

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**“ESTUDIO DEL FLUJO DE POTENCIA TRIFÁSICO  
EN RED DESBALANCEADA”**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**OSCAR ALBERTO HUAMANÍ QUISPE**

**PROMOCIÓN 1 996 - II**

**LIMA – PERÚ**

**2 003**

El principio de la sabiduría es el temor a Dios y el apartarse del mal es la inteligencia.

Cuando la sabiduría entrare en tu corazón y la ciencia fuera grata a tu alma, la discreción te guardara y, te preservara la inteligencia.

A la memoria de mi hermano Cesar, me enseñó, que la superación no tiene límites.

A mi madre, por sus virtudes, enseñanzas y apoyo incondicional en cada momento de mi vida.

**“ESTUDIO DEL FLUJO DE POTENCIA TRIFÁSICO EN RED  
DESBALANCEADA”**

## SUMARIO

En el presente informe de suficiencia “Estudio del Flujo de Potencia Trifásico en Red Desbalanceada” tiene la finalidad de investigar el flujo de potencia desbalanceado aplicando los conceptos del curso de actualización de sistema de potencia y los métodos computacionales desarrollados en la facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.

Se realizó un programa en Matlab para la solución de las iteraciones de convergencia mediante el método desacoplado de Newton Raphson que calcula los jacobianos.

Se estudia el efecto de las componentes y cargas del sistema desbalanceado en el flujo de potencia trifásico la cual brinda un flujo que se presenta en la práctica.

Los resultados serán analizados y comparados tomando en cuenta un sistema similar balanceado, esto nos permitirá saber cuán distantes estamos de la práctica.

Se evalúan los efectos del desbalance en los niveles de tensión, potencia y pérdidas como el efecto de los parámetros del transformador y la línea de transmisión .

Se analizan también el efecto del banco de capacitores en la barra de carga.

Se utiliza un sistema ejemplo como prototipo, sin embargo este se puede generalizar a  $n$  barras.

## INDICE

	Pag.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	1
<b>CAPITULO I</b>	
<b>GENERALIDADES</b>	2
1.1 Definiciones	2
<b>CAPITULO II</b>	
<b>MODELAMIENTO TRIFÁSICO DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA</b>	
2.1 Introducción	4
2.2 Aplicación de la técnica de transformación Lineal	5
2.3 Análisis del sistema trifásico	7
2.4 Uso de la admitancia compuesta	9
2.5 Modelo de la Línea de transmisión trifásico	15
2.5.1 Impedancia Serie	15
2.5.2 Impedancia Paralelo	17
2.5.3 Elementos en Paralelo	19
2.6 Modelo del transformador trifásico	21
2.6.1 Modelo de la admitancia primitiva del transformador trifásico	21
2.6.2 Modelo para las conexiones en el transformador trifásico	24
2.7 Modelo de la maquina sincrona	33
<b>CAPITULO III</b>	
<b>METODO DE NEWTON RAPHSON DESACOPLADO PARA LA RED TRIFÁSICA</b>	
3.1 Notaciones	36

3.2	Derivación de ecuaciones	36
3.3	Algoritmo de las tres fases	39

## **CAPITULO IV**

### **PROGRAMA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE APLICACIÓN**

4.1	Introducción	42
4.2	Problema de aplicación	42
4.3	Estructura de la programación	42
4.3.1	Entradas de Datos	43
4.3.2	Formación de la matriz de admitancia de las componentes del sistema	46
4.3.3	Formación de la matriz de admitancia del sistema	47
4.3.4	Potencia activa y reactiva inyectadas	48
4.3.5	Tolerancia en $\Delta P$ y $\Delta Q$	49
4.3.6	Calculo del Jacobiano $J$ y $J^{-1}$	49
4.3.7	Calculo del $\Delta V$ y $\Delta \theta$	52
4.3.8	Nuevas tensiones $V_n$ y $\theta_n$	52
4.3.9	Calculo de pérdidas	52
4.3.10	Salida de resultados	53
4.4	Condiciones Balanceadas y Desbalanceadas	53
4.4.1	Condiciones Balanceadas	53
4.4.2	Condiciones Desbalanceadas	54

## **CAPITULO V**

### **ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DEL PROBLEMA DE APLICACIÓN**

5.1	Sistema ejemplo aplicativo balanceado	55
5.2	Desbalance por efecto de carga	57

5.3	Desbalance por efecto de parámetros de la línea de transmisión	60
5.4	Desbalance por efecto de parámetros del transformador	63
5.5	Desbalance por efecto de las tensiones del generador	63
5.6	Desbalance por efecto del ángulo de las tensiones de envío	68
5.7	Desbalance por efecto del banco de capacitores	71
5.8	iteraciones del problema del problema de aplicación	74
	<b>CONCLUSIONES</b>	75

## **ANEXO A**

### **A.1 - PROGRAMACIÓN EN MATLAB DEL PROBLEMA APLICATIVO**

### **A.2 - PROGRAMACIÓN EN MATLAB DE LA MATRIZ DE ADMITANCIA DEL TRANSFORMADOR EMPLEADO LOS MÉTODOS DESCRITOS EN EL CAPITULO 2**

## **ANEXO B**

### **B.1 - RESULTADOS EN MATLAB DEL PROBLEMA APLICATIVO**

### **B.2 - RESULTADOS EN MATLAB DE LOS DESBALANCES OBTENIDOS**

### **B.3 - RESULTADOS EN MATLAB DE LA MATRIZ DE ADMITANCIA DEL TRANSFORMADOR EMPLEADO EN LOS MÉTODOS DESCRITOS EN EL CAPITULO 2**

### **B.4 - RESULTADOS DE LA CORRIDA DEL PROGRAMA CESI**

## **BIBLIOGRAFÍA**

## INTRODUCCIÓN

Sabemos que el flujo de potencia trifásico nos permite saber el estado de la red, como también que las cargas reales son desbalanceadas por consiguiente es antieconómico balancear las cargas completamente o lograr perfectamente balancearlas debido a los efectos de las componentes del sistema tales como las impedancias en las líneas de transmisión como resultado de las transposiciones de los conductores y los generadores.

Entre los efectos de un sistema desbalanceado tenemos :

1. Las corrientes de secuencia negativa que causan sobrecalentamiento del rotor de la máquina eléctrica (generador o motor)
2. Las corrientes de secuencia cero que causan paradas debido a la mal operación y el incremento de pérdidas como consecuencia de la transposición paralelas de las líneas.

El objetivo de flujo trifásico es hallar el estado del sistema de potencia en las tres fases hasta las condiciones especificadas de carga, generación y configuración del sistema.

El modelo básico del sistema trifásico son representadas por matrices como lo veremos en el capítulo II.

Los requerimientos en el desarrollo computacional en el flujo trifásico desbalanceado son mayores que en el caso balanceado, se necesita algoritmos eficientes que tomen mayor precisión en las iteraciones.

Las características básicas del algoritmo del método de Newton Raphson desacoplado se empleara en el programa computacional para el calculo del jacobiano.



## **CAPITULO I GENERALIDADES**

En este capítulo haremos un resumen de los principales conceptos teóricos que nos permita entender el desarrollo del estudio del flujo de potencia trifásico en red desbalanceada.

Como sabemos los estudios de flujos de potencias nos permiten definir la operación del Sistema y a su vez planificar la expansión de la red en un futuro, el principal problema es entonces determinar las potencias activas y reactivas como el módulo y ángulo de fase de la tensión de cada barra.

### **1.1 Definiciones:**

Las siguientes definiciones se utilizan en el ejercicio común del Análisis de Sistemas de Potencia :

**Sistema de Potencia:** Es la red de una o más unidades generadoras, cargas, y/o líneas de transmisión, incluyendo el equipo eléctrico o mecánico asociado conectado a la red.

**Cantidades de Operación de un Sistema de Potencia:** Son las cantidades físicas, que pueden ser medidas o calculadas, que se usan para describir las condiciones de operación de un sistema de potencia.

**Condición de Estado Estable de un Sistema de Potencia:** Es la condición de operación en el cual todas las cantidades de operación pueden ser consideradas constantes para el propósito de análisis.

**Perturbación en un Sistema de Potencia:** Una perturbación en un sistema de potencia es un cambio súbito o una secuencia de cambios en uno o más de los parámetros del sistema, o en una o más de las cantidades de operación.

**Pequeñas Perturbaciones en un Sistema de Potencia:** Una pequeña perturbación es en la que las ecuaciones que describen las dinámicas del sistema de potencia pueden ser linealizadas para los propósitos de análisis.

**Gran Perturbación en un Sistema de Potencia:** Una gran perturbación es en la cual las ecuaciones que describen la dinámica del sistema de potencia no pueden ser linealizadas para los propósitos de análisis.

**El sistema por cálculo por unidad (tanto por uno):** Para el análisis del flujo de potencia y aplicado al sistema ejemplo en lugar de utilizar los valores reales, es normal expresarlas con fracciones de unas magnitudes o cantidades de referencias llamadas por unidad (p.u).

$p.u = \text{Valor real (en cualquier unidad)} / \text{Valor de base o referencia en la misma unidad}$

La principal ventaja es que se presenta más fácil para el cálculo en general especialmente al automatizado.

**Barras de Distribución a utilizar:** En cada barra tenemos 4 cantidades o parámetros asociados a ella; las potencias activas (P) y reactiva (Q), la magnitud de tensión (V) y el ángulo de fase ( $\delta$ ). Para que un problema de flujo de potencia sea factible debes especificar los valores siguientes mostrados en el cuadro No 1-1.

**CUADRO No 1-1**

**4 PARAMETROS ASOCIADAS A LA BARRA DE DISTRIBUCION**

Elemento	Valores conocidos	Valores a determinarse
Barra de generación	PG - IVI	QG - $\delta$
Barra de carga	PL - QL	IVI - $\delta$
Barra de slack o swing	IVI - $\delta$	P - Q

## **CAPITULO II**

### **MODELAMIENTO TRIFÁSICO DE LAS COMPONENTES DEL SISTEMA**

En este capítulo se desarrollan las componentes equivalentes con la formación de la matriz admitancia del sistema relacionado a la corriente y voltaje en cada nodo.

El desarrollo de las componentes se vera desarrollado en los algoritmos a desarrollar en el programa en el sistema ejemplo aplicativo.

#### **2.1 Introducción**

Las componentes del sistema trifásico son modelados por sus circuitos equivalentes en términos de inductancia, capacitancia y resistencia, estas a su vez deben cumplir con las leyes de Kirchhoff en los circuitos eléctricos.

Para el análisis de los circuitos se emplean 2 métodos: de mallas y de nodos .

El método de nodos es el mas apropiado para el desarrollo del calculo vía programa debido a las ventajas siguientes:

- La numeración de los nodos en la configuración en el diagrama del sistema es directa.
- La elaboración o preparación de la información de la configuración es rápida.
- El número de variables y ecuaciones es usualmente menos que con el método de mallas.
- La configuración de las ramas no presentan dificultad.
- Las ramas paralelas no incrementan el numero de variables o ecuaciones.
- Los voltajes en los nodos son directamente disponible para la solución y las corrientes en las ramas son fáciles de calcular.

## 2.2 Aplicación de la técnica de transformación Lineal.

Estas técnicas permiten que la matriz admitancia de cualquier red (red original) fig. 2.1 se describa en un modo practica (red primitiva) fig. 2.2 detallado como ejemplo.

Para la transformación lineal de la matriz admitancia se debe tener en cuenta:

- i) Nombrar los nodos en la red original esto se puede apreciar en la fig. 2.1
- ii) Enumerar en cualquier orden las ramas de admitancia ( $Y_{11}, Y_{22}, Y_{33}, Y_{44}$  y  $Y_{55}$ )
- iii) Formar la matriz de admitancia de la red primitiva por inspección fig. 2.2, formado de la desconexión de las ramas de la red original, con una corriente igual de la rama original inyectada dentro del nodo correspondiente de la red primitiva, por lo tanto los voltajes a través de la rama de la red primitiva será igual a la rama actual de la red.

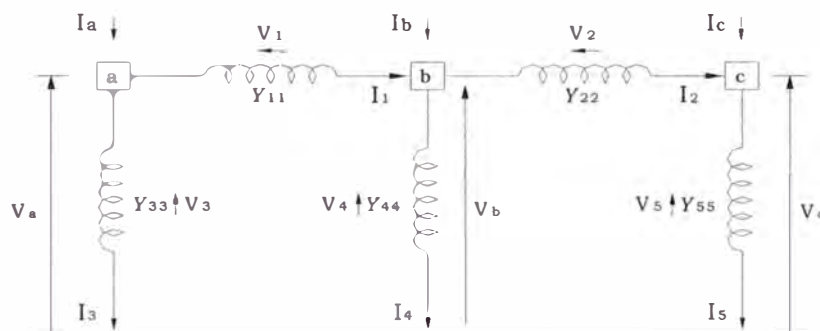


Fig. 2.1 Red Original

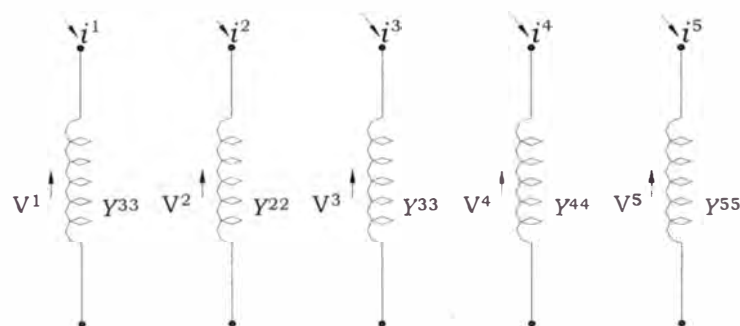


Fig. 2.2 Red Primitiva

Por lo tanto la matriz admitancia de la red primitiva esta relacionada con

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & & & & \\ & Y_{22} & & & \\ & & Y_{33} & & \\ & & & Y_{44} & \\ & & & & Y_{55} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

[Y Prim]

iv) La obtención de la matriz conexión [c], que nos permitirá relacionar los nodos de voltajes de la red original, aplicando la ley de Kirchoff para tensiones tenemos:

$$V_1 = V_a - V_b \quad (2.2)$$

$$V_2 = V_b - V_c \quad (2.3)$$

$$V_3 = V_a \quad (2.4)$$

$$V_4 = V_b \quad (2.5)$$

$$V_5 = V_c \quad (2.6)$$

Entonces la matriz conexión [c] será

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & & & \\ & 1 & -1 & & \\ 1 & & & & \\ & 1 & & & \\ & & & 1 & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

[c]

Aplicando la ley de Kirchoff para corrientes:

$$I_a = I_1 - I_3 \quad (2.8)$$

$$I_b = -I_1 + I_2 + I_4 \quad (2.9)$$

$$I_c = -I_2 + I_5 \quad (2.10)$$

La matriz que relaciona las corrientes es:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & & & & \\ -1 & 1 & & & \\ & -1 & 1 & & \\ & & & 1 & \\ & & & & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

$[c]^T$

v) Relacionar la matriz admitancia de la red original con las corrientes y voltajes

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} & & \\ & [Y_{abc}] & \\ & & \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

Desarrollando las matrices (2.1), (2.7) y (2.11) obtenemos:

$$[Y_{abc}] = [C]^T \cdot [Y_{PRIM}] \cdot [C] \quad (2.13)$$

$$3 \times 3 \quad 3 \times 5 \quad 5 \times 5 \quad 5 \times 3$$

Es la relación de la matriz admitancia de la red original con la red primitiva.

### 2.3 Análisis del sistema trifásico

Una de las herramientas para las redes desbalanceadas es el método de las componentes simétricas desarrollada por FORTESCUE, en donde en un sistema de n fasores que pueden ser resueltos, donde n es un numero primo dentro del sistema simétrico de n fases del sistema.

En el sistema trifásico las tres fase de voltajes y corrientes pueden ser transformados dentro de 3 vectores cada uno.

Considerado el ejemplo de la fig 2.3 la serie admitancia de la línea de transmisión trifásico tendra 3 inductancia mutuas en la bobina.

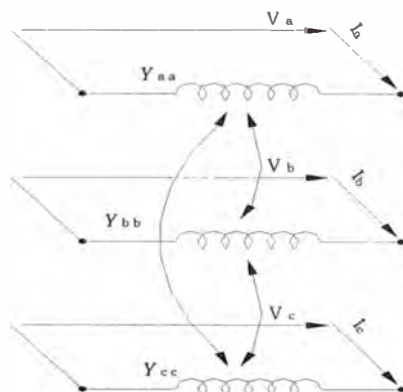


Fig. 2.3 Representación de la admitancia de un elemento trifásico serie.

La matriz que relaciona la corriente y el voltaje será :

$$[I]_{abc} = [Y]_{abc} [V]_{abc} \quad (2.14)$$

Donde:

$$[I]_{abc} = [I_a I_b I_c]^t \quad (2.15)$$

$$[V]_{abc} = [V_a V_b V_c]^t \quad (2.16)$$

$$[Y_{abc}] = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Usando la transformación de los componentes simétricos, las tres bobinas de la fig. 2.3 puede ser reemplazado por tres bobinas no acopladas.

