga})^2}{\text{VA nominal}} \cdot X \text{ pu} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

donde, $V_n = V_{nominal} = V_{base}$

$V_{An} = \text{capacidad nominal} = V_{Abase}$

$I = \text{corriente de carga en amperios}$

$X = \text{reactancia por fase en ohmios}$

$X_{pu} = \text{reactancia del transformador en por unidad}$

2.1.3. Cables

De manera similar a las líneas de transmisión, los cables producen o consumen potencia reactiva según la carga que transmitan. Debido a su alta capacitancia, en general producen de 20 a 40 veces más reactivos por unidad de longitud, que las líneas de transmisión (3). Por ejemplo un cable a 345 KV genera aproximadamente 18 MVAR/milla, mientras una línea a la misma tensión produce 0.8 MVAR/milla (5).

2.1.4. Cargas

La mayoría de cargas consumen potencia activa y potencia reactiva. Según el factor de potencia, existe una determinada demanda de potencia reactiva. Por ejemplo una carga con f.p. de 0.95 necesita 0.33 KVAR por cada KW de potencia activa (4), es decir:

$$f.p = \cos \theta = 0.95$$

$$\theta = 18.19^\circ$$

$$\text{Sen } \theta = 0.312$$

$$P = 0.95 \text{ (s)}$$

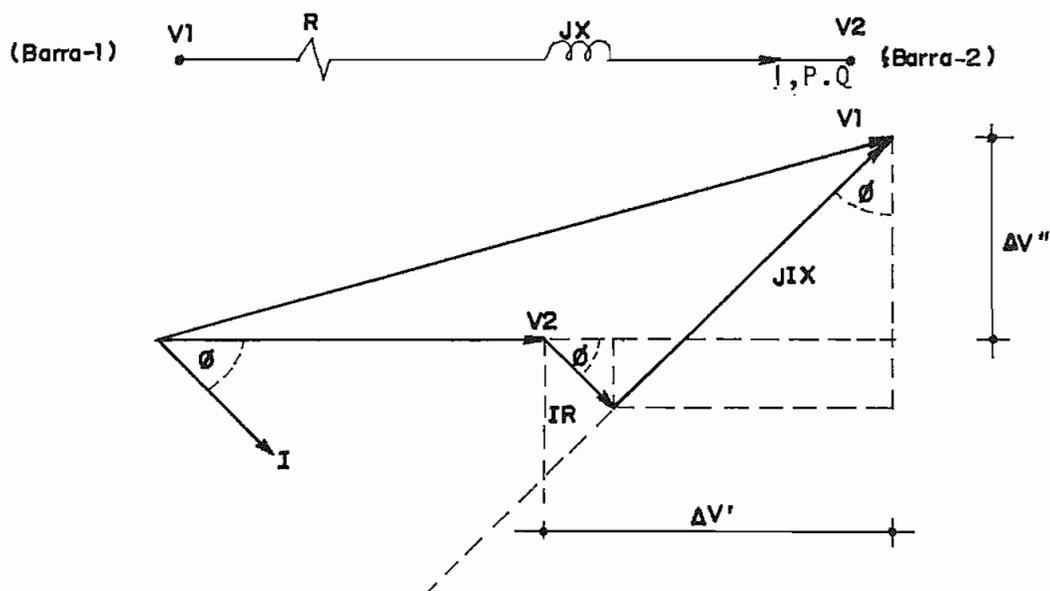
$$Q = 0.312 \text{ (s)}$$

$$Q = 0.33 P$$

2.2. RELACION ENTRE LA TENSION Y LA POTENCIA REACTIVA

Para hallar una aproximada relación entre la tensión y la potencia reactiva en un determinado punto de un sistema de transmisión, se uti-

liza la fig. 2.2, que representa un tramo de línea, un cable, un transformador, etc.:



V_1 = voltaje de transmisión

V_2 = voltaje de recepción

P, Q = potencia activa y reactiva

FIGURA 2.2 Caída de tensión en una impedancia serie

La caída de tensión es definida por la diferencia escalar entre las tensiones, es decir:

$$\Delta V = |V_1| - |V_2| \quad (\text{Ec. 2.4})$$

$$V_1^2 = (V_2 + \Delta V')^2 + (\Delta V'')^2 \quad (\text{Ec. 2.5})$$

$$V_1^2 = (V_2 + R \cdot I \cdot \cos \phi + X \cdot I \cdot \sin \phi)^2 + (X \cdot I \cdot \cos \phi - R \cdot I \cdot \sin \phi)^2 \quad (\text{Ec. 2.6})$$

$$V_1^2 = \left(V_2 + \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{V_2} \right)^2 + \left(\frac{X \cdot P - R \cdot Q}{V_2} \right)^2 \quad (\text{Ec. 2.7})$$

$$\text{asumiendo, } (\Delta V'' \ll \Delta V') \text{ ó } \left(\frac{X \cdot P - R \cdot Q}{V_2} \ll \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{V_2} \right)$$

$$V_1^2 = \left(V_2 + \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{V_2} \right)^2 \quad (\text{Ec. 2.8})$$

$$V_1 - V_2 = \Delta V \approx \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{V_2} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

La exactitud de la ecuación 2.9 es mayor a medida que el ángulo θ sea pequeño, sin embargo esta ecuación es suficiente para el análisis, donde se puede observar que en aquellos circuitos donde $X \gg R$, existe mayor influencia en la diferencia de tensión ΔV por cada KVAR de potencia reactiva, que por KW de potencia activa transmitida (3). En otras palabras, debido a que en líneas de transmisión normalmente $R \ll X$, el término dominante en la ecuación 2.9, es $(Q \cdot X)$ por lo que la potencia reactiva transferida al consumo es la causa principal de la caída de tensión (6).

2.3. RELACION ENTRE LA TENSION, POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN UNA BARRA

El voltaje en una barra es función tanto de la potencia activa como de la potencia reactiva en dicha barra (4), es decir:

$$V = f(P, Q) \quad (\text{Ec. 2.10})$$

$$\text{el diferencial total es, } dV = \frac{\partial V}{\partial P} dP + \frac{\partial V}{\partial Q} dQ \quad (\text{Ec. 2.11})$$

$$\text{usando, } \left(\frac{\partial P}{\partial V}\right) \left(\frac{\partial V}{\partial P}\right) = 1 \quad \text{y} \quad \left(\frac{\partial Q}{\partial V}\right) \left(\frac{\partial V}{\partial Q}\right) = 1$$

$$dV = \frac{dP}{\partial P / \partial V} + \frac{dQ}{\partial Q / \partial V} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

por lo tanto el cambio de tensión en una barra está definido por las cantidades $(\partial P / \partial V)$ y $(\partial Q / \partial V)$. Por ejemplo de la fig. 2.2 donde V_1 es el voltaje de transmisión y V_2 , el de recepción; a partir de la ecuación 2.9 se tiene:

$$V_1 - V_2 = \Delta V = \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{V_2}$$

$$(V_1 - V_2) V_2 - R \cdot P - X \cdot Q = 0$$

$$\frac{\partial P}{\partial V_2} = \frac{V_1 - 2V_2}{R} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

$$\frac{\partial Q}{\partial V_2} = \frac{V_1 - 2V_2}{X} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

$$dV = \frac{dP \cdot R + dQ \cdot X}{V_1 - 2V_2} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

De la ecuación anterior, considerando el efecto de mantener constante V_1 , V_2 y ΔV , se puede determinar la relación lineal que existe entre la potencia activa y la potencia reactiva, observándose que un cambio en la potencia activa produce un cambio en la potencia reactiva, como se aprecia en la siguiente ecuación:

Si V_1 , V_2 y ΔV son constante, $R \cdot dP + X \cdot dQ = 0$

$$dQ = -\frac{R}{X} dP \quad (\text{Ec. 2.16})$$

Normalmente $\delta Q / \delta V$ es la cantidad de mayor interés y puede determinarse experimentalmente en un analizador de redes inyectando una cantidad de potencia reactiva en una barra y midiendo el cambio de voltaje producido, es decir:

$$\frac{\Delta Q}{\Delta V} = \frac{Q_{\text{final}} - Q_{\text{inicial}}}{V_{\text{final}} - V_{\text{inicial}}} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

De la ecuación 2.14 puede establecerse lo siguiente:

- Para una caída de tensión conocida, la cantidad $\delta Q / \delta V$ está en relación inversa al valor de la reactancia X , de tal manera que el mayor valor de $\delta Q / \delta V$ está asociado al menor valor de la reactancia, lo que equivale a decir al mayor número de líneas que convergen en una barra (4)
- En la fig. 2.2 asumiendo despreciable el valor de la resistencia y aplicando un cortocircuito en el terminal de recepción, la corriente que circulará por la línea será:

$$I_{cc} (1\phi) = \frac{V_1 (\text{fase-neutro})}{X} \quad (\text{Ec. 2.18})$$

en vacío, $V_2 (\text{fase-neutro}) = V_1 (\text{fase-neutro})$

de la Ec. 2.14,

$$\frac{\delta Q(1\phi)}{\delta V_2 (\text{fase-neutro})} = -\frac{V_1 (\text{fase-neutro})}{X} \quad (\text{Ec. 2.19})$$

comparando las ecuaciones 2.18 y 2.19,

$$I_{cc}(1\phi) = - \frac{\delta Q(1\phi)}{\delta V_2(\text{fase-neutro})} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

Por lo tanto, la magnitud de $\delta Q(1\phi) / \delta V_2(\text{fase-neutro})$ es igual al valor de la corriente de cortocircuito (4).

Para un sistema trifásico, se tendrá (4):

$$I_{cc}(3\phi) = \frac{\delta Q(3\phi)}{\sqrt{3} \cdot \delta V(\text{fase-fase})} \quad (\text{Ec. 2.21})$$

donde,

$I_{cc}(3\phi)$ = corriente que circula durante un cortocircuito simétrico

$Q(3\phi)$ = Cambio en la potencia reactiva trifásica

$V(\text{fase-fase})$ = variación en la tensión de línea a línea

2.4. GENERADOR SINCRONICO

Constituyen el principal método de control de voltaje debido a la capacidad de generar y absorber potencia reactiva según las condiciones de excitación. Cuando el generador opera a factor de potencia en atraso (generador sobrecitado) produce reactivos, y si opera a factor de potencia en adelante (subexcitado) consume reactivos (1).

En la figura 2.3 se muestra el circuito equivalente de un generador sincrónico con los respectivos diagramas fasoriales correspondientes a las condiciones de excitación anteriormente mencionadas (4):

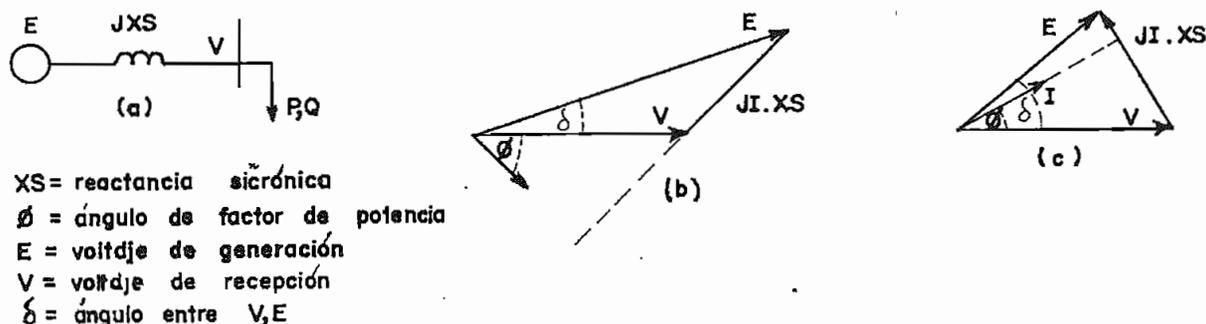


FIGURA 2.3 a) diagrama unifilar
 b) diagrama fasorial de un generador sobrecitado
 c) diagrama fasorial de un generador subexcitado

considerando que el generador suministra potencia compleja al consumo, se tiene:

$$S = P_G + jQ_G = V \cdot I^* \quad (\text{Ec. 2.22})$$

$$I = \frac{E - V}{j \cdot X_s} = j \frac{V - E \angle \delta}{X_s} = j \frac{V - (E \cdot \cos \delta + jE \cdot \text{Sen } \delta)}{X_s} \quad (\text{Ec. 2.23})$$

$$I = \frac{E \cdot \text{Sen } \delta}{X_s} + j \left(\frac{V}{X_s} - \frac{E \cdot \cos \delta}{X_s} \right) \quad (\text{Ec. 2.24})$$

$$I^* = \frac{E \cdot \text{Sen } \delta}{X_s} - j \left(\frac{V}{X_s} - \frac{E \cdot \cos \delta}{X_s} \right) \quad (\text{Ec. 2.25})$$

$$S = \frac{E \cdot V}{X_s} \text{Sen } \delta + j \left(\frac{E \cdot V}{X_s} \cos \delta - \frac{V^2}{X_s} \right) \quad (\text{Ec. 2.26})$$

$$Q_G = \frac{E \cdot V}{X_s} \cos \delta - \frac{V^2}{X_s} \quad (\text{Ec. 2.27})$$

De la ecuación 2.27 se puede observar que:

- Si $E \cdot \cos \delta$ es mayor a V , la potencia reactiva del generador es positiva, lo que significa que el generador produce reactivos, esto se cumple cuando la máquina está sobrecitada.
- Si $E \cdot \cos \delta$ es menor a V , la potencia reactiva es negativa y el generador absorbe reactivos, esto sucede cuando la máquina está subexcitada
- Cuando el ángulo δ es cero, se tiene la expresión que define a los condensadores sincrónicos que son generadores que no suministran potencia activa, sino que producen o absorben potencia reactiva, la cual es controlada variando la excitación como se ve en la ecuación 2.28 (6)

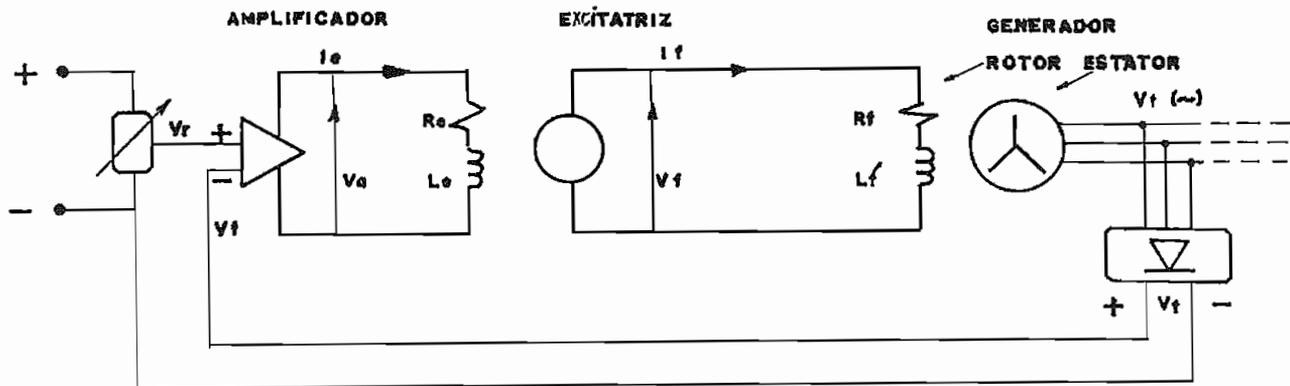
$$Q_G = \frac{V(E - V)}{X_s} \quad (\text{Ec. 2.28})$$

2.4.1. Reguladores de voltaje

Son elementos que controlan la salida de los generadores o condensadores sincrónicos, mediante modificación en la excitación de las máquinas. Existen muchos tipos de reguladores de volta-

je que actúan variando directamente la impedancia en el circuito de excitación de las máquinas, o modificando la resistencia en el circuito de campo de una excitatriz que alimenta la máquina sincrónica.

En la figura 2.4 se muestra la forma básica de operación de un regulador de voltaje.



V_t = Voltaje terminal del generador

V_r = Voltaje de referencia

V_a = Voltaje aplicado en la excitatriz

V_f = Voltaje aplicado en el campo del generador

I_e = Corriente en el campo de la excitatriz

I_f = Corriente en el campo del generador

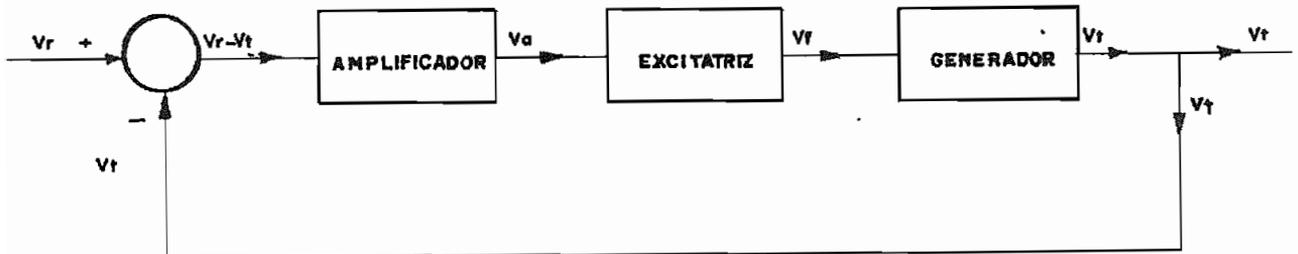


FIGURA 2.4 a) Circuito de un regulador básico de tensión

b) Diagrama de bloque.

De la figura se observa que mediante un circuito rectificador se obtiene la señal de salida del generador que es comparada con un valor de referencia; la diferencia de ambas señales se amplifica y determina la necesaria modificación en el sistema de excitación de la máquina para controlar la salida del generador (7).

2.5. INYECCION DE POTENCIA REACTIVA

Normalmente la potencia reactiva es obtenida desde los generadores conectados al sistema, los cuales operan a factores de potencia entre 0.8 y 0.95 (3). Sin embargo existe un límite en relación a los reactivos que las máquinas pueden generar y absorber, siendo necesario en muchas ocasiones inyectar potencia reactiva directamente en las barras mediante los equipos de compensación de reactivos, de tal manera, que no sea necesario transportar la potencia reactiva por las líneas (6). Además, transferir potencia reactiva equivale a una mayor corriente y consecuentemente mayores pérdidas como se ve en las ecuaciones 2.29 y 2.30 (3).

de la figura 2.2
$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{V_2} \quad (\text{Ec. 2.29})$$

$$\text{Pérdidas} = R \frac{P^2 + Q^2}{V_2^2} \quad (\text{Ec. 2.30})$$

Entre los equipos de compensación de reactivos utilizados en los sistemas de transmisión se pueden mencionar los reactores, capacitores en derivación, condensadores sincrónicos, capacitores en serie, etc.

2.5.1. Reactores en derivación (shunt)

Son conectados a un sistema eléctrico de potencia con el propósito de consumir potencia reactiva, generalmente se aplican en líneas largas o cables ligeramente cargados y su efecto es redu-

cir la tensión (3). En el capítulo 3 se hará una descripción mas detallada sobre este elemento.

2.5.2. Capacitores (shunt)

Van conectados en derivación con el propósito de generar potencia reactiva. Usualmente se los usa en líneas de transmisión o cables altamente cargados y su efecto es aumentar el nivel de voltaje (3).

2.5.3. Condensadores sincrónicos

Son máquinas sincrónicas utilizadas para generar y para absorber potencia reactiva según las condiciones de excitación; habiendo sido el método tradicional para el control de reactivos. El tamaño de estas máquinas, es función de su capacidad; y en general tienen habilidad de absorber reactivos en un 60% de la capacidad de generación de potencia reactiva de la máquina, lo que significa que el rango de control, considerando la capacidad de generación, es del orden de un 160% del valor nominal de la máquina (3). Cuando se usan acoplados a un regulador automático de voltaje, el condensador sincrónico puede trabajar automáticamente sobrecargado en períodos de alta carga y subcargados en tiempos de carga ligera (4).

2.5.4. Capacitores en Serie

Son elementos de compensación de reactancia, y van conectados en serie con la línea (conducen la corriente de carga de la línea) a fin de reducir la reactancia inductiva entre la generación y el consumo.

Además son conectados a un sistema eléctrico de potencia por que incrementan la capacidad de transmisión de carga, debido a que mejora la estabilidad del sistema (3).

2.6. TRANSFORMADOR CON CAMBIO DE TAPS

Este método de control de voltaje, usa cambiadores de taps en los transformadores con el objeto de variar la relación de vueltas y controlar el nivel de tensión (4).

En la fig. 2.5 se muestra el diagrama correspondiente a un transformador con cambio de taps en vacío, que requiere la desconexión del transformador para realizar el cambio (4).

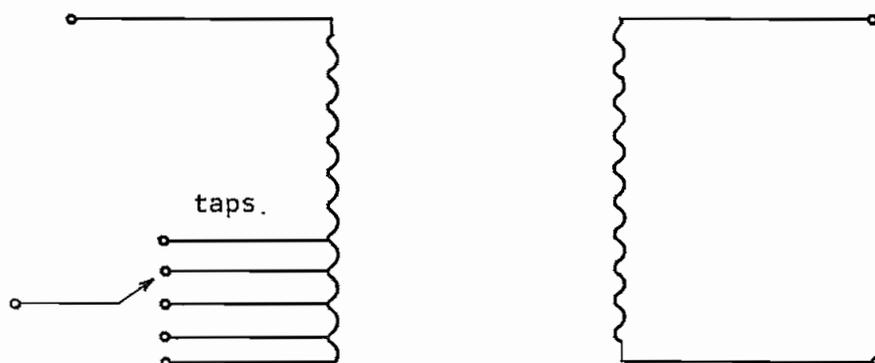


FIGURA 2.5 Esquema de un transformador con cambio de tap en vacío.

En la figura 2.6 se ilustra el diagrama correspondiente a un transformador con cambiador de taps bajo carga, y la secuencia de operación para realizar dicho cambio (9).

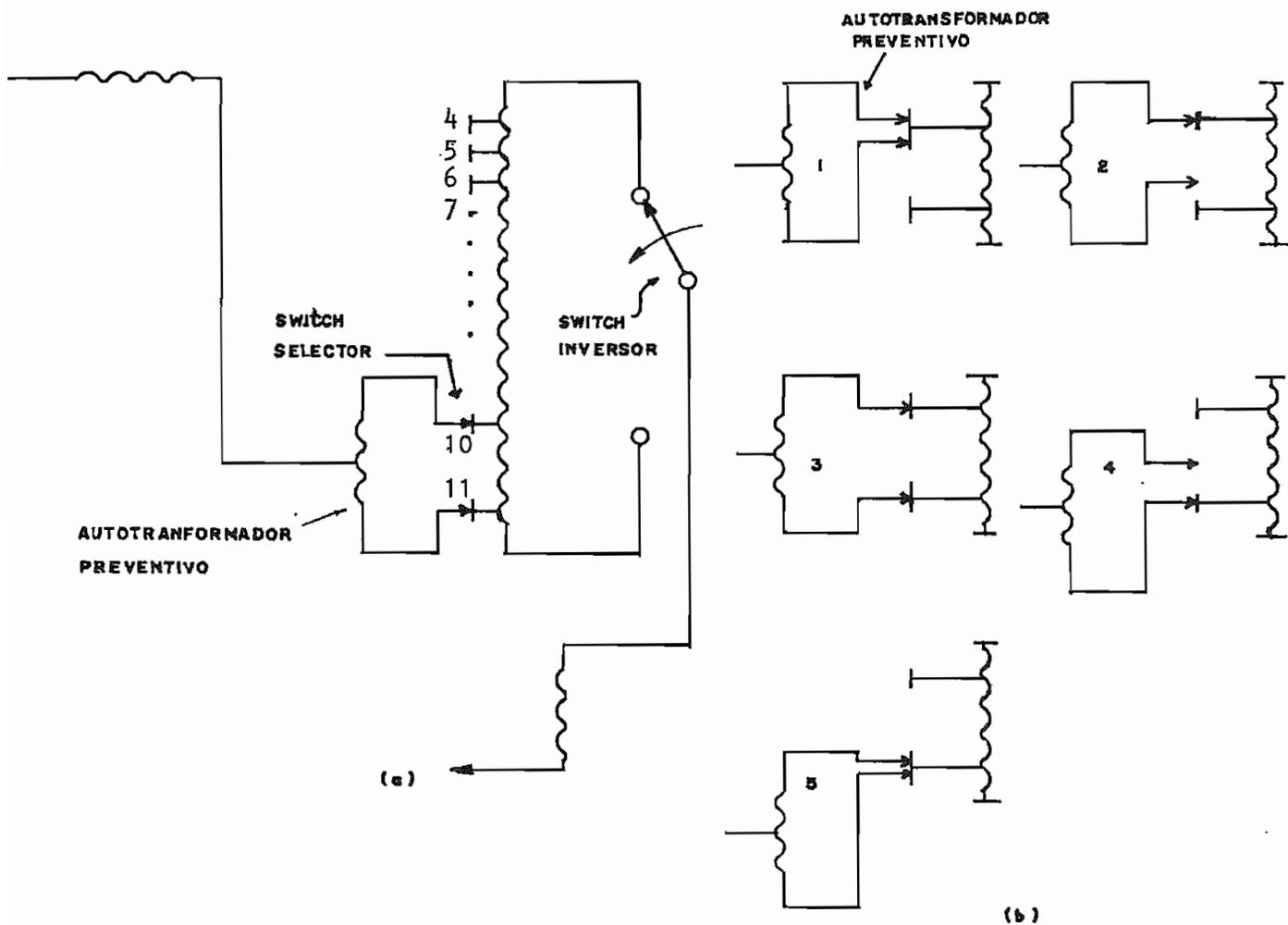


FIGURA 2.6 Transformador con cambio de tap bajo carga

a) diagrama

b) secuencia de operación

El cambio de taps se realiza mediante el autotransformador preventivo el cual debe tener capacidad de llevar la corriente total de carga. Físicamente los contactos fijos (4...11) están dispuestos en círculo, de tal manera que un selector móvil rotativo (motor) realiza la selección y cambio de taps.

Usualmente el cambio entre taps no sobrepasa el 1.25% del voltaje nominal con el objeto de no producir grandes perturbaciones en el sistema (4).

Como ejemplo para la determinación del cambio de taps, en la fig. 2.7 se muestra un transformador con cambio de taps en serie con una línea de transmisión.

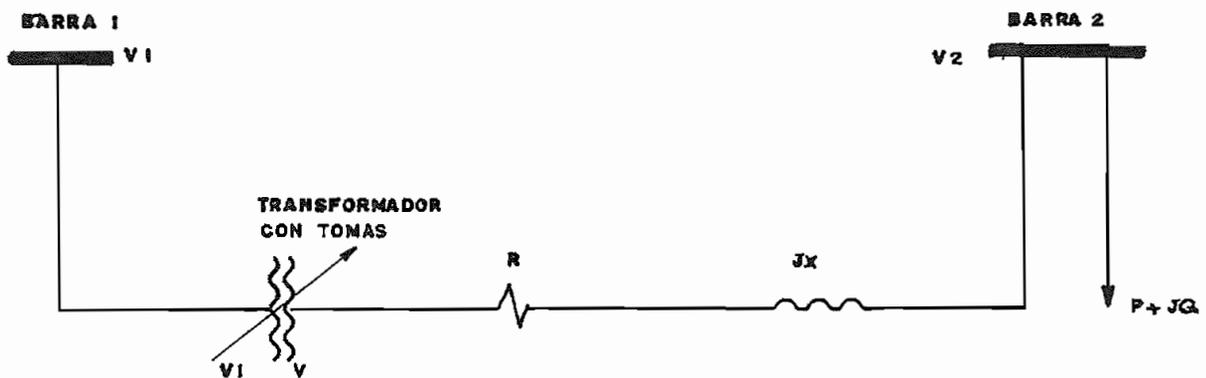


FIGURA 2.7 Transformador con tomas, en serie con una línea de transmisión

Sea,

a_n = relación nominal del transformador

a = relación del transformador después del cambio de taps.

V_1 = tensión nominal del transformador del lado hacia la barra 1

V = tensión nominal del transformador del lado hacia la barra 2

V' = tensión del transformador después del cambio, del lado hacia la barra 2

V_2 = tensión de la barra 2

V_2' = tensión de la barra 2, después del cambio de taps.

$$t = \frac{a}{a_n} \text{ (por definición)}$$

después del cambio de taps, de la ecuación 2.9 se tiene:

$$V' = V_2' + \frac{R.P + X.Q}{V_2'} \quad (\text{Ec. 2.31})$$

$$t = \frac{V_1/V'}{V_1/V} = \frac{V}{V'} \quad (\text{Ec. 2.32})$$

$$\frac{V}{t} = \frac{(V_2')^2 + (R.P + X.Q)}{V_2'} \quad (\text{Ec. 2.33})$$

$$t = \frac{V.V_2'}{(V_2')^2 + (R.P + X.Q)} = \frac{1}{(V_2'/V) + (R.P + X.Q)/(V.V_2')} \quad (\text{Ec. 2.34})$$

Si $V = V_2'$, el taps requerido es,

$$t = \frac{1}{1 + \frac{R.P + X.Q}{V^2}} \quad (\text{Ec. 2.35})$$

Como ilustración adicional considérese la fig. 2.8 donde se representa una línea de transmisión con transformadores con cambio de taps a cada lado de la línea:

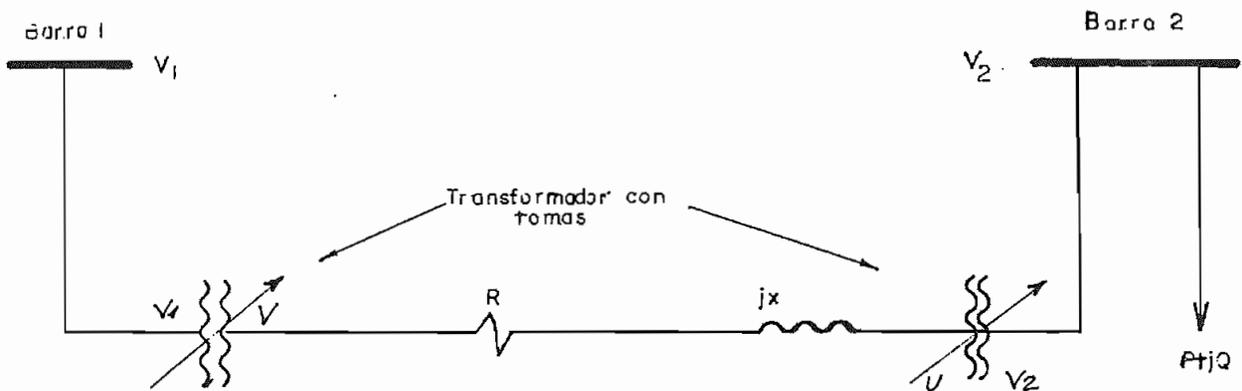


FIGURA 2.8 LÍNEA DE TRANSMISIÓN CON TRANSFORMADOR CON TOMAS A CADA LADO DE LA LÍNEA

Sea,

$a_{1n} = V/V_1 =$ relación nominal del transformador 1

$a_{2n} = U/V_2 =$ relación nominal del transformador 2

$a_1 = V'/V_1 =$ relación después del cambio de taps en el transformador 1

$a_2 = U'/V_2 =$ relación después del cambio de taps en el transformador 2

$V' =$ tensión en el lado hacia la barra 2 del transformador 1 después del cambio de taps

$U' =$ tensión en el lado hacia la barra 1 del transformador 2 después del cambio de taps

$V =$ tensión nominal en el lado hacia la barra 2 del transformador 1

$U =$ tensión nominal en el lado hacia la barra 1 del transformador 2

$V_1 =$ tensión en el lado hacia la barra 1 del transformador 1

$V_2 =$ tensión en el lado hacia la barra 2 del transformador 2

$t_s = a_1/a_{1n} = V'/V$ (por definición)

$t_r = a_2/a_{2n} = U'/U$ (por definición)

Usando la Ec. 2.9, tenemos:

$$V' = U' + \frac{R.P + X.Q}{U'} \quad (\text{Ec. 2.36})$$

$$t_s.V = t_r.U + \frac{R.P + X.Q}{t_r.U} \quad (\text{Ec. 2.37})$$

Asumiendo $t_s.t_r = 1$, a fin de que el nivel de voltaje en las barras están en el mismo orden y para asegurar que en ambos transformadores se use el mínimo rango de taps (4), se tiene:

$$t_s.V = \frac{U}{t_s} + \frac{(R.P + X.Q)}{U} t_s \quad (\text{Ec. 2.38})$$

$$t_s^2.V.U = U^2 + (R.P + X.Q) t_s^2 \quad (\text{Ec. 2.39})$$

$$t_s^2 [V.U - (R.P + X.Q)] = U^2 \quad (\text{Ec. 2.40})$$

$$t_s^2 \left[1 - \frac{R.P + X.Q}{V.U} \right] = \frac{U}{V} \quad (\text{Ec. 2.41})$$

Para completa compensación: $V = U$

de donde,

$$t_s^2 \left[1 - \frac{R.P + X.Q}{U^2} \right] = 1 \quad (\text{Ec. 2.42})$$

$$t_s^2 = \frac{U^2}{U^2 - R.P - X.Q} \quad (\text{Ec. 2.43})$$

$$t_r^2 = \frac{U^2 - R.P - X.Q}{U^2} \quad (\text{Ec. 2.44})$$

ecuación que determina la calibración de taps para mantener la tensión en las barras de carga, al valor requerido.

2.7. USO COMBINADO DE TRANSFORMADOR CON CAMBIO DE TAPS E INYECCION DE POTENCIA REACTIVA

Cuando el cambio de taps necesario en los transformadores resulta muy elevado, se debe combinar la operación de éstos con la inyección de potencia reactiva, para mantener la tensión en las barras a los valores requeridos. Se debe evitar un cambio de taps muy elevado, por que la corriente en la línea aumenta con el incremento en la relación de vueltas en los transformadores, produciendo una mayor caída de tensión, sobre todo si la línea es de alta impedancia (4).

Un esquema práctico de este método de control de tensión se muestra en la fig. 2.9 donde el devanado terciario de un banco de transformadores de tres devanados es conectado a un condensador sincrónico.

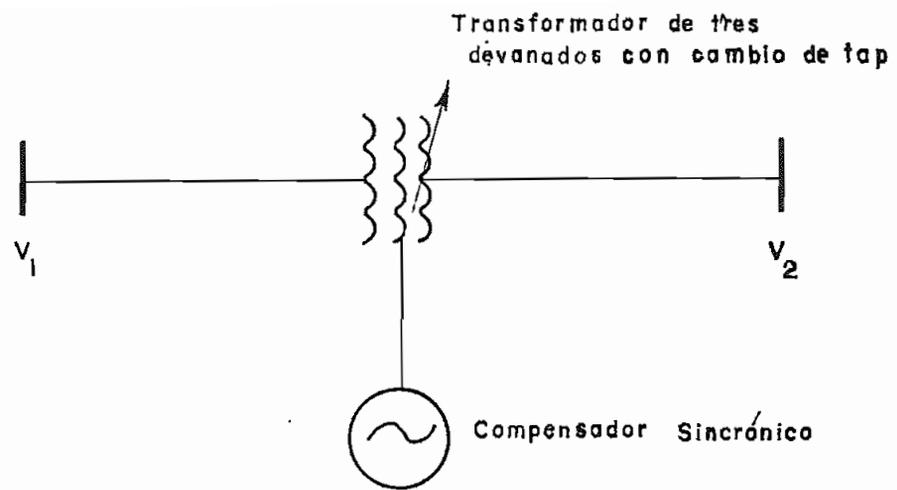


FIGURA 2.9 Esquema de un transformador con cambio de tap en combinación con un compensador sincrónico.

Con este esquema se satisface una determinada condición de carga, mediante una combinación del transformador con una apropiada relación de vueltas y la acción de la máquina sincrónica (4).

2.8. COMPENSADORES ESTÁTICOS

Son elementos que generan y consumen potencia reactiva mediante reactores y capacitores conectados en paralelo (fig. 2.10). Normalmente este equipo se conecta al devanado terciario en delta de un banco de transformadores, o al terminal de recepción de una línea (1).

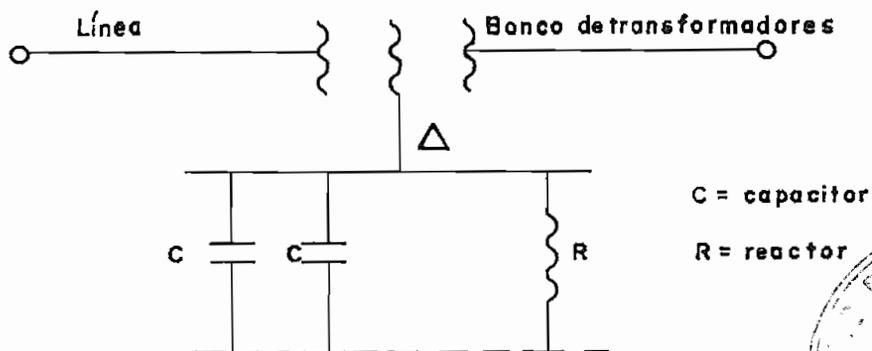


FIGURA 2.10 Equipo de compensación estática



Cuando la línea es altamente cargada y el nivel de tensión en las barras disminuye, el compensador suministra los reactivos necesarios mediante los capacitores; mientras que cuando la carga transmitida por la línea es ligera y el voltaje en las barras aumenta, el equipo consume reactivos por medio del reactor (1).

Desde hace más de una década, se ha desarrollado ampliamente, a nivel de transmisión, el uso de compensadores estáticos controlados por thyristores, los cuales controlan los reactivos generados o absorbidos por el equipo. En la fig. 2.11 se ilustra el esquema básico de un compensador estático controlado por thyristores (3):

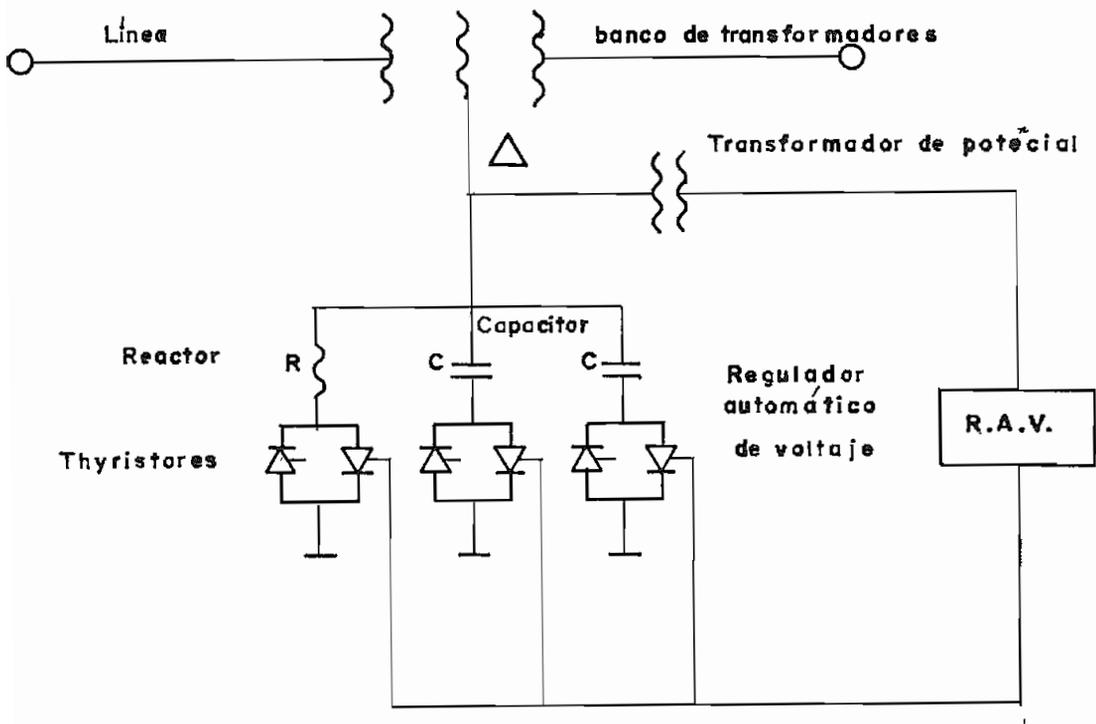


FIGURA 2.11 Compensador Estático controlado por Thyristores

CAPITULO III

3.1. GENERALIDADES

En el presente capítulo se describe en forma detallada lo que es un reactor, mencionando su definición, tipos de reactores, características y componentes eléctricos, etc. Además se establece criterios relacionados a la aplicación de reactores, formas de conexión, y se presenta finalmente una evaluación económica correspondiente a su instalación.

3.1.1. DEFINICION

De acuerdo a las normas ANSI (10) la definición del reactor, es la siguiente:

Reactor.- Es un dispositivo usado para introducir una impedancia en un circuito eléctrico, cuyo principal elemento es la reactancia inductiva (10).

Reactor en derivación (Shunt).- Un reactor es conectado en derivación en un sistema eléctrico con el propósito de extraer corriente inductiva (10)

Nota: El normal uso de los reactores en derivación es compensar la corriente capacitiva de las líneas de transmisión, cables o capacitores en derivación. La necesidad de instalar dichos reactores es más evidente en cargas ligeras (10).

3.1.2. Capacidad del Reactor

La capacidad del reactor se calcula mediante la siguiente expresión (11):

$$Q(\text{por fase}) = 2 \cdot 10^{-6} \cdot \pi \cdot f \cdot L \cdot I^2 \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Q = MVAR nominales

f = Frecuencia en Hertz

L = Inductancia en Henryos

I = Corriente (R.M.S.) en amperios

$$Q(\text{trifásico}) = 3 \times Q(\text{por fase})$$

3.1.3. CLASIFICACION

Existen varias maneras de clasificar a los reactores como a continuación se indica:

Por el número de fases $\left[\begin{array}{l} \text{monofásicos} \\ \text{trifásicos} \end{array} \right.$

Por el aislamiento $\left[\begin{array}{l} \text{de aire} \\ \text{de aceite} \end{array} \right.$

Por su instalación y construcción $\left[\begin{array}{l} \text{internos} \\ \text{externos} \end{array} \right.$

Por el enfriamiento $\left[\begin{array}{l} \text{AA} \\ \text{QA} \\ \text{OFA} \\ \text{OW} \\ \text{FOA} \\ \text{FOW} \end{array} \right.$

La definición de cada clase de reactor, es la siguiente:

1. Por el número de fases

a. Reactores de simple fase (monofásico)

b. Reactores de tres fases (trifásico)

2. Por el aislamiento (10)

a. Reactores en baño de aceite, en los cuales el núcleo y las

- bobinas (debidamente aisladas) están sumergidas en el aceite.
- b. Reactores de aire, o de tipo seco, donde el núcleo y las bobinas (aisladas) no están sumergidas ni impregnadas de algún fluido aislante.
3. Por su instalación y construcción (10)
- a. Reactores de instalación interna, los cuales debido a su construcción deben ser resguardados de la intemperie.
- b. Reactores de instalación externa, los cuales son contruídos herméticamente a prueba de la intemperie.
4. Por el método de enfriamiento (10)
- a. Reactores clase AA.- Son reactores de tipo seco refrigerados por circulación natural de aire.
- b. Reactores clase OA.- Son reactores en baño de aceite enfriados por circulación natural del aire sobre una superficie de refrigeración.
- c. Reactores clase OFA.- Son reactores en baño de aceite enfriados por circulación forzada de aire sobre una superficie de refrigeración.
- d. Reactores clase OW.- Son reactores en baño de aceite enfriados por circulación natural del aceite sobre una superficie refrigerada por agua.
- e. Reactores clase FOA.- Son reactores en baño de aceite enfriados por circulación forzada de aceite a través de un equipo intercambiador de calor aceite-aire, usando circulación forzada de aire sobre la superficie de refrigeración.

f. Reactores clase FOW.- Son reactores en baño de aceite enfriados mediante circulación forzada de aceite a través de un equipo intercambiador de calor aceite-agua, utilizando circulación forzada de agua sobre la superficie de refrigeración.

3.1.4. Componentes eléctricos

Los componentes básicos del reactor son (12):

- a. Núcleo
- b. Arrollamientos
- c. Armadura
- d. Aislamiento
- e. Tanque
- f. Refrigerante
- g. Accesorios

A continuación se hace una breve descripción de estos componentes.

- a. Núcleo.- Puede ser de aire o de algún material ferromagnético en cuyo caso se fabrica a base de laminaciones de granos orientados debidamente aislados mediante carlita con bajo factor de pérdidas.

Las laminaciones, dispuestas en sentido radial para reducir pérdidas, se agrupan a manera de paquetes alternados con entrehierros y son impregnadas de resinas epoxídicas (dan mayor resistencia mecánica y duración) para obtener un cuerpo único que luego son montados uno encima del otro formando una columna por cada fase del reactor (fig. 3.1)

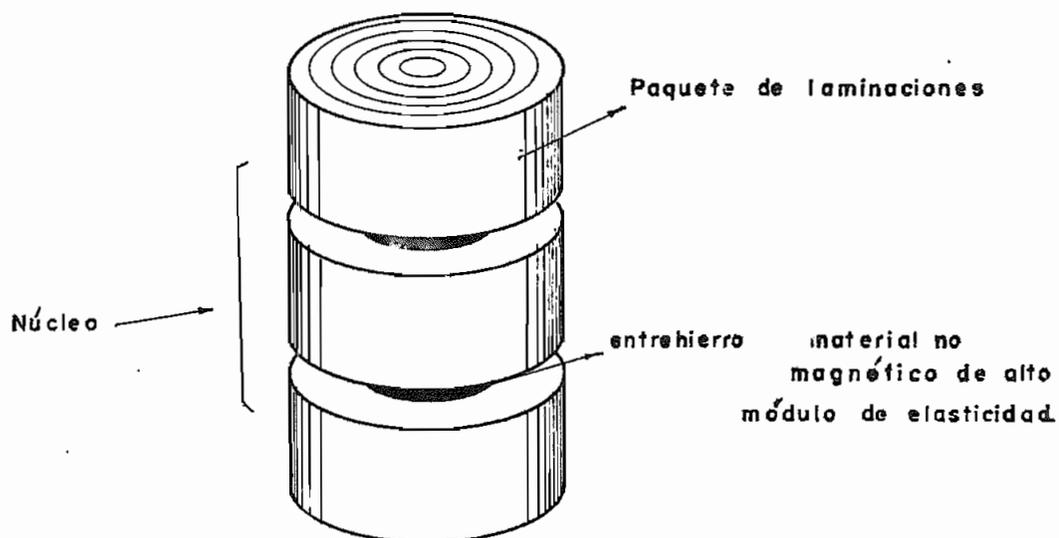


FIGURA 3.1 Núcleo en forma de columna

En los reactores trifásicos, las columnas correspondientes a cada fase están dispuestas en los vértices de un triángulo equilátero donde el concatenamiento del flujo se obtiene mediante dos yugos con forma circular (fig. 3.2)

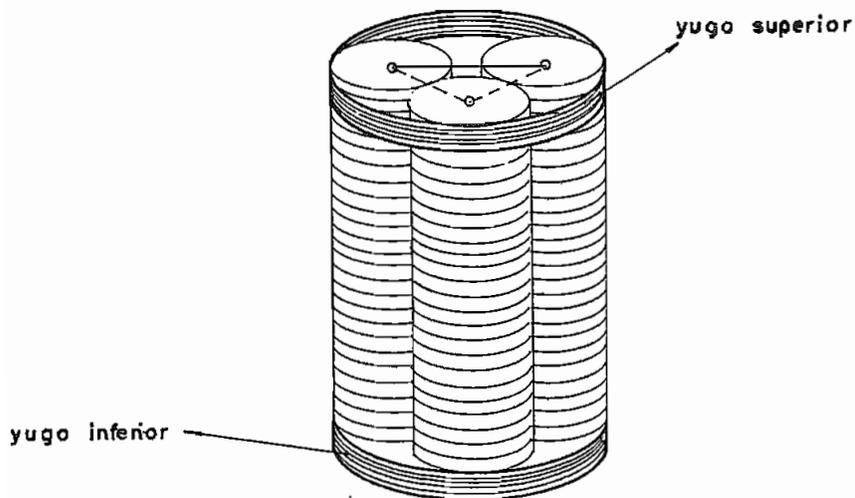


FIGURA 3.2

Reactor trifásico

- b. Los arrollamientos.- Están convenientemente aislados (ver aislamiento) y se realizan mediante un material de alta conductividad, como por ejemplo cintas de cobre electrolítico, etc. Generalmente tienen forma cilíndrica y son concéntricos a las columnas magnéticas del núcleo.
- c. La armadura.- Tanto el núcleo como los arrollamientos están reunidos mediante robustas armaduras y tirantes. Las armaduras, superior o inferior, se componen de planchas (acero, hierro) de gran espesor dobladas u obtenidas por soldadura (fig. 3.3). Además entre la armadura, los tirantes y los arrollamientos se introducen dispositivos de sujeción regulables (resortes).

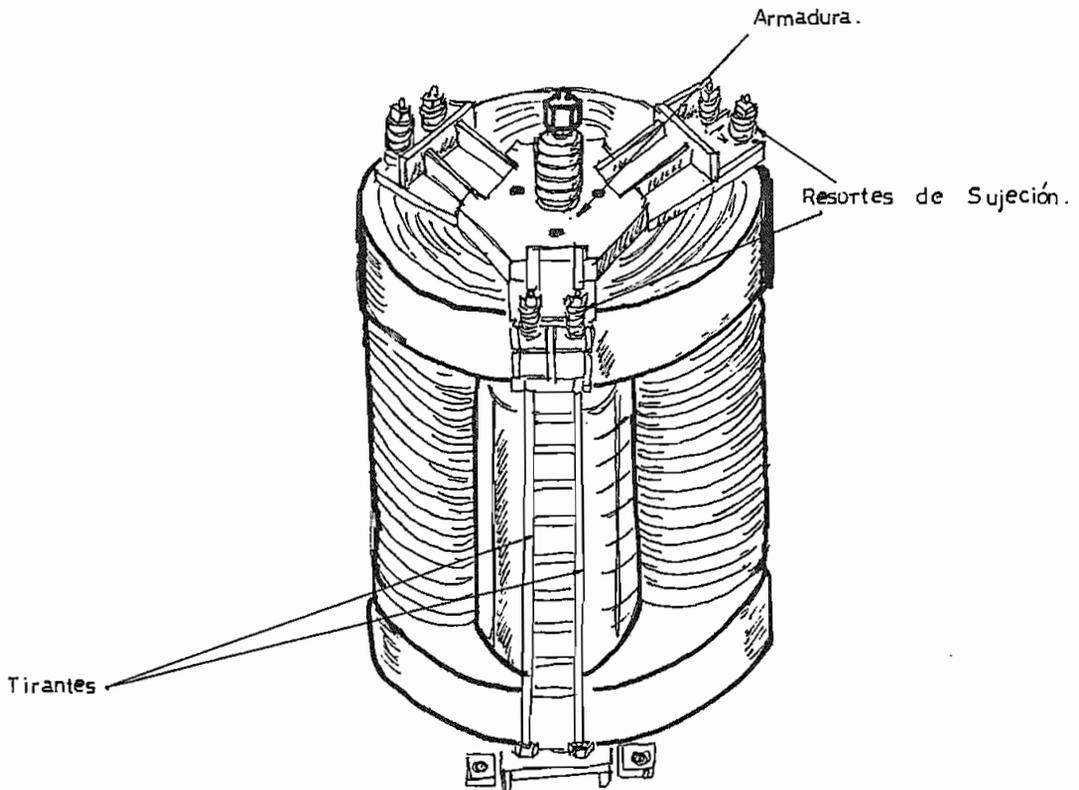


FIGURA 3.3 ARMADURA, TIRANTE, RESORTES

d. Aislamiento.- Entre los arrollamientos, el aislamiento se hace a base de algún material aislante, como por ejemplo:

- Cilindros de papel
- Cartón de celulosa pura
- Tela barnizada
- Cintas de algodón
- Papel impregnado de aceite
- Papel bien seco
- Esmalte especial, etc.

La aislación entre los arrollamientos y la armadura puede ser realizada por:

- cilindros de papel
- cartón de celulosa pura, etc.

Hacia las extremidades, en los yugos, el aislamiento puede hacerse mediante

- anillo de cartón
- papel bien seco, etc.

e. El tanque.- En reactores en baño de aceite, el tanque es un componente necesario que sirve de recipiente para el aceite, protegiéndolo contra contaminaciones y suministrando al mismo tiempo la superficie necesaria de refrigeración para la disipación de calor. En reactores de tipo seco, el tanque es algunas veces omitido.

El tanque es construído lo suficientemente robusto para resistir una sobrepresión de por lo menos 25% (12) mayor que la máxima presión de operación sin presentar deformación alguna. La tapa, apta para evitar cualquier filtración de agua está sujeta a un marco soldado al borde inferior del tanque.

El sello entre el tanque y la tapa se asegura mediante empaques de caucho sintético resistente al aceite caliente. La superficie en contacto con la atmósfera, después de un especial tratamiento, recibe dos capas de barniz antioxidante y la destinada al interior, recibe una capa de barniz resistente al aceite caliente. Además, el reactor recibe normalmente dos capas adicionales de pintura.

f. El refrigerante.— Según la clasificación hecha en el numeral

3.3, los reactores de tipo seco (clase AA)

no llevan componentes destinados al enfriamiento, ya que éste se realiza por circulación natural del aire. En el caso de reactores en baño de aceite, según el método de enfriamiento, podrían llevar bombas, ventiladores, radiadores, tuberías de agua, etc.

g. Accesorios.— Los reactores de tipo seco tienen ciertos accesorios como por ejemplo:

- Aisladores pasamuros
- Ruedas de deslizamiento
- Ganchos de levantamiento
- Placa con las características, etc.
- Bornes de puesta a tierra
- Caja derivación de cables para transformadores de corriente

Los reactores en baño de aceite poseen, además, otros accesorios adicionales, los cuales son entre otros:

- Conservador de aceite montado mediante consolas en el tanque, compuesto de:
 - Indicador del nivel del líquido (aceite)
 - Tapones de llenado de aceite
 - Tapones de vaciado de fondo
 - Escotilla de inspección, etc

- Relé tipo Buchholz con dispositivo de muestreo de gas de fácil inspección
- Secador de aire
- Termómetro indicador de la temperatura del líquido
- Válvula de drenaje, etc.

3.1.5. Características Eléctricas

Entre las principales características eléctricas del reactor, se tiene:

La impedancia interna, consta de dos componentes, la reactancia derivada del efecto del flujo de dispersión en los devanados, y la resistencia que representa las pérdidas correspondiente al flujo de corriente tales como: pérdidas del conductor $I^2.R$ y pérdidas parásitas debido a la corriente de Eddy (9). El valor de la resistencia depende del material, longitud y sección de los conductores en los arrollamientos.

La magnitud de la impedancia es la suma vectorial de la resistencia y reactancia expresada en ohmios por fase. Normalmente la impedancia del reactor es aproximadamente igual al valor de la reactancia debido a que la componente resistiva es pequeña.

El valor de la corriente de línea del reactor se puede calcular por la siguiente expresión:

$$I_L = \frac{Q_{3\phi} \times 10^3}{\sqrt{3} \times V_L} = \frac{V_L \times 10^3}{\sqrt{3} \times X} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

I_L = corriente de línea en amperios

$Q_{3\phi}$ = capacidad del reactor en MVAR

V_L = Voltaje de línea en KV

X = reactancia por fase en OHMIOS

El valor de la reactancia por fase se determina así:

$$X = \frac{Q_{3\phi} \times 10^6}{3 \times I^2} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

reemplazando la Ec. 3.2

$$X = \frac{Q_{3\phi} \times 10^6 \times 3 \times X^2}{3 \times V_L^2 \times 10^6}$$

$$X = \frac{V_L^2}{Q_{3\phi}} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Las pérdidas totales del reactor es la suma de las pérdidas en el conductor, en el circuito magnético, pérdidas de enfriamiento, de blindaje, y pérdidas parásitas (dispersión). Las pérdidas son determinadas a voltaje y frecuencia nominal (10)

3.1.6. Pruebas dieléctricas y clases de aislamientos

Las pruebas dieléctricas tienen el propósito de chequear el aislamiento del elemento y demostrar que éste ha sido diseñado para tolerar tales pruebas, además el grado de seguridad en el servicio de un elemento es función de la realización de tales pruebas (13).

La clase de aislamiento y las pruebas dieléctricas para los reactores de aire (tipo seco) y de aceite están dadas en las tablas 3.1. y 3.2 (10)

TABLA 3.1

CLASES DE AISLAMIENTO Y PRUEBAS DIELECTRICAS
PARA REACTORES DE AIRE

| Clase de aislamiento (kv) | Prueba de baja frecuencia (kv) | BIL y onda completa (kv) | Onda cortada | |
|---------------------------|--------------------------------|--------------------------|---------------|----------------------------------|
| | | | Amplitud (kv) | mínimo tiempo de descarga (u.s.) |
| 1.2 | 10 | 45 | 54 | 1.25 |
| 2.5 | 19 | 60 | 69 | 1.5 |
| 5.0 | 26 | 75 | 88 | 1.6 |
| 8.7 | 36 | 95 | 110 | 1.8 |
| 15.0 | 50 | 110 | 130 | 2.0 |
| 25.0 | 70 | 150 | 175 | 3.0 |
| 34.5 | 95 | 200 | 230 | 3.0 |

TABLA 3.2

CLASES DE AISLAMIENTO Y PRUEBAS DIELECTRICAS
PARA REACTORES DE ACEITE

| Clase de Aislamiento (kv) | Prueba de baja frecuencia (kv) | BIL y onda completa (kv) | Onda cortada | |
|---------------------------|--------------------------------|--------------------------|---------------|----------------------------------|
| | | | Amplitud (kv) | mínimo tiempo de descarga (u.s.) |
| 1.2 | 10 | 45 | 54 | 1.5 |
| 2.5 | 15 | 60 | 69 | 1.5 |
| 5.0 | 19 | 75 | 88 | 1.6 |
| 8.7 | 26 | 95 | 110 | 1.8 |
| 15 | 34 | 110 | 130 | 2 |
| 18 | 40 | 125 | 145 | 2.25 |
| 25 | 50 | 150 | 175 | 3 |
| 34.5 | 70 | 200 | 230 | 3 |
| 46 | 95 | 250 | 290 | 3 |
| 60 | 120 | 300 | 345 | 3 |
| 69 | 140 | 350 | 400 | 3 |
| 92 | 185 | 450 | 520 | 3 |
| 115 | 230 | 550 | 630 | 3 |
| 138 | 275 | 650 | 750 | 3 |
| 161 | 325 | 750 | 865 | 3 |
| 180 | 360 | 825 | 950 | 3 |
| 196 | 395 | 900 | 1035 | 3 |
| 215 | 430 | 975 | 1120 | 3 |
| 230 | 460 | 1050 | 1210 | 3 |
| 260 | 520 | 1175 | 1350 | 3 |
| 287 | 575 | 1300 | 1500 | 3 |
| 315 | 630 | 1425 | 1640 | 3 |
| 345 | 690 | 1550 | 1780 | 3 |
| 375 | 750 | 1675 | 1925 | 3 |
| 400 | 800 | 1800 | 2070 | 3 |
| 430 | 860 | 1925 | 2220 | 3 |
| 460 | 920 | 2050 | 2360 | 3 |
| 490 | 980 | 2175 | 2500 | 3 |
| 520 | 1040 | 2300 | 2650 | 3 |
| 545 | 1090 | 2425 | 2800 | 3 |

3.2. APLICACION Y UBICACION

3.2.1. APLICACION

Generalmente los reactores en derivación son aplicados a un sistema de transmisión para compensar la corriente capacitiva de líneas, cables, capacitores en derivación, para limitar el voltaje en las barras a valores definidos (10).

Cuando se energiza una determinada línea de transmisión, la capacitancia propia de la línea, entrega reactivos al sistema de manera proporcional al cuadrado del voltaje y en función de la longitud de la línea (5), causando un gradual incremento de la tensión en las barras. Esto sucede particularmente en condiciones de mínima demanda, cuando las líneas de transmisión están ligeramente cargadas, siendo necesario implementar un esquema de control que mediante una señal (voltaje, corriente, vars) ordene la entrada del reactor al sistema a fin de consumir reactivos.

A medida que aumenta la demanda en el sistema, la necesidad de reactores presentes en el sistema disminuye, y al contrario, a través del esquema de control se debe ordenar la salida del reactor o la entrada de elementos que generen reactivos, tales como, capacitores, etc.

Si en un sistema de transmisión ocurre una falla, una pérdida súbita de carga, o si tiene lugar una operación de maniobra (conmutación), generalmente se producen sobrevoltajes de frecuencia fundamental que pueden ser controlados mediante consumo de po-

tencia reactiva; en dicho caso la aplicación de reactores es una buena solución (3).