La representación de la matriz admitancia será:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Las cantidades de transformación (012 secuencia cero, positiva y negativo) son relacionadas a las fases por:

$$[V_{012}] = [T_s]^{-1} [V_{abc}] \quad (2.19)$$

$$[I_{012}] = [T_s]^{-1} [I_{abc}] \quad (2.20)$$

$$[I_{012}] = [T_s]^{-1} [Y_{abc}] [T_s] [V_{012}] \quad (2.21)$$

Donde  $[T_s]$  es la matriz de transformación de la secuencias 012, la transformación de voltajes y corriente son relacionadas por la matriz de admitancia de transformación

$$[Y_{012}] = [T_s]^{-1} [Y_{abc}] [T_s] \quad (2.22)$$

Si asumimos que los elementos son balanceados tenemos:

$$Y_{aa} = Y_{bb} = Y_{cc}$$

$$Y_{ab} = Y_{bc} = Y_{ca}$$

$$Y_{ba} = Y_{cb} = Y_{ac}$$

En este caso el acoplamiento mutuo del sistema trifásico ha estado sido reemplazado por 3 sistema simétricos no acoplados, además si la generación y la carga son balanceadas o quizás asumidas balanceadas, el sistema de secuencia positiva tiene flujo de corriente y las otras 2 secuencias son ignoradas (flujo monofásico).

## 2.4 Uso de la admitancia compuesta

Cuando analizamos la red trifásica, donde los 3 nodos en una barra(busbar) son siempre juntas asociadas en sus interconexiones, la representación grafica de la red es simplificada por medio de las admitancia compuesta, un concepto en la cual se basa los cuantificadores de la matriz que representa la admitancia de la red

Las leyes y la ecuaciones de la red ordinaria son todas validas por la red compuesta simplemente se reemplaza los cuantificadores solamente por matrices apropiadas.



Consideramos 6 admitancia acopladas, la red primitiva será:

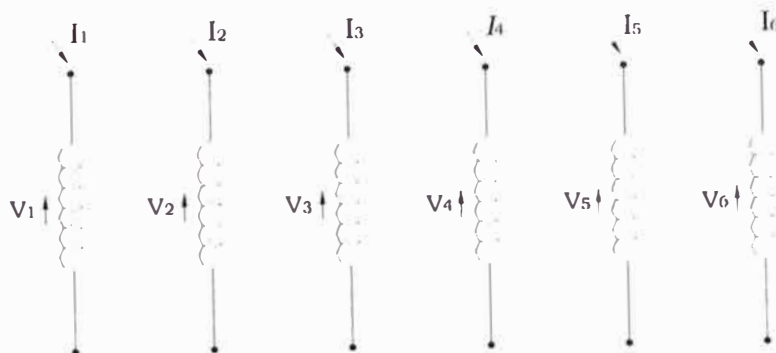


Fig. 2.4 Representación de la Red Primitiva de 6 admitancias acopladas

La matriz admitancia primitiva relativa a los nodos, de las corrientes inyectadas con respecto a

los voltajes será :

$$\begin{array}{c} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} \\ 6 \times 1 \end{array} = \begin{array}{c} \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} & Y_{15} & Y_{16} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} & Y_{25} & Y_{26} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} & Y_{35} & Y_{36} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} & Y_{45} & Y_{46} \\ Y_{51} & Y_{52} & Y_{53} & Y_{54} & Y_{55} & Y_{56} \\ Y_{61} & Y_{62} & Y_{63} & Y_{64} & Y_{65} & Y_{66} \end{bmatrix} \\ 6 \times 6 \end{array} \begin{array}{c} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \end{bmatrix} \\ 6 \times 1 \end{array} \quad (2.23)$$

Partiendo la matriz dentro de 3x3 matrices y 3x1 vector , entonces la ecuación llegara:

$$\begin{bmatrix} [I_a] \\ [I_b] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & [Y_{ab}] \\ [Y_{ba}] & [Y_{bb}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [V_a] \\ [V_b] \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

Donde:

$$[I_a] = [I_1 I_2 I_3]^{-T}$$

$$[I_b] = [I_4 I_5 I_6]^{-T}$$

$$[Y_{aa}] = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix} \quad [Y_{ab}] = \begin{bmatrix} Y_{14} & Y_{15} & Y_{16} \\ Y_{24} & Y_{25} & Y_{26} \\ Y_{34} & Y_{35} & Y_{36} \end{bmatrix}$$

$$[Y_{ba}] = \begin{bmatrix} Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} \\ Y_{51} & Y_{52} & Y_{53} \\ Y_{61} & Y_{62} & Y_{63} \end{bmatrix} \quad [Y_{bb}] = \begin{bmatrix} Y_{44} & Y_{45} & Y_{46} \\ Y_{54} & Y_{55} & Y_{56} \\ Y_{64} & Y_{65} & Y_{66} \end{bmatrix}$$

Gráficamente representamos esta partición como un grupo de 6 bobinas dentro de 2 bobinas compuestas y cada composición de tres admitancias individuales que mostramos en la fig. 2.5.

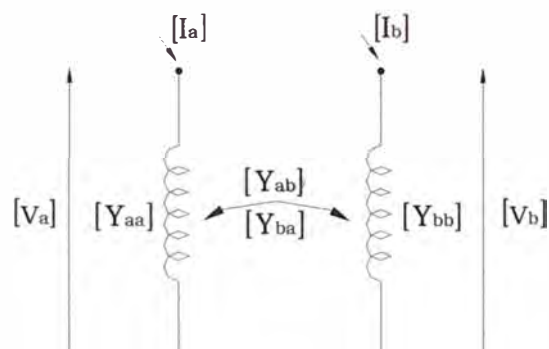


Fig. 2.5 Dos admitancias compuestas acopladas

Si consideramos:

$$[Y_{ba}] = [Y_{ab}]^{-T}$$

Entonces la ecuación (2.24) se puede escribir:

$$\begin{bmatrix} [I_a] \\ [I_b] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [Y_{aa}] & [Y_{ab}] \\ [Y_{ab}]^T & [Y_{bb}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [V_a] \\ [V_b] \end{bmatrix}$$

La red primitiva está formada por un número de admitancia compuesta, la matriz de admitancia original puede ser formada usando transformaciones lineales.

Como ejemplo consideramos la red de la fig. 2.6 que representa la red original con simple admitancia.

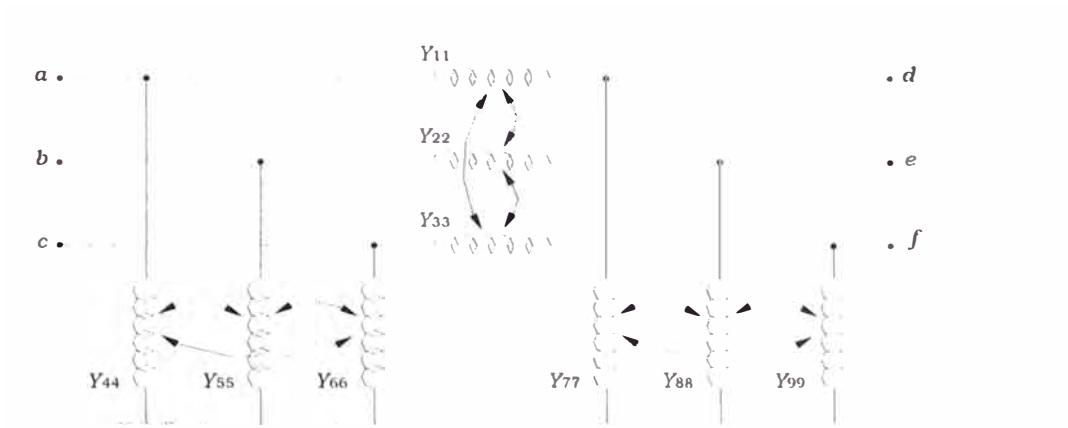


Fig. 2.6 red original representada por admitancia simple.

Aplicando el uso de admitancia compuesta mostramos la red simplificada en la fig. 2.7

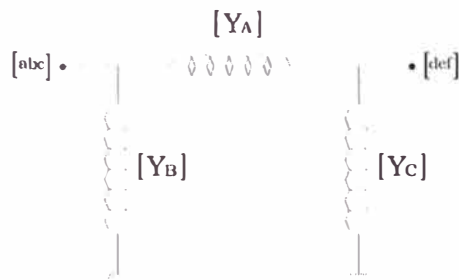


Fig. 2.7 red original representada por admitancia compuesta.

La red primitiva y sus correspondientes matrices admitancias seran;

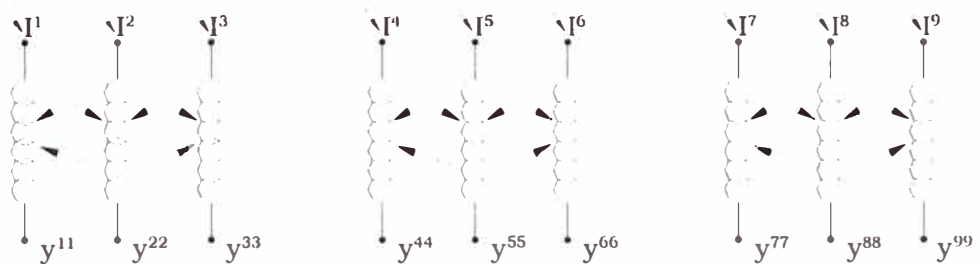


Fig. 2.8 red primitiva representada por admitancia simple.





## 2.5 Modelo de la Línea de transmisión trifásico.

Los parámetros de la línea de transmisión son calculados de acuerdo a las características geométricas de la línea. El cálculo de parámetros son expresado como una impedancia en serie y una admitancia en por p.u. de la longitud de línea. Los efectos de la corrientes a tierra y las bobinas a tierra son incluidas en el cálculo de estos parámetros .

### 2.5.1 Impedancia serie.

Considerando una línea de transmisión trifásica con tierra mostrada en la fig. 2.10

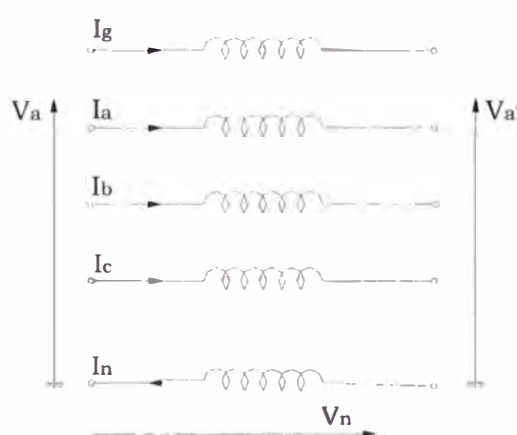


Fig. 2.10 Línea de transmisión trifásica con equivalente serie de impedancia

Las ecuaciones para la fase a será:

$$V_a - V'_a = I_a(R_a - j\omega L_a) + I_b(j\omega L_{ab}) + I_c(j\omega L_{ac}) + j\omega L_{ag}I_g - j\omega L_{an}I_n + V_n \quad (2.31)$$

$$V_n = I_n(R_n + j\omega L_n) - I_a(j\omega L_{na}) - I_b(j\omega L_{nb}) - I_c(j\omega L_{nc}) - I_g(j\omega L_{ng}) \quad (2.32)$$

Y sustituyendo

$$I_n = I_a + I_b + I_c + I_g \quad (2.33)$$

$$V_a - V'_a = I_a(R_a + j\omega L_a) + I_b(j\omega L_{ab}) + I_c(j\omega L_{ac}) + j\omega L_{ag}I_g - j\omega L_{an}(I_a + I_b + I_c + I_g) + V_n \quad (2.34)$$

reagrupando y sustituyendo

$$\begin{aligned} \Delta V_a = & I_a(R_a + j\omega L_a - 2j\omega L_{an} + R_n + j\omega L_n) \\ & + I_b(+j\omega L_{ab} - j\omega L_{bn} - j\omega L_{an} + R_n + j\omega L_n) \\ & + I_c(+j\omega L_{ac} - j\omega L_{cn} - j\omega L_{an} + R_n + j\omega L_n) \\ & + I_g(+j\omega L_{ag} - j\omega L_{gn} - j\omega L_{an} + R_n + j\omega L_n) \end{aligned} \quad (2.35)$$

Por consiguiente:

$$\Delta V_a = (Z_{aa} - n)I_a + (Z_{ab} - n)I_b + (Z_{ac} - n)I_c + (Z_{ag} - n)I_g \quad (2.36)$$

para las demás fases tenemos con las ecuaciones matriciales:

$$\begin{pmatrix} \Delta V_a \\ \Delta V_b \\ \Delta V_c \\ \Delta V_g \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Z_{aa} - n & Z_{ab} - n & Z_{ac} - n & Z_{ag} - n \\ Z_{ba} - n & Z_{bb} - n & Z_{bc} - n & Z_{bg} - n \\ Z_{ca} - n & Z_{cb} - n & Z_{cc} - n & Z_{cg} - n \\ Z_{ga} - n & Z_{gb} - n & Z_{gc} - n & Z_{gg} - n \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_g \end{pmatrix} \quad (2.37)$$

utilizando los tres conductores como equivalentes tenemos:

$$\begin{pmatrix} \Delta V_{abc} \\ \Delta V_g \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Z_a & Z_b \\ Z_c & Z_d \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_{abc} \\ I_g \end{pmatrix} \quad (2.38)$$

Donde:

$$\Delta V_{abc} = Z_a I_{abc} + Z_b I_g$$

$$\Delta V_g = Z_c I_{abc} + Z_d I_g$$

si asumimos que la bobina de la tierra es cero entonces tenemos:

$$\Delta V_{abc} = Z_{abc} I_{abc}$$

$$Z_{abc} = Z_a - Z_b Z^{-1} Z_c = \begin{pmatrix} Z'_{aa} - n & Z'_{ab} - n & Z'_{ac} - n \\ Z'_{ba} - n & Z'_{bb} - n & Z'_{bc} - n \\ Z'_{ca} - n & Z'_{cb} - n & Z'_{cc} - n \end{pmatrix} \quad (2.39)$$

## 2.5.2 Impedancia Paralelo

Con la misma línea de transmisión trifásica con tierra

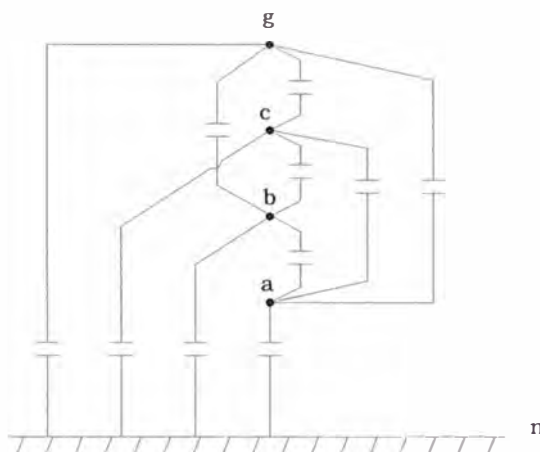


Fig. 2.11 Línea de transmisión trifásica con equivalente paralelo de impedancia

Los potenciales del conductor de la línea esta relacionado a la carga del conductor por la ecuación matricial

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ V_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} & P_{ag} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} & P_{bg} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} & P_{cg} \\ P_{ga} & P_{gb} & P_{gc} & P_{gg} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Q_a \\ Q_b \\ Q_c \\ Q_g \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

Con las mismas consideraciones del anterior caso tenemos:

$$V_{abc} = P'_{abc} Q_{abc}$$

Donde  $P_{abc}$  es una matriz de  $3 \times 3$  la cual incluye los efectos de la tierra, la matriz capacitancia de la línea de transmisión será



$$C'_{abc} = P^{-1} abc = \begin{bmatrix} C_{aa} & C_{ab} & C_{ac} \\ C_{ba} & C_{bb} & C_{bc} \\ C_{ca} & C_{cb} & C_{cc} \end{bmatrix} \quad (2.41)$$

La impedancia serie y paralelo representa el modelo PI de la Línea trifásica paralelo corta.

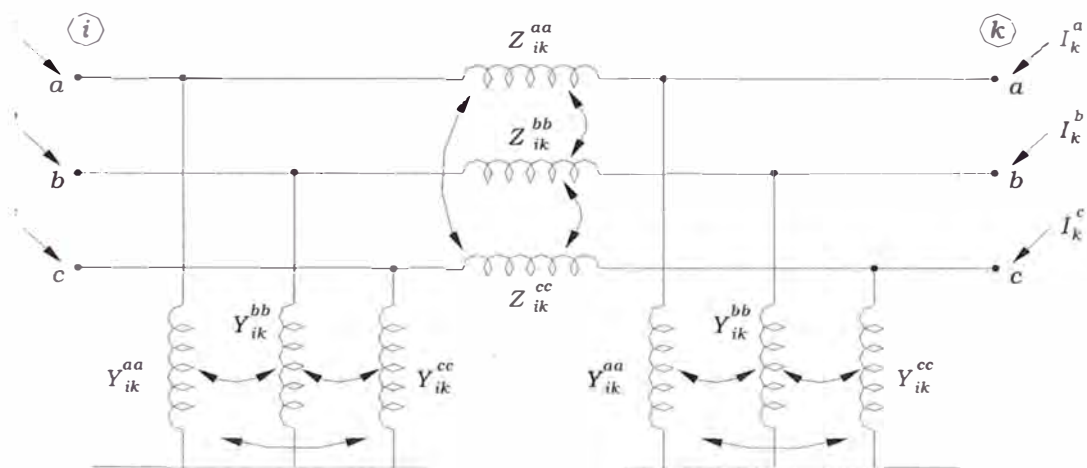


Fig. 2.12 Circuito equivalente de una línea trifásica corta.