3.2.2. UBICACION

La ubicación de los reactores en derivación será en base a definir los límites entre los cuales se debe mantener la tensión en las barras del sistema; de acuerdo al criterio adoptado por INECEL en sus estudios, tales límites son un $\pm 5\%$ alrededor del voltaje nominal del sistema. La capacidad del reactor se determina en función de los reactivos que se deben consumir en las barras para reducir la tensión al valor que esté dentro de los límites aceptados (fig. 3.4)

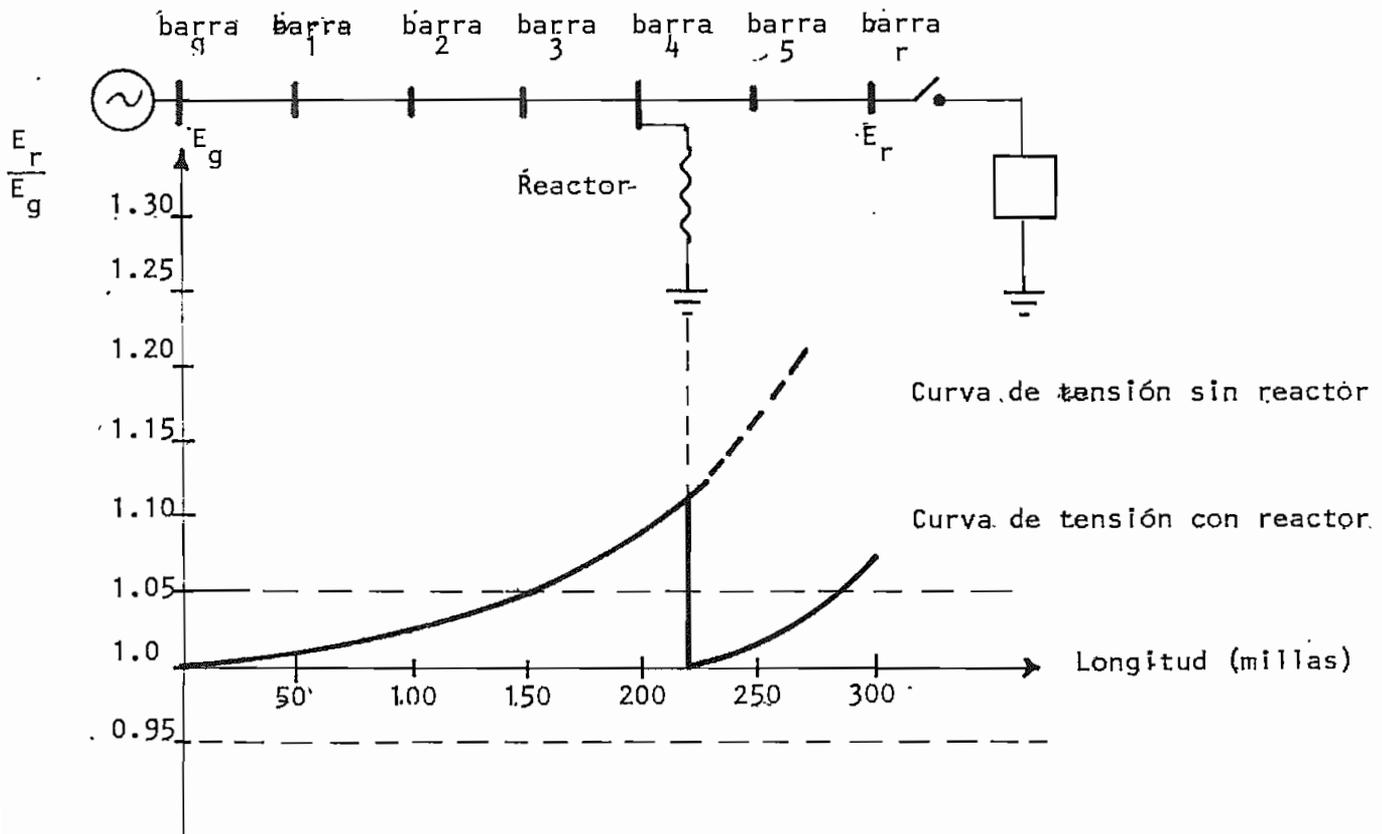


FIGURA-3.4

APLICACION DEL REACTOR AL
ENERGIZAR UNA LINEA DE TRANSMISION

3.2.3. SITIOS DE APLICACION

Normalmente los reactores van conectados o al devanado terciario de un banco de transformadores, o directamente al potencial de la línea (13). Para definir su conexión es necesario tomar consideraciones de tipo económico y técnico; es decir, un reactor conectado al potencial de la línea es más costoso que uno de igual capacidad conectado al devanado terciario debido al mayor nivel de aislamiento requerido cuando dicho elemento se conecta a la línea.

Sin embargo, en determinadas circunstancias, el reactor se conecta al potencial de línea en lugar de instalarlo al devanado terciario de un banco de transformadores, como a continuación se indica, siempre que la compra de otro banco de transformadores resulte una alternativa muy costosa (13):

- Una vez definida la ubicación del reactor, no existe cerca un banco de transformadores.
- Si existe dicho banco, pero cuyo devanado terciario se encuentra muy congestionado por la instalación de capacitores, equipo auxiliares, etc.
- Cuando se quiera evitar la desconexión del reactor en una operación de apertura del banco de transformadores en cuyo devanado se conectaría dicho elemento.

Dentro de las consideraciones técnicas se conoce que los reactores conectados al potencial de la línea permiten mejores perfiles de voltaje durante períodos de carga máxima en el sistema, cuando se requiere una cantidad fija de compensación de reactivos no separable de la línea, mientras que los reac-

tores conectados al devanado terciario permiten ajustar convenientemente la regulación de voltaje y flujo de reactivos para condiciones de carga media y mínima del sistema (13), mediante bancos conmutados que actúan según los requerimientos de carga.

3.2.4. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Entre las ventajas y desventajas que posee el reactor comparado con otros métodos de compensación de reactivos, se tiene:

Ventajas:

- Es el medio más económico de consumir reactivos (3).
- Requiere poco mantenimiento por ser un elemento estático.
- El montaje es relativamente sencillo.
- Presenta reducidas pérdidas, por ejemplo, comparado con un condensador sincrónico, las pérdidas del reactor son aproximadamente del orden de 0.3% (12), en cambio que para el condensador dichas pérdidas oscilan entre 1.5% - 3% (9).

Desventajas:

- No tiene el alcance de operación del condensador sincrónico, el cual acoplado a un regulador de voltaje, puede trabajar automáticamente para cualquier condición de carga (4).
- Es un elemento que no genera reactivos, solamente consume.

3.2.5. REQUERIMIENTOS GENERALES

Es importante tener presente ciertas consideraciones relacionadas a la aplicación y funcionamiento mismo del reactor, como a

continuación se menciona:

Vida del material aislante

La vida del material aislante comunmente usado en los reactores en derivación, depende sustancialmente de la temperatura total a la que son sometidos y de la duración de tales temperaturas, es decir, de la suma del aumento propio de temperatura debido a la operación del elemento, más la temperatura del ambiente, la cual influye grandemente en la vida de los materiales aislantes (10).

Efecto de la altura

Un reactor puede operar en alturas mayores a los 1.000 metros (3.300 pies) a su capacidad nominal siempre que la temperatura del aire refrigerante no exceda los valores dados en la tabla 3.3 (10):

TABLA 3.3

TEMPERATURA PROMEDIO DEL AIRE DE ENFRIAMIENTO
A CAPACIDAD NOMINAL

| CLASE DE REACTOR \ ALTURA | 1000 metros (3300 pies) | 2000 metros (6600 pies) | 3000 metros (9900 pies) | 4000 metros (13200 pies) |
|---------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| | GRADOS CENTIGRADOS (C) | | | |
| Clase AA | 30 | 26 | 22 | 18 |
| Clase OA | 30 | 28 | 25 | 23 |
| Clase OFA | 30 | 26 | 23 | 20 |
| Clase FOA | 30 | 26 | 23 | 20 |

Además, la altura a la que son instalados los reactores, tiene un efecto directo en la capacidad del elemento, la cual se reduce en un porcentaje dado en la tabla 3.4 (14):

TABLA 3.4

FACTOR DE CORRECCION DE LA CAPACIDAD DE LOS
REACTORES PARA ALTURAS MAYORES A 1000 METROS

| REACTOR | FACTOR DE CORRECCION (%) |
|-----------|--------------------------|
| Clase AA | 0.3 |
| Clase OA | 0.4 |
| Clase OFA | 0.5 |
| Clase OW | 0.0 |
| Clase FOA | 0.5 |
| Clase FOW | 0.0 |

Nota: Estos valores en porcentajes corresponden a la reducción de la capacidad del reactor, por cada 100 metros de altura mayor a los 1000 metros, sin exceder los límites de temperatura dados en la tabla 3.3

Aislamiento

La rigidez dieléctrica de los materiales aislantes disminuye a medida que la altura aumenta debido a que se reduce la densidad del aire. En la tabla 3.5 se ilustra el factor de corrección que determina la rigidez dieléctrica del aislamiento del reactor para una altura mayor a los 1000 metros (10):

TABLA 3.5
FACTORES DE CORRECCION DE RIGIDEZ DIELECTRICA
PARA ALTURAS MAYORES A LOS 1.000 METROS

| ALTURA | | FACTOR DE CORRECCION |
|--------|--------|----------------------|
| PIES | METROS | |
| 3300 | 1000 | 1.00 |
| 4000 | 1200 | 0.98 |
| 5000 | 1500 | 0.95 |
| 6000 | 1800 | 0.92 |
| 7000 | 2100 | 0.89 |
| 8000 | 2400 | 0.86 |
| 9000 | 2700 | 0.83 |
| 10000 | 3000 | 0.80 |
| 12000 | 3600 | 0.75 |
| 14000 | 4200 | 0.70 |
| 15000 | 4500 | 0.67 |

Condiciones de Servicio

Un reactor en derivación opera a su capacidad nominal considerando las siguientes condiciones ambientales (10):

- a. Si es un reactor enfriado con aire, la temperatura del aire refrigerante no debe exceder los 40^o C, para un período de 24 horas la temperatura no debe exceder los 30^o C.
- b. Si el enfriamiento es con agua, la temperatura del agua no debe exceder los 30^o C, y para un período de 24 horas la temperatura no debe exceder los 25^o C.
- c. El reactor debe tener capacidad de operar continuamente al 105% de su capacidad nominal y con la corriente incrementada debido

al aumento de la tensión, siempre que la elevación de temperatura (sobre la temperatura ambiente) del reactor o parte de éste no exceda los valores dados en la tabla 3.6.

TABLA 3.6

LIMITES DE LA ELEVACION DE TEMPERATURA (SOBRE LA TEMPERATURA AMBIENTE) PARA OPERACION CONTINUA DEL REACTOR A UNA TENSION DEL 105% DEL VALOR NOMINAL

| TIPO DE REACTOR | ELEVACION DE LA TEMPERATURA DEBIDO A LA RESISTENCIA DEL DEVANADO ° C | ELEVACION DE LA TEMPERATURA EN EL SITIO MAS CALIENTE DEL DEVANADO ° C |
|-------------------|---|--|
| En baño de aceite | 55 | 65 |
| En baño de aceite | 65 | 80 |
| Del tipo seco | 80 | 110 |

d. A menos que se especifique de otra manera, el reactor está diseñado para funcionar a una frecuencia de 60 Hertz

Condiciones inusuales de servicio

Deben ser cuidadosamente tomados en consideración para un apropiado diseño y aplicación de los reactores en derivación. Como ejemplo de tales condiciones se tiene:

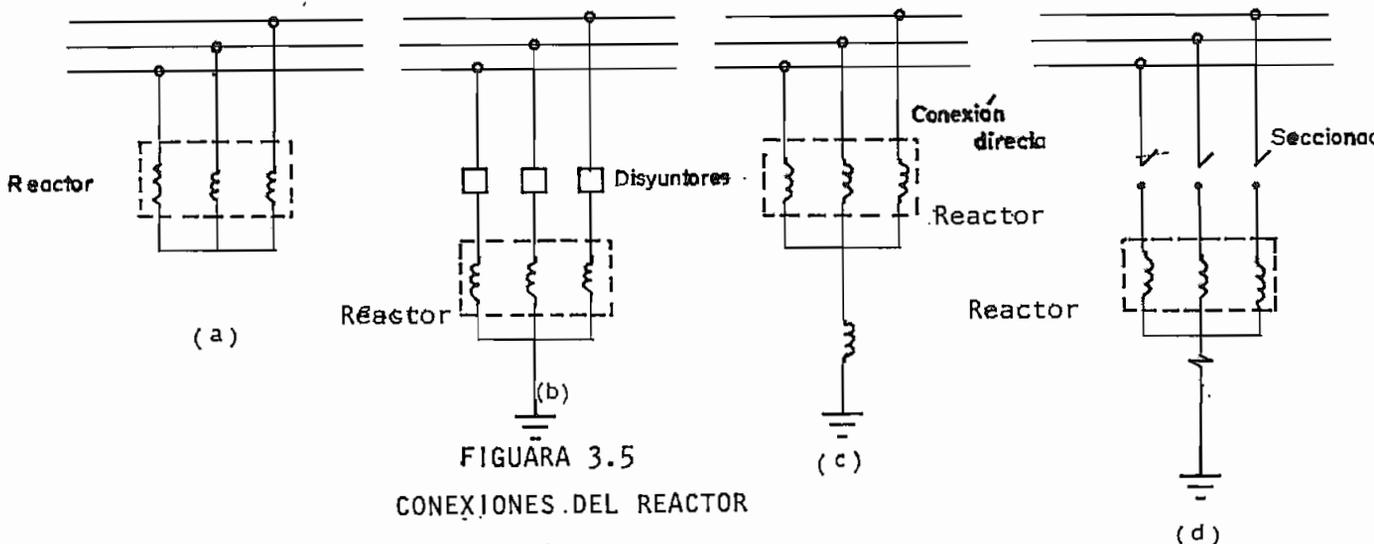
- Existencia de vapores o humo perjudiciales, gases, o excesiva humedad, etc.
- Vibración anormal del elemento
- Excesiva baja o alta temperatura
- Condiciones de transporte o almacenaje inadecuado
- Inapropiadas distancias entre unidades
- Frecuencia inadecuada de servicio, dificultad de mantenimiento forma de onda defectuosa, voltajes desbalanceados, etc.

- Condiciones inusuales de voltaje como las que puede existir durante períodos de carga ligera, o cuando se tiene líneas de transmisión abiertas, en donde pueden ocurrir incrementos de tensión.
- Circunstancias como las que resultan de la ausencia de protección contra descargas, o proximidad a estructuras o materiales magnéticos.

3.3. CONEXIONES

Los reactores son conectados al potencial de la línea o al devanado terciario de un banco de transformadores, directamente, mediante seccionadores o por disyuntores.

El neutro del reactor puede no ir puesto a tierra, o llevado a ésta, ya sea sólidamente, por medio de una resistencia, o de una reactancia. Cuando el neutro es puesto a tierra se evita la presencia de peligrosos sobrevoltajes que podrían generarse al producirse alguna falla (15). En la fig. 3.5 se muestran las conexiones del reactor.



- Reactor no puesto a tierra
- Reactor puesto sólidamente a tierra
- Reactor puesto a tierra a través de una reactancia
- Reactor puesto a tierra a través de una resistencia

3.4. COSTOS

En esta sección se detallan las consideraciones tomadas para realizar la evaluación económica correspondiente a la instalación de un reactor. Los costos considerados son los siguientes:

1. Costo o valor FOB del reactor, el cual es obtenido mediante la figura 3.7, donde se aprecian curvas que relacionan el precio del reactor en función de su capacidad. Estos costos han sido actualizados al año 1984 (ver anexo 1) mediante datos extraídos de contratos realizados por INECEL (16).
2. Costo FOB del equipo de posición, entendiéndose como tal todo el equipo de protección, seccionamiento, control y medición (17).
3. Costos adicionales, tomados como porcentaje del costo FOB como son: flete marítimo, nacionalización y transporte interno, equipo auxiliar, supervisión y montaje, ingeniería y administración, impuesto y seguro. Estos valores se anotan en la tabla 3.7, y han sido obtenidos de la referencia (18).
4. Costo total de pérdidas durante la vida útil del reactor, el cual es el sumatorio del valor presente de los costos anuales de pérdidas. El costo anual de pérdidas debe considerar las pérdidas por año, de potencia y energía, tal como a continuación se indica:

donde,

$$Cap = P_p \times C_p + P_p \times t_e \times 10^{-3} \times C_e \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Cap = Costo anual de pérdidas (US\$)

P_p = Pérdidas de potencia (KW) obtenida de la fig. 3.6

C_p = Costo de las pérdidas de potencia. Este valor es US\$ 143.93/KW (19)

t_e = Tiempo de energización del reactor (horas) . . .

10^{-3} = Factor, que permite cambiar los KWH, en MWH

C_e = Costo de las pérdidas de energía. Este valor es
US\$ 50.50/MWH (19)

5. Costo total de operación y mantenimiento durante la vida útil, el cual es el sumatorio del valor presente de los costos anuales por operación y mantenimiento. Este valor se ha tomado como el 1.57% del costo FOB del reactor (17)

Para obtener el valor presente de los costos anuales de pérdidas, y de operación y mantenimiento, se ha considerado una tasa de actualización del 8%, la cual varía entre 6% al 10% (19).

TABLA 3.7

VALORES EN % DE LOS COSTOS ADICIONALES
USADOS EN LA EVALUACION ECONOMICA

| CONCEPTO | VALOR |
|--------------------------------------|-------|
| Flete marítimo | 15% |
| Nacionalización y transporte interno | 10% |
| Equipo auxiliar | 8% |
| Supervisión y Montaje | 5% |
| Ingeniería y Administración | 20% |
| Impuestos y Seguros | 15% |

%IR

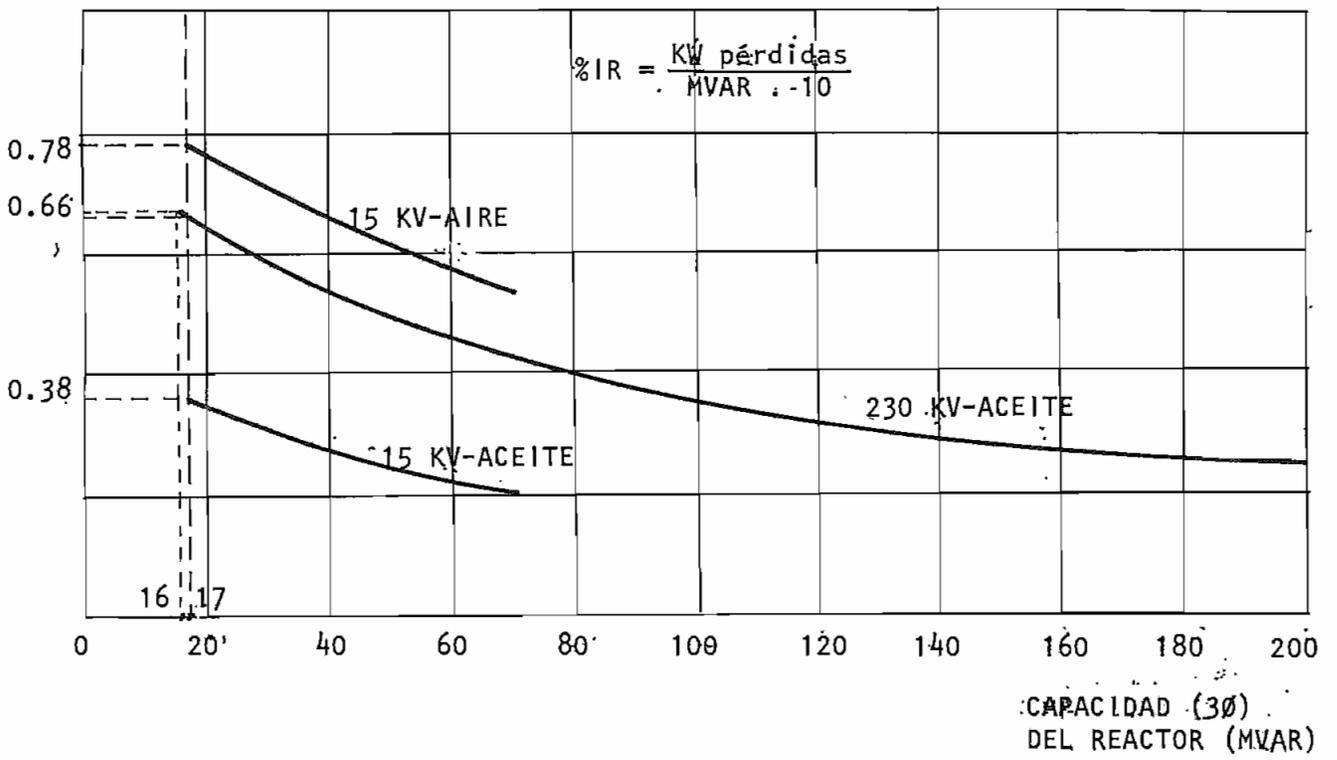


FIGURA 3.6 PERDIDAS DEL REACTOR

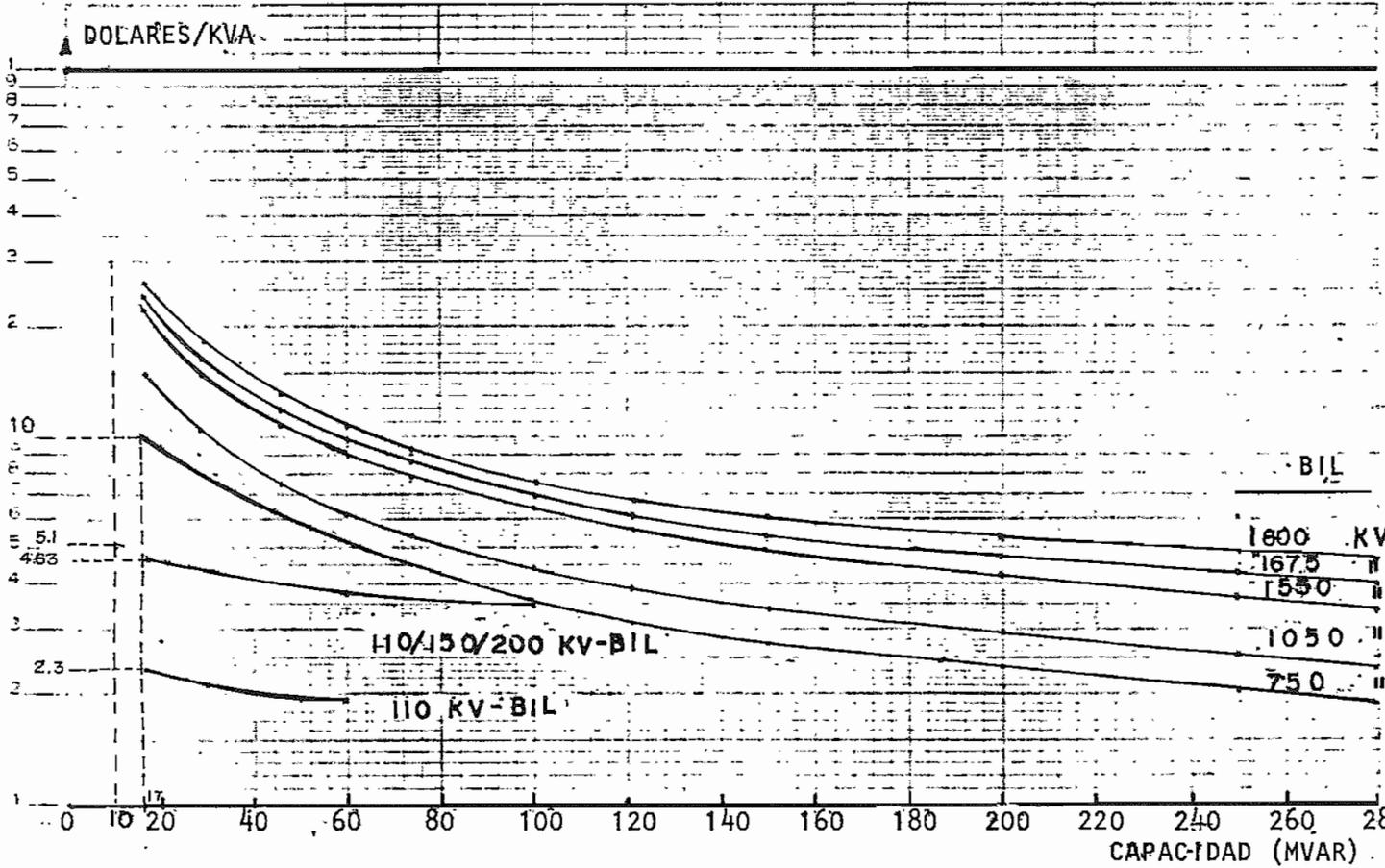


FIGURA 3.7 COSTO DEL REACTOR

CAPITULO IV

4.1. GENERALIDADES

Considerando la importante función que tiene el reactor como elemento de compensación de reactivos dentro de un sistema eléctrico de potencia, como también su correspondiente costo, resulta necesario disponer de ciertos esquemas y medios de protección que permitan garantizar la seguridad del elemento y sus partes, en caso de producirse alguna falla en el reactor o cerca de éste.

Los objetivos que se persiguen con esta protección, son:

- Mantener la continuidad de servicio, evitando que salga indebidamente de operación, un circuito importante del sistema de transmisión, por alguna falla ocurrida en el banco de reactores.
- Evitar que los daños involucren a otros elementos componentes del sistema.
- Reducir los costos de reparación.

En el presente capítulo se hará una descripción de varios medios de protección (imagen térmica, relé Buchholz) y esquemas, comúnmente utilizados en la protección de reactores.

4.1.1. Tipos de Protección

Entre los medios de protección generalmente usados para realizar la protección de los reactores, se tiene (20):

- Protección térmica (contra sobrecargas)
- Protección mediante relé Buchholz

- Protección por Sobrecorriente
- Protección Diferencial

4.1.2. Protección Térmica

Se la realiza para proteger al reactor contra cualquier elevación peligrosa de la temperatura, causada por alguna falla en el equipo de enfriamiento o por alguna prolongada sobrecarga (21). Esta protección se la hace a través de una imagen térmica o por relés térmicos.

4.1.2.1. Protección mediante Imagen Térmica

Aplicable a los reactores de aceite, es un dispositivo que registra, tanto, la temperatura del aceite mediante un termómetro sumergido en la parte superior del tanque, como también la temperatura de los arrollamientos por medio de una bobina de calefacción conectada a los secundarios de los transformadores de corriente localizados en los arrollamientos del reactor, de tal manera que la temperatura de la bobina sea proporcional a la corriente que circula por el transformador de corriente (fig. 4.1). La temperatura se mide en base a la dilatación de una columna de mercurio contenida en el tubo capilar y en el bulbo, que actúa directamente sobre el indicador de temperatura.

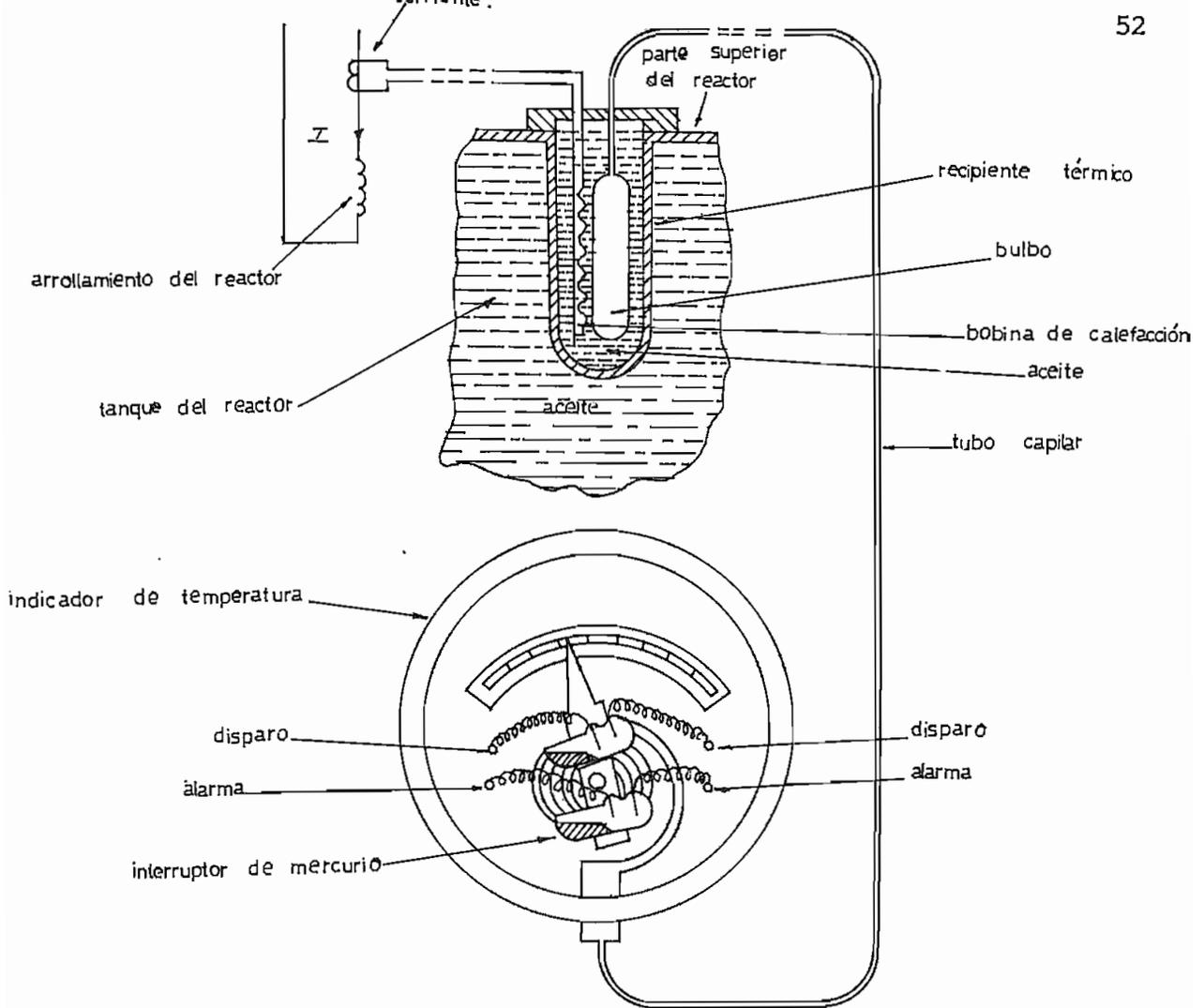


FIGURA 4.1 PARTES COMPONENTES DE LA IMAGEN TÉRMICA

4.1.2.2. Relés Térmicos

Aplicables a reactores de aire y aceite, reproducen aproximadamente la temperatura del objeto que protegen y entran en funcionamiento cuando se sobrepasa un determinado límite térmico previsto. Este tipo de relé puede accionar un circuito de alarma y un circuito de disparo, al igual que las imágenes térmicas.