La representación de la línea en forma matricial, considerando los acoplamientos entre las fases la mostramos en el siguiente grafico.

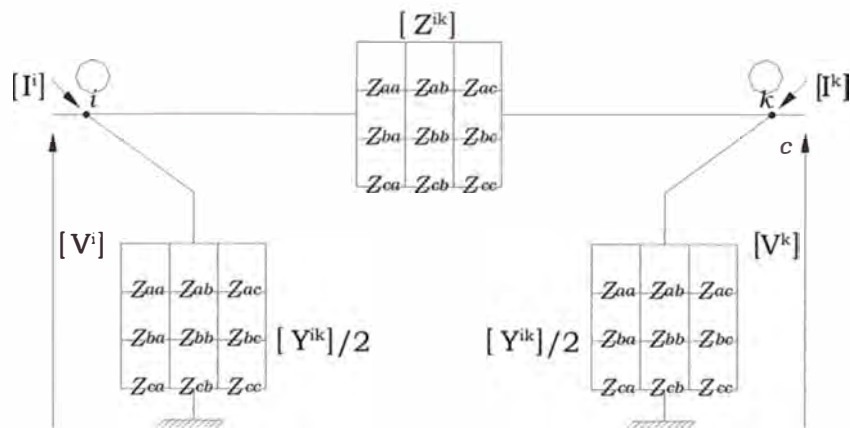


Fig. 2.13 Modelo matricial de la línea trifásica corta simple

Aplicando los modelos de admitancia compuesta desarrolladas tenemos:

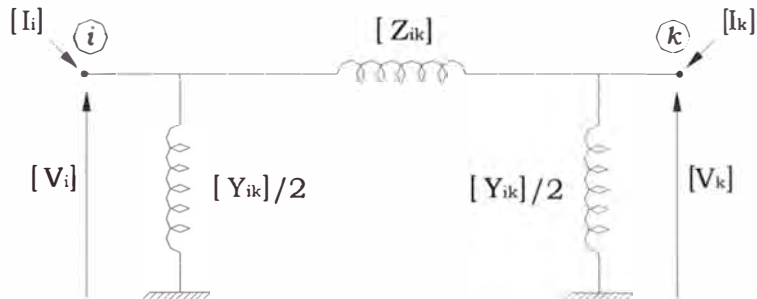


Fig. 2.14 Modelo matricial de la línea trifásica corta compuesta.

Aplicando el desarrollado para la formación de la matriz admitancia compuesta, la inyección de la corriente en el nodo de la figura puede relacionarse con el nodo de voltaje por la ecuación siguiente:

$$\begin{bmatrix} I_i \\ I_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [Z]^{-1} + [Y]/2 & -Z^{-1} \\ -Z^{-1} & [Z]^{-1} + [Y]/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_i \\ V_k \end{bmatrix} \quad (2.42)$$

$6 \times 1$                                    $6 \times 6$                                    $6 \times 1$

### 2.5.3 Elementos en paralelo

Los reactores y capacitores paralelo son usados en sistema de potencia para el control de potencia reactiva como también el mejorar el factor de potencia y controlar el nivel de tensión.

En el ejemplo aplicativo tenemos un banco capacitivo trifásico representada en la fig. 2.15, esta será representada por la matriz admitancia simple en el nodo k de la línea trifásica en la fig 2.16 y la fig 2.17 representa la matriz compuesta..

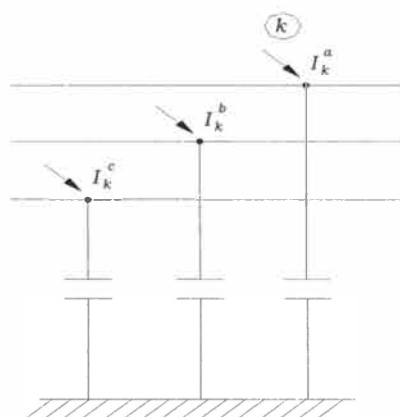


Fig. 2.15 Banco de capacitores en paralelo.

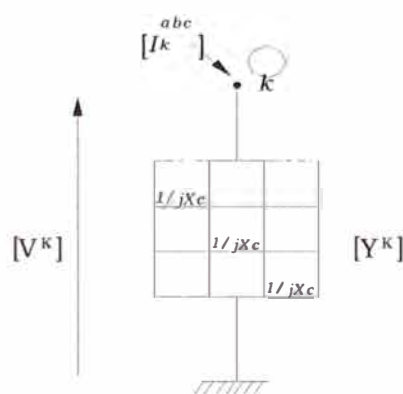


Fig. 2.16 Matriz admitancia simple del banco de capacitores en paralelo.

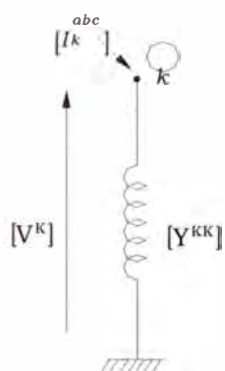


Fig. 2.17 Matriz admitancia compuesto del banco de capacitores en paralelo.

La matriz admitancia para elementos en paralelo es usualmente diagonal como no hay acoplamiento entre las componentes en cada fase, esta matriz es entonces incorporada directamente dentro del sistema de admitancia matriz contribuyendo solo a la matriz propiamente dicha de la barra particular

## 2.6 Modelo del transformador trifásico

### 2.6.1 Modelo de la admitancia primitiva del transformador trifásico

Muchos de los transformados trifásicos son rebobinados sobre un núcleo común y todos las bobinas están enrolladas allí por consecuencia hay acoplamiento en todos ellos .

En la fig 2.18 se muestra el transformador trifásico construido sobre un núcleo común que contiene 6 devanados (3 primarios y 3 secundarios).

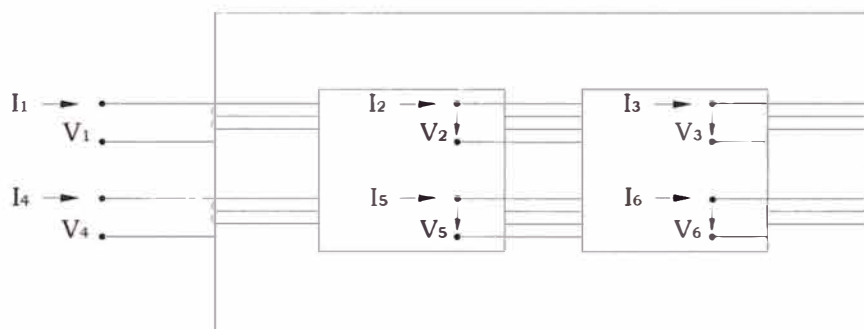


Fig. 2.18 Diagrama representativo de un transformador trifásico de 2 devanados sobre un núcleo común.

Empleando la técnica de transformación lineal, la red primitiva del transformador considerando los acoplamientos mutuos de los devanados se muestra en la fig. 2.19.

Los elementos de la matriz admitancia pueden ser medidos por energización del núcleo.

Los elementos de la matriz [Y] pueden ser medidos directamente por ejemplo por energización de la bobina  $i$  y cortocircuitando todas las bobinas.

La columna  $i$  de [Y] puede ser calculado de  $I_{ki} = I_k / V_i$

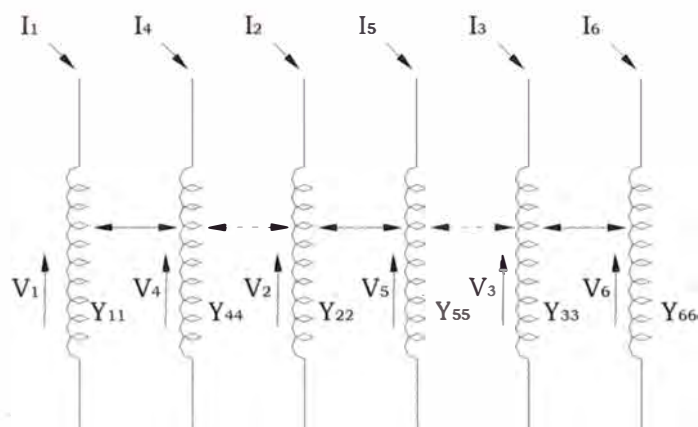


Fig. 2.19 red primitiva del transformador de 6 devanados, la línea discontinua representa el acoplamiento parasito entre las fases.

Empleando las transformaciones lineales, la matriz admitancia primitiva del transformador

será:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} & Y_{15} & Y_{16} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} & Y_{25} & Y_{26} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} & Y_{35} & Y_{36} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} & Y_{45} & Y_{46} \\ Y_{51} & Y_{52} & Y_{53} & Y_{54} & Y_{55} & Y_{56} \\ Y_{61} & Y_{62} & Y_{63} & Y_{64} & Y_{65} & Y_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \end{bmatrix} \quad (2.43)$$

Considerando la reciprocidad del acoplamiento mutuo en la ecuación matricial (2.43), la matriz de admitancia primitivas se expresara

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_p & Y'_m & Y'_m & -Y_m & Y''_m & Y''_m \\ Y'_m & Y_p & Y'_m & Y''_m & -Y_m & Y''_m \\ Y'_m & Y'_m & Y_p & Y''_m & Y''_m & -Y_m \\ -Y_m & Y''_m & Y''_m & Y_s & Y'''_m & Y'''_m \\ Y''_m & -Y_m & Y''_m & Y'''_m & Y''_m & Y''_m \\ Y''_m & Y''_m & -Y_m & Y'''_m & Y'''_m & Y_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \end{bmatrix} \quad (2.44)$$

Donde:

$Y'_m$  : Es la admitancia mutua entre bobinas primarias de diferentes fases

$Y''_m$  : Es la admitancia mutua entre la bobina primaria y secundaria de diferentes fases

$Y'''_m$  : Es la admitancia mutua entre bobinas secundarias de diferentes fase.

Finalmente el circuito de la equivalente de la red primitiva simplificada será:

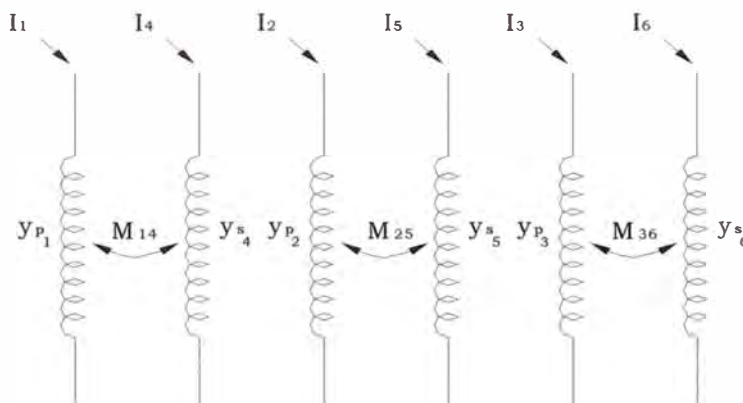


Fig. 2.20 red primitiva simplificada.

Donde:

$Y_p$  : Es la admitancia propia de cada devanado en el primario.

$Y_s$  : Es la admitancia propia de cada devanado en el secundario.

$Y_m$  : Es la admitancia mutua entre devanado primario y secundario en una misma fase.

Por lo tanto la nueva matriz admitancia primitiva del transformador simplificada será:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_p & & & & & \\ & Y_p & & & & \\ & & Y_p & & & \\ Y_m & & & Y_s & & \\ & Y_m & & & Y_s & \\ & & Y_m & & & Y_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \end{bmatrix} \quad (2.45)$$

## 2.6.2 Modelo para las conexiones en el transformador

### 2.6.2.1 Conexión estrella con neutro a tierra - delta (Ynd1)

Considerando la conexión del transformador de la fig. 2.21 mostrada:

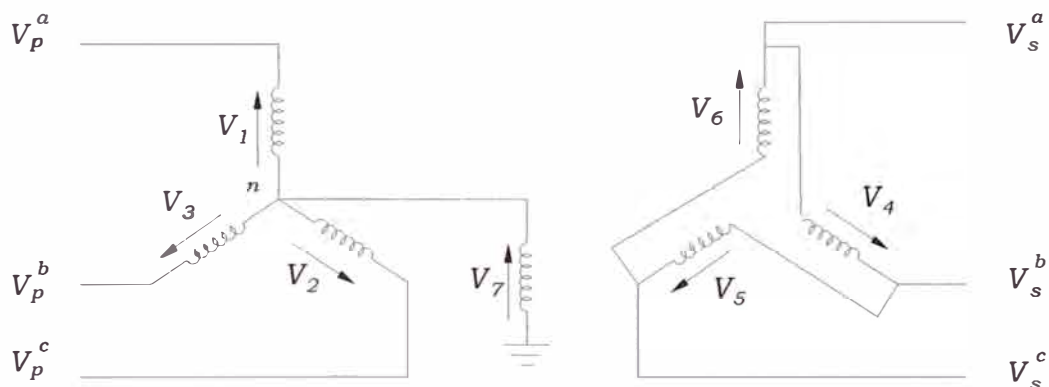


Fig. 2.21 Diagrama de la conexión estrella con neutro a tierra – delta del transformador

Los transformadores con conexiones en estrella conectados a tierra a través de una impedancia, a diferencia de los que no presentan conexión a tierra, requieren considerar una impedancia adicional en circuito primitivo por cada neutro conectado a tierra.

De acuerdo a las consideraciones expuestas anteriormente se tiene la siguiente ecuación de la red primitiva:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \\ I_7 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & & & & & & \\ & Y_{22} & & & & & \\ & & Y_{33} & & & & \\ Y_{14} & & & Y_{44} & & & \\ & Y_{52} & & & Y_{55} & & \\ & & Y_{63} & & & Y_{66} & \\ & & & & & & Y_{77} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \\ V_7 \end{bmatrix} \quad (2.46)$$

Se necesita calcular las admitancias propias del primario en las fases a, b y c, se aplica a la admitancia  $Y_{11}$ , una tensión  $V_1$ , tal que circule por ella una corriente igual a la nominal ( $I_1=I_{1n}=I_p$ ), manteniendo las demás admitancias en cortocircuito. Bajo estas condiciones se tiene:

$$V_1 = v_{CC} \cdot V_{p-fase} = v_{CC} \cdot \frac{V_p}{\sqrt{3}} \quad [\text{Kv}] \quad (2.47)$$

Donde:

$$y = v_{CC}^{-1} \quad \text{tensión de corto circuito [p.u]}$$

$$S = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot V_p \quad [\text{MVA}]$$

Por lo tanto tenemos :

$$Y_{11} = \frac{I_1}{V_1} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p}{v_{CC} \cdot V_p} = \frac{S_{3\phi}}{V_p^2} \cdot y \quad [\Omega^{-1}] \quad (2.48)$$

Considerándose igual a las admitancias propias de las fases A, B, C del lado primario e obtiene:

$$Y_p = Y_{11} = Y_{22} = Y_{33} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p}{v_{CC} \cdot V_p} = \frac{S_{3\phi}}{V_p^2} \cdot y \quad [\Omega^{-1}] \quad (2.49)$$

de la misma manera análoga se obtiene las admitancias del lado secundario. En este caso se aplica tensión a la cuarta admitancia manteniendo las otras en corto circuito de tal manera que se genere la corriente nominal en esta admitancia:  $I_4=I_{4n} = I_s/\sqrt{3}$ , luego:



$$Y_S = Y_{44} = Y_{55} = Y_{66} = \frac{I_S}{\sqrt{3} \cdot v_{CC} \cdot V_S} = \frac{S_{3\phi}}{3 \cdot V_S^2} \cdot y \quad [\Omega^{-1}] \quad (2.50)$$

Solo faltaría el caso de las admitancias primitivas mutuas entre devanados primario – secundario correspondiente a la misma fase, se considera una tensión  $V_4 = v_{CC} \cdot V_S$  aplicada a la admitancia 4, por lo que se obtiene;

$$I_4 = \frac{I_S}{\sqrt{3}} \quad (2.51)$$

Debido a la conexión en esta prueba, el sentido de la corriente en el primario cambia:

$$I_1 = -I_P \quad (2.52)$$

Luego de la fig. 2.21 obtenemos:

$$Y_{14} = \frac{I_1}{V_4} = \frac{-I_P}{v_{CC} V_S} = - \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_P \cdot V_S} \cdot y \quad [\Omega^{-1}] \quad (2.53)$$

Considerando que el acoplamiento primario – secundario es el mismo para las tres fases tenemos:

$$Y_m = Y_{14} = Y_{25} = Y_{36} = Y_{41} = Y_{52} = Y_{63} = - \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_P \cdot V_S} \cdot y \quad [\Omega^{-1}] \quad (2.54)$$

Por consiguiente la matriz sera:



$$[Y_{A,B,C..}] = \begin{bmatrix} Y_p & & & Y_m & & -Y_m & -Y_p \\ & Y_p & & -Y_m & Y_m & & -Y_p \\ & & Y_p & & -Y_m & Y_m & -Y_p \\ Y_m & -Y_m & & 2Y_s & -Y_s & -Y_m & \\ & Y_m & -Y_m & -Y_s & 2Y_s & -Y_s & \\ -Y_m & & Y_m & -Y_s & -Y_s & 2Y_s & \\ -Y_p & -Y_p & -Y_p & & & & Y_n + 3Y_p \end{bmatrix} \quad (2.58)$$

Si la corriente por la admitancia de conexión a tierra en el neutro del transformador es cero entonces la matriz simplificada resulta:

$$[Y_{A,B,C..}] = \begin{bmatrix} Y_p & & & Y_m & & -Y_m \\ & Y_p & & -Y_m & Y_m & \\ & & Y_p & & -Y_m & Y_m \\ Y_m & -Y_m & & 2Y_s & -Y_s & -Y_m \\ & Y_m & -Y_m & -Y_s & 2Y_s & -Y_s \\ -Y_m & & Y_m & -Y_s & -Y_s & 2Y_s \end{bmatrix} - \frac{Y_p^2}{Y_n + 3Y_p} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.59)$$

Donde :

$Y_n$  Representa la admitancia conectada entre neutro y tierra.

En caso que el neutro se encuentre solidamente conectado a tierra se considera:

$$Z_n \rightarrow 0 \Leftrightarrow Y_n \rightarrow \infty$$

Resultando:

$$[Y_{A,B,C..}] = \begin{bmatrix} Y_p & & & Y_m & & -Y_m \\ & Y_p & & -Y_m & Y_m & \\ & & Y_p & & -Y_m & Y_m \\ Y_m & -Y_m & & 2Y_s & -Y_s & -Y_m \\ & Y_m & -Y_m & -Y_s & 2Y_s & -Y_s \\ -Y_m & & Y_m & -Y_s & -Y_s & 2Y_s \end{bmatrix} \quad (2.60)$$



Se aplica a la admitancia primitiva 1 una tensión  $V_1$  tal que circule una corriente nominal:  $I_1=I_{1n}$

$= I_p / \sqrt{3}$ , manteniendo la demás en corto circuito, luego:

$$V_1 = v_{CC} \cdot V_{p-fase} = v_{CC} \cdot V_p \quad [\text{kV}]$$

de la grafica:

$$Y_{11} = \frac{I_1}{V_1} = \frac{I_p}{\sqrt{3} \cdot v_{CC} \cdot V_p} = \frac{S_{3\phi}}{3 \cdot V_p^2} \cdot y \quad [\Omega^{-1}] \quad (2.62)$$

donde:

$$y = v_{CC}^{-1} \quad [\text{p.u}] \quad S = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot V_p \quad [\text{MVA}]$$

Considerándose idénticas las admitancias propias de las fases A, B, y C del lado primario e obtiene:

$$Y_p = Y_{11} = Y_{22} = Y_{33} = \frac{I_p}{v_{CC} \cdot V_p} = \frac{S_{3\phi}}{3 \cdot V_p^2} \cdot y \quad [\Omega^{-1}] \quad (2.63)$$

La misma prueba se realiza en las admitancias correspondiente al lado secundario. Se aplica tensión a la cuarta admitancia manteniendo las otras en corto circuito de tal manera que se genere la

corriente nominal en esta admitancia:  $I_4=I_{4 \text{ nominal}}= I_s$ ,  $V_4 = v_{CC} \cdot \frac{V_s}{\sqrt{3}}$

Luego:

$$Y_{44} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_s}{v_{CC} \cdot V_s} = \frac{S_{3\phi}}{V_s^2} \cdot y \quad [\Omega^{-1}] \quad (2.64)$$

Para las tres admitancias propias de fases a, b, c en el lado secundario tenemos:

$$Y_s = Y_{44} = Y_{55} = Y_{66} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_s}{v_{CC} \cdot V_s} = \frac{S_{3\phi}}{V_s^2} \cdot y \quad [\Omega^{-1}] \quad (2.65)$$

Para los acoplamientos mutuos en una misma fase se considera la tensión aplicada a la admitancia 4 con valor:  $V_4 = v_{CC} \cdot V_s / \sqrt{3}$ , por la conexión en la prueba:

$$I_1 = -\frac{I_P}{\sqrt{3}} \quad (2.66)$$

Luego:

$$Y_{14} = -\frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_P \cdot V_S} \cdot y \quad [\Omega^{-1}] \quad (2.67)$$

Considerando que el acoplamiento primario – secundario es el mismo para las tres fases tenemos:

$$Y_m = Y_{14} = Y_{25} = Y_{36} = Y_{41} = Y_{52} = Y_{63} = -\frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_P \cdot V_S} \cdot y \quad [\Omega] \quad (2.68)$$

La matriz de conexión de acuerdo con el diagrama de la fig.2.22:

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \\ V_7 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & & & & & \\ & 1 & -1 & & & & \\ -1 & & 1 & & & & \\ & & & 1 & -1 & & \\ & & & & 1 & -1 & \\ & & & & & 1 & -1 \\ & & & & & & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_a \\ V_b \\ V_c \\ V_n \end{bmatrix} \quad (2.69)$$

Aplicando las técnicas de transformación lineal, se obtiene la matriz de admitancia de barras:

$$[Y_{A,B,C..}] = \begin{bmatrix} 2Y_p & -Y_p & -Y_p & Y_m & & -Y_m & & \\ -Y_p & 2Y_p & -Y_p & -Y_m & Y_m & & & \\ -Y_p & -Y_p & 2Y_p & & -Y_m & Y_m & & \\ Y_m & -Y_m & & Y_S & & & -Y_S & \\ & Y_m & -Y_m & & Y_S & & -Y_S & \\ -Y_m & & Y_m & & & Y_S & -Y_S & \\ & & & -Y_S & -Y_S & -Y_S & & Y_n + 3Y_p \end{bmatrix} \quad (2.70)$$

Efectuando una reducción de la matriz:

$$[Y_{A,B,C..}] = \begin{bmatrix} 2Y_p & -Y_p & -Y_p & Y_m & & -Y_m \\ -Y_p & 2Y_p & -Y_p & -Y_m & Y_m & \\ -Y_p & -Y_p & 2Y_p & & -Y_m & Y_m \\ Y_m & -Y_m & & Y_s & & \\ & Y_m & -Y_m & & Y_s & \\ -Y_m & & Y_m & & & Y_s \end{bmatrix} \frac{Y_s^2}{Y_n + 3Y_s} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.71)$$

En caso que el neutro se encuentre solidamente conectado a tierra se considera:

$$Z_n \rightarrow 0 \Leftrightarrow Y_n \rightarrow \infty$$

$$[Y_{A,B,C..}] = \begin{bmatrix} 2Y_p & -Y_p & -Y_p & Y_m & & -Y_m \\ -Y_p & 2Y_p & -Y_p & -Y_m & Y_m & \\ -Y_p & -Y_p & 2Y_p & & -Y_m & Y_m \\ Y_m & -Y_m & & Y_s & & \\ & Y_m & -Y_m & & Y_s & \\ -Y_m & & Y_m & & & Y_s \end{bmatrix} \quad (2.72)$$

#### 2.6.2.4 Conexión delta – estrella (Dyn1)

En este caso particular se considera como un transformador en conexión Delta – Estrella sin neutro a tierra o neutro aislado con:

$$Z_n \rightarrow \infty \Leftrightarrow Y_n \rightarrow 0$$

$$[Y_{A,B,C..}] = \begin{bmatrix} 2Y_p & -Y_p & -Y_p & Y_m & & -Y_m \\ -Y_p & 2Y_p & -Y_p & -Y_m & Y_m & \\ -Y_p & -Y_p & 2Y_p & & -Y_m & Y_m \\ Y_m & -Y_m & & Y_s & & \\ & Y_m & -Y_m & & Y_s & \\ -Y_m & & Y_m & & & Y_s \end{bmatrix} \frac{Y_s}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.73)$$

## 2.7 Modelo de la máquina sincrónica

Las máquinas sincrónicas son diseñadas a su máxima simetría en las bobinas por fase y son por tanto adecuadamente modelado por su impedancia de secuencia, dicha impedancia brinda la información que es requerida para analizar el estado de comportamiento desbalanceado del sincronismo de la máquina.

La representación del generador en sus componentes pueden ser derivadas por las secuencias de la matriz de impedancia  $(Z_g)_{012}$  como:

$$[Z_g]_{abc} = [T_s][Z_g]_{012}[T_s]^{-1} \quad (2.74)$$

$$[Z_g]_{abc} = [T_s][Z_g]_{012}[T_s]^* \quad (2.75)$$

donde:

$$[T_s] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

siendo  $a$  es el operador complejo  $e^{j2\pi/3}$ .

La matriz de impedancia de las fases es entonces

$$[Z_g]_{abc} = \begin{bmatrix} Z_0 + Z_1 + Z_2 & Z_0 + aZ_1 + a^2Z_2 & Z_0 + a^2Z_1 + aZ_2 \\ Z_0 + a^2Z_1 + aZ_2 & Z_0 + Z_1 + Z_2 & Z_0 + aZ_1 + a^2Z_2 \\ Z_0 + aZ_1 + a^2Z_2 & Z_0 + a^2Z_1 + aZ_2 & Z_0 + Z_1 + Z_2 \end{bmatrix} \quad (2.75)$$

El modelo de las componentes de la fase del generador se muestra en la siguiente fig. 2.23



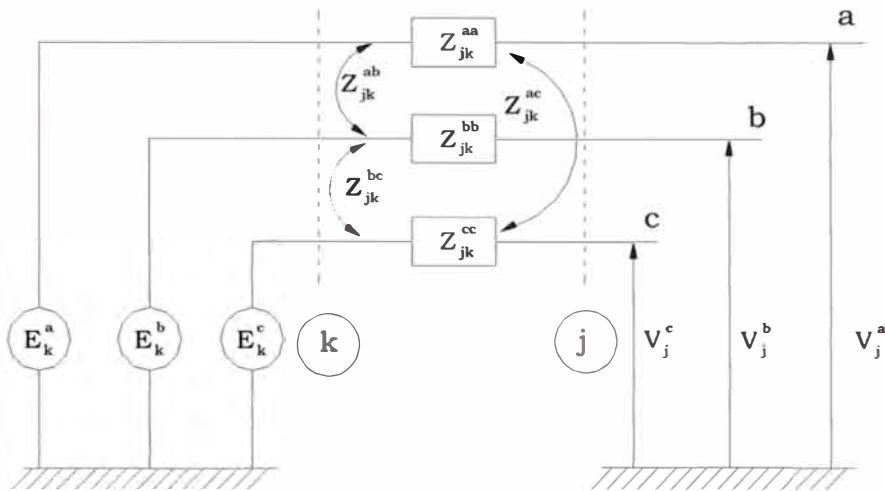


Fig. 2.23 modelo de la máquina sincrona.

La representación de la máquina de excitación simétricamente sobre las tres fases y los voltajes de excitación de la barra forma un balance trifásico.

$$E_k^a = E_k^b = E_k^c \quad (2.76)$$

$$\theta_k^a = \theta_k^b + 2\pi/3 = \theta_k^c - 2\pi/3 \quad (2.77)$$

Para el flujo trifásico el regulador de voltaje controla la operación de la máquina a condiciones desbalanceadas, el regulador de voltaje monitorea el terminal de voltaje de la máquina controla la tensión de excitación, a menudo la secuencia positiva es extraída de las medidas de los tres voltajes en las fases usando filtros de secuencia la representación de las componentes simétricas son representadas:

La influencia del generador sobre el sistema desbalanceado es conocido si los voltajes en los terminales de la barra son conocidos, cabe señalar que la secuencia positiva de voltaje es influenciado por la excitación de la máquina y la secuencia negativa y cero no.

La matriz de admitancia del generador se obtiene de la inversa de la matriz (2.75).

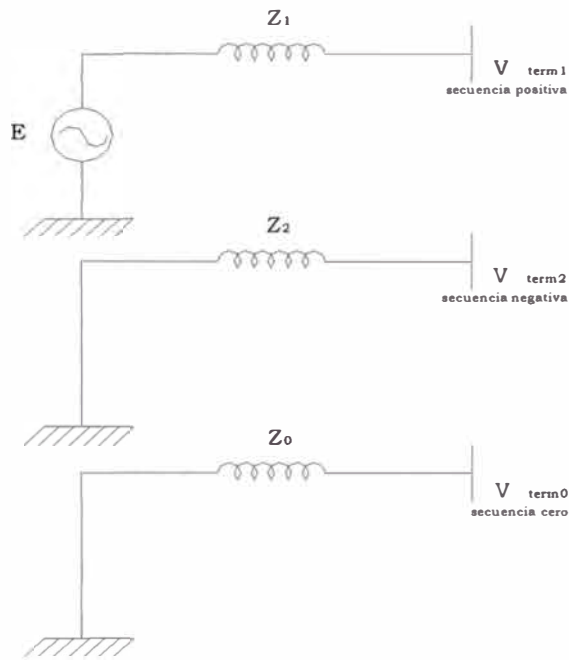


Fig. 2.24 representación de las componentes simétricas.

Si el generador es conectado a un sistema de barra de distribución infinita la carga producida por la máquina ya no depende directamente de la carga conectada como se tomara en el ejemplo aplicativo.

## CAPITULO III METODO DE NEWTON RAPHSON DESACOPLADO PARA LA RED TRIFÁSICA

### 3.1 Notaciones

Para una clara identificación de los elementos y matrices requeridas se introduce las notaciones siguiente:

$I$  : barra de estudio

$k$  : contador de nodos

$ik$  : flujo de la barra  $i$  a la barra o contador de nodos  $k$

$m,p$  : identifica la fases en una barra particular

$n$  : numero de barras.

$Reg$  : referido al regulador de voltaje

$int$  : referido a la barra interna en el generador.

$gen$  : referido al generador.

### 3.2 Derivación de ecuaciones

El comportamiento de las tres fases del sistema esta representada por la ecuación

$$[I] - [Y] \cdot [V] = 0 \tag{3.1}$$

Donde:

La matriz  $[Y]$  es la admitancia del sistema en análisis desarrollada en el capítulo 2. La formulación matemáticas de las condiciones especificadas son derivadas en términos de la matriz admitancia del sistema .

Como sigue en las siguientes expresiones:

- i) Para cada fase trifásica (p) en cada barra de carga y barra terminal del generador en estudio (i) tenemos la potencia activa y reactiva en la barra i:

$$\Delta P_i^p = (P_i^p)^{sp} - P_i^p$$

$$\Delta P_i^p = (P_i^p)^{sp} - V_i^p \sum_{k=1}^n \sum_{m=1}^3 V_k^m [G_{ik}^{pm} \cos \theta_{ik}^{pm} + B_{ik}^{pm} \operatorname{sen} \theta_{ik}^{pm}] \quad (3.2)$$

$$\Delta Q_i^p = (Q_i^p)^{sp} - Q_i^p$$

$$\Delta Q_i^p = (Q_i^p)^{sp} - V_i^p \sum_{k=1}^n \sum_{m=1}^3 V_k^m [G_{ik}^{pm} \operatorname{sen} \theta_{ik}^{pm} - B_{ik}^{pm} \cos \theta_{ik}^{pm}] \quad (3.3)$$

Donde:

$\Delta P_i^p, \Delta Q_i^p$  : variación de potencia activa y reactiva programado y calculado

$(P_i^p)^{sp}, (Q_i^p)^{sp}$  : potencia activa y reactiva programado o especificado.

$P_i^p, Q_i^p$  : potencia activa y reactiva calculado

$V_i^p, V_i^m$  : tensión en la barra  $i$  de las fases  $p$  y  $m$ .

$G_{ik}^{pm}, B_{ik}^{pm}$  : conductancia y susceptancia de la barra  $i$  a  $k$  de la fase  $p$  a  $m$

$\theta_{ik}^{pm}$  : ángulo de la barra  $i$  a  $k$  de la fase  $p$  a

- ii) Para cada generador  $j$

$$\Delta(V_{reg})_j = f(V_k^1, V_k^2, V_k^3) \quad (3.4)$$

Donde  $k$  es el numero de barras de los  $j$  terminales de las barras de sus generadores .

- iii) Para cada generador  $J$ , con excepción del generador slack:

$$\Delta(P_{reg})_j = (P_{gen}^{sp})_j - (P_{gen})_j$$

$$\Delta(P_{reg})_j = (P_{gen}^{sp})_j - \sum_{\rho=1}^3 V_{int j} \sum_{k=1}^n \sum_{m=1}^3 V_k^m [G_{ik}^{\rho m} \cos \theta_{ik}^{\rho m} + B_{ik}^{\rho m} \text{sen} \theta_{ik}^{\rho m}] \quad (3.5)$$

Donde, a pesar de que la suma para k es sobre todo el sistema de barras, el termino mutuo  $G_{jk}$  y  $B_{jk}$  no son cero , solo cuando k es el terminal de la barra del generador j.

La potencia real especificado por el generador, es la potencia real total en el interior o excitación de la barra donde en la practica actual lo especifica la cantidad de potencia, partiendo del terminal de la barra. Esto significa que la real potencia perdida es ignorado en el generador.