Los relés térmicos tienen una característica muy dependiente de la intensidad, y son unidades que tienen en cuenta la carga previa, es decir, puede tolerar una de-

terminada sobrecarga aplicadas a un elemento frío, pero impedir la misma sobrecarga si se conecta a un elemento caliente (22)

4.1.3. Protección Buchholz

Aplicables a reactores de aceite, es una protección simple y eficaz diseñada contra fallas internas del reactor como defectos en el aislamiento, cortocircuitos entre fases o entre espiras, o también contra fallas ligeras como defectos en el aislamiento de un perno del núcleo, de las laminaciones, resistencia defectuosa de las uniones de los arrollamientos, quemaduras del hierro, etc. (22).

Es un dispositivo compacto de poco volumen y de fácil montaje instalado en serie sobre el ducto de aceite que une el tanque del reactor con el depósito conservador (fig. 4.2). El relé interviene cuando por efecto de alguna falla se forman gases, o disminuye bruscamente el nivel del aceite, provocando una señal de alarma (acústica u óptica) si la falla es ligera, o desconectado el reactor si la falla es grave o persistente (22)

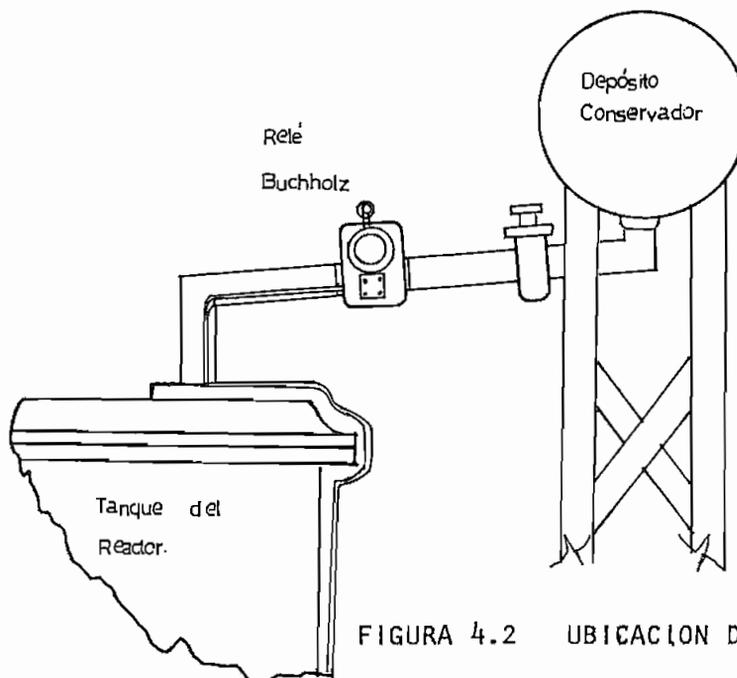


FIGURA 4.2 UBICACION DEL RELE BUCHHOLZ

El relé Buchholz tiene un flotador de alarma y otro de disparo, una cámara con ventanilla recolectora del gas que permite analizar la naturaleza del defecto por el color y la velocidad con que se acumula el gas. La posición del flotador de alarma depende del nivel del aceite en la cámara, el cual es función de la presión de los gases que contiene el aceite; en cuanto al flotador de desconexión o disparo, su posición depende de la velocidad del flujo del aceite y del gas que circula desde el tanque al depósito conservador. El funcionamiento del relé Buchholz es como a continuación se indica (22):

Una cámara a normalmente llena de aceite contiene los dos flotadores b_1 , b_2 móviles alrededor de ejes fijos (fig. 4.3)

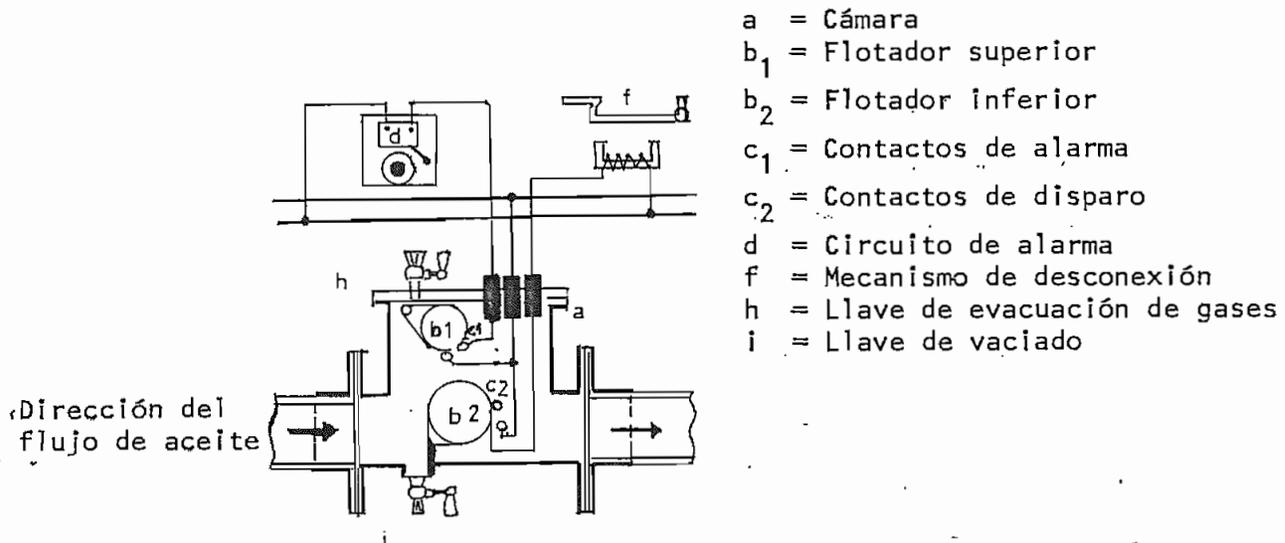


FIGURA 4.3 FUNCIONAMIENTO NORMAL DEL RELE BUCHHOLZ

Si a consecuencia de un defecto poco importante se producen pequeñas burbujas de gas, éstas se elevan en el tanque del reactor y se dirigen al depósito conservador de aceite. Las burbujas son captadas y almacenadas en la cámara, donde el nivel de aceite baja progresivamente a medida que las burbujas llenan el espacio superior de la cámara, como consecuencia el flotador superior b_1 se inclina, y cuando la cantidad de gas es suficiente, cierra los contactos c_1 que alimenta el circuito de alarma d (fig. 4.4)

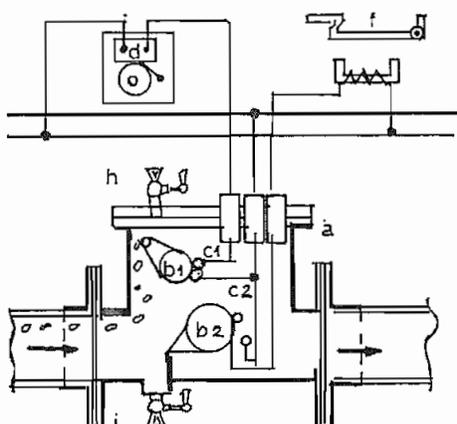


FIGURA 4.4. FUNCIONAMIENTO DEL RELÉ BUCHHOLZ ANTE UN DEFECTO POCO IMPORTANTE

El color de los gases almacenados da una buena indicación del lugar donde se ha producido el defecto, por ejemplo (12):

- Gas blanco, descomposición del papel o cartón.
- Gas amarillo, defectos en las partes de madera
- Gas gris, quemaduras del hierro
- Gas negro, descomposición del aceite

El flotador b_2 conserva su posición de reposo mientras sea lento el desprendimiento de gases, pero si el defecto se acentúa, el desprendimiento de gases se hace violento y se producen grandes burbujas, de tal forma que a consecuencia del choque, el aceite fluye bruscamente a través de la tubería hacia el depósito conservador de aceite. Este flujo encuentra al flotador b_2 y lo inclina, cerrando los contactos c_2 , accionando el mecanismo de desconexión (fig. 4.5)

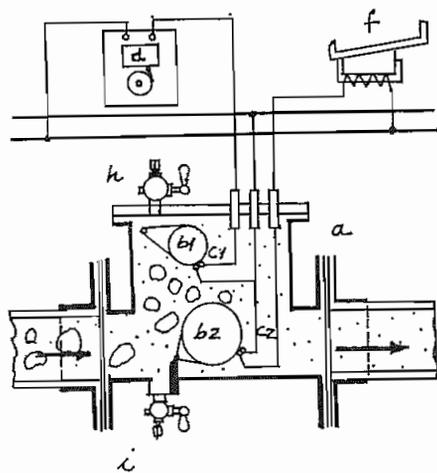


FIGURA 4.5 . FUNCIÓNAMIENTO DEL RELÉ BUCHHOLZ ANTE UNA FALLA GRAVE

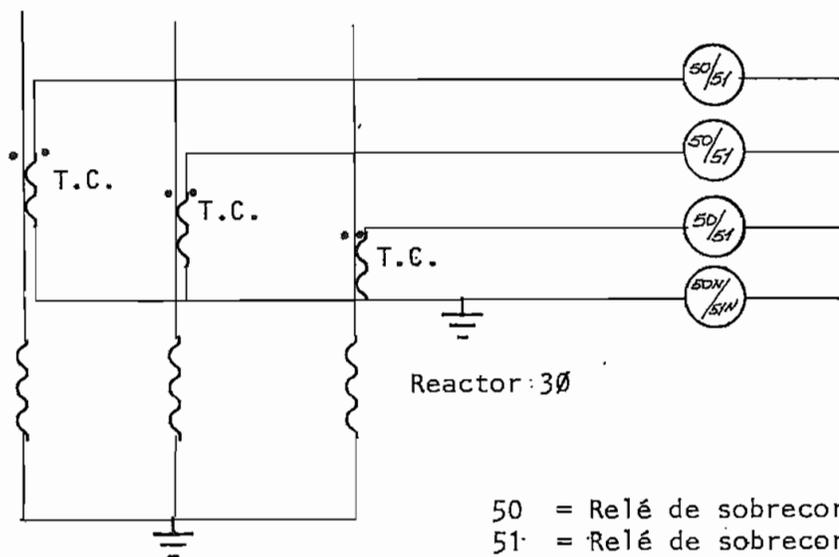
Los contactos c_1 y c_2 entran también en funcionamiento cuando el nivel de aceite baja de un determinado límite debido alguna fisura en el tanque del reactor. Además el relé Buccholz es capaz de detectar elevadas sobrecargas ya que se producen numerosas y pequeñas burbujas debido a que el calentamiento de los arrollamientos volatiliza el aceite. Estas burbujas actúan como si se trataran de algunas burbujas grandes que a manera de

choque obliga al aceite a fluir bruscamente accionando el flotador de disparo b_2 (22).

El relé Buccholz no funciona por la acción de los movimientos del aceite que resultan del calentamiento normal. Además este relé no requiere de mantenimiento especial, sólo es aconsejable controlar de vez en cuando el buen funcionamiento de los flotadores de alarma y de disparo (12).

4.1.4. Protección por Sobrecorriente

Un esquema de protección usando relés de sobrecorriente se ilustra en la fig. 4.6a (20), mediante el cual se consigue proteger las fases y tierra del reactor en caso de fallas entre fases, o entre fase(s) y tierra; el relé de tierra también es capaz de detectar cualquier desbalance entre fases. Para un reactor de simple fase, la protección es como se indica en la fig. 4.6b



(a)

- 50 = Relé de sobrecorriente instantáneo
- 51 = Relé de sobrecorriente con retardo de tiempo
- 50N = Relé de sobrecorriente instantáneo de tierra
- 51N = Relé de sobrecorriente de tierra con retardo de tiempo
- TC = Transformador de corriente

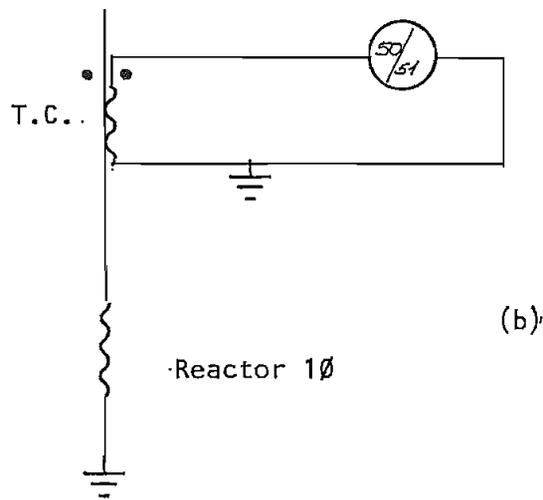


FIGURA 4.6

PROTECCION POR SOBRECORRIENTE

a. PARA UN REACTOR 3Ø

b. PARA UN REACTOR 1Ø

En ambos casos, los relés detectan la falla cuando el valor de la corriente que circula por el secundario de los transformadores de corriente corresponde al valor de puesta en trabajo. Es conveniente ajustar los relés de sobrecorriente a un valor mayor a la corriente nominal del reactor para evitar innecesarias operaciones de éstos durante transitorios (20).

La protección por sobrecorriente tiene la ventaja de ser bastante sencilla y barata, aunque es lenta y poco selectiva (23). Puede ser usada como respaldo de la protección diferencial que se mencionará a continuación (21).

4.1.5. Protección Diferencial

El principio de funcionamiento es comparar las corrientes de ambos lados del reactor. Cuando la falla ocurre dentro de la zona protegida, la dirección del flujo de corriente es como se muestra en la fig. 4.7a de tal manera que la corriente que circula por el relé diferencial determina que éste opere. Si la falla tiene lugar fuera de la zona de protección, la distribución de corriente es como se ilustra en la fig. 4.7b y el relé diferen-

cial permanece inactivo. La protección diferencial opera también cuando el flujo de corriente es en sólo un lado, o cuando el flujo de corriente de un lado es mucho mayor al flujo del otro lado. En otras palabras, la corriente en el relé diferencial será proporcional al vector diferencia entre las corrientes que entran y salen del reactor, y si la corriente diferencial excede al valor de puesta en trabajo del relé, éste opera (23).

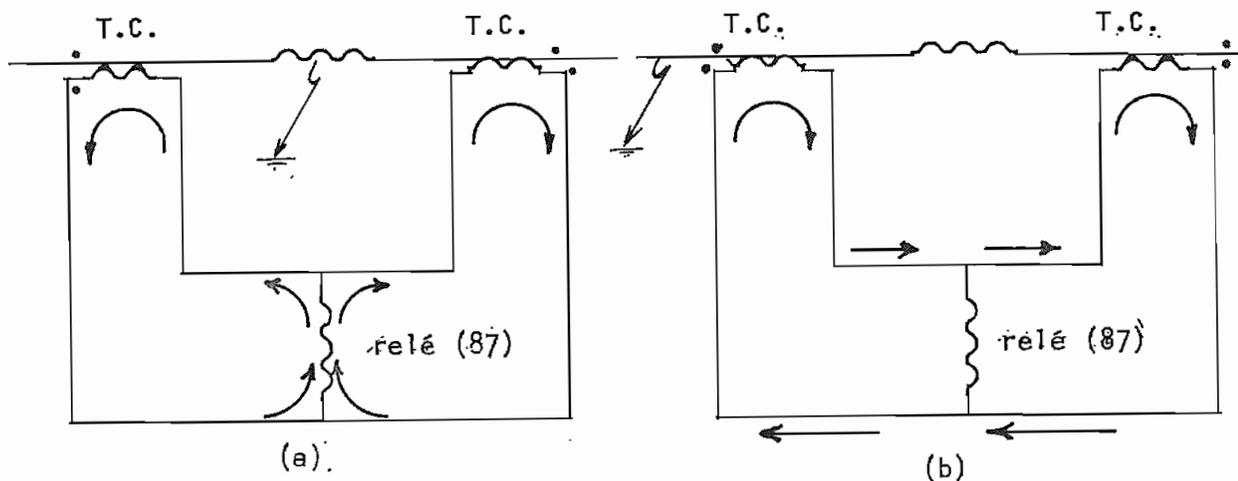


FIGURA 4.7

PROTECCION DIFERENCIAL DEL REACTOR...
 a) OPERACION EN FALLA INTERNA
 b) OPERACION EN FALLA EXTERNA

Cuando se tiene llegada a los 6 terminales de, un reactor trifásico o de un banco de reactores de simple fase, la protección diferencial, la cual detecta fallas entre fases o entre fase(s) y tierra, puede ser realizada como se ilustra en la fig. 4.8 donde el relé de sobrecorriente conectado a tierra es opcional y sirve de respaldo (20). Esta conexión mediante relés separados de fase, permite identificar el arrollamiento donde se produce la falla.

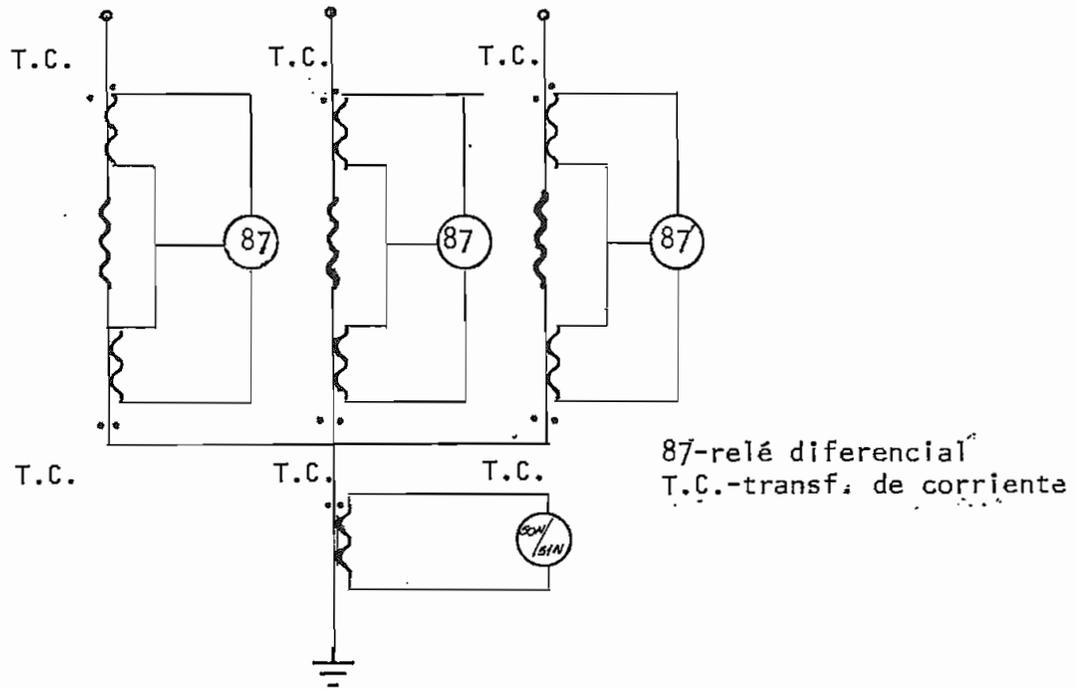


FIGURA 4.8 PROTECCION DIFERENCIAL DE UN REACTOR 3 ϕ , MEDIANTE TRES RELES

Un esquema más económico, es utilizar un relé trifásico como se indica en la fig. 4.9, o conectar los transformadores de corriente como se ilustra en la fig. 4.10, donde se usa un simple relé diferencial.

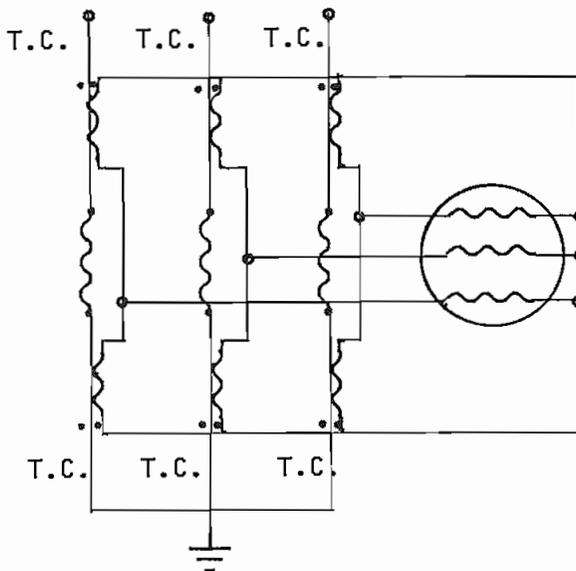


FIGURA 4.9 PROTECCION DIFERENCIAL DE UN REACTOR 3 ϕ , MEDIANTE UN RELE TRIFÁSICO

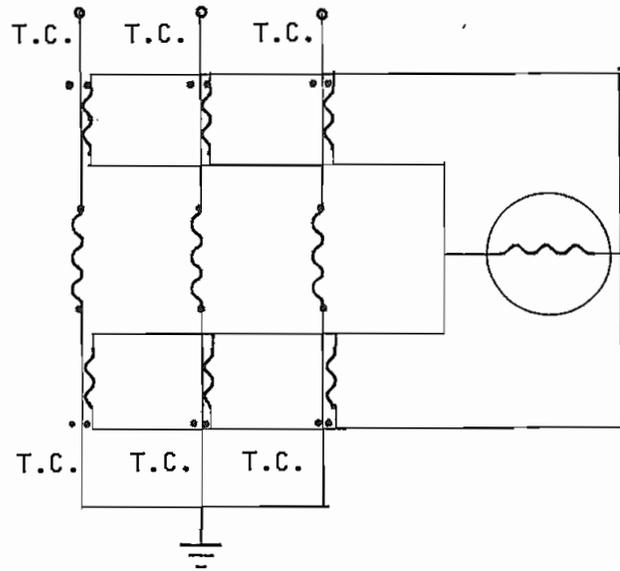


FIGURA 4.10 PROTECCION DIFERENCIAL DE UN REACTOR 3 ϕ , CC RELE DE SIMPLE FASE.

Para el caso de reactores de simple fase, la protección diferencial es sencilla tal como se indica en la fig. 4.11

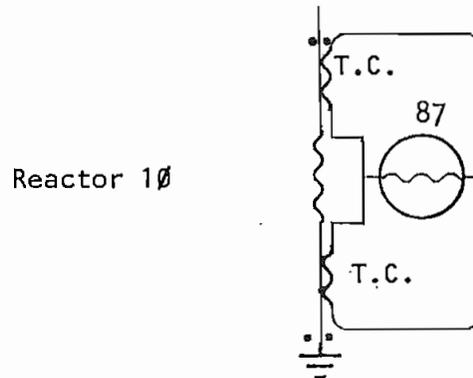


FIGURA 4.11

PROTECCION DIFERENCIAL
DE UN REACTOR 1Ø

Si solo se tiene llegada a 4 terminales (3 de fase, 1 de tierra) del banco de reactores, la protección diferencial es como se aprecia en la fig. 4.12 (21), con lo cual se protege al reactor sólo contra fallas que incluye la tierra. La protección del reactor contra fallas entre fases puede hacerse como en la fig. 4.13 (20).

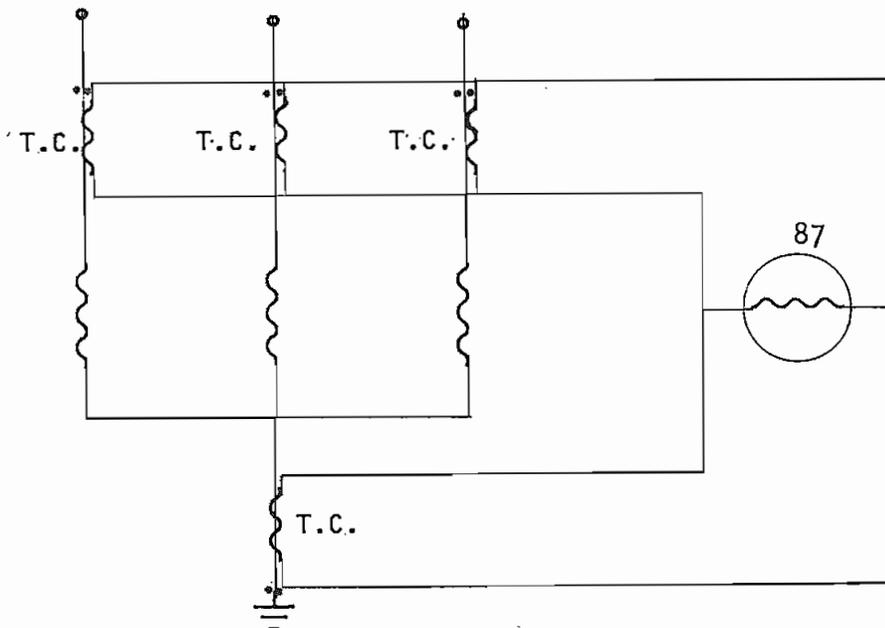


FIGURA 4.12

PROTECCION DIFERENCIAL
DE UN REACTOR 3Ø, CON
LLEGADA A 4 TERMINALES

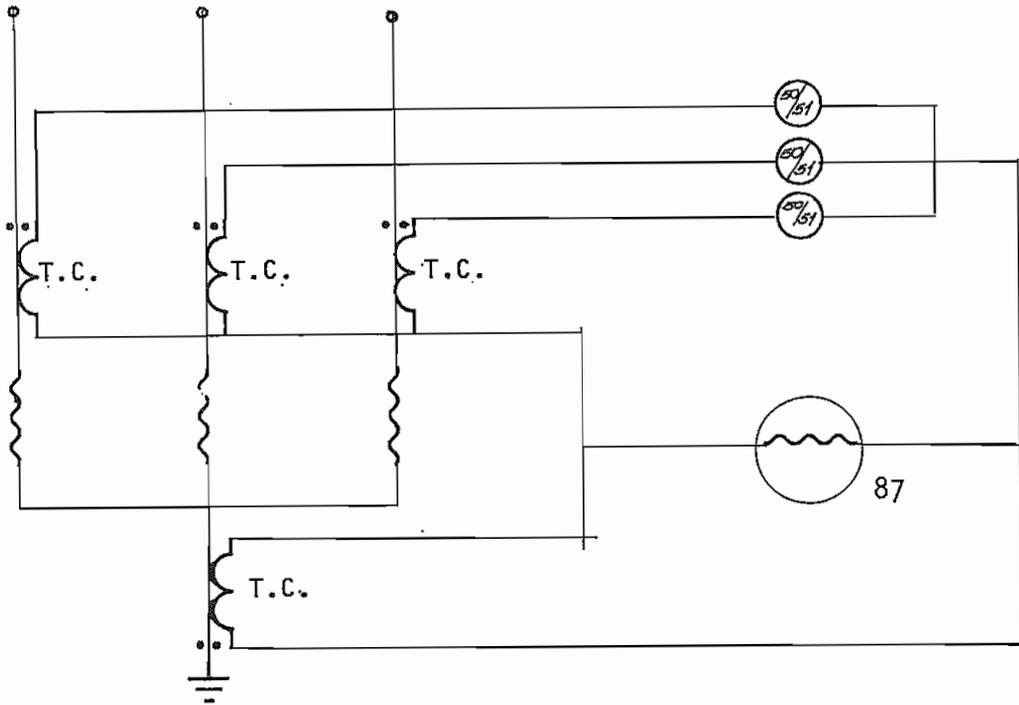


FIGURA 4.13. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE UN REACTOR 3Ø, CON LLEGADA A 4 TERMINALES, CON RELES DE SOBRECORRIENTE PARA LAS FASES

La protección diferencial a pesar de ser más costosa que la protección por sobrecorriente, constituye un medio muy selectivo y veloz de garantizar la seguridad del reactor (23).

4.1.6. Protección contra sobrevoltajes

Para proteger los bancos de reactores contra descargas atmosféricas o contra cualquier otro sobrevoltaje transiente que pueda presentarse, se recomienda la utilización de pararrayos ubicados del lado de la fuente de los disyuntores de protección del banco de reactores de tal manera que los disyuntores queden también protegidos (ver fig. 4.14).

Se recomienda pararrayos tipo estación para proteger a los reactores conectados a la línea o al devanado terciario de un banco de transformadores (13).

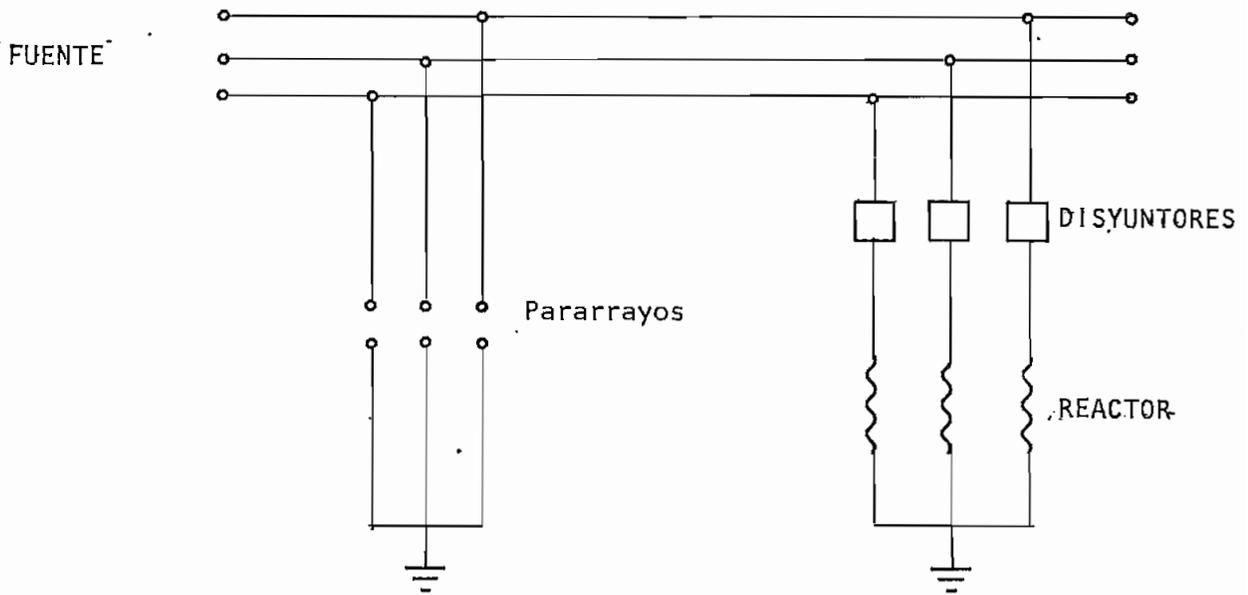


FIGURA 4.14

PROTECCIÓN DE LOS REACTORES
CONTRA SOBREVOLTAJE MEDIANTE
PARARRAYOS

4.2. CONTROL (GENERALIDADES)

Para un mejor funcionamiento del reactor dentro de un sistema eléctrico de potencia, en coordinación con los requerimientos de reactivos, es necesario disponer de apropiados esquemas de control que permitan determinar el momento en que el banco de reactores entre o salga de operación.