La perdida en el generador no tiene significante influencia sobre el sistema de operación y puede ser calculado de las impedancias de secuencias en el fin de la solución del flujo de carga , cuando toda las secuencias de corrientes del generador han estado halladas, otros métodos podrían requerir que la potencia real compuesta esta escrito en la barra distanciado de la variable en pregunta, esto es el ángulo en el interior de la barra, ademas analizando las ecuaciones son idénticas excepto por la sumisión sobre las tres fases en la barrar en el generador interno , esto es la suma de la potencia tomando el generador quizás calculado exactamente la misma manera y por la misma subrutina como el de la potencia compuesta en otro sistema de barrar ,esto es posible por que el generador interno de la barra es no conectado a algún otro elemento en el sistema inspeccionado de la submatriz del jacobiano.

Las ecuaciones de la formulación matemática de las tres fases del flujo de carga es poner independiente las ecuaciones algebraicas en términos (lista) de la s variables del sistema.

La solución del problema del flujo de carga es permitir que las variables en el cual son sustituidos en las ecuaciones (3.2) a (3.5) permitan que las variaciones tiendan a cero.

### 3.3 Algoritmo de las tres fases

El Método Newton Raphson es usado a resolver las ecuaciones (3.2) a (3.5) esto involucra en interacciones la solución de la ecuación de la matriz.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta P_{gen} \\ \Delta Q \\ \Delta V_{gen} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & E & I & M \\ B & F & J & N \\ C & G & K & P \\ D & H & L & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta \theta_{int} \\ \Delta V / V \\ \Delta V_{int} / V_{int} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Continuando con el desacoplado de fase simple del flujo de carga, los efectos de  $\Delta \theta$  sobre el flujo de potencia reactiva y  $\Delta V$  sobre el flujo de potencia son ignorados , entonces la ecuación (3.6) se simplifica y los variables toman los valores siguientes:

$$[I] = [M] = [J] = [N] = 0$$

y:

$$[C] = [G] = 0$$

Ademas, el regulador de voltaje es asumido que esta en términos de los terminales de magnitud de voltaje por consiguiente:

$$[D] = [H] = 0$$

Por lo tanto la ecuación (3.6) puede entonces escribirse en forma desacoplada como

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i^p \\ \Delta P_{genj}^p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & E \\ B & F \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k^m \\ \Delta \theta_{intl} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

esto es excluyendo la barra slack del generador

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_i^p \\ \Delta V_{genj}^p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K & P \\ L & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_k^m / V_k^m \\ \Delta V_{intl}^m / V_{intl}^m \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

esto es incluyendo la barra slack del generador

Para el desarrollo del algoritmo es necesario considerar la submatriz del jacobiano con mayor detalle..

Derivando estos jacobianos de las ecuaciones (3.2) a (3.5) y considerando;

$$V_i^1 = V_i^2 = V_i^3 = V_{int\ l}$$

$$\theta_i^1 = \theta_i^2 - 2\pi/3 = \theta_i^3 + 2\pi/3 = \theta_{int\ l}$$

donde:

$l$  : Se refiere a la barra interna del generador.

Los coeficientes de la ecuación de la matriz (3.7) son :

$$[A_{ik}^{pm}] = [\partial \Delta P_i^p / \partial \theta_k^m] \quad (3.9)$$

$$A_{ik}^{pm} = V_i^p V_k^m [G_{ik}^{pm} \text{sen} \theta_{ik}^{pm} - B_{ik}^{pm} \text{cos} \theta_{ik}^{pm}] \quad (3.10)$$

excepto para:

$$A_{kk}^{mm} = -B_{kk}^{mm} (V_k^m)^2 - Q_k^m \quad (3.11)$$

$$[B_{ik}^m] = [\partial \Delta P_{genj} / \partial \theta_k^m] \quad (3.12)$$

$$[B_{ik}^m] = \sum_{p=1}^3 V_{int\ j} V_k^m [G_{jk}^{pm} \text{sen} \theta_{jk}^{pm} - B_{jk}^{pm} \text{cos} \theta_{jk}^{pm}] \quad (3.13)$$

$$[E_{il}^p] = [\partial P_i^p / \partial \theta_{int\ l}] \quad (3.14)$$

$$[E_{il}^m] = \sum_{m=1}^3 V_{int\ l} V_i^p [G_{il}^{pm} \text{sen} \theta_{il}^{pm} - B_{il}^{pm} \text{cos} \theta_{il}^{pm}] \quad (3.15)$$

$$[F_{jl}] = [\partial P_{genj} / \partial \theta_{int\ l}] \quad (3.16)$$

donde  $[F_{jl}] = 0$  para todo  $j \neq l$  por que el  $j$  generador no tiene conexión con la barra del generador  $l$ , entonces :

$$[F_{ll}^i] = \sum_{p=1}^3 \left( -B_{ll}^{pp} (V_{int\ l})^2 - Q_l^p \right) + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq p}}^3 \sum_{m=1}^3 (V_{int\ l})^2 \left[ G_{ll}^{pm} \text{sen} \theta_{ll}^{pm} - B_{ll}^{pm} \text{cos} \theta_{ll}^{pm} \right] \quad (3.17)$$

Los coeficientes de la matriz de la ecuación (3.8) son

$$- [K_{ik}^{pm}] = V_k^m \left[ \partial \Delta Q_l^p / \partial V_k^m \right] \quad (3.18)$$

donde:

$$K_{ik}^{pm} = V_i^p V_k^m \left[ G_{ik}^{pm} \text{sen} \theta_{ik}^{pm} - B_{ik}^{pm} \text{cos} \theta_{ik}^{pm} \right] \quad (3.19)$$

excepto:

$$K_{kk}^{mm} = -B_{kk}^{mm} (V_k^m)^2 + Q_k^m \quad (3.20)$$

$$- [L_{ik}^m] = V_k^m \left[ \partial \Delta V_{genj} / \partial V_k^m \right] \quad (3.21)$$

donde  $[L_{ik}^m] = V_k^m [L_{ik}^m]$  donde k es el terminal de la barra del generador j y  $L_{ik}^m = 0$ , por otra

parte:

$$- [P_{ll}^p] = V_{int\ l} \left[ \partial \Delta Q_l^p / \partial V_{int\ l} \right] \quad (3.22)$$

$$- [P_{ll}^p] = V_{int\ l} \sum_{m=1}^3 V_i^p \left[ G_{ll}^{pm} \text{sen} \theta_{ll}^{pm} - B_{ll}^{pm} \text{cos} \theta_{ll}^{pm} \right] \quad (3.23)$$

$$- [R_{jl}] = \left[ \partial \Delta V_{genj} / \partial V_{int\ l} \right] \quad (3.24)$$

$$- [R_{jl}] = 0, \text{ si para todo } j, l \text{ como el regulador de voltaje especificado no incluye la variable } V_{int}$$

Aunque la expresión parece compleja, sus significados y derivaciones son similares a los elementos jacobianos de simple fase. .



## **CAPITULO IV**

### **PROGRAMA PARA LA SOLUCION DEL PROBLEMA DE APLICACIÓN**

#### **4.1 Introducción**

En este capítulo veremos la aplicación de los capítulos 2 y 3 en un problema aplicativo utilizando MATLAB.

Actualmente el programa MATLAB puede considerarse como un lenguaje de programación como FORTRAN o C++ para los análisis numéricos y matemático.

Una característica extraordinaria de los números en MATLAB es que no hay distinción entre reales, complejos, enteros y están conectados continuamente, esto significa que cualquier variable puede contener números de cualquier tipo sin ninguna declaración especial durante la programación, con la cual se hace mas rápido y constructivo.

La capacidad de MATLAB en operaciones de matrices y vectores es muy sencilla.

#### **4.2 Problema de aplicación**

El problema de aplicación consiste en un sistema trifásico de 3 barras que contiene un generador, un transformador cuya conexión es delta- estrella, una línea de transmisión de una terna, una carga de potencia y un banco de condensadores en la carga

En la fig. 4.1 mostramos el diagrama unifilar del sistema trifásico del problema aplicativo.

#### **4.3 Estructura de la programación.**

La secuencias de pasos para la programación descrita en un diagrama de bloques se muestra en la fig. 4.2 que nos permitirá describir las componentes de la programación.

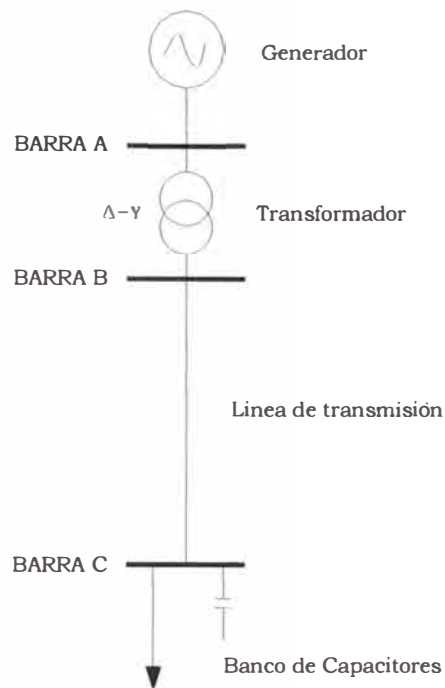


Fig.4.1 Diagrama unifilar del sistema trifásico del problema aplicativo.

#### 4.3.1 Entradas de Datos

Los datos de entrada están dadas en valores por unidad.

##### i) Generación

Los valores iniciales de tensiones en la barra Va de generación será:

$$V(1)=1.05 * e^{j0};$$

$$V(2)=1.05 * e^{j2\pi/3}$$

$$V(3)=1.05 * e^{-j2\pi/3}$$

La potencia del generador es de 100 MW y tensión de salida de 13.8 kV.

##### ii) Transformador.

En la salida del transformador en la barra Vb los valores de la tensiones será:

$$V(4)=1.04 * e^{j0};$$

$$V(5)=1.04 * e^{j2\pi/3}$$

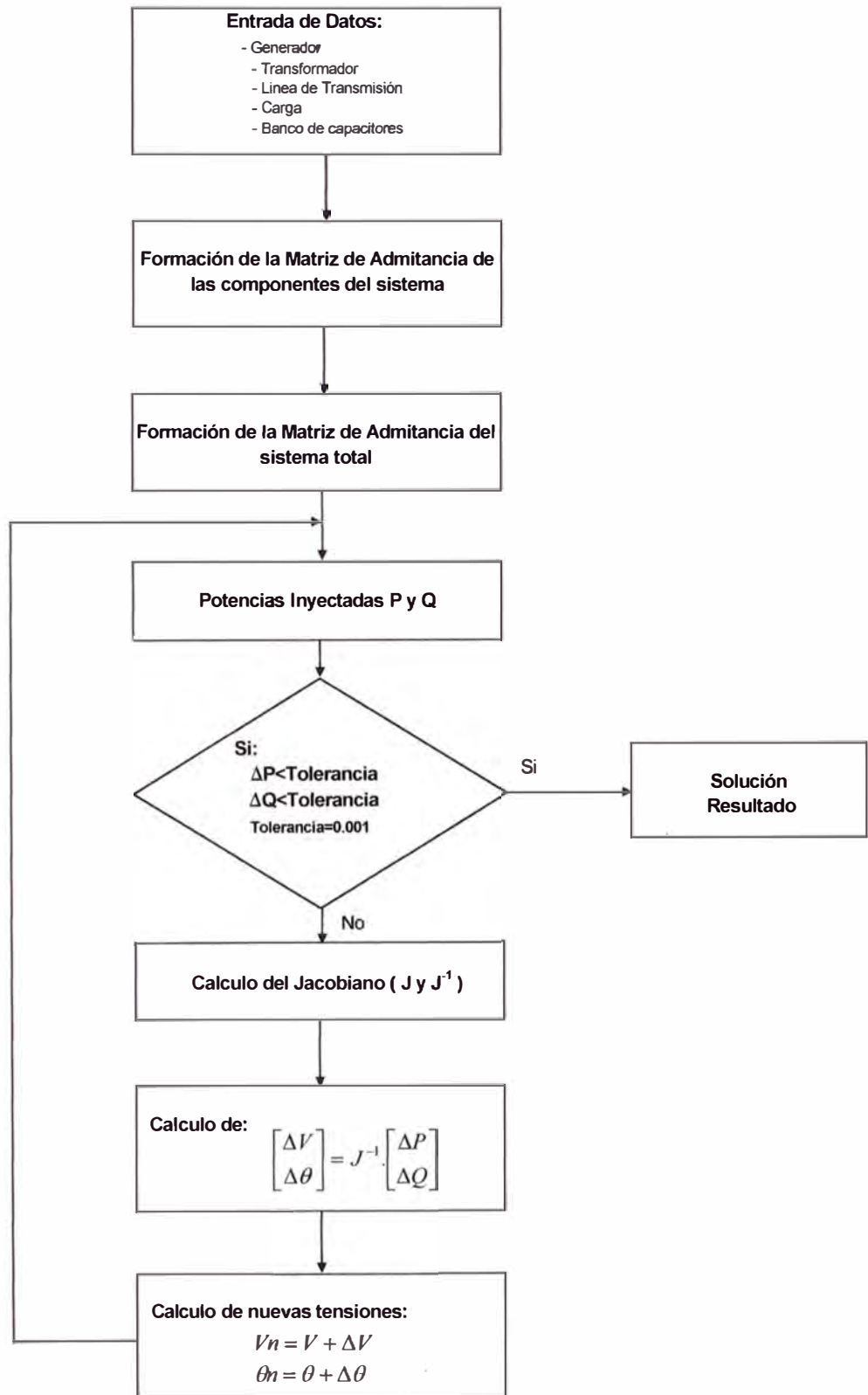


Fig. 4.2 Diagrama de Bloques de la estructura de programación del problema aplicativo

$$V(6)=1.04e^{-j2\pi/3}$$

Adicionalmente el transformador tendrá una potencia de 100 MVA, tensión de cortocircuito 10%, relación de transformación de 13.8/220 kV y conexión del transformador delta – estrella.

### iii) Línea de transmisión

En la llegada de línea se tendrá los valores de voltaje:

$$V(7)=1.03 * e^{j0};$$

$$V(8)=1.03 * e^{j2\pi/3}$$

$$V(9)=1.03e^{-j2\pi/3}$$

La línea de transmisión trifásica de potencia tendrá una tensión de 220 kV, longitud de 100 km, resistencia de 0.05  $\Omega$ /Km p.u , reactancia de 0.5  $\Omega$ /Km p.u y capacitancia de 9 nF/Km p.u.

### iv) Carga

La carga conectada del sistema de análisis será de 100 MW y 30 MVAR .

### v) Banco de condensadores

El banco de condensadores tendrá 5 MVAR y su conexión será en estrella.

Los valores de entrada son asignadas:

- Los voltajes no controlados por las barras son asignados con valores de 1 pu para todas las fases.
- En los terminales de las barras todos los voltajes son valores asignados de acuerdo al regular de voltaje especificado.
- Todos los ángulos del sistema de las barras son asignados 0, -120 y +120 para las tres fases respectivamente

### 4.3.2 Formación de la matriz de admitancia de las componentes del sistema

Las componentes del sistema se modelaron y desarrollaron en el capítulo 2, la matrices de admitancia será:

#### i) Transformador trifásico conexión delta -estrella.

Se empleo las ecuaciones

```
%Matriz de admitancia transformador
```

```
x=j*0.10;
y=(1/x);
yp=y/3;
ys=y;
%ym=y/1.73
ym=-y/sqrt(3);
%
YT11 = [ 2*yp  -yp  -yp
        -yp  2*yp  -yp
        -yp  -yp  2*yp ];
%
YT12 = [  ym  0  -ym
        -ym  ym  0
         0  -ym  ym ];
%
YT21 = [  ym  -ym  0
         0  ym  -ym
        -ym  0  ym ];
%
YT22 = [  ys  0  0
         0  ys  0
         0  0  ys ];
```

#### ii) Línea de transmisión

Se empleo las ecuaciones

```
% Matriz de admitancia de la línea
ZB=(220*220)/100;
zl = 100*(0.05+j*0.5)/ZB;
yl = (1/zl);
yc = (j*2*pi*60*9*(1E-9)*100)*ZB;
%
ZL = [ zl  0  0
       0  zl  0
```

```

        0 0 zl];
%
YC_2 = [ yc/2  0  0
         0  yc/2  0
         0  0  yc/2 ];
%
YL22 = [ inv(ZL)+YC_2 ];
YL23 = [ -inv(ZL) ];
YL32 = [ -inv(ZL) ];
YL33 = [ inv(ZL)+YC_2 ];

```

### iii) Banco de Condensadores

```

% Banco de condensadores de 5 MVAR en 0.05pu
xc = -j*(1/0.05);
YCO = [ 1/xc  0  0
        0  1/xc  0
        0  0  1/xc ];

```

### iv) Carga conectada.

```

% Valores dato de cargas activas
PD(1)=0.0;
PD(2)=0.0;
PD(3)=0.0;
PD(4)=0.0;
PD(5)=0.0;
PD(6)=0.0;
PD(7)=-1.0;
PD(8)=-1.0;
PD(9)=-1.0;
% Valores dato de cargas reactivas
QD(1)=0.0;
QD(2)=0.0;
QD(3)=0.0;
QD(4)=0.0;
QD(5)=0.0;
QD(6)=0.0;
QD(7)=-0.3;
QD(8)=-0.3;
QD(9)=-0.3;

```

### 4.3.3 Formación de la matriz de admitancia del sistema.

```

% MATRIZ DE ADMITANCIA DEL SISTEMA
Y = [ YT11  YT12  CERO
      YT21  YT22+YL22  YL23
      CERO  YL32  YL33+YCO ];

```

#### 4.3.4 Potencia activas y reactivas inyectadas:

```

% Inicializacion de Jacobianos
% Numero de barras
n=3;
nn=2*n;
nnn=3*n;
for ni=1:nnn;
    for nj=1:nnn;
XJ1(ni,nj)=0.0;
XJ2(ni,nj)=0.0;
XJ3(ni,nj)=0.0;
XJ4(ni,nj)=0.0;
    end
end
% pause
% inicio de iteraciones Newton-Rapshon
m=30;
for ii=1:m
% VALOR DE LA POTENCIA CALCULADA CON LOS VALORES INICIALES
% P2,p3,q3
% Inicializacion de la potencia inyectada
for mj=1:nnn
P(mj)=0;
Q(mj)=0;
end
% POTENCIA ACTIVA INYECTADA
for jjj=1:nnn
    for k=1:nnn;
theta(jjj,k)=angle(V(jjj))-angle(V(k));
G(jjj,k)=real(Y(jjj,k));
B(jjj,k)=imag(Y(jjj,k));
XX=abs(V(jjj))*abs(V(k))*( G(jjj,k)*cos(theta(jjj,k))+B(jjj,k)*sin(theta(jjj,k)) );
P(jjj)=P(jjj)+XX;
    end;
end;
% POTENCIA REACTIVA INYECTADA
for jjj=1:nnn;
    for k=1:nnn;
theta(jjj,k)=angle(V(jjj))-angle(V(k));
G(jjj,k)=real(Y(jjj,k));
B(jjj,k)=imag(Y(jjj,k));
YY=abs(V(jjj))*abs(V(k))*( G(jjj,k)*sin(theta(jjj,k))-B(jjj,k)*cos(theta(jjj,k)) );
Q(jjj)=Q(jjj)+YY;
    end;
end;
end;

```

### 4.3.5 Tolerancia en $\Delta P$ y $\Delta Q$

```

% Calculo de incrementos de potencia
for ij=1:nnn;
dp(ij)=PD(ij)-P(ij);
dq(ij)=QD(ij)-Q(ij);
end;
delta=[dp(4) dp(5) dp(6) dp(7), dp(8) dp(9) dq(4) dq(5) dq(6) dq(7) dq(8) dq(9) ii];
% Matriz de variaciones de potencias
dpf = dp(4);
for mn=5:nnn;
dpf = [dpf ; dp(mn)];
end
dqf = dq(4);
for mn=5:nnn;
dqf = [dqf ; dq(mn)];
end
dpq = [dpf ; dqf ];
% Verificacion de tolerancias
true=0;
for iii=4:nnn;
if(abs(dp(iii))<=0.001 & abs(dq(iii))<=0.001 ) true = 1;
else true=0;
end;
end;
if (true==1), break, end;
% Si no se cumple la tolerancia calculo de Jacobiano J

```

### 4.3.6 Calculo del Jacobiano J y J-1

```

% Elementos de la diagonal de H1 (8.32)
for jj=1:nnn;
for k=1:nnn;
theta(jj,k)=angle(V(jj))-angle(V(k));
G(jj,k)=real(Y(jj,k));
B(jj,k)=imag(Y(jj,k));
if (jj==k) XJ1(jj,k)=-B(jj,k)*abs(V(jj))*abs(V(jj)) - Q(jj);
end
end
end
% pause
% Elementos no diagonal de H1 (8.28)
for jj=1:nnn;
for k=1:nnn;
theta(jj,k)=angle(V(jj))-angle(V(k));
G(jj,k)=real(Y(jj,k));
B(jj,k)=imag(Y(jj,k));

```



```

    if(jj~=k) XJ1(jj,k)=abs(V(jj))*abs(V(k))*...
        ( G(jj,k)*sin(theta(jj,k))-B(jj,k)*cos(theta(jj,k)) );
    end
end
end
%-----
% Elementos de la diagonal de J1 (8.34)
for jj=1:nnn;
    for k=1:nnn;
        xx2=real(V(jj)*(conj(V(k)))*(conj(Y(jj,k))));
        if (k==jj) xx2=0;
        end
        XJ3(jj,jj)=XJ3(jj,jj)+xx2;
    end
end
% pause
% Elementos no diagonal de J1 (8.29)
for jj=1:nnn;
    for k=1:nnn;
        if(jj~=k) XJ3(jj,k)=-real(V(jj)*(conj(V(k)))*(conj(Y(jj,k))));
        end
    end
end
%-----
% Elementos de la diagonal de N1 (8.33)
for jj=1:nnn;
    for k=1:nnn;
        xx3=real(V(jj)*(conj(V(k)))*(conj(Y(jj,k))));
        if (k==jj) xx3=0;
        end
        XJ2(jj,jj)=XJ2(jj,jj)+xx3;
    end
    XJ2(jj,jj)=( XJ2(jj,jj)/(abs(V(jj)) ) ) + ( 2*real(Y(jj,jj))*(abs(V(jj)) ) );
end
% pause
% Elementos no diagonal de N1 (8.30)
for jj=1:nnn;
    for k=1:nnn;
        XJ2(jj,k)=real(V(jj)*(conj(V(k)))*(conj(Y(jj,k)))/(abs(V(k))));
    end
end
%-----
% Elementos de la diagonal de L1 (8.35)
for jj=1:nnn;
    for k=1:nnn;
        theta(jj,k)=angle(V(jj))-angle(V(k));
        G(jj,k)=real(Y(jj,k));
    end
end

```

```

B(jj,k)=imag(Y(jj,k));
if (jj==k) XJ4(jj,k)=-B(jj,k)*abs(V(jj))*abs(V(jj))*abs(V(jj)) + Q(jj)*abs(V(jj));
end
end
end
% Elementos de la no diagonal de L1 (8.31)
for jj=1:nnn;
for k=1:nnn;
theta(jj,k)=angle(V(jj))-angle(V(k));
G(jj,k)=real(Y(jj,k));
B(jj,k)=imag(Y(jj,k));
if(jj~=k) XJ4(jj,k)=abs(V(jj))*abs(V(k))*abs(V(jj))*...
( G(jj,k)*sin(theta(jj,k))-B(jj,k)*cos(theta(jj,k)) );
end
end
end
% pause
%-----
% Jacobiano como matriz
% Una barra swing y dos barras de carga
for ij=1:nnn-3;
for ji =1:nnn-3;
XJ11(ij,ji) = XJ1(ij+3,ji+3);
XJ21(ij,ji) = XJ2(ij+3,ji+3);
XJ31(ij,ji) = XJ3(ij+3,ji+3);
XJ41(ij,ji) = XJ4(ij+3,ji+3);
end;
end;
%
J=[XJ11  XJ21
   XJ31  XJ41];
% Inversa del Jacobiano
IJA=inv(XJ11);
IJV=inv(XJ41);

```

El corazón del programa del flujo trifásico es la solución repetitiva de las iteraciones. Las constantes jacobinas son calculadas antes de la secuencia de interacción es desarrollada La solución de cada ecuación dentro de la proceso de iteración es relativamente rápida, consiste solamente en el proceso de sustitución de la solución antes y después obtenido.

### 4.3.7 Calculo del $\Delta V$ y $\Delta\theta$

```
%Desviaciones de ángulos y tensiones
dA = IJA * dpf;
dV = IJV * dqf;
```

### 4.3.8 Nuevas tensiones V y $\theta$

```
% Correcciones de los valores asumidos del ángulo
% Nuevos valores de tensiones
for kjk=4:nnn;
V(kjk)=(abs(V(kjk))+dV(kjk-3))*exp(j*( angle(V(kjk))+ dA(kjk-3) ));
end;
V(1)=0.95*exp(j*0.0*pi/180);
V(2)=1.00*exp(j*120.0*pi/180);
V(3)=1.05*exp(-j*120*pi/180);
% Con estos valores se calcula un nuevo lazo de iteracion
% para lograr la convergencia al cumplir PD2- P2 < tolerancia
% para lograr la convergencia al cumplir PD3- P3 < tolerancia
% Fin de iteraciones Newton-Raphson
```

El proceso de solución de iteración del diagrama se evalúa los valores del sistema, satisfaciendo las condiciones del sistema; carga generación y configuración.

### 4.3.9 Calculo de pérdidas

Para el calculo de pérdidas se programo de la siguiente manera:

```
% Con los valores de corrientes para la linea calculamos
% las pérdidas por efecto joule.
i69=(V(6)*yc/2)+ ((V(6)-V(9))*yl);
P69=V(6)*conj(i69);
i96=V(9)*yc/2+(V(9)-V(6))*yl;
P96=V(9)*conj(i96);
perd3=P69+P96;
i47=(V(4)*yc/2)+ ((V(4)-V(7))*yl);
P47=V(4)*conj(i47);
i74=V(7)*yc/2+(V(7)-V(4))*yl;
P74=V(7)*conj(i74);
perd1=P47+P74;
i58=(V(5)*yc/2)+ ((V(5)-V(8))*yl);
P58=V(5)*conj(i58);
i85=V(8)*yc/2+(V(8)-V(5))*yl;
P85=V(8)*conj(i85);
```

$$\begin{aligned} \text{perd2} &= P58 + P85; \\ \text{ii69} &= ((V(6) - V(9)) * y1); \\ \text{ii96} &= ((V(9) - V(6)) * y1); \end{aligned}$$

#### 4.3.10 Salida de resultados.

Los voltajes de las tres fases en las barras A, B y C, el flujo de potencia del sistema y de las pérdidas son calculadas e impresas.

### 4.4 Condiciones Balanceadas y Desbalanceadas

Se examina en ambas condiciones balanceadas y desbalanceadas y se comparan los resultados en las tensiones, potencia y pérdidas.

#### 4.4.1 Condiciones Balanceadas

Un sistema simétrico trifásico operando con carga balanceada es normalmente modelado con la secuencia positiva del sistema y además una fase trifásica o una simple fase del flujo de carga puede ser usado para analizar el sistema.

El sistema de transmisión trifásico de la línea son representadas por el balanceado de 3x3 matrices, los transformadores son modelados con parámetros balanceados sobre todas las fases y el generador son modelados por sus parámetros de fase matricial como derivada de sus impedancias de secuencia.

Números típicos de iteraciones convergen por ambos por simple fase y trifásico algoritmo dando los resultados. La secuencia negativa y cero de impedancia del generador no tienen efecto sobre la convergencia del sistema trifásico.

Solo la secuencia positiva de la red tiene algún flujo de potencias y no hay acoplamiento entre las redes de secuencia.

La secuencia negativa y cero se forma inherente en la 3 fases del sistema trifásico balanceado no tiene influencia sobre el sistema de operación y esto es reflejado dentro de la interpretación del algoritmo .

#### **4.4.2 Condiciones Desbalanceadas**

El numero de iteraciones a converger para el mismo sistema bajo un estado de operación desbalanceada requiere en promedio 7 veces. .

La convergencia final de un sistema desbalanceado es alguna veces lentas pero confiable.

Las siguientes características son mostradas en el flujo trifásico y sus influencias sobre la convergencia es de interés en los resultados ha obtener.

- asimetría de los parámetros del sistema.
- Desbalance del sistema de carga.
- Influencia de los parámetros del transformador y de la línea de transmisión.
- Influencia de las fallas en los bancos de capacitores.
- Acoplamiento mutuo entre las líneas paralelas de transmisión.

## CAPITULO V ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DEL PROBLEMA DE APLICACIÓN

En este capítulo analizaremos los efectos que afectan el cumplimiento del sistema balanceado del problema de aplicación y recalcaremos los fenómenos y perturbaciones más importantes que se presentan en un sistema eléctrico de potencia.

Para el análisis de los resultados del problema de aplicación desbalanceado examinaremos los casos siguientes: efecto de la carga, parámetros de línea y transformador, de las tensiones de generación y ángulo de envío en las barras y finalmente el efecto del banco de capacitores.

### 5.1 Sistema ejemplo aplicativo balanceado

Teniendo como referencia el diagrama de nodos del problema aplicativo fig 5.1, presentamos un cuadro resumen de los resultados del sistema balanceado (Cuadro No 5-1):

**CUADRO No 5-1**

#### RESULTADOS DEL EJEMPLO APLICATIVO BALANCEADO EN P.U

BARRA	FASE	NODO	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase ( $\delta$ ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)
A	R	1	1.050	0.0000	1.011	0.2903
A	S	2	1.050	120.0000	1.011	0.2903
A	T	3	1.050	-120.0000	1.011	0.2903
B	R	4	1.0269	-35.3804	0.0002	0
B	S	5	1.0269	84.6196	0.0002	0
B	T	6	1.0269	-155.3804	0.0002	0
C	R	7	0.9938	-41.0947	-1.0005	-0.2993
C	S	8	0.9938	78.9053	-1.0005	-0.2993
C	T	9	0.9938	-161.0947	-1.0005	-0.2993

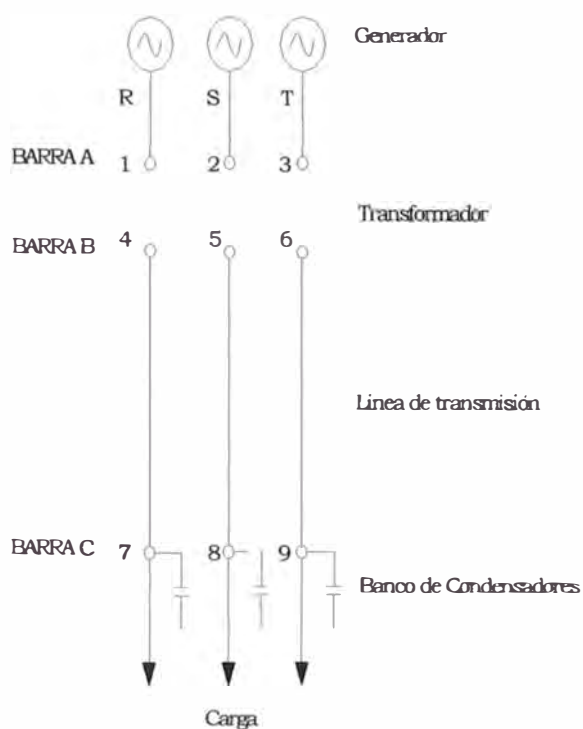


Fig. 5.1 Diagrama de nodos del problema aplicativo.

El resultado en valores reales se muestra en el cuadro siguiente (Cuadro No 5-2 )

CUADRO No 5-2

**RESULTADOS DEL EJEMPLO APLICATIVO BALANCEADO EN VALORES REALES**

BARRA	FASE	NODO	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (d) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)
A	R	1	231.00	0.00	33.70	9.68
A	S	2	231.00	120.00	33.70	9.68
A	T	3	231.00	-120.00	33.70	9.68
B	R	4	225.92	-35.38	0.01	0.00
B	S	5	225.92	84.62	0.01	0.00
B	T	6	225.92	-155.38	0.01	0.00
C	R	7	218.64	-41.09	-33.35	-9.98
C	S	8	218.64	78.91	-33.35	-9.98
C	T	9	218.64	-161.09	-33.35	-9.98

Como resultado de la corrida del problema, las pérdidas de la línea de transmisión se muestra en el cuadro resumen (Cuadro No 5-3 ).

**CUADRO No 5-3**

**RESULTADOS DE PÉRDIDAS DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN**

BARRA	FASE	No de Nodo p-q	Flujo de la Línea		Pérdidas de la Línea		% De Pérdidas de la Línea
			P (p.u)	P (MW)	P (p.u)	P (MW)	
B-C	R	4 – 7	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%
B-C	S	5 – 8	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%
B-C	T	6 –9	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%

La Generación para el consumo de 100 MW de carga es de 101.10 MW, las pérdidas por dicho transporte de energía en la líneas de transmisión es 1.07%.

Dichos resultados nos permitirá servir como base para los casos de desbalances descrito a continuación.

## 5.2 Desbalance por efecto de carga

Para el desbalance de carga se tomo los siguientes caso descrito en el Cuadro No 5-4.

**CUADRO No 5-4**

**VARIACION EN LOS CASOS DE DESBALANCE DE CARGA**

BARRA	FASE	NODO	Carga Referencia Balanceada (P.U)	Carga Desbalanceada (P.U)		
				Caso 1	Caso 2	Caso 3
C	R	7	1.0	0.6	0.6	0.60
C	S	8	1.0	1.0	0.75	0.75
C	T	9	1.0	1.0	1.0	0.90

El efecto de la carga implica sobre la generación de potencia activa y reactiva realizada por el generador, los resultados por unidad y valores reales por efecto de las cargas se muestra en los cuadros No 5-5 y 5-6.