En general los circuitos correspondientes a los diferentes esquemas de control automático presentan fundamentalmente el mismo funcionamiento, es decir, la secuencia de operación para cualquier control es (24):

- Detección de la señal de operación
- Retardo de tiempo entre la detección de la señal y la orden de operación, con la finalidad de que el control no actúe indebidamente excitado por algún fenómeno transitorio.
- Apertura o cierre de mecanismo de maniobra.

4.2.1. Esquemas de Control

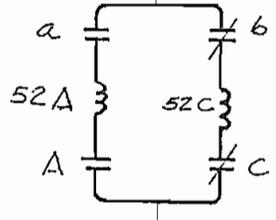
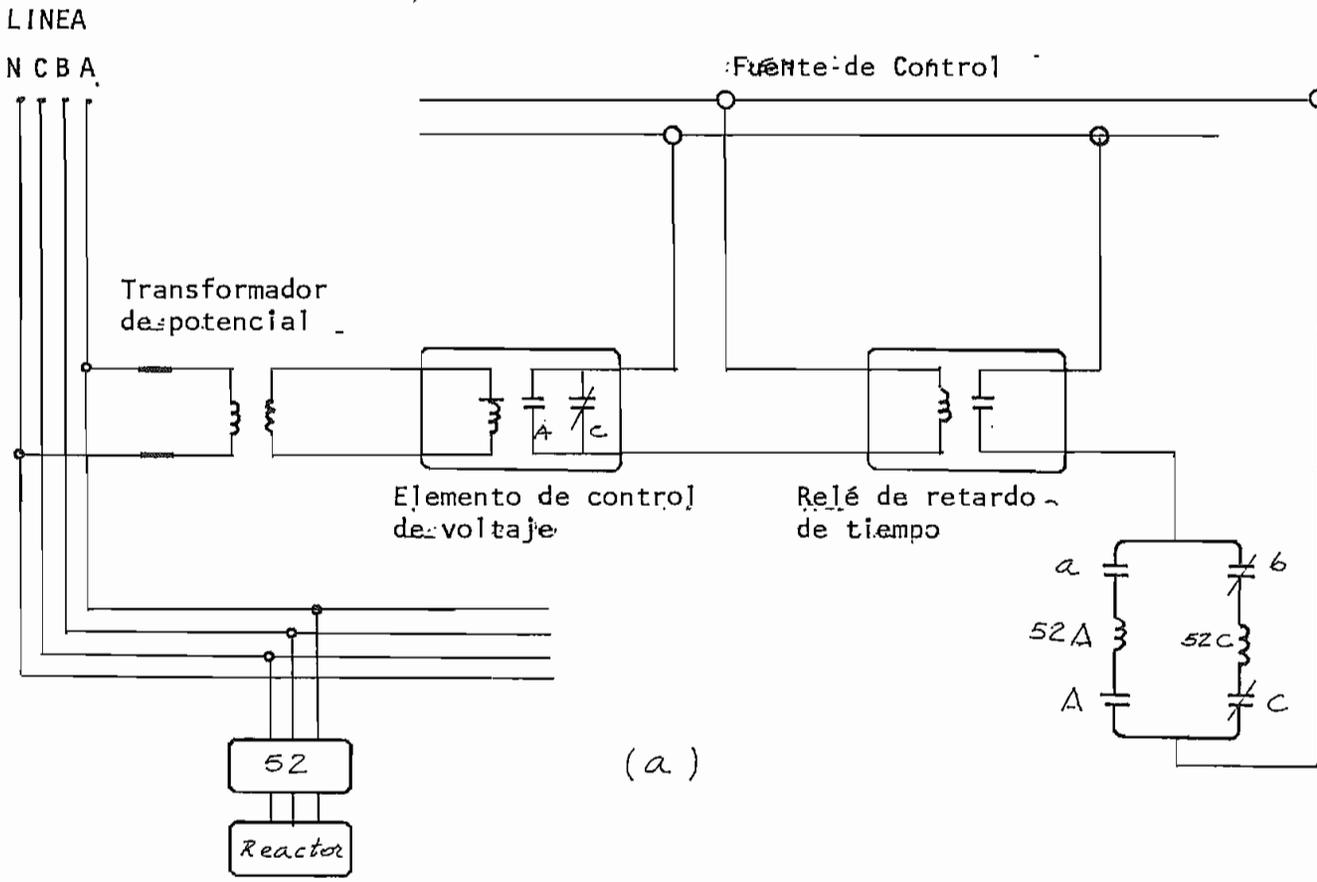
Considerando que las características del funcionamiento del reactor en un sistema eléctrico de potencia son reducir el nivel de tensión, consumir potencia reactiva, compensar la corriente capacitiva producida por líneas de transmisión y cables los esquemas utilizados para el control de los reactores son:

- Control por voltaje
- Control por corriente
- Control por potencia reactiva
- Control manual
- Control de tiempo

4.2.1.1. Control de voltaje

Consiste básicamente en que el nivel de tensión es llevado a un elemento de control de voltaje a través de un transformador de potencial para que según los requerimientos del sistema, ordene la entrada o salida del banco de reactores.

El diagrama de conexión simplificado mostrando el control de voltaje y el correspondiente circuito de control se ilustran en la fig. 1 (25)



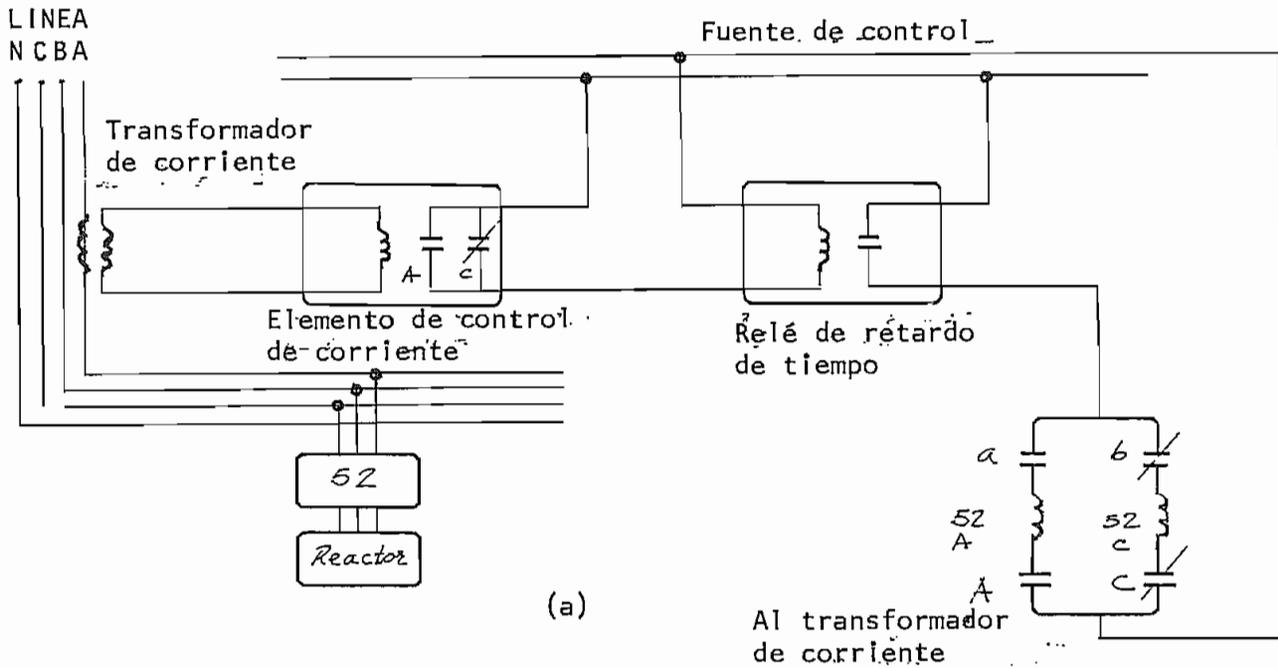
2,62=relé de retardo de tiempo
 43=elemento de transferencia de control
 52=interruptor
 90V=elemento de regulación de voltaje
 C =contador eléctrico

H=térmico
 90X=bobina auxiliar
 90X_V=bobina auxiliar de conexión
 90X_R=bobina auxiliar de desconexión

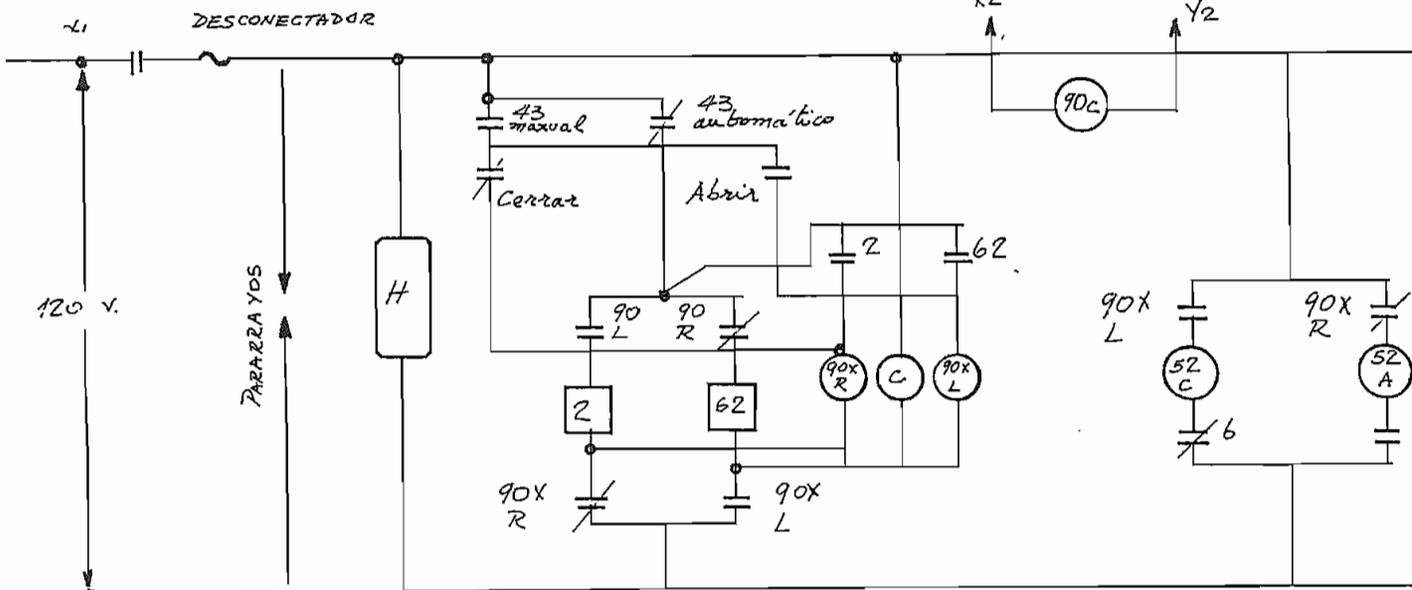
FIGURA 4.15 a. Esquemas de conexiones
 b. Circuito de control de voltaje

4.2.1.2. Control de corriente

El principio de funcionamiento es similar al control de voltaje, pero la señal de inteligencia, en este caso, es la corriente de línea, la cual es llevada al elemento de control de corriente mediante un transformador de intensidad. Los correspondientes diagramas de conexión y control se aprecian en la fig. 2 (25).



(a)



90C=Elemento de control de corriente

(b)

FIGURA 4.16

a. ESQUEMA DE CONEXIONES
b. CIRCUITO DE CONTROL DE CORRIENTE

4.2.1.4. Control de tiempo

En este tipo de control, el cierre y la apertura del banco de reactores se realiza mediante relojes calibradores de acuerdo a cierto horario previamente fijado, que coincida con los requerimientos de potencia reactiva por parte del sistema, en las diferentes condiciones de carga. Para ésto se requiere que las necesidades de reactivos, se presente como una función bien establecida en relación al tiempo (24)

4.2.1.5. Control manual

Es el método más sencillo y barato, y se basa simplemente en que mediante un switch de transferencia manual, se ordena la respectiva operación de conmutación (figuras 1, 2, 3).

4.2.2. Mecanismo de Operación

La secuencia de operación de los circuitos de control mencionados anteriormente es la siguiente (26):

Si el switch de transferencia 43 está en la posición de automático, y unos contactos del elemento de control cierran indicando el exceso de reactivos en el sistema, se energiza la bobina del relé de retardo de tiempo. Si la causa inicial no es un disturbio transitorio, los contactos del elemento de control permanecerán cerrados hasta que los contactos del relé de retardo de tiempo hayan cerrado, energizando el mecanismo de cierre del interruptor que conecta el banco de reactores.

Si con el reactor conectado al sistema, otros contactos del elemento de control cierran indicando que se necesita potencia reactiva en el sistema, se energiza la bobina de disparo del relé de retardo de tiempo. Si los contactos del elemento de control permanecen cerrados durante el tiempo requerido por los contactos de disparo del relé de retardo de tiempo, se energiza el mecanismo de apertura del interruptor que desconecta el reactor del sistema.

4.2.3. Otros controles

Además de los mencionados anteriormente, cabe anotar que existen controles que responden a una combinación de dos señales, como por ejemplo, voltaje-corriente, voltaje-tiempo.

El control voltaje-corriente poseen un elemento sensible al voltaje en combinación con un elemento sensible a la corriente, su funcionamiento es como un control de voltaje siempre que la corriente de línea sea menor a un valor previamente fijado. Cuando este valor es superado, un relé auxiliar modifica la calibración del elemento sensible al voltaje el cual opera a un valor mas bajo desconectando inmediatamente el banco de reactores. Si posteriormente la elevación de voltaje es alta, se modifica nuevamente la calibración del elemento sensible al voltaje, reestableciéndose las condiciones iniciales de operación del control. En caso de presentarse un descenso de voltaje en momento de carga mínima, debido a disturbios en el sistema, los reactores se desconectan mejorando las condiciones de voltaje sin hacer caso del valor de la corriente (24).

El control voltaje-tiempo, es simplemente un control de voltaje en combinación con un reloj que selecciona la calibración del elemento de control de voltaje (27).

En la fig. 4.18, se indica cuando se necesita conexión (ON) o desconexión (OFF) de reactores en relación a la variación de la tensión; también se ve como varía la curva de voltaje.

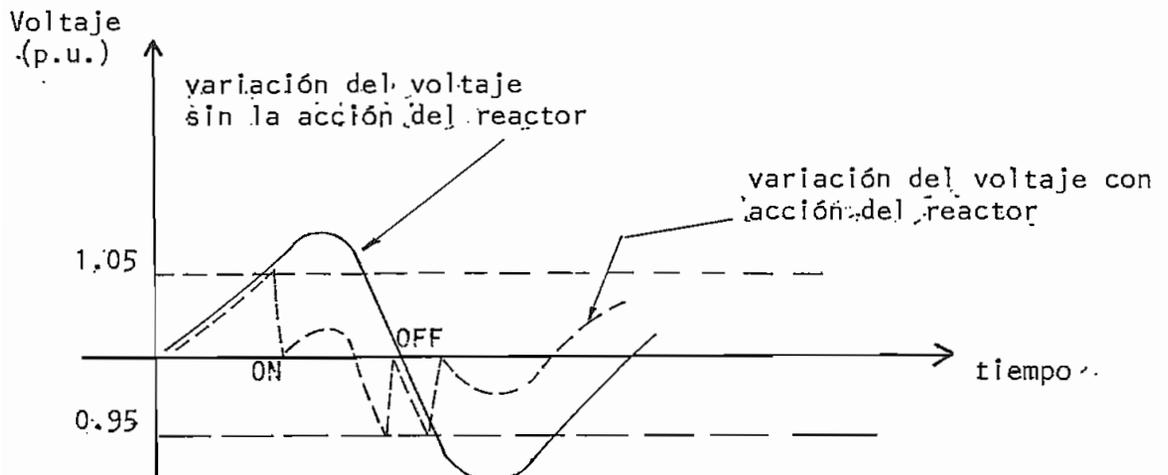


FIGURA 4.18 : Conexión (1.05) y desconexión (0.95) del reactor en función de la variación del voltaje, para el caso de mantener la tensión en 1.0 p.u.

CAPITULO V

5.1. GENERALIDADES

En el presente capítulo se hará una aplicación de lo mencionado en las secciones anteriores. Se tomará como ejemplo una parte del total del sistema nacional interconectado.

En primer lugar se establecerá la necesidad de reactivos por parte del sistema en condiciones de mínima demanda. Si para esta condición de carga, no se necesitan reactores, se considerará el efecto de energización de línea, para lo cual se tomará la línea de doble circuito a 230 KV, desde Paute hasta Pascuales. Seguidamente se procederá a la selección de los equipos con los respectivos esquemas de protección y control, que se usarán a fin de satisfacer la demanda de reactivos.

Además se determinará el costo correspondiente a la instalación del equipo seleccionado.

5.1.1. Datos del sistema

El sistema que servirá de ejemplo, se ha tomado de un plano de INECEL sobre un estudio de cortocircuitos del año 1987, en el cual se han realizado reducciones de red, obteniéndose algunas reactancias y generadores equivalentes. Este sistema tendrá las características anotadas en la fig. 5.1

5.2. REQUERIMIENTOS DE REACTIVOS

En esta sección se establecerá la necesidad de reactivos por parte del sistema, tanto en condiciones de mínima demanda como al momento de energización de la línea.

En primer lugar, cuando el sistema opera en condiciones de mínima demanda, se utiliza un programa de flujos de carga para determinar las barras donde el nivel de tensión no debe ser mayor a 1.05 p.u. , por ejemplo, barras ubicadas inmediatamente antes de las S/E. Luego se determina la capacidad de los reactores necesarios para reducir la tensión, a valores que estén entre límites aceptados.

Después se considera el instante de energización de la línea, Pautepascuales, y se calcula la capacidad de los reactores que compensen el efecto capacitivo de la línea.

Mediante este procedimiento se puede establecer el número de pasos y la capacidad del banco(s) de reactores

5.2.1. Flujo de carga para mínima demanda

La fig. 5.2. es el esquema utilizado para realizar flujos de carga en condiciones de mínima demanda. Los datos de resistencias, reactancia y susceptancia de los diferentes tramos de líneas se anotan en la tabla 5.1.

Para la corrida del programa de flujos de carga, en condición de mínima demanda, los datos de entrada detenidos son los anotados en la tabla 5.2 (28).

RESULTADOS: Para obtenerlos, se ha utilizado el programa de flujos de potencia de la referencia (29). Para esta condición de carga, los valores de voltaje en por unidad en las diferentes barras del sistema son los anotados en la tabla 5.3.

De los valores dados en la tabla anterior se observa que todas las barras del sistema permanecen dentro de los límites permiti-

tidos (0.95 - 1.05)p.u, lo que significa que no se necesitan reactores para esta condición de carga. Resulta evidente que para condiciones de media y máxima demanda será innecesario la instalación de reactores, y por el contrario probablemente se deba instalar bancos de capacitores para que generen reactivos que permitan satisfacer la demanda del sistema en estas condiciones de carga.

5.2.2. Energización de línea

Se considera el efecto que tiene la capacitancia propia de la línea de elevar el nivel de tensión en las barras del sistema a medida que la distancia desde la fuente de energización aumenta. (No se tratará sobre los transitorios que se producen en los primeros milisegundos cuando se energiza la línea, debido a que ésto no es el alcance de la tesis)

En el presente ejemplo, el caso más desfavorable es cuando se energiza el sistema desde un extremo, (Paute), es decir desde, el generador ubicado en la barra 1. (fig. 5.3)

Según la ecuación A2-3 (ver anexo 2) la tensión en el lado de recepción es mayor a la tensión en la generación, debido a que la capacitancia de la línea genera reactivos hacia la fuente.

Para analizar el efecto de energización, la línea se representa mediante el modelo indicado en la fig. 5.4. Según este modelo la línea es dividida en tramos de longitud de 10, 20, 30 KM y se considera las reactancias inductivas y capacitivas por cada tramo. En el ejemplo, se ha tomado tramos de 20 KM de longitud.

La ecuación A2-13 (ver anexo 2) permite calcular la tensión en

las barras del sistema de manera proporcional a la distancia desde la fuente de energización. Para aplicar esta ecuación es necesario calcular la capacitancia y la inductancia de la línea; los valores obtenidos son los siguientes (ver anexo 3):

| | | | |
|--------------|---|---------|---|
| X_L (p.u.) | = | 0.00893 | Valores por fase considerando los dos conductores |
| X_C (p.u.) | = | 13.559 | |

Utilizando la ecuación A2-13 los valores de voltaje obtenidos en las diferentes barras son los anotados en la tabla 5.4.

En la fig. 5.5, se ilustra los resultados obtenidos cuando se energiza la línea desde Paute a Pascuales.

5.3. SELECCION DE EQUIPOS

5.3.1. Criterios técnicos y económicos

Aplicando la ecuación A2-13 y considerando que la línea se extiende hasta Pascuales, los valores de tensión en las barras de Milagro y Pascuales son, 1.069 y 1.071 respectivamente. Para definir el punto de ubicación del reactor, se debe considerar que las líneas de transmisión pueden tolerar estos valores de voltaje; para el caso de las Sub-Estaciones es conveniente que la tensión no exceda de 1.05 p.u. Por ésto se determina que el lugar de localización del banco de reactores será antes de la Sub-Estación de Milagro.

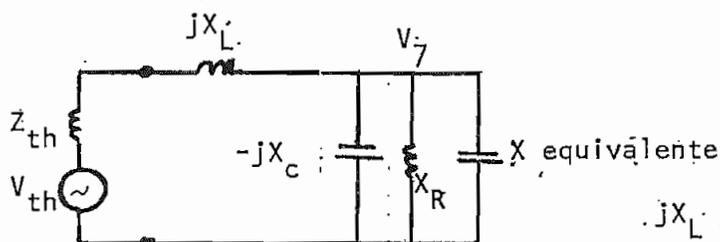
Una vez definida la ubicación del reactor, se debe determinar si ésta irá conectado al potencial de la línea o al devanado terciario del transformador situado en la Sub-Estación de Milagro. Esto se realiza mediante una evaluación económica, considerando los costos del reactor, costos de pérdidas, costos de operación

y mantenimiento, costos adicionales, y costos por posición; costos que son comunes para ambas alternativas.

Para obtener el costo del reactor, se debe calcular su capacidad cuando se conecta a la línea, y luego, cuando se instala en el devanado terciario del transformador.

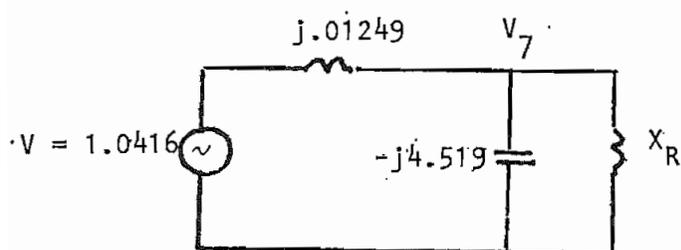
Si el reactor se conecta a la línea, se tiene el circuito equivalente indicado en la fig. 5.6.

Obteniendo el equivalente de Thevenin y la impedancia equivalente en los puntos indicados en la fig. 5.6, se tiene:



$$\begin{aligned} jX_L &= 0.00893 \text{ p.u.} \\ V_{th} &= 1.0416 \text{ p.u.} \\ Z_{th} &= j0.116 \text{ p.u.} \\ X_{eq} &= j6.779 \text{ p.u.} \\ X_R &= \text{reactancia del reactor} \end{aligned}$$

Este circuito se puede reducir a uno más sencillo, es decir



Por teoría de circuitos, mediante divisor de tensión, se tiene:

$$V_7 = 1.05 = 1.0416 \times \frac{X}{X + j0.1249}; \quad X = (-j4.519) // X_R$$

donde,

$$X = -j15.59 \text{ p.u.}$$

$$X_R = j6.35 \text{ p.u.}$$

$$X_R = 6.35 \cdot X_{base} [\Omega]$$

$$X_R = 6.35 \times \frac{(230)^2}{100}$$

$$X_R = 3360 \Omega / \text{fase}$$

de la Ec. 3.4,

$$Q_{3\phi} = \frac{(230)^2}{3360}$$

$$Q_{3\phi} = 16 \text{ MVAR}$$

Si el reactor se conecta al devanado terciario del transformador, se tiene el circuito equivalente indicado en la fig. 5.7.

Siguiendo un procedimiento similar al caso anterior, se llega a:

$$j \cdot X_p + j \cdot X_t + X_R = j \cdot 6.35 \text{ p.u.}$$

$$j \cdot 0.1113 \text{ p.u.} + j \cdot 0.3762 \text{ p.u.} + X_R = j \cdot 6.35 \text{ p.u.}$$

de donde,

$$X_R = j \cdot 5.86 \text{ p.u.}$$

$$X_R = 5.86 \cdot X_{base} [\Omega]$$

$$X_R = 5.86 \cdot \frac{(13.8)^2}{100}$$

$$X_R = 11.16 \Omega / \text{fase}$$

de la ecuación 3.4.,

$$Q_{3\phi} = \frac{(13.8)^2}{11.16}$$

$$Q_{3\phi} = 17 \text{ MVAR}$$

Una vez determinada la capacidad, el costo del reactor se calcula mediante la fig. 3.7. Estos valores se indican en la tabla 5.5.

Los costos anuales de pérdidas se calcula mediante la ecuación 3.5.

$$\text{Cap} = P_p \cdot C_p + P_p \cdot t_e \cdot 10^{-3} \cdot C_e$$

Cap = Costo anuales de pérdidas

$$P_p = \text{IR}\% \cdot Q \text{ reactor (MVAR)} \cdot 10 \text{ (fig.3.7)}$$

$$C_p = 143.96 \text{ US\$/KW (tabla 3.7)}$$

$$C_e = 50.5 \text{ US\$/MWH (tabla 3.7)}$$

t_e = tiempo de energización del reactor. Generalmente se energiza 7 - 8 veces/año, durante 2 - 3 horas por cada vez.

Se toma $t_e = 25$ horas.

Los costos anuales de pérdidas y los costos totales por pérdidas durante la vida útil (30 años) del reactor, considerando una tasa de actualización del 8% (tabla 3.7), se resume en la tabla 5.6.

Los costos anuales de operación y mantenimiento son determina-

ficie de refrigeración.

5.3.2. Características del reactor seleccionado

A continuación se resume las principales características técnicas del reactor:

- Potencia nominal : 17
- Tensión nominal (f - f) : 13.8 KV

- Tensión máxima (f - f) : 14.5 KV
- Frecuencia nominal : 60 HZ
- Impedancia nominal por
fase a la tensión nominal: 11.16 ohmios (Ec. 3.4)
- Corriente de línea nominal: 714 amperios (Ec. 3.2)
- Nivel de aislamiento,
de impulso : 110 KV
- Altura de instalación : sobre el nivel del mar
- Temperatura promedio del
aceite de enfriamiento
(Tabla 3.3.) : 30°C
- Temperatura máxima del
aceite sobre la temperatu-
ra ambiente, para operación
continua al 105% de su ca-
pacidad nominal, (tabla 3.6): 55°C
- Accesorios : (ver 3.1.4.)

5.4. PROTECCION

El reactor como elemento importante, componente de un sistema eléctrico de potencia, deberá ser protegido de una manera selectiva, rápida y segura. Este elemento será protegido contra las siguientes fallas:

- Fallas mayores ($\phi-\phi$, $\phi-t$, $\phi-\phi-t$, 3ϕ); para reactores de una potencia superior a los 1000 KVA, se recomienda utilizar protección diferencial debido a su alta sensibilidad y selectividad.

El esquema usado será el indicado en la fig. 5.9, en el cual se emplea un relé diferencial tipo CA (generador) de la Westinghouse, que es un relé de simple fase, de disco de inducción, con una bobina de

operación OP y dos, de compensación R conectadas en serie (30).

En condiciones normales de funcionamiento, en las bobinas de compensación circulará una determinada corriente mientras que en la, de operación circulará muy poca o ninguna corriente. Si existe una falla externa a la zona de protección del reactor, las corrientes en (fase) en las bobinas de compensación aumentará produciendo un torque de freno, que es mayor al torque producido por la corriente que circula por la bobina de operación, la cual es debida a los errores de los transformadores de corriente. Para fallas dentro de la zona de protección, las corrientes en las bobinas de compensación se desfasan 180° y una gran corriente circula por la bobina de operación, generando el torque que activa el relé (30).

El relé de sobrecorriente (51N) servirá para detectar fallas entre espiras o desbalances de corrientes que puedan alterar el normal funcionamiento del reactor, como se verá posteriormente, en el ajuste.

- Sobrecargas prolongadas, mediante imagen térmica o por relés térmicos, uno por fase, que registran cualquier elevación peligrosa de la temperatura (ver 4.1.2.). Los circuitos de alarma y disparo se accionan según la gravedad de la falla. En el ejemplo, dicha selección se ha realizado en los siguientes valores:
 - para alarma : $80-90^\circ\text{C}$ (temperatura normal)
 - para disparo : $110-120^\circ\text{C}$ considerando que la temperatura de inflamación del aceite, según el tipo, está entre los $120-140^\circ\text{C}$.
- Fallas internas, las cuales pueden producirse ocasionalmente en algunas de las partes componentes del reactor. Esta protección la ejecuta el relé Buchholz que va conectado a los circuitos de alarma y

disparo (ver 4.1.3.). Este dispositivo de protección opera en 0.5 segundos, cuando la velocidad del aceite, debida alguna falla, sea superior a un valor comprendido entre 70 y 130 centímetros/segundo, según el ajuste que se seleccione; en el ejemplo se toma el promedio, es decir 100cm/seg. El circuito de alarma es accionado cuando el volumen del gas acumulado, debido alguna falla, sea de 100 centímetros cúbicos.

- Sobrevoltajes de frecuencia no fundamental, para lo cual se dispone de pararrayos tipo estación, recomendados para voltajes de 3-684 KV (31), situados antes del disyuntor que protege el reactor.