**CUADRO No 5-5**  
**RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA POR EFECTO DE CARGA DESBALACEADA POR UNIDAD**

BARRA	FASE	NODO	SISTEMA BALACEADO				SISTEMA DESBALACEADO											
			PARAMETROS DE REFERENCIA				CASO 1				CASO 2				CASO 3			
			Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)
A	R	1	1.050	0.0000	1.011	0.2903	1.050	0.0000	0.8479	0.1027	1.050	0.0000	0.8479	0.1027	1.050	0.0000	0.7845	0.1109
A	S	2	1.050	120.0000	1.011	0.2903	1.050	120.0000	0.767	0.3377	1.050	120.0000	0.6674	0.2157	1.050	120.0000	0.6674	0.2157
A	T	3	1.050	-120.0000	1.011	0.2903	1.050	-120.0000	1.011	0.2903	1.050	-120.0000	0.8556	0.3155	1.050	-120.0000	0.8167	0.2647
B	R	4	1.0269	-35.3804	0.0002	0	1.0373	-33.1782	0	0.0001	1.0373	-33.1782	0	0.0001	1.0373	-33.1782	0	0.0001
B	S	5	1.0269	84.6196	0.0002	0	1.0269	84.6196	0.0002	0	1.0341	86.0075	0	0.0001	1.0341	86.0075	0	0.0001
B	T	6	1.0269	-155.3804	0.0002	0	1.0269	-155.3804	0.0002	0	1.0269	-155.3804	0.0002	0	1.0301	-154.8199	0.0001	0
C	R	7	0.9938	-41.0947	-1.0005	-0.2993	1.0127	-36.4677	-0.5999	-0.2999	1.0127	-36.4677	-0.5999	-0.2999	1.0127	-36.4677	-0.5999	-0.2999
C	S	8	0.9938	78.9053	-1.0005	-0.2993	1.0066	78.9053	-1.0005	-0.2993	1.0066	81.8337	-0.7499	-0.2998	1.0066	81.8337	-0.7499	-0.2998
C	T	9	0.9938	-161.0947	-1.0005	-0.2993	0.9938	-161.0947	-1.0005	-0.2993	0.9938	-161.0947	-1.0005	-0.2993	0.9994	-159.9061	-0.9002	-0.2996

**CUADRO No 5-6**  
**RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA POR EFECTO DE CARGA DESBALACEADA EN VALORES REALES**

BARRA	FASE	NODO	SISTEMA BALACEADO				SISTEMA DESBALACEADO											
			PARAMETROS DE REFERENCIA				CASO 1				CASO 2				CASO 3			
			Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)
A	R	1	231.00	0.00	33.70	9.68	231.00	0.00	28.26	3.42	231.00	0.00	28.26	3.42	231.00	0.00	26.15	3.70
A	S	2	231.00	120.00	33.70	9.68	231.00	120.00	25.57	11.26	231.00	120.00	22.25	7.19	231.00	120.00	22.25	7.19
A	T	3	231.00	-120.00	33.70	9.68	231.00	-120.00	33.70	9.68	231.00	-120.00	28.52	10.52	231.00	-120.00	27.22	8.82
B	R	4	225.92	-35.38	0.01	0.00	228.21	-33.18	0.00	0.00	228.21	-33.18	0.00	0.00	228.21	-33.18	0.00	0.00
B	S	5	225.92	84.62	0.01	0.00	225.92	84.62	0.01	0.00	227.50	86.01	0.00	0.00	227.50	86.01	0.00	0.00
B	T	6	225.92	-155.38	0.01	0.00	225.92	-155.38	0.01	0.00	225.92	-155.38	0.01	0.00	226.62	-154.82	0.00	0.00
C	R	7	218.64	-41.09	-33.35	-9.98	222.79	-36.47	-20.00	-10.00	222.79	-36.47	-20.00	-10.00	222.79	-36.47	-20.00	-10.00
C	S	8	218.64	78.91	-33.35	-9.98	221.45	78.91	-33.35	-9.98	221.45	81.83	-25.00	-9.99	221.45	81.83	-25.00	-9.99
C	T	9	218.64	-161.09	-33.35	-9.98	218.64	-161.09	-33.35	-9.98	218.64	-161.09	-33.35	-9.98	219.87	-159.91	-30.01	-9.99

**CUADRO No 5-7**  
**RESULTADOS DE PERDIDAS DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN POR EFECTO DEL DESBALANCE DE CARGA**

		SISTEMA BALACEADO					SISTEMA DESBALACEADO															
		PARAMETROS DE REFERENCIA					CASO 1				CASO 2				CASO 3							
BARRA	FASE	No de Nodo p-q	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea					
			P (p.u)	P (MW)	P (p.u)	P (MW)		P (p.u)	P (MW)	P (p.u)	P (MW)		P (p.u)	P (MW)								
B-C	R	4 - 7	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%	0.8479	28.26	0.0039	0.13	0.46%	0.8479	28.26	0.00390	0.13	0.46%	0.7845	26.15	0.00390	0.13	0.50%
B-C	S	5 - 8	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%	0.7668	25.56	0.0108	0.36	1.41%	0.6674	22.25	0.00600	0.20	0.90%	0.6674	22.25	0.00600	0.20	0.90%
B-C	T	6 - 9	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%	0.8558	28.53	0.01080	0.36	1.26%	0.8168	27.23	0.00870	0.29	1.07%

Para un descenso de carga en una fase de 13.33 MW el generador deja de producir 13.57 MW en potencia activa.

Las pérdidas por el transporte de carga en la línea de transmisión se muestran en el cuadro No 5-7, el desbalance en el caso 1 produce un aumento de pérdidas de 1.07% a 1.41% en el tramo 5-8 del diagrama mostrado en la fig. 5.1.

### 5.3 Desbalance por efecto de parámetros de la línea de transmisión

Los parámetros de la línea se realizara en la matriz de Impedancia por fase del modelamiento de la línea en el programa , para el desbalance se tomo los siguientes casos descrito a continuación en el Cuadro No 5-8:

**CUADRO No 5-8**

#### **VARIACION DE LOS PARÁMETROS DE LA LINEA**

BARRA	FASE	NODO	Parametro Referencia Balanceada	Parámetros Desbalanceada		
				Caso 1	Caso 2	Caso 3
B-C	R *	4-7	ZL	ZL*1.1	ZL*1.1	ZL*1.1
B-C	S	5-8	ZL	ZL	ZL*0.9	ZL*0.9
B-C	T	6-9	ZL	ZL	ZL	ZL*1.2

A continuación mostramos los resultados de las corridas efectuado por unidad y valores reales en los cuadros No 5-9 y 5-10.

La barra de carga se ve afectada por consecuencia de dichos parámetros, alcanzando en una fase 216.02 kV

Las pérdidas por el transporte de carga en la línea de transmisión se muestran en el cuadro No 5-11, en el caso 3 vemos que las pérdidas aumentan de 1.07% a 1.24%, cabe señalar que el desbalance de potencia activa de las líneas es considerable por dicho efecto.

**CUADRO No 5-9**  
**RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA POR EFECTO DE PARAMETROS DE LA LINEA DE TRANSMISION POR UNIDAD**

			SISTEMA BALACEADO				SISTEMA DESBALACEADO											
			PARAMETROS DE REFERENCIA				CASO 1				CASO 2				CASO 3			
BARRA	FASE	NODO	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)
A	R	1	1.050	0.0000	1.011	0.2903	1.050	0.0000	1.0074	0.298	1.050	0.0000	1.0074	0.298	1.050	0.0000	1.017	0.3135
A	S	2	1.050	120.0000	1.011	0.2903	1.050	120.0000	1.0159	0.2973	1.050	120.0000	1.0194	0.2897	1.050	120.0000	1.0192	0.2906
A	T	3	1.050	-120.0000	1.011	0.2903	1.050	-120.0000	1.011	0.2903	1.050	-120.0000	1.0062	0.2835	1.050	-120.0000	0.9983	0.3001
B	R	4	1.0269	-35.3804	0.0002	0	1.0255	-35.3948	0.0004	0	1.0255	-35.3948	0.0004	0	1.0254	-35.3928	-0.0001	0
B	S	5	1.0269	84.6196	0.0002	0	1.0269	84.6196	0.0002	0	1.0282	84.6335	0.0001	0	1.0282	84.6344	0	0
B	T	6	1.0269	-155.3804	0.0002	0	1.0269	-155.3804	0.0002	0	1.0269	-155.3804	0.0002	0	1.0239	-155.4070	-0.0002	0
C	R	7	0.9938	-41.0947	-1.0005	-0.2993	0.9882	-41.7283	-1.0008	-0.299	0.9882	-41.7283	-1.0008	-0.299	0.9879	-41.7213	-0.9998	-0.3002
C	S	8	0.9938	78.9053	-1.0005	-0.2993	0.9938	78.9053	-1.0005	-0.2993	0.9992	79.5273	-1.0003	-0.2995	0.9991	79.5298	-0.9999	-0.3001
C	T	9	0.9938	-161.0947	-1.0005	-0.2993	0.9938	-161.0947	-1.0005	-0.2993	0.9938	-161.0947	-1.0005	-0.2993	0.9819	-162.3640	-0.9997	-0.3003

**CUADRO No 5-10**  
**RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA POR EFECTO DE PARAMETROS DE LA LINEA DE TRANSMISION EN VALORES REALES**

			SISTEMA BALACEADO				SISTEMA DESBALACEADO											
			PARAMETROS DE REFERENCIA				CASO 1				CASO 2				CASO 3			
BARRA	FASE	NODO	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)
A	R	1	231.00	0.00	33.70	9.68	231.00	0.00	33.58	9.93	231.00	0.00	33.58	9.93	231.00	0.00	33.90	10.45
A	S	2	231.00	120.00	33.70	9.68	231.00	120.00	33.86	9.91	231.00	120.00	33.98	9.66	231.00	120.00	33.97	9.69
A	T	3	231.00	-120.00	33.70	9.68	231.00	-120.00	33.70	9.68	231.00	-120.00	33.54	9.45	231.00	-120.00	33.28	10.00
B	R	4	225.92	-35.38	0.01	0.00	225.61	-35.39	0.01	0.00	225.61	-35.39	0.01	0.00	225.59	-35.39	0.00	0.00
B	S	5	225.92	84.62	0.01	0.00	225.92	84.62	0.01	0.00	226.20	84.63	0.00	0.00	226.20	84.63	0.00	0.00
B	T	6	225.92	-155.38	0.01	0.00	225.92	-155.38	0.01	0.00	225.92	-155.38	0.01	0.00	225.26	-155.41	-0.01	0.00
C	R	7	218.64	-41.09	-33.35	-9.98	217.40	-41.73	-33.36	-9.97	217.40	-41.73	-33.36	-9.97	217.34	-41.72	-33.33	-10.01
C	S	8	218.64	78.91	-33.35	-9.98	218.64	78.91	-33.35	-9.98	219.82	79.53	-33.34	-9.98	219.80	79.53	-33.33	-10.00
C	T	9	218.64	-161.09	-33.35	-9.98	218.64	-161.09	-33.35	-9.98	218.64	-161.09	-33.35	-9.98	216.02	-162.36	-33.32	-10.01

**CUADRO No 5-11**  
**RESULTADOS DE PERDIDAS DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN POR EFECTO DE PARAMETROS DE LA LINEA DE TRANSMISION**

		SISTEMA BALACEADO						SISTEMA DESBALACEADO														
		PARAMETROS DE REFERENCIA						CASO 1				CASO 2				CASO 3						
BARRA	FASE	No de Nodo p-q	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea
			P (p.u)	P (MW)	P (p.u)	P (MW)		P (p.u)	P (MW)	P (p.u)	P (MW)		P (p.u)	P (MW)	P (p.u)	P (MW)		P (p.u)	P (MW)			
B-C	R	4 - 7	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%	1.007	33.57	0.0132	0.44	1.31%	1.007	33.57	0.01320	0.44	1.31%	1.0171	33.90	0.01320	0.44	1.30%
B-C	S	5 - 8	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%	1.0157	33.86	0.0108	0.36	1.06%	1.0193	33.98	0.00860	0.29	0.84%	1.0192	33.97	0.00860	0.29	0.84%
B-C	T	6 - 9	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%	1.006	33.53	0.01080	0.36	1.07%	0.9981	33.27	0.01590	0.53	1.59%

#### 5.4 Desbalance por efecto de parámetros del transformador

De la misma manera que el caso anterior las variaciones de los parámetros del transformador a se realizo en la matriz de admitancia por fase, para el desbalance se tomo los siguientes los casos descrito en el Cuadro No 5-12:

**CUADRO No 5-12**

**VARIACION DE LOS PARÁMETROS DEL TRANSFORMADOR**

BARRA	FASE	NODO	Parametro Referencia Balanceada YT11, YT12, YT21, YT22	Parámetros Desbalanceados		
				Caso 1	Caso 2	Caso 3
A-B	R	1-4	Yp	YT*1.1	YT*1.1	YT*1.1
A-B	S	2-5	Ym	YT	YT*0.9	YT*0.9
A-B	T	3-6	ys	YT	YT	YT*1.2

Los resultados por unidad y valores reales se muestra en los cuadros No 5-13 y 5-14.

Se concluye que el efecto afecta las tensiones de salida del transformador aguas a bajo, logrando alcanzar las tensiones de barra en el caso 3 un incremento del 9.56% y un descenso de 9.81% estan entre los limites de la operación de un sistema (los voltajes de barra no deben sobrepasar +-10% de las tensiones nominales).

Las pérdidas por el transporte de carga en la línea de transmisión se muestran en el cuadro No 5-15, en el caso 3 vemos que las pérdidas aumentan de 1.07% a 1.15%, esto quiere decir que el transformador debe diseñarse con la mayor simetría en sus devanados.

#### 5.5 Desbalance por efecto de las tensiones del generador

El efecto de los tensiones del generador se realiza en la barra de generación, en cuanto a las consideraciones de casos de desbalances se mostrara en el cuadro No 5-16.



**CUADRO No 5-13**  
**FLUJO DE POTENCIA POR EFECTO DE PARAMETROS DEL TRANSFORMADOR POR UNIDAD**

BARRA	FASE	NODO	SISTEMA BALACEADO				SISTEMA DESBALACEADO											
			PARAMETROS DE REFERENCIA				CASO 1				CASO 2				CASO 3			
			Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)
A	R	1	1.050	0.0000	1.011	0.2903	1.050	0.0000	1.034	0.6857	1.050	0.0000	1.034	0.6857	1.050	0.0000	0.9917	1.3137
A	S	2	1.050	120.0000	1.011	0.2903	1.050	120.0000	0.9898	0.6323	1.050	120.0000	0.9669	0.2322	1.050	120.0000	0.967	0.2333
A	T	3	1.050	-120.0000	1.011	0.2903	1.050	-120.0000	1.011	0.2903	1.050	-120.0000	1.0324	-0.1304	1.050	-120.0000	1.0765	0.658
B	R	4	1.0269	-35.3804	0.0002	0	0.9774	-33.8162	0.0008	-0.0003	0.9774	-33.8162	0.0008	-0.0003	0.9772	-33.8136	0.0001	0
B	S	5	1.0269	84.6196	0.0002	0	1.0269	84.6196	0.0002	0	1.089	82.9298	0	0.0001	1.0889	82.9299	0	0
B	T	6	1.0269	-155.3804	0.0002	0	1.0269	-155.3804	0.0002	0	1.0269	-155.3804	0.0002	0	0.937	-152.3624	0.0003	-0.0002
C	R	7	0.9938	-41.0947	-1.0005	-0.2993	0.9406	-40.1609	-1.0015	-0.2977	0.9406	-40.1609	-1.0015	-0.2977	0.9402	-40.1518	-1.0002	-0.2998
C	S	8	0.9938	78.9053	-1.0005	-0.2993	0.9938	78.9053	-1.0005	-0.2993	1.0602	77.8740	-1	-0.2998	1.0602	77.8740	-1	-0.3
C	T	9	0.9938	-161.0947	-1.0005	-0.2993	0.9938	-161.0947	-1.0005	-0.2993	0.9938	-161.0947	-1.0005	-0.2993	0.8963	-159.2950	-1.0005	-0.2991

**CUADRO No 5-14**  
**FLUJO DE POTENCIA POR EFECTO DE PARAMETROS DEL TRANSFORMADOR EN VALORES REALES**

BARRA	FASE	NODO	SISTEMA BALACEADO				SISTEMA DESBALACEADO											
			PARAMETROS DE REFERENCIA				CASO 1				CASO 2				CASO 3			
			Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)
A	R	1	231.00	0.00	33.70	9.68	231.00	0.00	34.47	22.86	231.00	0.00	34.47	22.86	231.00	0.00	33.06	43.79
A	S	2	231.00	120.00	33.70	9.68	231.00	120.00	32.99	21.08	231.00	120.00	32.23	7.74	231.00	120.00	32.23	7.78
A	T	3	231.00	-120.00	33.70	9.68	231.00	-120.00	33.70	9.68	231.00	-120.00	34.41	-4.35	231.00	-120.00	35.88	21.93
B	R	4	225.92	-35.38	0.01	0.00	215.03	-33.82	0.03	-0.01	215.03	-33.82	0.03	-0.01	214.98	-33.81	0.00	0.00
B	S	5	225.92	84.62	0.01	0.00	225.92	84.62	0.01	0.00	239.58	82.93	0.00	0.00	239.56	82.93	0.00	0.00
B	T	6	225.92	-155.38	0.01	0.00	225.92	-155.38	0.01	0.00	225.92	-155.38	0.01	0.00	206.14	-152.36	0.01	-0.01
C	R	7	218.64	-41.09	-33.35	-9.98	206.93	-40.16	-33.38	-9.92	206.93	-40.16	-33.38	-9.92	206.84	-40.15	-33.34	-9.99
C	S	8	218.64	78.91	-33.35	-9.98	218.64	78.91	-33.35	-9.98	233.24	77.87	-33.33	-9.99	233.24	77.87	-33.33	-10.00
C	T	9	218.64	-161.09	-33.35	-9.98	218.64	-161.09	-33.35	-9.98	218.64	-161.09	-33.35	-9.98	197.19	-159.30	-33.35	-9.97