En la fig. 5.10 se resume la protección total del reactor, donde la orden de apertura del disyuntor, en el momento que así se requiera, es dada mediante el relé diferencial (87), o por el de sobrecorriente (51-N), los cuales son alimentados por transformadores de corriente tipo bushing (generalmente incorporados al reactor).

5.4.1. Ajuste

En esta sección se realiza el ajuste de los elementos que forman la protección del reactor, para lo cual se sigue los lineamientos generales anotados en el anexo 5.4. Dicha calibración se la hace en los siguientes elementos:

- Relé diferencial, 87, tipo CA, posee una característica diferencial de porcentaje con sensibilidad del 10% y 25%, que representa el porcentaje de las corrientes en fase que fluyen por la bobina de compensación, que debe circular en la bobina de operación para accionar el relé. El 10% se utiliza cuando el error de relación de los T.C. es pequeño; para mayores errores se usa el 25% (30).

Las principales características de este relé son (30):

- Sensibilidad : 25%
- Mínimo disparo : 0.45 amperios
- Capacidad térmica
(bobina de operación)
continua : 5 amperios
un segundo : 140 amperios
- Capacidad térmica
(bobina de compensación)
continua : 10 amperios

El mayor nivel de cortocircuito en la barra 13.8 KV, del transformador (Milagro) es para una falla trifásica, este valor es:

$$MVA_{cc(3\phi)} = 185 \text{ MVA}$$

La corriente de cortocircuito es:

$$I_{cc(3\phi)} = \frac{185 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 13.8 \times 10^3} = 7740 \text{ amp}$$

la corriente nominal del reactor es,

$$I_n(\text{reactor}) = 714 \text{ amp}$$

tomando un transformador de corriente con una relación de transformación de, $N_{TC} = 800/5 = 160$

la corriente de cortocircuito en el secundario, es

$$I_{cc}(\text{secundario}) = 7740/160 = 48.4 \text{ amperios}$$

para esta corriente, el tiempo de operación del relé CA, según la fig. 5.11, es de 0.15 segundos (6 ciclos).

La máxima corriente que puede circular por la bobina de operación durante 0.1 segundo es,

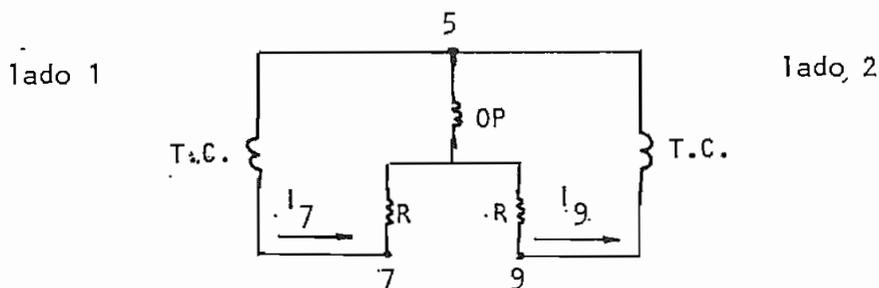
$$140^2 \times 1 \text{ seg} = I_{\text{max}}^2 \times 0.1 \text{ seg}$$

$$I_{\text{max}} = 443 \text{ amperios}$$

por lo tanto $443 \gg 48.4 \dots\dots$ bien

- T.C. que alimenta al relé 87-CA, en la selección de este elemento, se tomarán en cuenta las siguientes características que afectan directamente el funcionamiento de la protección:
- Tipo, serán transformadores de corrientes tipo bushing
- Corriente primaria nominal, 800 amperios, valor cercano a la In del reactor
- Corriente secundaria nominal, 5 amperios
- Relación de transformación, 160 (800/5)
- La designación del burden (carga) se lo hace de la siguiente manera:

De la fig. 5.9, se tiene el siguiente esquema



OP = bobina de operación.
R = bobina de compensación

la corriente nominal del reactor en el secundario, es:

$$714/160 = 4.46 \approx 5 \text{ amp.} = I_7 = I_9$$

la impedancia del relé 87 vista por los T.C. del lado 1, es:

$$Z_{87}(1) = \frac{V_{5-7}}{I_7}$$

de la fig. 5.12, se tiene

$$Z_{87}(1) = \frac{2.8}{5 \angle -60} = 0.56 \angle 60$$

es decir, la carga total conectada al secundario del T.C. es aproximadamente:

$$\text{relé 87-CA} \dots\dots 0.56 \angle 60^\circ = 0.28 + j. 0.485$$

resistencia de cable, del

$$\text{secundario, etc.....} = \frac{0.3}{0.58 + j. 0.485} = 0.75 \angle 40^\circ$$

referido a 5 amperios secundarios, se tiene:

$$(5)^2 \cdot 0.75 \angle 40^\circ = 18.75 \text{ a un FP} = 0.76$$

de la tabla 5. 11, la designación que cumple con estos requerimientos es la B-2 que da un margen de carga de 50 VA a un F.P. de 0.5

Siguiendo un procedimiento similar, la impedancia del relé diferencial 87, vista por los transformadores de corriente del lado 2, es (fig. 5.12)

$$Z_{87(2)} = \frac{V_{5-9}}{I_9} = \frac{2}{5 \angle 90^\circ} = 0.4 \angle -90^\circ$$

luego, la carga total conectada al secundario de los T.C. del lado 2, es:

$$\text{relé 87-CA.....} \quad 0.4 \angle -90^\circ = 0 - j. 0.4$$

resistencia del cable del

alambrado secundario, del

$$\text{secundario del T.C. etc...} = \frac{0.3}{0.3 - j. 0.4} = 0.5 \angle -53.1$$

que referidos a 5 amperios secundarios, da:

$$(5)^2 \cdot 0.5 = 12.50 \angle -53.1$$

que la tabla 5.11, la designación correspondiente es la B-1 que da un margen de carga de 25 VA a un F.P. de 0.5

- Clase de precisión, los T.C. clase C son los más comúnmente usados para protección en sistemas de potencia. La designación usada en el ejemplo es C100, que significa que el error de relación no excederá el 10% entre 1 y 20 veces la corriente secundaria nominal, si el burden no excede 1 Ohm (1.0 Ohm. 5 amp. 20 = 100 voltios) (20).
- Frecuencia, será de 60 Hz
- Nivel Básico de Aislamiento, será de 110 KV

- Relé de sobrecorriente 51N, se selecciona del tipo IFC-77A de la General Electric, el cual detectará las fallas que se producen eventualmente entre espiras, y también cualquier desbalance entre fases. Cuando se produce una falla entre espiras, la impedancia de la fase en falla se reduce permitiendo una mayor circulación de corriente. Se usa este relé con características de tiempo extremadamente inversas, para que la falta sea detectada rápidamente y evite una mayor cantidad de espiras en cortocircuito.

Este relé tendrá las siguientes características (33):

Rango : 1 - 12 amperios

Capacidad Térmica,

continua : 5.8 amperios

1 segundo : 220 amperios

Burden,

Resistencia : 0.59 ohm

Reactancia : 0.43 ohm

Impedancia : 0.73 ohm

En condiciones normales de operación las corrientes del reactor son:

$$I_a = 714 \angle 0^\circ, \quad I_b = 714 \angle 120^\circ, \quad I_c = 714 \angle 240^\circ$$

Si la falla entre espira alcanza un 3% en la fase a, las corrientes, serán:

$$I_a = \frac{1}{0.97} \cdot 714 = 736 \angle 0^\circ$$

$$I_b = 714 \angle 120^\circ, \quad I_c = 714 \angle 240^\circ$$

que sumadas vectorialmente da una corriente de magnitud , 22 amperios, en el neutro del reactor.

Seleccionando un transformador de corriente de relación de transformación 30/5, la corriente de neutro en el secundario, para una falla entre espira, es:

$$I \text{ falla-espira (secundario)} = 22/6 = 3.6$$

se toma el tap de 1 amperio del relé (51N); el número de veces el tap será:

$$3.6/1 = 3.6$$

de la fig. 5.13, donde se ilustra la característica de tiempo del relé de sobrecorriente y seleccionando el dial 0.5, se tiene un tiempo de operación para el relé de 0.2 segundos.

Con este procedimiento se podrá determinar, también, el tiempo de operación del relé en caso de existir desbalance de fases.

- El T.C. que alimenta el relé de sobrecorriente tendrá las siguientes características:

- Corriente nominal primaria 30 amperios
- Corriente nominal secundaria, 5 amperios
- Relación de transformación, $30/5 = 6$
- El burden o carga, será:

$$\text{relé 51} \dots\dots\dots = 0.59 + j. 0.43$$

resistencia de cables
para alambrado secundario, mas resistencia

$$\text{del secundario, etc..} = \frac{0.3}{0.89 + j. 0.43} = 0.98 \angle 25.78^\circ$$

referidos a 5 amperios secundarios, se tiene:

$$0.98 \cdot (5)^2 = 24.5 \text{ a un F.P. de } 0.9$$

de donde la designación sería B-2, con una clase de precisión

- Disyuntores, deberá cumplir las siguientes especificaciones básicas (ver anexo 4):
 - Voltaje nominal, 13.8 KV
 - Voltaje máximo de operación, 14.5 KV
 - Número de fases, 3
 - Corriente nominal permanente, 800 amperios
 - Capacidad de interrupción, 11 KA
 - Corriente momentánea nominal (1segundo), 12.5 KA
 - Capacidad de conexión, 20 KA
 - Frecuencia, 60 Hz
 - Clase de aislamiento (BIL), 110 KV

- Seccionador de Línea, deberá cumplir con los siguientes requerimientos (ver anexo 4):
 - Número de fases, 3
 - Tensión nominal, 13.8 KA
 - Tensión máxima de operación, 14.5 KV
 - Corriente nominal permanente, 800 amperios
 - Corriente instantánea, 11 KA
 - Frecuencia, 60 Hz
 - Nivel máximo de aislamiento, 110 KV

- Pararrayos, las características básicas, son:
 - Tipo, Estación
 - Número de Polos, 1 (3 pararrayos)
 - Voltaje nominal del sistema, 13.8 KV
 - Voltaje nominal del pararrayos, 15 KV
 - Mínimo voltaje de descarga, a 60 Hz, 27 KV r.m.s.
 - Máximo voltaje de descarga a onda de impulso, 1.2 por 50, 40KV (amplitud)

- Máximo voltaje de descarga con corriente de descarga, 8 por 20, e igual a 10000 amperios, 44 KV (amplitud).
- Nivel Básico de aislamiento, 110 KV

5.5. CONTROL

Para el control de operación del reactor conectado al devanado terciario del banco de transformadores, se emplea un control manual que permita conectar el reactor al sistema antes de energizar la línea.

Una vez energizada la línea, y a medida que la carga del sistema aumenta, la tensión en la barra de Milagro empezará a decrecer; hasta cuando la carga del sistema sea tal, que se requiera la desconexión del reactor del sistema, lo cual puede ser realizado manualmente.

Estas operaciones podrían también ser realizadas automáticamente mediante un control de voltaje que ordene la entrada y salida del reactor al sistema, cuando el voltaje en la barra de Milagro sea sensiblemente mayor a 1.05, y menor a 0.95, respectivamente (en el caso de que dicha barra sea la más crítica).

5.6. COSTOS

En la tabla 5.12 se resume el costo total del reactor seleccionado, para lo cual se ha seguido lo expresado en el numeral 3.4. En esta tabla se anota los diferentes cargos, en porcentaje del costo total; de lo cual se deduce que el costo de instalación, es decir el costo FOB del reactor más los cargos adicionales, representa aproximadamente el 48.72% del valor total.

Instalar un banco de reactores de 17 MVAR-13.8 KV, resulta más económico que instalar dos bancos de reactores de 8.5 MVAR-13.8 KV, cada uno, tal como se puede deducir de la figura 3.7, donde el costo en dólares por KVA, para el banco de 8.5 MVAR, es de 5.1, lo que resulta un costo de 86700* dólares (FOB). Este valor representa el 110% del costo FOB del banco de reactores de 17 MVAR.

* $(2 \times 5.1 \times 8.5 \times 10^3 = 86700)$

TABLA 5.1.
DATOS DE LINEA

| LÍNEA | RESISTENCIA % | REACTANCIA % | SUSCEPTANCIA % |
|---------|------------------|-----------------|-------------------|
| 1 - 2 | | 6.28 | |
| 2 - 3 | 1.57 | 12.81 | 25.58 |
| 2 - 3 | 1.57 | 12.81 | 25.58 |
| 3 - 4 | 0.446 | 3.58 | 8.4 |
| 3 - 4 | 0.446 | 3.58 | 8.4 |
| 4 - 5 | 1.61 | 12.9 | 26.96 |
| 4 - 5 | 1.61 | 12.9 | 26.96 |
| 5 - 6 | 1.17 | 9.36 | 19.55 |
| 5 - 6 | 1.17 | 9.36 | 19.55 |
| 6 - 7 | 1.59 | 7.22 | 14.11 |
| 6 - 7 | 1.59 | 7.22 | 14.11 |
| 7 - 8 | | 7.67 | |
| 4 - 9 | | 2.08 | |
| 9 - 10 | | 10.66 | |
| 9 - 11 | | -0.084 | |
| 11 - 12 | | 10.00 | |
| 5 - 13 | | 4.78 | |
| 13 - 14 | | 10.59 | |
| 13 - 15 | | -0.298 | |
| 15 - 16 | | 34.00 | |
| 6 - 17 | | 4.78 | |
| 17 - 18 | | 10.59 | |
| 17 - 19 | | -0.297 | |
| 19 - 20 | | 28.90 | |

TABLA 5.2.

DATOS DE ENTRADA PARA EL PROGRAMA DE FLUJOS DE CARGA

| B A R R A | POTENCIA GENERADA | | POTENCIA EN CARGA | |
|------------------|-------------------|--------------|-------------------|--------------|
| | P_G (MW) | Q_G (MVAR) | P_C (MW) | Q_C (MVAR) |
| 1-Paute 13.8 | 200 | -156...144 | 11.0 | 4.69 |
| 2-Paute 230 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3-Milagro 230 | 0 | 0 | 5.1 | 2.17 |
| 4-Pascuales 230 | 0 | 0 | 9.4 | 3.10 |
| 5-Quevedo 230 | 0 | 0 | 2.30 | 1.00 |
| 6-S.Domingo 230 | 0 | 0 | 4.90 | 2.10 |
| 7-S. Rosa 230 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8-S. Rosa 13.8 | 40 | -30...30 | 86 | 37 |
| 9-F.Pascuales | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10-T.Pascuales | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11-Pascuales 138 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12-Salitral | 70 | -15...99 | 127 | 41.9 |
| 13-F.Quevedo | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 14-T.Quevedo | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15-Quevedo 138 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 16-Manabí 69 | 0 | 0 | 13.8 | 5.88 |
| 17-F.S.Domingo | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 18-T.S.Domingo | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19-S.Domingo 138 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20-Esmeraldas | 0 | 0 | 6.4 | 2.13 |

TABLA 5.3
RESULTADOS DEL FLUJO DE CARGA

| B A R R A | VOLTAJE (p.u.) | ANGULO (°) | GENERACION | | C A R G A | |
|------------------|-------------------|---------------|------------|-------|-----------|------|
| | | | MW | MVAR | MW | MVAR |
| 1-Paute 13.8 | 0.95 | 0.0 | 159.3 | -62.4 | 11 | 4.7 |
| 2-Paute 230 | 0.971 | -2.6 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3-Milagro 230 | 0.998 | -8.4 | 0 | 0 | 5.1 | 2.2 |
| 4-Pascuales 230 | 1.001 | -9.9 | 0 | 0 | 9.4 | 3.1 |
| 5-Quevedo | 1.019 | -12.8 | 0 | 0 | 2.3 | 1.0 |
| 6-S.Domingo | 1.016 | -14.3 | 0 | 0 | 4.9 | 2.1 |
| 7-S.Rosa 230 | 1.002 | -15.1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8-S.Rosa 13.8 | 0.97 | -17.2 | 40 | -2.5 | 86 | 37 |
| 9-F.Pascuales | 0.995 | -10.6 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10-T.Pascuales | 0.995 | -10.6 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11-Pascuales 138 | 0.996 | -10.6 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12-Salitral | 0.97 | -14.0 | 70 | 18.7 | 127.0 | 41.9 |
| 13-F.Quevedo | 1.016 | -13.2 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 14-T.Quevedo | 1.016 | -13.2 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15-Quevedo 138 | 1.016 | -13.1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 16-Manabí | 0.995 | -15.8 | 0 | 0 | 13.8 | 5.9 |
| 17-F.S.Domingo | 1.014 | -14.5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 18-T.S.Domingo | 1.014 | -14.5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19-S.Domingo | 1.015 | -14.5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20-Esmeralda | 1.007 | -15.5 | 0 | 0 | 6.4 | 2.7 |

TABLA 5.4

VALORES DE VOLTAJE EN LAS DIFERENTES LOCALIDADES

| S I T I O | DISTANCIA (KM) | NUMERO DE TRAMOS (N) | VOLTAJE (p.u.) |
|-----------|----------------|----------------------|----------------|
| Milagro | 140 | 7 | 1.069 |
| Paute | 185 | 9 | 1.071 |

TABLA 5.5

COSTO DEL REACTOR (FOB)

| REACTOR | VOLTAJE (KV) | BIL (KV) | CAPACIDAD (KVAR) | COSTO (US\$/KVAR) | TOTAL (US\$) |
|---------|--------------|----------|------------------|-------------------|--------------|
| Aceite | 230 | 750 | 16×10^3 | 10 | 160000 |
| Aceite | 13.8 | 110 | 17×10^3 | 4.63 | 78710 |
| Aire | 13.8 | 110 | 17×10^3 | 2.316 | 39372 |

TABLA 5.6

COSTOS ANUALES Y TOTALES POR PERDIDAS

| REACTOR | VOLTAJE (KV) | IR% | CAPACIDAD (KVAR) | PERDIDAS (KW) | CAP. (US\$) | COSTOS TOTALES (US\$) |
|---------|--------------|------|------------------|---------------|-------------|-----------------------|
| Aceite | 230 | 0.66 | 16×10^6 | 106 | 15400 | 188760 |
| Aceite | 13.8 | 0.36 | 17×10^6 | 61.2 | 8890 | 108980 |
| Aire | 13.8 | 0.78 | 17×10^6 | 132.6 | 19260 | 236080 |

TABLA 5.7

COSTOS ANUALES Y TOTALES POR OPERACION Y MANTENIMIENTO

| REACTOR | VOLTAJE (KV) | COSTO DEL REACTOR (FOB) | COSTO ANUAL DE OP. Y MANTEN. | COSTO TOTAL POR OPERACION Y MANTENIM. |
|---------|--------------|-------------------------|------------------------------|--|
| Aceite | 230 | 160000 (US\$) | 2512 (US\$) | 30780 (US\$) |
| Aceite | 13.8 | 78780 (US\$) | 1237 (US\$) | 15152 (US\$) |
| Aire | 13.8 | 39372 (US\$) | 618 (US\$) | 7580 (US\$) |

TABLA 5.8

COSTO POR POSICION (US\$)

| | REACTOR DE ACEITE-230KV | REACTOR DE ACEITE-13.8KV | REACTOR DE AIRE-13.8KV |
|-------------------------------|-------------------------|--------------------------|------------------------|
| 3 Pararrayos de 1 polo | 13305 | 2533 | 2533 |
| Seccionador de línea, 3 polos | 5762 | 1387 | 1387 |
| Disyuntor, 3 polos | 168000 | 15253 | 15253 |
| T O T A L | 187067 | 19173 | 19173 |

TABLA 5.9

COSTOS ADICIONALES (US\$)

| CONCEPTO | REACTOR-230KV-ACEITE | REACTOR-13.8KV-ACEITE | REACTOR-13.8KV-AIRE |
|---|------------------------|-----------------------|---------------------|
| | C O S T O F O B (US\$) | | |
| | 160000 | 78710 | 39372 |
| Nacionalización y transp. interno (10%) | 16000 | 7871 | 3937 |
| Eq. Auxiliar (8%) | 12800 | 6297 | 3150 |
| Montaje (5%) | 8000 | 3935 | 1969 |
| Ing. y Adm. (20%) | 32000 | 15742 | 7874 |
| Imp. y Seg. (15%) | 24000 | 11806 | 5906 |
| Flete Mari. (15%) | 24000 | 11806 | 5906 |
| T O T A L | 116800 | 57457 | 28742 |

TABLA 5.10
COSTOS TOTALES FINALES (US\$)

| | REACTOR DE ACEITE-230 KV | REACTOR DE ACEITE-13.8 KV | REACTOR DE AIRE-13.8.KV |
|---|-----------------------------|------------------------------|----------------------------|
| Valor FOB del reactor | 160000 | 78710 | 39372 |
| Costo por pérdidas | 188760 | 108980 | 236080 |
| Costo por opera- ción y manteni- miento | 30780 | 15152 | 7580 |
| Costo por posición | 187067 | 19173 | 19173 |
| Costos adicionales | 116800 | 57457 | 28742 |
| T O T A L | 683407 | 279472 | 330947 |

TABLA 5.11
DESIGNACION STANDARD DE LA CARGA PARA T.C. A 60 HZ Y 5 AMP.

| DESIGNACION | IMPEDANCIA (OHM) | VOLTIOS-AMPERIOS | FACTOR DE POTENCIA |
|-------------|------------------|------------------|--------------------|
| B-1 | 1 | 25 | 0.5 |
| B-2 | 2 | 50 | 0.5 |
| B-4 | 4 | 100 | 0.5 |
| B-8 | 8 | 200 | 0.5 |

TABLA 5.12

COSTO TOTAL CORRESPONDIENTE A LA INSTALACION DE UN REACTOR TRIFASICO DE ACEI-
TE DE 17 MVAR, 13.8 KV

| DESCRIPCION | US\$ | % DEL COSTO TOTAL |
|-----------------------------------|---------------|-------------------|
| Reactor (Costo de instalación) | 136167 | 48.72 |
| Pérdidas | 108980 | 38.99 |
| Operación y Mantenimiento | 15152 | 5.42 |
| Posición | 19173 | 6.87 |
| T O T A L | <u>279472</u> | <u>100%</u> |

$$X'' = j.14.23\%$$

$$X_0 = j5.036\%$$

$$X_1 = j7.67\%$$

$$MVA_{base} = 100$$

St. Rosa-230KV

Sto. Domingo-230KV

Quevedo-230KV

Pascuales-230KV

Milagro-230KV

Paute-230KV

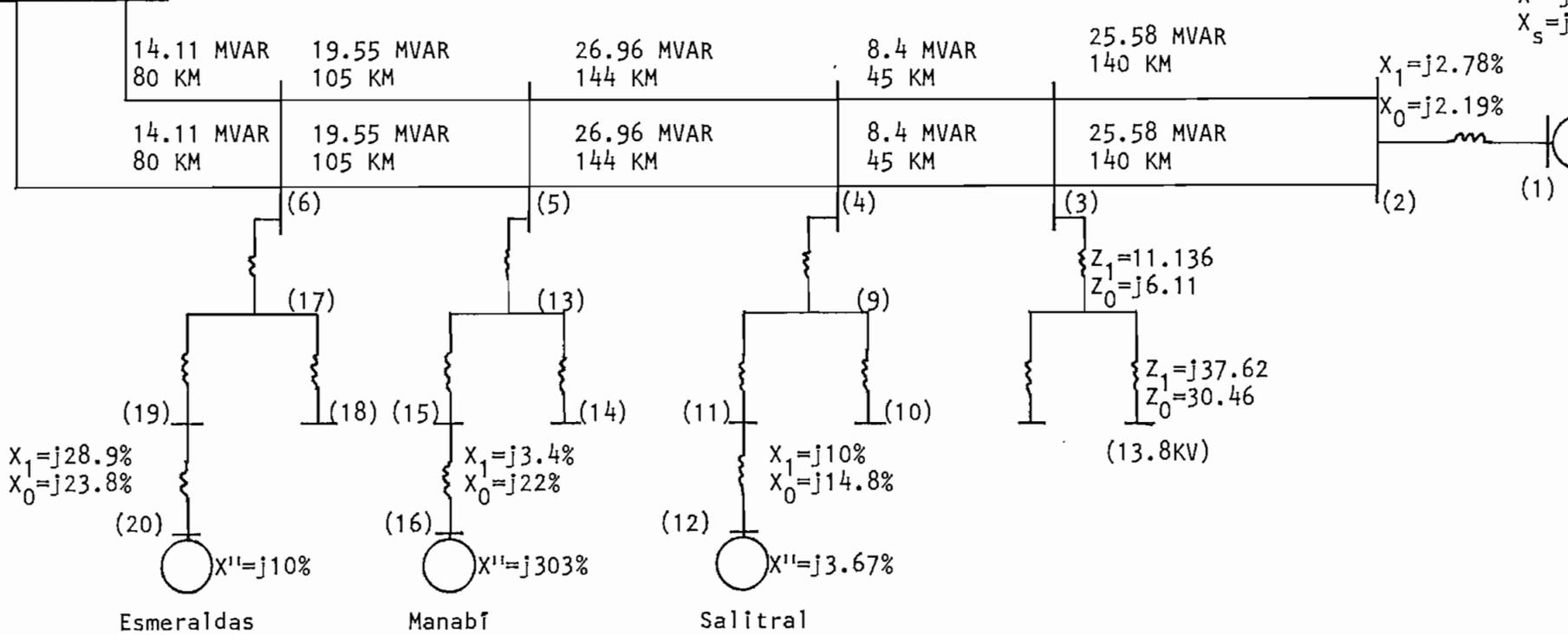


FIGURA 5.1

CONFIGURACION REDUCIDA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

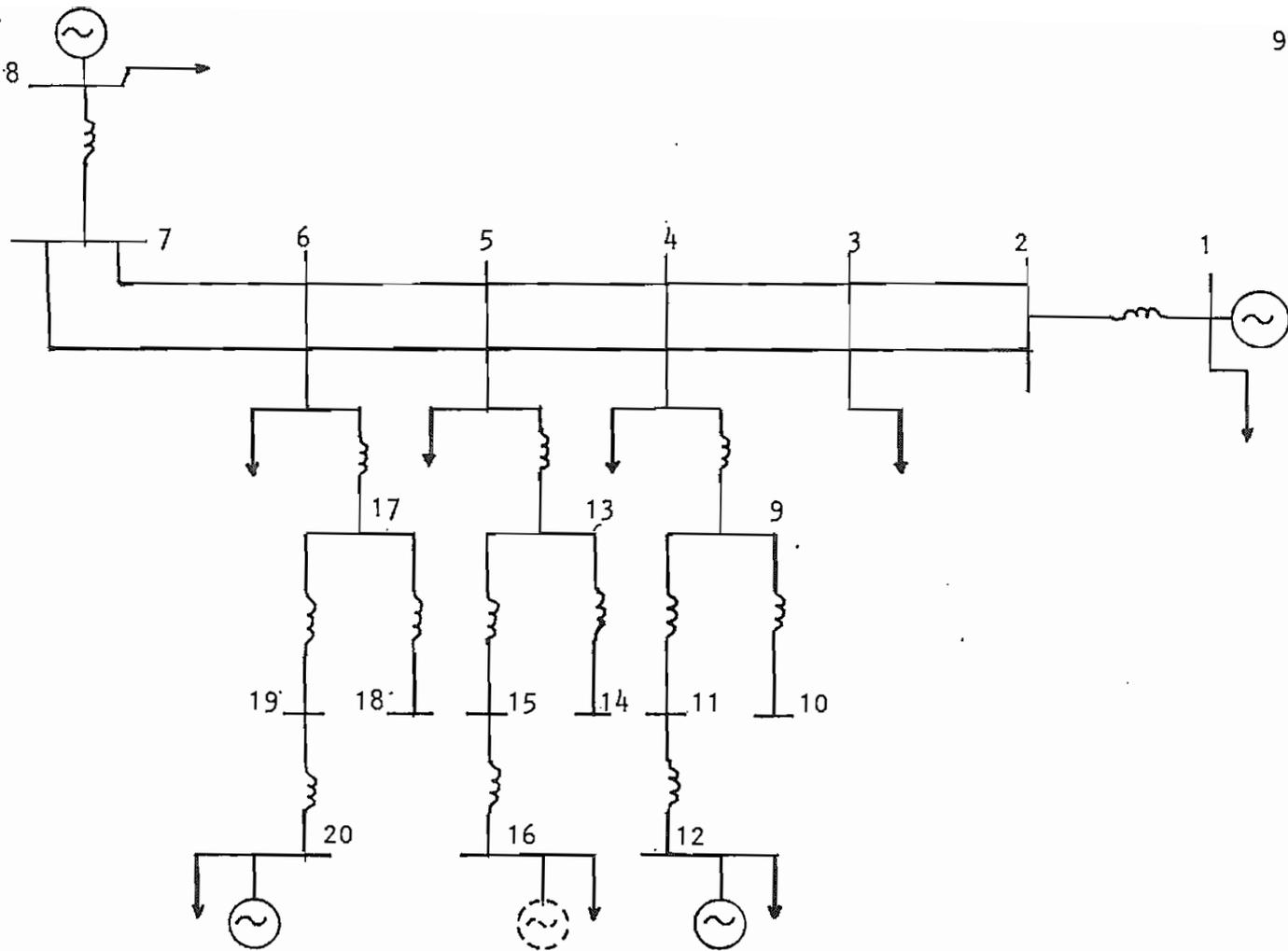
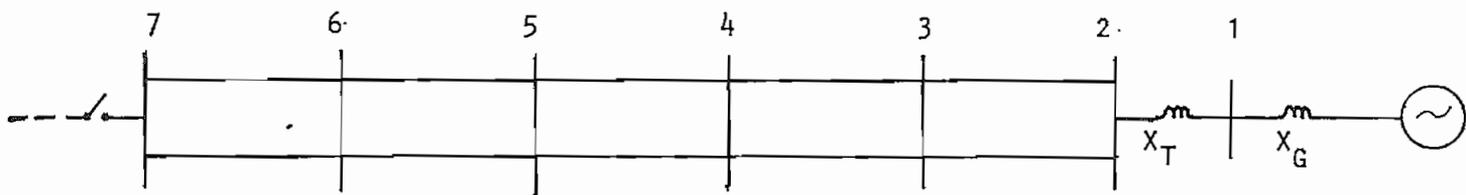


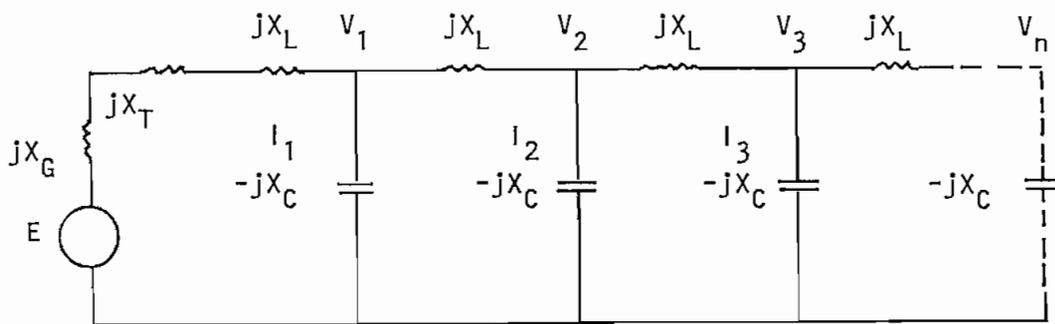
FIGURA 5.2 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA USADO PARA FLUJOS DE CARGA



X_T = reactancia del transformador

X_G = reactancia del generador

FIGURA 5.3 ENERGIZACION DE LA LINEA DE TRANSMISION DESDE UN EXTREMO



X_G = reactancia sincrónica del generador
 X_T = reactancia del transformador
 X_L = reactancia inductiva de la línea
 X_C = reactancia capacitiva de la línea

FIGURA 5.4 REPRESENTACION DE UNA LINEA DE TRANSMISION

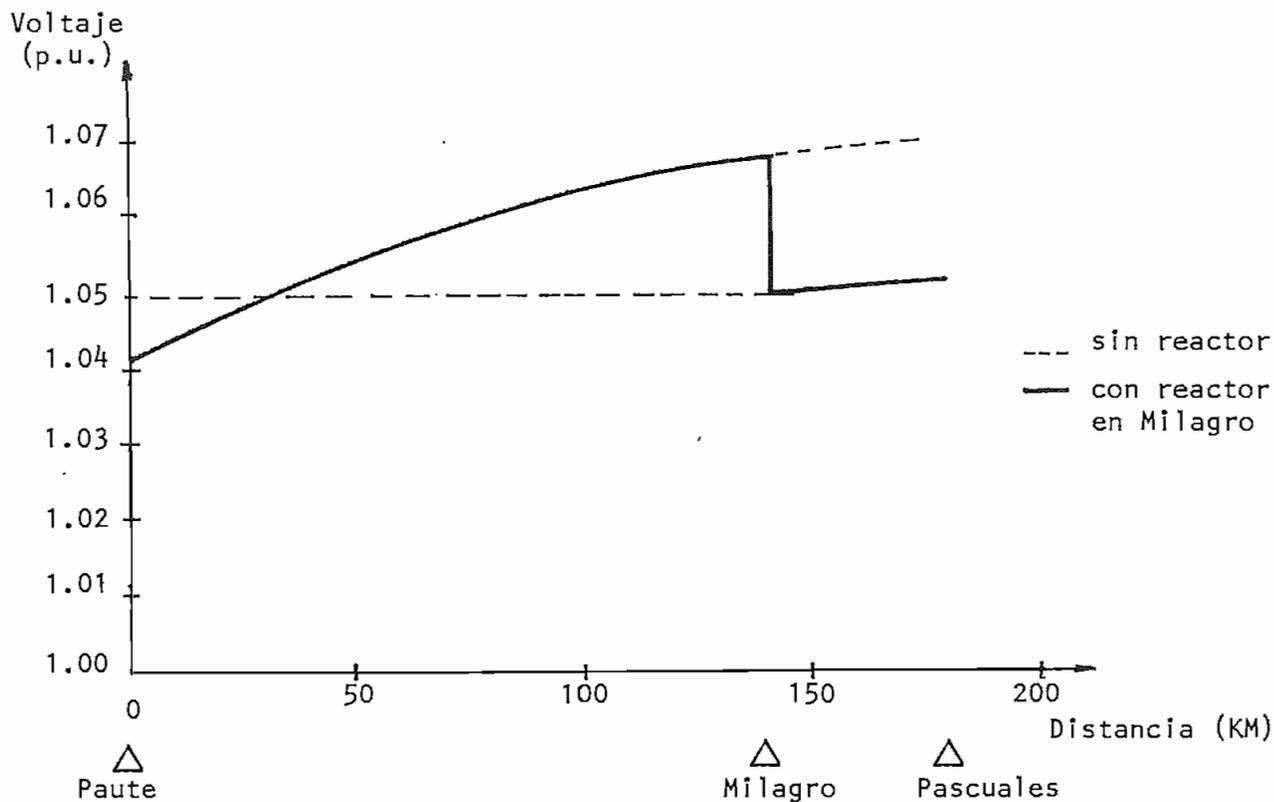
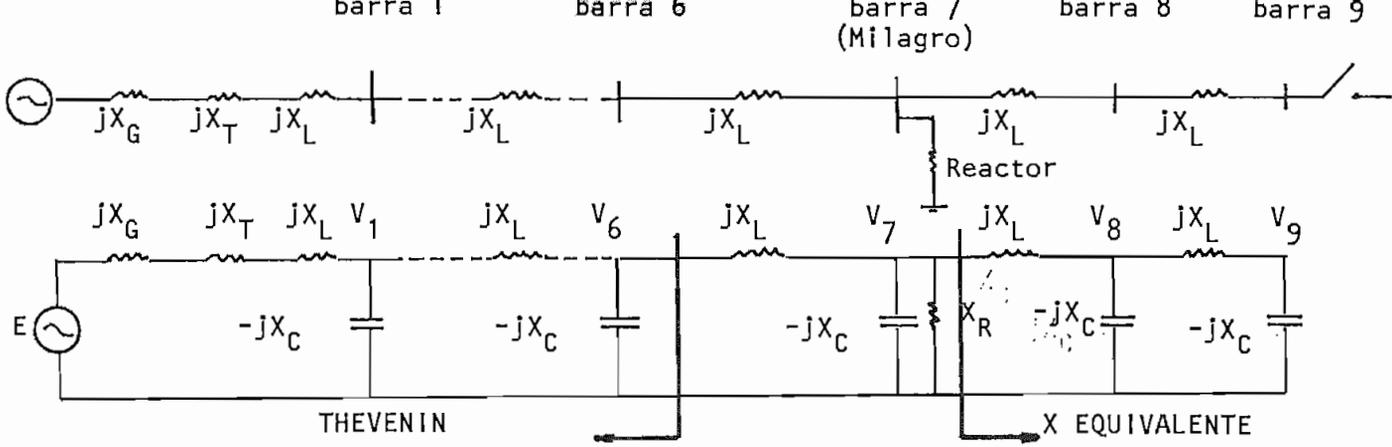
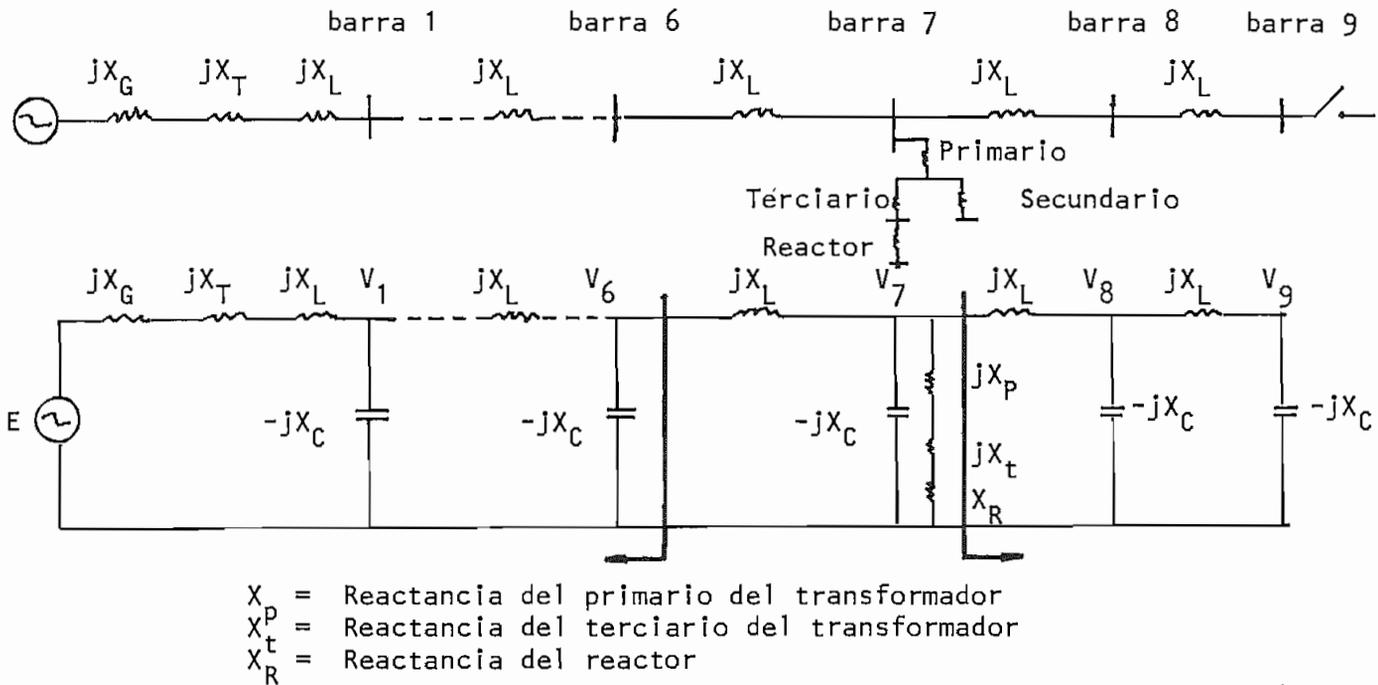


FIGURA 5.5 CURVAS DE TENSION AL ENERGIZAR LA LINEA PAUTE-PASCUALES



- E = Voltaje de generación
- V^n = Voltaje en la barra n
- X_R = Reactancia al reactor
- X_G = Reactancia sincrónica del generador
- X_T = Reactancia al transformador
- X_L = Reactancia inductiva de la línea
- X_C = Reactancia capacitiva de la línea

FIGURA 5.6 DIAGRAMA UNIFILAR Y CIRCUITO EQUIVALENTE DEL REACTOR CONECTADO A LA LÍNEA.



- X = Reactancia del primario del transformador
- X^p = Reactancia del terciario del transformador
- X^t = Reactancia del reactor

FIGURA 5.7 DIAGRAMA UNIFILAR Y CIRCUITO EQUIVALENTE DEL REACTOR CONECTADO AL DEVANADO TERCIARIO.

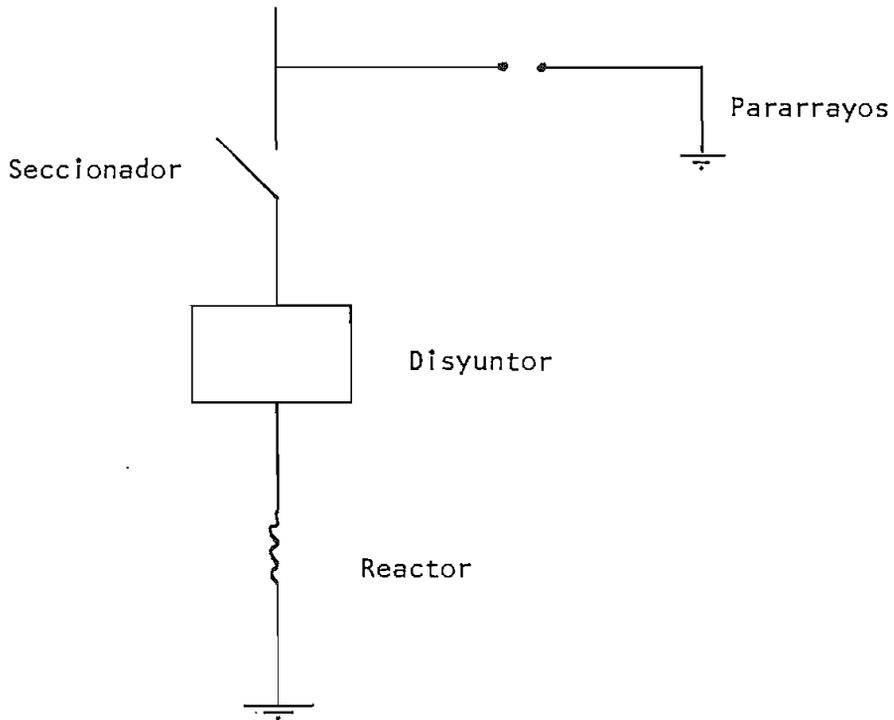


FIGURA 5.8 ELEMENTOS QUE HACEN LA POSICION DEL REACTOR

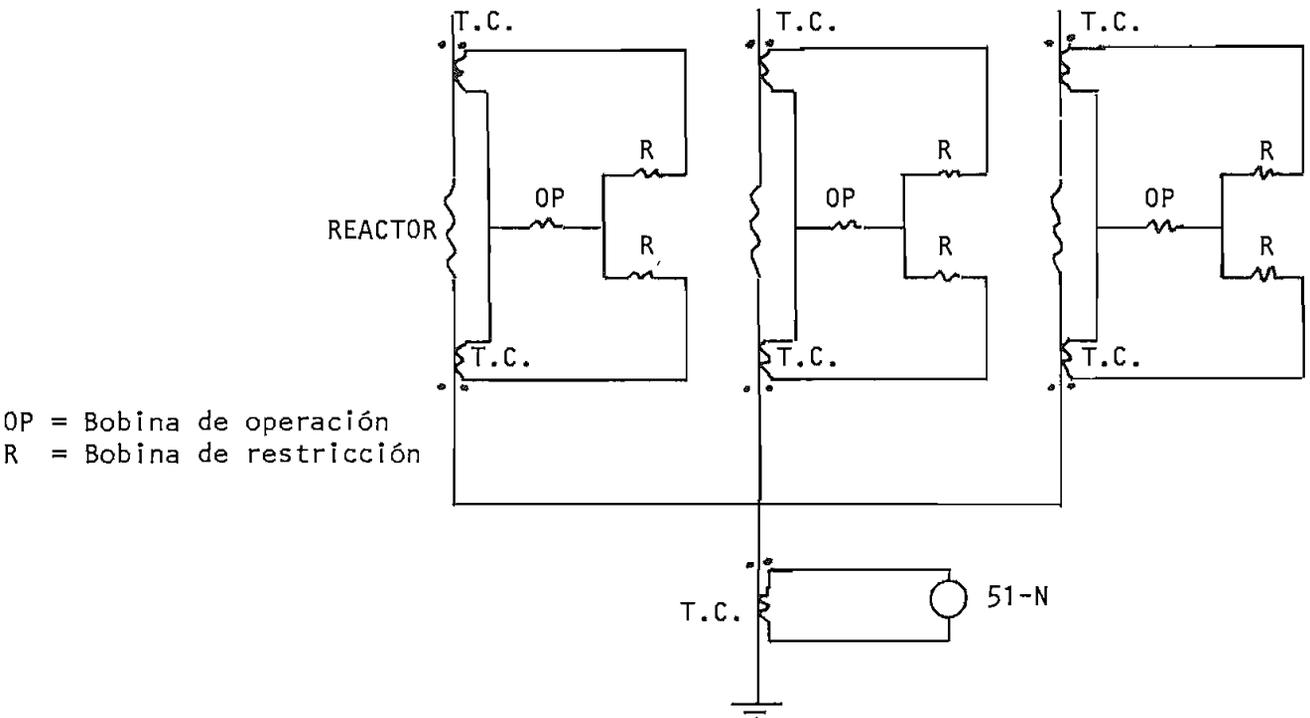


FIGURA 5.9 PROTECCION DEL REACTOR 3Ø MEDIANTE 3 RELES DIFERENCIALES TIPO CA.

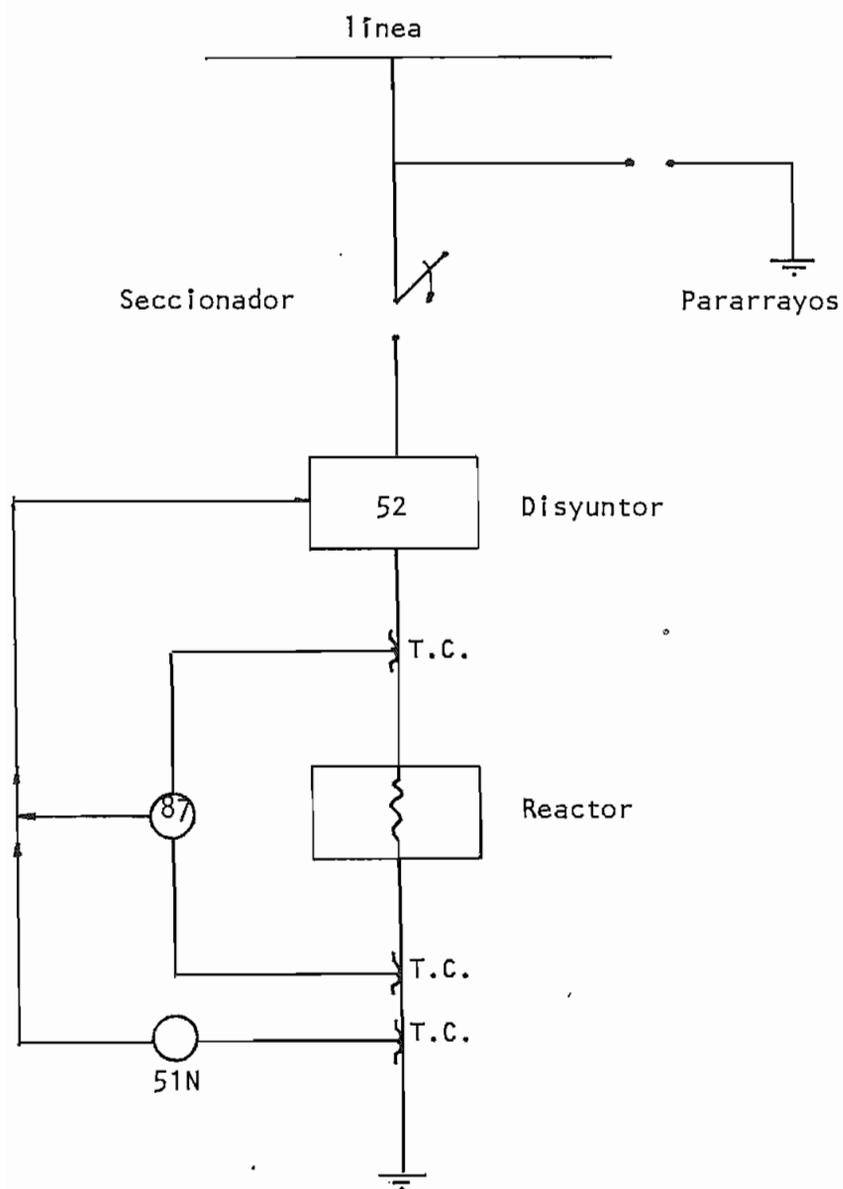


FIGURA 5.10

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA
PROTECCION DEL REACTOR

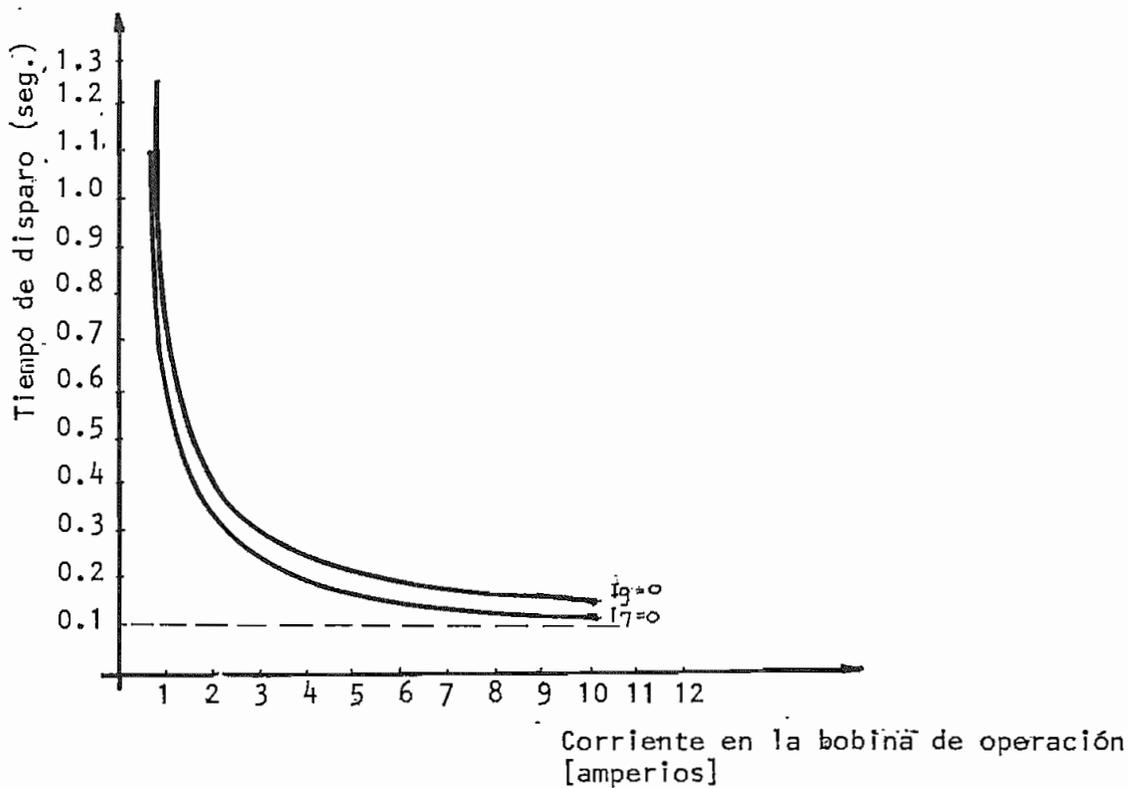


FIGURA 5.11 CARÁCTERÍSTICA DE TIEMPO DEL RELE CA (87)

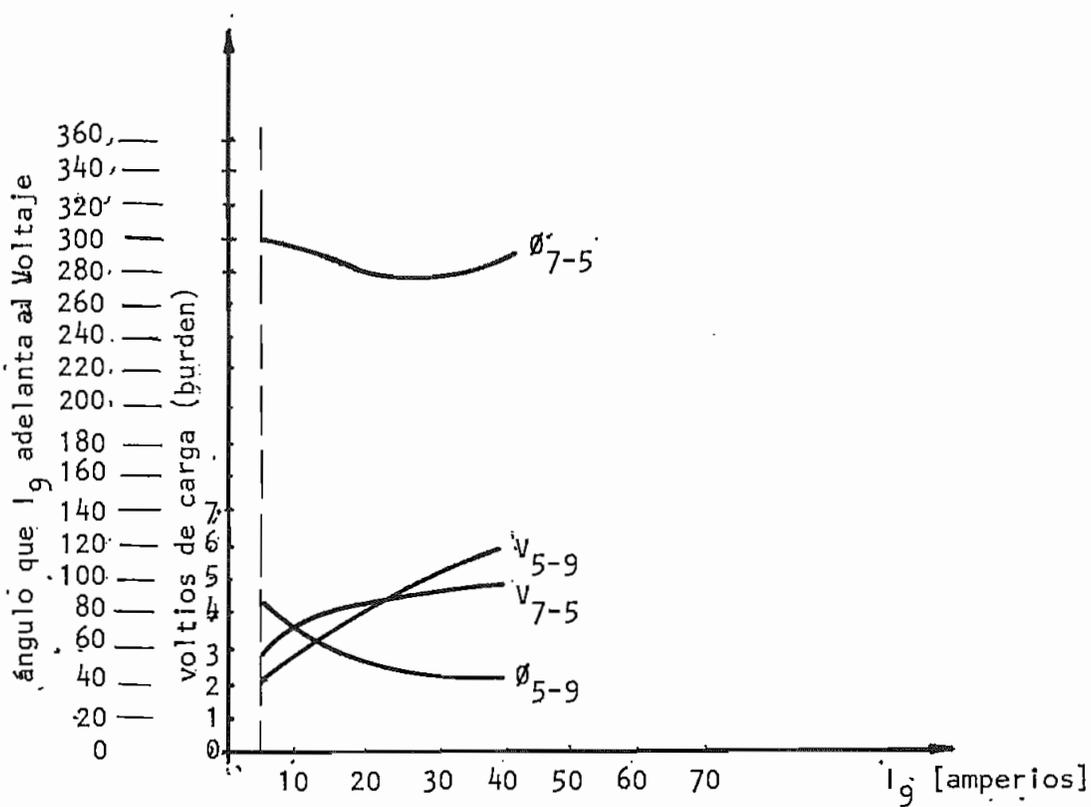


FIGURA 5.12 BURDEN PARA RELES 87-CA

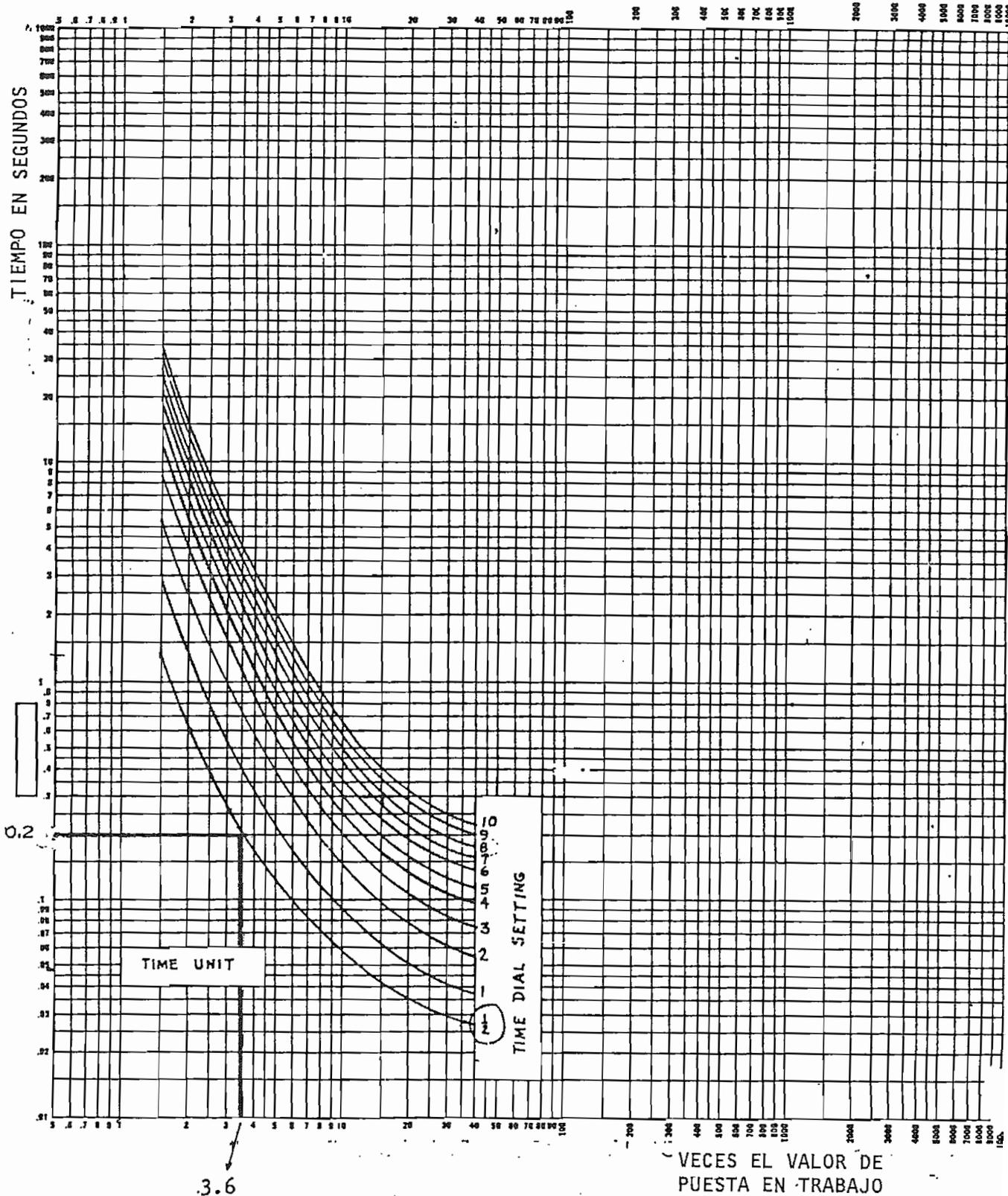


FIGURA 5.13 CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO DEL RELE IFC - 77A

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. El presente trabajo de tesis ha considerado la aplicación del reactor como elemento de control de reactivos, el cual es conectado en derivación al sistema.
2. Del ejemplo de aplicación se nota que al energizar la línea (en vacío), el voltaje en las barras del sistema y en los terminales del generador aumenta, debido al efecto capacitivo de la línea.
3. El costo en dólares/KVA de un reactor de aire es menor que el de un reactor de igual capacidad en baño de aceite; sin embargo las pérdidas en el reactor de aire son mayores, lo que constituye un cargo importante en la evaluación económica.
4. Del análisis económico se determina que el costo total del reactor de aceite de 17 MVAR/13.8 KV es aproximadamente el 41% del costo total del reactor de aceite de 16 MVAR-230 KV, y es el 84.5% del costo total del reactor de aire; debido al mayor aislamiento requerido al nivel de 230 KV, y a las altas pérdidas producidas en el reactor de aire.
5. El reactor seleccionado (17 MVAR-13.8 KV) reduce la tensión a 1.05 p.u. considerando la línea de doble circuito. Esto resulta más económico que instalar dos bancos de reactores de 8.5 MVAR cada uno, tal como se deduce la curva de costos de la fig. 3.7.
6. La protección del reactor es realizada mediante un esquema diferencial para falla entre fases, o entre fase(s) y tierra; mediante relé de sobrecorriente para falla entre espiras. Para la protección contra sobrecarga, se

utiliza imagen térmica respaldada con un relé Buchholz. La protección contra sobrevoltaje se realiza mediante pararrayos.

RECOMENDACIONES

1. Se debe dar fundamental importancia al análisis económico para seleccionar el nivel de tensión al cual se debe instalar el reactor, es decir si se conecta al potencial de la línea o al devanado terciario de un transformador de potencia.
2. Se recomienda realizar estudios relacionados al diseño del reactor, a fin de reducir las pérdidas, debido a que estas significan un alto costo tal como se ha visto en el ejemplo, en el cual representan aproximadamente el 39% del costo total.

ANEXO 1:

ACTUALIZACION DE PRECIOS DEL REACTOR

Las curvas mostradas en la fig. 3.7 corresponden a los costos de reactores referidas al año 1969 (13). Para actualizar estos valores se considera el costo de un banco de reactores monofásicos referido al año 1984, y a partir de este valor se desplazan paralelamente las curvas, tal como se indica a continuación:

a. De la referencia (16) se obtuvieron los siguientes datos:

- Reactor monofásico de aceite, 3.33 MVAR, Voltaje nominal 13.8 KV
- Costo del banco de 3 reactores monofásicos, US\$ 48000
- Año 1976; escalonamiento de costo, 4.5%

b. El costo del banco de reactores referido a 1984 es:

$$(1.045)^8 \times \text{US\$ } 48000 = \text{US\$ } 68260$$

c. El costo de un reactor trifásico, se determina usando la relación de costo que existe entre un transformador trifásico y un banco de transformadores monofásicos. De la referencia (9), se obtiene:

- Transformador monofásico de aceite, 3.33 MVA, Voltaje nominal 13.8 KV, costo US\$ 13320
- Costo del banco de transformadores monofásicos, US\$ 39960
- Costo de un transformador trifásico de aceite, 10 MVA, voltaje nominal 13.8 KV, US\$ 30000

d. Es decir, el costo de un transformador trifásico será 0.75 veces el costo del banco de transformadores. Usando esta relación, se obtiene que el costo de un reactor trifásico de aceite de 10 MVAR, voltaje nominal 13.8 KV, será:

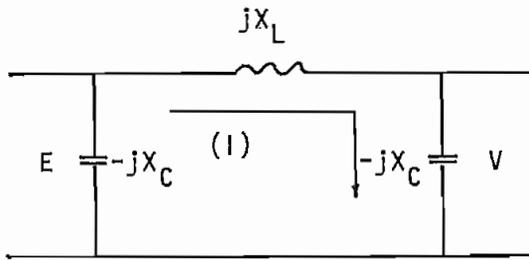
$$0.75 \times \text{US\$ } 68260 = \text{US\$ } 51195$$

e. Por lo tanto el costo en dólares por KVA, para el reactor trifásico de 10 MVAR, es US\$ 5.1 (ver fig. 3.7). Este valor sirve de base para actualizar los costos.

ANEXO 2

DETERMINACION DE LA EXPRESION QUE PERMITE CALCULAR LAS TENSIONES EN LAS BARRAS EN FUNCION DE LA DISTANCIA DESDE LA GENERACION

Antes de deducir la expresión que gobierna el comportamiento de la línea en el momento de energización, considérese el siguiente tramo de línea:

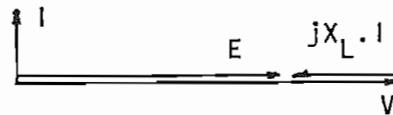


E = voltaje de generación
V = voltaje de recepción
I = corriente línea

$$\bar{E} = \bar{V} + j X_L \cdot \bar{I}$$

Ec. A2-1

el diagrama fasorial correspondiente es:



de la ecuación A2-1:

$$\bar{E} = V + j X_L \cdot j I$$

Ec. A2-2

$$\bar{E} = V - I \cdot X_L$$

Ec. A2-3

es decir:

$$E < V$$

tomando los 3 primeros tramos (V_1, V_2, V_3) en la fig. 5.4, se tiene,

$$E = V_1 - I_1 (X_G + X_T + X_L) \quad \text{Ec. A2-4}$$

$$V_1 = V_2 - I_2 \cdot X_L \quad \text{Ec. A2-5}$$

$$V_2 = V_3 - I_3 \cdot X_L \quad \text{Ec. A2-6}$$

reemplazando las ecuaciones A2-5, A2-6, en A2-4, se tiene:

$$E = V_3 - I_3 \cdot X_L - I_2 \cdot X_L - I_1 \cdot X_L - I_1 \cdot X_G - I_1 \cdot X_T \quad \text{Ec. A2-7}$$

$$V_3 = E + X_L (I_1 + I_2 + I_3) + I_1 (X_G + X_T) \quad \text{Ec. A2-8}$$

$$\text{además, } I_3 = \frac{E}{X_C} \quad \text{Ec. A2-9}$$

$$I_2 = \frac{2E}{X_C} \quad \text{Ec. A2-10}$$

$$I_1 = \frac{3E}{X_C} \quad \text{Ec. A2-11}$$

Sustituyendo A2-9, A2-10, A2-11, en A2-8, se obtiene:

$$V_3 = E \left[1 + \frac{X_L}{X_C} (3+2+1) + 3 \frac{X_G + X_T}{X_C} \right] \quad \text{Ec. A2-12}$$

En general,

$$V_n = E \left[1 + \frac{X_L}{X_C} \sum_{i=1}^n (m-i+1) + m \frac{X_G + X_T}{X_C} \right] \quad \text{Ec. A2-13}$$

donde, X_L = reactancia inductiva por tramo

X_C = reactancia capacitiva por tramo

m = número total de tramos (barras) de la línea

n = número de tramo o barra

V_n = tensión en la barra n

E = tensión de generación

X_G = reactancia sincrónica del generador

X_T = reactancia del transformador

ANEXO 3

DETERMINACION DE LAS INDUCTANCIAS Y CAPACITANCIAS DE LA L.T.

Las torres utilizadas para llevar las líneas de transmisión son clasificadas en: Zona-1, para la Costa y Zona-2, para la Sierra. La configuración de las torres se muestra en la figura siguiente:

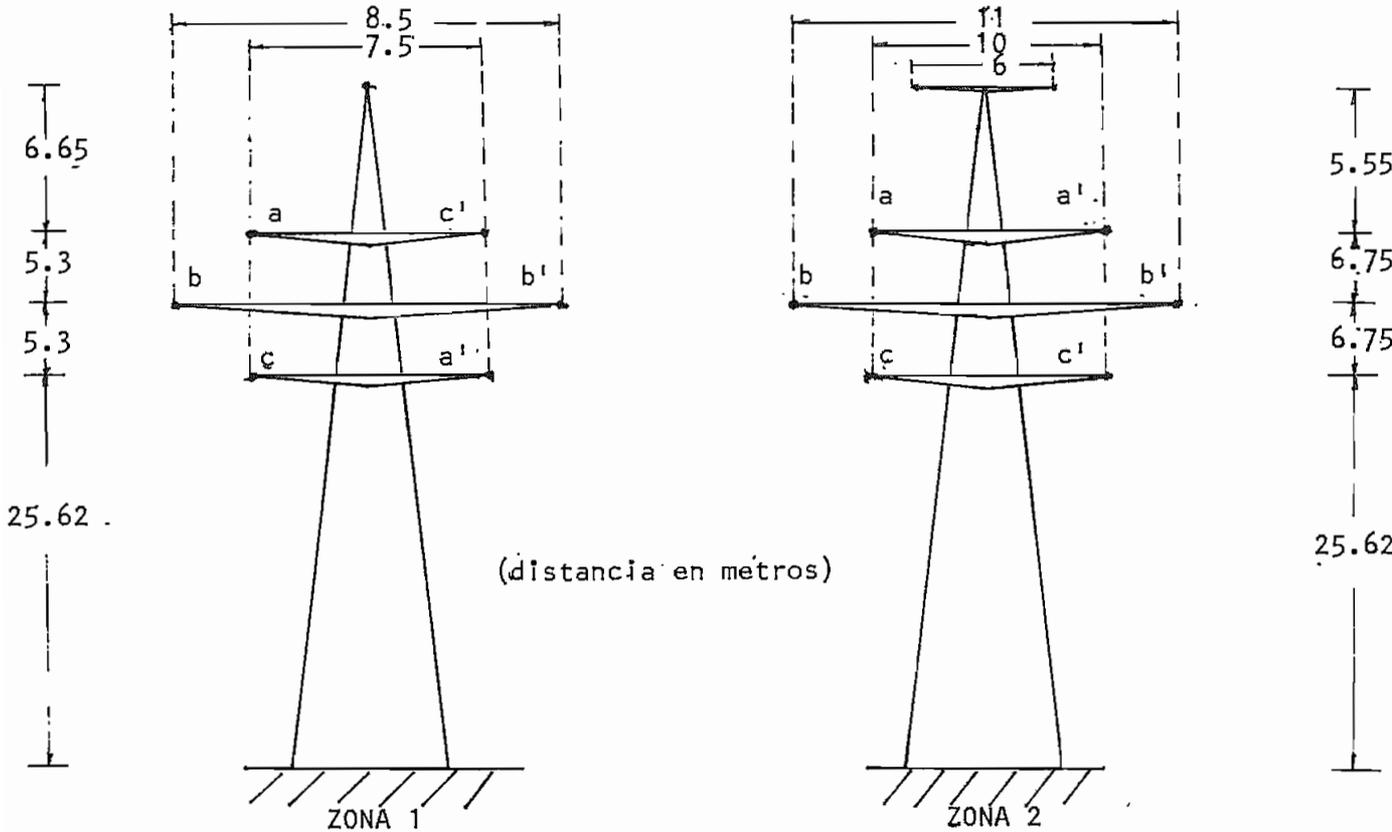


FIGURA A₃₌₁ CONFIGURACION DE LAS TORRES

Zona 1:

$$\begin{aligned} \text{distancia de } \underline{a} \text{ a } \underline{b} &= \sqrt{(5.3.)^2 + (0.5)^2} = 5.323 \text{ mts} \\ \text{distancia de } \underline{a} \text{ a } \underline{b}' &= \sqrt{(8)^2 + (5.3)^2} = 9.596 \text{ mts} \\ \text{distancia de } \underline{a} \text{ a } \underline{a}' &= \sqrt{(10.6)^2 + (7.5)^2} = 1298.5 \text{ mts} \end{aligned}$$

La DMG propia por fase es, (RMG = 0.0127 mts)

$$\begin{aligned} D_s &= [\sqrt{12.985 \cdot 0.0127} \cdot \sqrt{12.985 \cdot 0.127} \cdot \sqrt{8.5 \cdot 0.127}]^{1/3} \\ D_s &= 0.3784 \text{ mts} \end{aligned}$$

La DMG mutua entre las fases son,

$$D_{ab} = \sqrt[4]{(5.323 \cdot 9.596)^2} = 7.147 \text{ mts} = D_{bc}$$

$$D_{ca} = \sqrt[4]{(10.6 \cdot 7.5)^2} = 8.916 \text{ mts}$$

La distancia equivalente es,

$$D_{eq.} = [7.147 \cdot 7.147 \cdot 8.916]^{1/3} = 7.694 \text{ mts}$$

La inductancia de la línea en la zona 1, es:

$$L = 2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln \frac{D_{eq.}}{D_s} = 2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln \frac{7.694}{0.3784}$$

$$L = 0.60244 \cdot 10^{-3} \text{ Henry/Km/fase}$$

El radio del conductor, es:

$$r = RMG/0.7788 = 0.0163 \text{ mts}$$

La DMG propia por fase, considerando el radio del conductor, es:

$$D_s = [\sqrt{12.985 \cdot 0.0163} \cdot \sqrt{8.5 \cdot 0.0163} \cdot \sqrt{12.985 \cdot 0.0163}]^{1/3}$$

$$D_s = 0.4287 \text{ mts}$$

La capacitancia de la línea en la zona 1, es:

$$C_n = \frac{0.0241}{\log(D_{eq.}/D_s)}$$

$$C_n = \frac{0.0241}{\log(7.694/0.4287)}$$

$$C_n = 0.01922 \cdot 10^{-6} \text{ Faradios/Km/Fase respecto al neutro.}$$

Zona 2:

$$\text{distancia de } \underline{a} \text{ a } \underline{b} = \sqrt{(0.5)^2 + (6.75)^2} = 6.768 \text{ mts}$$

$$\text{distancia de } \underline{a} \text{ a } \underline{b}' = \sqrt{(10.5)^2 + (6.75)^2} = 12.48 \text{ mts}$$

$$\text{distancia de } \underline{a} \text{ a } \underline{c}' = \sqrt{(13.5)^2 + (10)^2} = 16.8 \text{ mts}$$

La DMG propia por fase, es:

$$D_s = [\sqrt{10 \cdot 0.0127} \cdot \sqrt{11 \cdot 0.0127} \cdot \sqrt{10 \cdot 0.0127}]^{1/3}$$

$$D_s = 0.3621 \text{ mts}$$

La DMG mutua entre las fase, es:

$$D_{ab} = \sqrt[4]{(6.768 \cdot 12.48)^2} = D_{bc} = 9.19 \text{ mts}$$

$$D_{ca} = \sqrt[4]{(13.5 \cdot 16.8)^2} = 15.06 \text{ mts}$$

La distancia equivalente, es:

$$Deq. = [9.19 \cdot 9.19 \cdot 15.06]^{1/3} = 10.835 \text{ mts}$$

La inductancia de la línea en la zona 2, es:

$$L = 2 \cdot 10^{-4} \ln \frac{10.835}{0.3621} = 0.6797 \cdot 10^{-3} \text{ Henry/Km/fase}$$

El radio del conductor, es: 0.0163 mts

La DMG propia por fase, considerando el radio del conductor, es:

$$Ds = [\sqrt{10 \times 0.0163} \cdot \sqrt{11 \times 0.0163} \cdot \sqrt{10 \times 0.0163}]^{1/3}$$

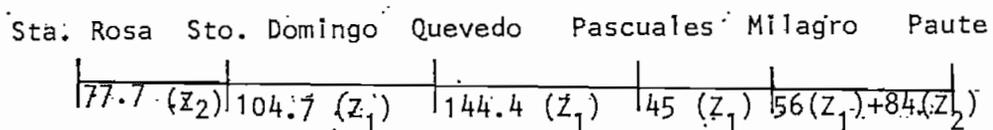
$$Ds = 0.41 \text{ mts}$$

La capacidad de la línea en la zona 2, es:

$$Cn = \frac{0.0241}{\log(10.835/0.41)}$$

$$Cn = 0.0169 \times 10^{-6} \text{ faradios/Km/fase, respecto al neutro.}$$

Según la fig. A₃₋₂ considerando las distancias correspondiente a la zona 1 y 2, se tomará un valor promedio para la inductancia y capacitancia de la línea.



$$Z_2 = \text{distancia para la zona dos} = 77.7 + 84 = 161.7 \text{ KM}$$

$$Z_1 = \text{distancia para la zona uno} = 105 + 144 + 45 + 56 = 350.1 \text{ KM}$$

$$\text{longitud total} = 161.7 + 350.1 = 511.8 \text{ KM}$$

FIGURA A₃₋₂ LONGITUD PARA LAS ZONAS 1 Y 2

$$\bar{L} = \frac{(0.60244 \times 10^{-3} \times 350.1) + (0.6797 \times 10^{-3} \times 161.7)}{511.8}$$

$$\bar{L} = 0.6268 \cdot 10^{-3} \text{ Henry/Km/fase}$$

$$\bar{Cn} = \frac{(0.01922 \times 10^{-6} \times 350.1) + (0.0169 \times 10^{-6} \times 161.7)}{511.8}$$

$$\bar{Cn} = 0.01849 \times 10^{-6} \text{ faradios/Km/fase, respecto al neutro.}$$

La inductancia y capacitancia por tramos de 20 KM, es:

$$L(20 \text{ KM}) = 0.6268 \times 10^{-3} \times 20 = 12.536 \times 10^{-3} \text{ Henrys/fase}$$

$$C(20 \text{ KM}) = 0.01849 \times 10^{-6} \times 20 = 0.3698 \times 10^{-6} \text{ Faradios/fase}$$

Los valores de reactancias, son:

$$X_L = 2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot 12.536 \cdot 10^{-3} = 4.726 \text{ OHM}$$

$$X_C = 1/(2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot 0.3698 \cdot 10^{-6}) = 7173 \text{ OHM}$$

Considerando que la impedancia base del sistema es, 529 OHM, los valores en por unidad serán:

$$X_L(\text{p.u.}) = 4.726/529 = 0.00893$$

$$X_C(\text{p.u.}) = 7173/529 = 13.559$$

DESCRIPCION DE LAS CARACTERISTICAS DE CIERTOS ELEMENTOS DE PROTECCION

En esta sección se hará, de manera general, una definición de los elementos usados en la protección del reactor, así como una descripción de los lineamientos seguidos para determinar su características.

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Tiene por objeto transformar la corriente a valores adecuados para que puedan ser conectados los relés y equipos de medición, aislándolos de las tensiones altas del sistema.

Está diseñado para conectar su enrollado primario en serie con el circuito cuya corriente se trata de medir o controlar, entregando su enrollado secundario, a los instrumentos de medidas y relés, una corriente proporcional a la corriente de línea.

Según su construcción, pueden ser de los siguientes tipos: Bobinado, barra pasante, ventana, bushings y de núcleo partido. De la manera como se conectan sus enrollados, se clasifican en: transformadores de un sólo primario, transformador para conexión serie-paralelo, transformadores de un sólo secundario, transformadores de relación múltiple de un sólo secundario con derivaciones, y transformadores de enrollado múltiple con bobinas y circuitos magnéticos independientes.

Para una adecuada aplicación, se debe considerar algunas características que afectan de manera directa el funcionamiento de la protección, tales como: tipo, relación de transformación, precisión, carga, etc. Los siguientes re-

querimientos son muy útiles y pueden servir como base para una adecuada selección (32):

- El secundario de los transformadores de corriente así como los relés standard tienen, en la mayoría de los casos, los siguientes valores nominales 5 amperios, 120 voltios, 60 Hertz.
- Para determinar la relación de transformación, generalmente se toma en cuenta la máxima corriente de carga de tal modo que la corriente secundaria del transformador, a carga máxima, no exceda la capacidad continua de corriente del relé o aparatos de medida conectados. Este criterio es aplicable principalmente para protección de fases, en que la corriente fluye continuamente por los relés.
- Los T.C. usados en protecciones pueden tener un error mayor que los requeridos para medición, pero deben mantener la relación de transformación dentro de los límites prescritos de error, hasta una cierta corriente primaria (dada en múltiplo de la corriente primaria nominal).
- Los T.C. operando con altas corrientes pueden saturarse, sin embargo darán la suficiente corriente para hacer operar, por ejemplo, a un relé de sobrecorriente de inducción, el cual puede funcionar en la parte plana de la curva de saturación.
- Para la protección de cortocircuito entre fases se requieren, en ciertos casos, T.C. solamente sobre dos fases; en cambio para protección contra defectos a tierra, se requiere siempre T.C. sobre las tres fases.
- Si el tipo previsto del T.C. es de varios núcleos, conviene usar un núcleo para medida y otro para protección.
- La carga (burden) de un T.C. es el vector suma de las resistencias y reactivancias de todos los instrumentos conectados en serie en su circuito secundario (referidos a 5 amperios), mas la resistencia de los cables de

unión de los instrumentos.

- La precisión de los T.C. es una evaluación del error de transformación y error angular que se producen en estos elementos, debido a que por las pérdidas en el T.C. no se obtiene una relación de transformación exacta.
- Coeficiente de saturación, que para protecciones se requiere que un transformador de corriente no se sature para corrientes de 20 veces la nominal. Para su determinación se toma la máxima corriente de cortocircuito que puede presentarse en el T.C.
- Corriente térmica (I_{th}), considera, tanto, la máxima corriente que fluye por el T.C. como la duración de tal corriente. Debe cumplirse la siguiente relación (32):

$$I_{th} \geq I_{cc} \sqrt{t + 0.05 \cdot \frac{50}{60}}$$

donde,

I_{th} = corriente térmica del T.C. (KA efectivos)

I_{cc} = corriente de cortocircuito (KA efectivos)

t = duración del cortocircuito (seg.)

f = frecuencia nominal del sistema (c/s)

considerando un $t = 1$ segundo, se tiene (frecuencia de 60 Hz):

$$I_{th} = 7740 \sqrt{1 + 0.05 \cdot \frac{50}{60}}$$

$$I_{th} = 7900 \text{ amperios. (8 KA)}$$

- Corriente dinámica, (I_{din}) es el valor de la corriente dinámica (valor de cresta o máximo) que debe soportar el T.C., vale normalmente $2.5 I_{th}$ (referencia 32, para nuestro caso es:

$$I_{din} = 2.5 \times 7900 = 19750 \text{ amperios} \quad \sim \quad 20 \text{ KA}$$

DISYUNTOR O INTERRUPUTOR AUTOMATICO

Es un aparato destinado a conectar, o desconectar bajo carga un circuito eléctrico; automáticamente al ser accionado por relés en condiciones de falla (sobrecarga, cortocircuito); o manualmente, por voluntad del operador en condiciones normales (maniobra, mantenimiento), cuando las circunstancias así lo exigen. Tiene por objeto insertar o retirar de un sistema eléctrico máquinas, equipos y líneas (18).

Cuando se interrumpe la corriente, se forma entre los contactos que se separan, un arco; y de la forma y el tiempo en que desaparece el camino ionizado que mantiene el arco, depende el tipo de construcción del disyuntor. La corriente interrumpida por la naturaleza misma del defecto es fuertemente inductiva, presentando la corriente y el voltaje un desfase bastante grande, razón por lo cual, no pueden ser anuladas al mismo tiempo, lo que desfavorece la extinción del arco, ya que al pasar por cero la corriente, subsiste el voltaje. La interrupción deberá realizarse con un desfase mínimo, el mismo que se encuentra señalado en las normas de prueba a que debe someterse el disyuntor. Para la interrupción, se trata de llevar el arco a ciertos puntos previstos del disyuntor y acortar la longitud de la columna de arco y manteniendo una fuerte refrigeración y desionización en la zona mas amplia del arco.

Las características que son necesarias para especificar un disyuntor, son:

- Tipo de interruptores, los mas comunmente usados son:

En gran volumen de aceite

En pequeño volumen de aceite

Neumáticos

Para tensiones ≤ 30 KV, suele instalarse interruptores de gran volumen de aceite (32), es decir para nuestro caso (13.8 KV) se selecciona este tipo de disyuntor.

- Tensión nominal, es el valor de tensión que sirve para designarlo y al cual se refiere sus condiciones de funcionamiento. En nuestro caso se selecciona un disyuntor con voltaje nominal 13.8 KV.
- Tensión máxima de operación, es la tensión eficaz más alta que la red puede tener en servicio normal y para la cual debe estar previsto el disyuntor. Este valor se considera un 5% más alto que el voltaje nominal del aparato, es decir: 13.8 KV 14.5 KV
- Capacidad de ruptura, es la mayor intensidad de corriente que es capaz de interrumpir en ciertas condiciones dadas de funcionamiento. Se expresa en KA o en MVA. Esta capacidad debe multiplicarse por un factor que tome en cuenta la componente de corriente continua y los decrementos de la componentes de corrientes alterna y continua (32), los decrementos dependen del tiempo de interrupción, por tanto de la velocidad de operación del disyuntor.

Los factores de multiplicación recomendados para casos ordinarios, son (32):

| | |
|-----------------------------|-----|
| Disyuntor de 8 ciclos | 1.0 |
| Disyuntor de 5 ciclos | 1.1 |
| Disyuntor de 3 ciclos | 1.2 |
| Disyuntor de 2 ciclos | 1.4 |

Seleccionando un disyuntor que opere en 2 ciclos la capacidad de ruptura puede determinarse de la siguiente manera:

$$\text{Corriente de interrupción} = 7740 \times 1.4 = 10836 \text{ amperios} \sim 11 \text{ KA}$$

- Corriente nominal, es el valor eficaz de la corriente que debe soportar en forma permanente a la frecuencia nominal, sin que el calentamiento en sus diferentes partes excedan los valores establecidos. La corriente nominal del reactor es de 714 amperios, podemos seleccionar por seguridad una corriente de 800 amperios.
- Corriente momentánea nominal, es la corriente más alta que puede soportar el disyuntor por un período de un segundo y menos. Se determina multiplicando la máxima corriente de cortocircuito por 1.6 (32), es decir:

$$7740 \times 1.6 = 12384 \text{ amperios, } \sim 12.5 \text{ KA}$$
- Capacidad de conexión, se toma un poder de cierre que no sea menor al correspondiente al más alto valor de pico de la corriente de cierre. Las normas indican que el poder de cierre nominal se toma igual a 2.5 el poder de ruptura simétrica nominal. Para nuestro caso será:

$$7740 \times 2.5 = 19320 \text{ amperios } \sim 20 \text{ KA}$$

SECCIONADOR

Son aparatos que se utilizan para unir o separar los diferentes elementos componentes de una red, de forma que se puedan realizar trabajos de inspección o mantenimiento sin que se interrumpa el funcionamiento del resto del sistema. Sus maniobras de conexión deben hacerse en vacío (sin carga). Los seccionadores interrumpen intensidades de corriente muy pequeña (pocos amperios) y con buen factor de potencia, ya que de otro modo, el arco se forma, a más de producir un desgaste en los contactos puede alcanzar las partes metálicas puestas a tierra, produciéndose de esta forma, cortocircuitos peligrosos.

Este elemento dispondrá de un dispositivo mecánico de bloqueo que le permita abrir sus contactos, sólo cuando el disyuntor esté en posición de abierto.

Existen diversos tipos de seccionadores, teniendo cada uno de ellos, sus respectivas ventajas y desventajas. Sin embargo de manera general se clasifican por su operación, en:

Seccionadores de apertura horizontal

Seccionadores de apertura vertical

En cuanto al accionamiento, éste se puede realizar por palancas, motor o por aire comprimido. Por sus contactos, algunos autores los clasifican en:

Seccionadores de cuchilla

Seccionadores de columna

Seccionadores de pantógrafo

Las características principales como tensión nominal, corriente nominal, corriente momentánea, nivel de aislamiento, que se usan para especificar un seccionador son determinados con los mismos criterios indicados para los disyuntores (32).

PARARRAYOS

Son equipos de protección que limitan el voltaje en el equipo protegido mediante la descarga o desviación de corriente de impulso, evitando el flujo de corrientes subsiguientes a tierra, teniendo la capacidad de repetir las funciones especificadas (31)

Pueden ser clasificados en dos grupos:

Tipo expulsión

Tipo válvula

Los primeros están constituidos por electrodos dentro de una cámara que permite confinar el arco y ponerle en contacto con material envolvente desionizador del arco. Dentro de este tipo se distinguen dos clases:

voltaje nominal de frecuencia industrial. Se distinguen las siguientes clases de pararrayos:

Clase estación con rangos de voltaje normal comprendidos entre 3 KV y 684 KV
(En el ejemplo se ha seleccionado esta clase de pararrayo)

Clase intermedia con rangos de voltaje normal comprendidos entre 3 KV y 120 KV

Clase distribución con voltajes nominales entre 1 KV a 30 KV pudiendo encontrarse hasta 75 KV.

Clase secundaria con voltajes nominales entre 0.175 KV y 0.65 KV

- Tubo protector, con rangos de voltaje nominal comprendido entre 13.8 KV y 138 KV.
- Clase distribución, con rangos de aplicación entre 3 KV y 18 KV

Los de tipo válvula están constituidos por un resistor que, debido a sus características no lineales corriente-voltaje, limita el voltaje a través de los terminales del descargador durante el flujo de corriente de descarga y contribuye a limitar el flujo de corriente subsiguiente que puede fluir al voltaje normal de frecuencia industrial. Se distinguen las siguientes clases de pararrayos:

Clase estación con rangos de voltaje normal comprendidos entre 3 KV y 684 KV
(En el ejemplo se ha seleccionado esta clase de pararrayo)

Clase intermedia con rangos de voltaje normal comprendidos entre 3 KV y 120 KV

Clase distribución con voltajes nominales entre 1 KV a 30 KV pudiendo encontrarse hasta 75 KV.

Clase secundaria con voltajes nominales entre 0.175 KV y 0.65 KV

El voltaje nominal del pararrayo se determina mediante la expresión:

$$V_n(\text{pararrayo}) = V_{\text{max}} \cdot K \cdot C_e$$

V_{max} = Voltaje máximo del sistema

K = constante debido al efecto Ferranti ~ 1.05

C_e = Coeficiente de puesta a tierra, que para el devanado terciario es ~ 1.0

$$V_n(\text{pararrayo}) = 14.5 \text{ KV} \cdot 1.05 \cdot 1.00$$

$$V_n(\text{pararrayo}) \cong 15 \text{ KV}$$

BIBLIOGRAFIA

1. Electrical Power Systems A.E. Guile and W. Paterson, Vol. 1.
2. Electric Energy Systems Theory, Olle I. Elgerd.
3. Reactive Power Compensation, Tore Petersson, ASEA Sweden.
4. Electric Power Systems, B.M. Weedy.
5. Design and Application of EHV Shunt Reactors, G.W. Alexander, December 1966, IEEE.
6. Apuntes de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, H. Sanhueza.
7. Electrical Power Systems A.E. Guile and W. Paterson, Vol 2.
8. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, W.D. Stevenson.
9. Electrical Transmission and Distribution Reference Book, 4th Edition.
10. American National Standard Requirements, Terminology, and Test Code for Shunt Reactors, ANSI C 57.21 - 1971.
11. Standard Handbook for Electrical Engineers, Donald Fink, John M. Carroll.
12. Reactores de Media y Alta Potencia (folleto) ITALTRAFO.
13. Shunt Reactor Compensation on Present and Future Transmission Systems, Feldman, Wilson, Vol. 31, American Power Conference, 1969.
14. IEEE Standard General Requirements for Distribution, Power, and Regulating Transformers, C 57.1200 - 1973, ANSI.
15. Transients in Power Systems, H.A. Peterson.
16. Contrato Suministro de Equipo, INECEL, Proyecto Paute.
17. Tesis, Ing. Fabian Novoa, Empleo en Conductores en Haz.
18. Tesis, Ing. G. Mier, Estudio de las Subestaciones Blindadas y Aisladas con SF6.
19. Plan Maestro, Estudio del Sistema Nacional Interconectado.
20. Applied Protective Relaying, Westinghouse Electric Corporation.
21. Power Systems Protection, Peter Peregrinus.

22. Protección de Sistemas Eléctricos contra Intensidades, CEAC.
23. El Arte y Ciencia de la Protección por Reveladores, Mason.
24. Tesis, Ing. Patricio Hidalgo, "Selección y Protección de un Banco de Capacitores Estáticos en Derivación en una Subestación de Distribución.
25. Westinghouse (catálogo), Controls for Automatic Switching Junio 1/1984.
26. AIEE Transactions, Vol. 63, 1944, pp. 674 - 678, W.H. Cuttino.
27. Distribution Systems, Westinghouse.
28. Departamento de Planificación, INECEL
29. Programa de Flujo de Carga, Philadelphia Electric Company
30. Boletín 41.331, Relé diferencial CA, Westinghouse
31. Protección contra Sobrevoltaje, Ing. Víctor Orejuela
32. Tesis, Ing. F. Yugcha, "Diseño y Coordinación de la Protección de la LT Paute-Cuenca.
33. GEK-45375, Time Overcurrent Relay, IFC-77A