**CUADRO No 5-15**  
**RESULTADOS DE PERDIDAS DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN EFECTO DE PARAMETROS DEL TRANSFORMADOR**

		SISTEMA BALACEADO						SISTEMA DESBALACEADO														
		PARAMETROS DE REFERENCIA						CASO 1				CASO 2				CASO 3						
BARRA	FASE	No de Nodo p-q	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea
			P (p.u)	P (MW)	P (p.u)	P (MW)		P (p.u)	P (MW)	P (p.u)	P (MW)		P (p.u)	P (MW)	P (p.u)	P (MW)		P (p.u)	P (MW)			
B-C	R	4 - 7	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%	1.0332	34.44	0.0121	0.40	1.17%	1.0332	34.44	0.01210	0.40	1.17%	0.9916	33.05	0.01210	0.40	1.22%
B-C	S	5 - 8	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%	0.9896	32.99	0.0108	0.36	1.09%	0.9669	32.23	0.00940	0.31	0.97%	0.967	32.23	0.00940	0.31	0.97%
B-C	T	6 - 9	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%	1.0322	34.41	0.01080	0.36	1.05%	1.0762	35.87	0.01340	0.45	1.25%



**CUADRO No 5-17**

**FLUJO DE POTENCIA POR EFECTO DE DESBALANCE DE LAS TENSIONES DE GENERACION POR FASE Y UNIDAD**

			SISTEMA BALACEADO				SISTEMA DESBALACEADO											
			PARAMETROS DE REFERENCIA				CASO 1				CASO 2				CASO 3			
BARRA	FASE	NODO	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase(δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)
A	R	1	1.050	0.0000	1.011	0.2903	1.060	0.0000	1.0172	0.2871	1.060	0.0000	1.0163	0.2854	1.060	0.0000	1.021	0.2888
A	S	2	1.050	120.0000	1.011	0.2903	1.050	120.0000	1.0063	0.2869	1.055	120.0000	1.0094	0.2854	1.055	120.0000	1.0113	0.2888
A	T	3	1.050	-120.0000	1.011	0.2903	1.050	-120.0000	1.0092	0.2868	1.050	-120.0000	1.0068	0.2851	1.040	-120.0000	1.0006	0.2882
B	R	4	1.0269	-35.3804	0.0002	0	1.0324	-35.1683	0.0002	0	1.0352	-35.2196	0.0002	0	1.0352	-35.2196	0.0002	0
B	S	5	1.0269	84.6196	0.0002	0	1.0269	84.6196	0.0002	0	1.0296	84.7260	0.0002	0	1.0241	84.8285	0.0003	0
B	T	6	1.0269	-155.3804	0.0002	0	1.0324	-155.4818	0.0002	0	1.0324	-155.4818	0.0002	0	1.0269	-155.6952	0.0002	0
C	R	7	0.9938	-41.0947	-1.0005	-0.2993	0.9998	-40.8183	-1.0004	-0.2994	1.0027	-40.8380	-1.0004	-0.2995	1.0027	-40.8380	-1.0004	-0.2995
C	S	8	0.9938	78.9053	-1.0005	-0.2993	0.9938	78.9053	-1.0005	-0.2993	0.9968	79.0439	-1.0005	-0.2994	0.9909	79.0817	-1.0005	-0.2993
C	T	9	0.9938	-161.0947	-1.0005	-0.2993	0.9998	-161.1318	-1.0004	-0.2994	0.9998	-161.1318	-1.0004	-0.2994	0.9939	-161.4093	-1.0005	-0.2993

**CUADRO No 5-18**

**FLUJO DE POTENCIA POR EFECTO DE DESBALANCE DE LAS TENSIONES DE GENERACION POR FASE EN VALORES REALES**

			SISTEMA BALACEADO				SISTEMA DESBALACEADO											
			PARAMETROS DE REFERENCIA				CASO 1				CASO 2				CASO 3			
BARRA	FASE	NODO	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)
A	R	1	231.00	0.00	33.70	9.68	233.20	0.00	33.91	9.57	233.20	0.00	33.88	9.51	233.20	0.00	34.03	9.63
A	S	2	231.00	120.00	33.70	9.68	231.00	120.00	33.54	9.56	232.10	120.00	33.65	9.51	232.10	120.00	33.71	9.63
A	T	3	231.00	-120.00	33.70	9.68	231.00	-120.00	33.64	9.56	231.00	-120.00	33.56	9.50	228.80	-120.00	33.35	9.61
B	R	4	225.92	-35.38	0.01	0.00	227.13	-35.17	0.01	0.00	227.74	-35.22	0.01	0.00	227.74	-35.22	0.01	0.00
B	S	5	225.92	84.62	0.01	0.00	225.92	84.62	0.01	0.00	226.51	84.73	0.01	0.00	225.30	84.83	0.01	0.00
B	T	6	225.92	-155.38	0.01	0.00	227.13	-155.48	0.01	0.00	227.13	-155.48	0.01	0.00	225.92	-155.70	0.01	0.00
C	R	7	218.64	-41.09	-33.35	-9.98	219.96	-40.82	-33.35	-9.98	220.59	-40.84	-33.35	-9.98	220.59	-40.84	-33.35	-9.98
C	S	8	218.64	78.91	-33.35	-9.98	218.64	78.91	-33.35	-9.98	219.30	79.04	-33.35	-9.98	218.00	79.08	-33.35	-9.98
C	T	9	218.64	-161.09	-33.35	-9.98	219.96	-161.13	-33.35	-9.98	219.96	-161.13	-33.35	-9.98	218.66	-161.41	-33.35	-9.98

**CUADRO No 5-19**

**RESULTADOS DE PERDIDAS DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN POR EFECTO DE DESBALANCE DE LAS TENSIONES DE GENERACION POR FASE**

		SISTEMA BALACEADO						SISTEMA DESBALACEADO														
		PARAMETROS DE REFERENCIA						CASO 1				CASO 2				CASO 3						
BARRA	FASE	No de Nodo p-q	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea
			P (p.u)	P (MW)	P (p.u)	P (MW)		P (p.u)	P (MW)	P (p.u)	P (MW)		P (p.u)	P (MW)	P (p.u)	P (MW)		P (p.u)	P (MW)	P (p.u)	P (MW)	
B-C	R	4 - 7	1.0108	33.7	0.0108	0.4	1.07%	1.017	33.90	0.0106	0.35	1.04%	1.0161	33.87	0.01060	0.35	1.04%	1.0208	34.03	0.01060	0.35	1.04%
B-C	S	5 - 8	1.0108	33.7	0.0108	0.4	1.07%	1.0061	33.54	0.0108	0.36	1.07%	1.0092	33.64	0.01070	0.36	1.06%	1.011	33.70	0.01080	0.36	1.07%
B-C	T	6 - 9	1.0108	33.7	0.0108	0.4	1.07%	1.009	33.63	0.0106	0.35	1.05%	1.0066	33.55	0.01060	0.35	1.05%	1.0004	33.35	0.01080	0.36	1.08%

CUADRO No 5-16

## CONSIDERACIONES DEL EFECTO DE LA TENSIÓN DEL GENERADOR

BARRA	FASE	NODO	Parámetro Referencia Balanceada	Parámetros Desbalanceada		
				Caso 1	Caso 2	Caso 3
A	R	1	$V(1)=1.05$	$V(1)=1.06$	$V(1)=1.06$	$V(1)=1.06$
A	S	2	$V(2)=1.05$	$V(2)=1.05$	$V(2)=1.055$	$V(2)=1.055$
A	T	3	$V(3)=1.05$	$V(3)=1.05$	$V(3)=1.05$	$V(3)=1.04$

Los resultados por unidad y valores reales se muestra en los cuadros No 5-17 y 5-18, el desbalance se manifiesta en el envío de potencia al sistema, si hacemos una comparación de los tres caso vemos que el numero 3 necesitara enviar mayor potencia activa como reactiva

Las pérdidas de la línea de transmisión se muestran en el cuadro No 5-19. el problema de los desbalances de tensiones del generadores solucionado por el regulador automático de tensión que actua en el campo excitador del generador , así la corriente de campo se varia.y se obtiene la tensión deseada.

### 5.6 Desbalance por efecto del ángulo de las tensiones de envío

Las variaciones de los ángulos de las tensiones se realizara en la barra de generación, slack y de carga se realizara los casos siguientes mostrada en el cuadro No 5-20.

CUADRO No 5-20

## CONSIDERACIONES DEL EFECTO DEL ANGULO DE TENSIÓN DE ENVIO

BARRA	FASE	NODO	Parametro Referencia Balanceada (°)	Parámetros Desbalanceada (°)		
				Caso 1	Caso 2	Caso 3
A,B,C	R	1,4,7	0	$\delta(1)=2$	$\delta(4)=2$	$\delta(7)=2$
A,B,C	S	2,5,8	120	$\delta(2)=118$	$\delta(5)=118$	$\delta(8)=118$
A,B,C	T	3,6,9	-120	$\delta(3)=-122$	$\delta(6)=-122$	$\delta(9)=-122$

Los resultados por unidad y valores reales se muestra en los cuadros No 5-21 y 5-22.

**CUADRO No 5-21**  
**FLUJO DE POTENCIA POR EFECTO DEL ANGULO DE DE LAS TENSIONES DE ENVIO POR UNIDAD**

			SISTEMA BALACEADO				SISTEMA DESBALACEADO											
			PARAMETROS DE REFERENCIA				CASO 1				CASO 2				CASO 3			
BARRA	FASE	NODO	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)
A	R	1	1.050	0.0000	1.011	0.2903	1.050	2.0000	0.9853	0.3387	1.050	0.0000	1.0111	0.2902	1.050	0.0000	1.011	0.2903
A	S	2	1.050	120.0000	1.011	0.2903	1.050	118.0000	1.0253	0.2769	1.050	120.0000	1.0109	0.2902	1.050	120.0000	1.011	0.2903
A	T	3	1.050	-120.0000	1.011	0.2903	1.050	-122.0000	1.0226	0.2568	1.050	-120.0000	1.011	0.2905	1.050	-120.0000	1.011	0.2903
B	R	4	1.0269	-35.3804	0.0002	0	1.0027	-35.6328	0.0005	-0.0001	1.0269	-35.3801	0.0002	0	1.0269	-35.3803	0.0002	0
B	S	5	1.0269	84.6196	0.0002	0	1.0269	82.6199	0.0002	0	1.0269	84.6196	0.0002	0	1.0269	84.6196	0.0002	0
B	T	6	1.0269	-155.3804	0.0002	0	1.0495	-155.1593	0.0001	0	1.0269	-155.3804	0.0002	0	1.0269	-155.3804	0.0002	0
C	R	7	0.9938	-41.0947	-1.0005	-0.2993	0.9678	-41.6431	-1.001	-0.2986	0.9939	-41.0939	-1.0005	-0.2991	0.9938	-41.0945	-1.0005	-0.2993
C	S	8	0.9938	78.9053	-1.0005	-0.2993	0.9939	76.9061	-1.0005	-0.2991	0.9938	78.9051	-1.0005	-0.2994	0.9938	78.9053	-1.0005	-0.2993
C	T	9	0.9938	-161.0947	-1.0005	-0.2993	1.0181	-160.6178	-1.0002	-0.2996	0.9938	-161.0949	-1.0005	-0.2994	0.9938	-161.0947	-1.0005	-0.2993

**CUADRO No 5-22**  
**FLUJO DE POTENCIA POR EFECTO DEL ANGULO DE DE LAS TENSIONES DE ENVIO EN VALORES REALES**

			SISTEMA BALACEADO				SISTEMA DESBALACEADO											
			PARAMETROS DE REFERENCIA				CASO 1				CASO 2				CASO 3			
BARRA	FASE	NODO	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)
A	R	1	231.00	0.00	33.70	9.68	231.00	2.00	32.84	11.29	231.00	0.00	33.70	9.67	231.00	0.00	33.70	9.68
A	S	2	231.00	120.00	33.70	9.68	231.00	118.00	34.18	9.23	231.00	120.00	33.70	9.67	231.00	120.00	33.70	9.68
A	T	3	231.00	-120.00	33.70	9.68	231.00	-122.00	34.09	8.56	231.00	-120.00	33.70	9.68	231.00	-120.00	33.70	9.68
B	R	4	225.92	-35.38	0.01	0.00	220.59	-35.63	0.02	0.00	225.92	-35.38	0.01	0.00	225.92	-35.38	0.01	0.00
B	S	5	225.92	84.62	0.01	0.00	225.92	82.62	0.01	0.00	225.92	84.62	0.01	0.00	225.92	84.62	0.01	0.00
B	T	6	225.92	-155.38	0.01	0.00	230.89	-155.16	0.00	0.00	225.92	-155.38	0.01	0.00	225.92	-155.38	0.01	0.00
C	R	7	218.64	-41.09	-33.35	-9.98	212.92	-41.64	-33.37	-9.95	218.66	-41.09	-33.35	-9.97	218.64	-41.09	-33.35	-9.98
C	S	8	218.64	78.91	-33.35	-9.98	218.66	76.91	-33.35	-9.97	218.64	78.91	-33.35	-9.98	218.64	78.91	-33.35	-9.98
C	T	9	218.64	-161.09	-33.35	-9.98	223.98	-160.62	-33.34	-9.99	218.64	-161.09	-33.35	-9.98	218.64	-161.09	-33.35	-9.98

CUADRO No 5-23

RESULTADOS DE PERDIDAS DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN POR EFECTO DEL ANGULO DE LAS TENSIONES DE ENVIO

		SISTEMA BALACEADO						SISTEMA DESBALACEADO														
		PARAMETROS DE REFERENCIA						CASO 1				CASO 2				CASO 3						
BARRA	FASE	No de Nodo p-q	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea
			P (p.u)	P (MW)	P (p.u)	P (MW)		P (p.u)	P (MW)	P (p.u)	P (MW)		P (p.u)	P (MW)	P (p.u)	P (MW)		P (p.u)	P (MW)			
B-C	R	4 - 7	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%	0.9848	32.83	0.0114	0.38	1.16%	1.0109	33.70	0.01080	0.36	1.07%	1.0108	33.69	0.01080	0.36	1.07%
B-C	S	5 - 8	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%	1.0251	34.17	0.0108	0.36	1.05%	1.0107	33.69	0.01080	0.36	1.07%	1.0108	33.69	0.01080	0.36	1.07%
B-C	T	6 -9	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%	1.0225	34.08	0.0102	0.34	1.00%	1.0108	33.69	0.01080	0.36	1.07%	1.0108	33.69	0.01080	0.36	1.07%

De los resultados se concluye que el efecto del ángulo de envío en la generación es muy sensible para la distribución de tensión en las demás barras, el desbalance de tensión llega hasta 212.92 KV, en la barra de carga. Esto se soluciona variando la salida de la turbina del generador.

Las pérdidas por el transporte de carga en la línea de transmisión se muestran en el cuadro No 5-23, la mayor pérdida se encuentra en el caso 1 entre los nodos 4-7 aumentando de 1.07% a 1.16%.

### 5.7 Desbalance por efecto del banco de capacitores

El efecto del condensador se realizara en la barra de carga, en donde el desbalance se simulara en las posibles fallas por fase en el banco de capacitores, luego se modificara los valores en la matriz admitancia del programa.

Para nuestro análisis se tendrá en cuenta las siguientes consideraciones en el cuadro No 5-24

**CUADRO No 5-24**

#### CONSIDERACIONES PARA EL EFECTO DEL BANCO DE CAPACITORES

BARRA	FASE	NODO	Referencia Balanceada del Banco Xc (p.u)	Desbalance en la Matriz admitancia (p.u)		
				Caso 1	Caso 2	Caso 3
C	R	7	0.05	0	0	0
C	S	8	0.05	0.05	0	0
C	T	9	0.05	0.05	0.05	0

Los resultados por unidad y valores reales se muestra en los cuadros No 5-25 y 5-26.

Se concluye que el efecto del banco tiene consecuencia en el control de tensión en la barra de carga, con el banco tenemos una tensión de 218.64 kV y en los casos 1, 2 y 3 la tensión decae en 216.11 kV en cada fase, cabe señalar que la potencia reactiva generada por el generador es de 29.03 MVAR y sin el banco es de 35.06 MVAR. Las pérdidas por el transporte de carga en la línea de transmisión



**CUADRO No 5-25**  
**FLUJO DE POTENCIA POR EFECTO DEL BANCO DE CONDENSADORES POR UNIDAD**

			SISTEMA BALACEADO				SISTEMA DESBALACEADO											
			PARAMETROS DE REFERENCIA				CASO 1				CASO 2				CASO 3			
BARRA	FASE	NODO	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)	Magnitud de Tensión(V) (p.u)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (p.u)	Potencia Reactiva (Q) (p.u)
A	R	1	1.050	0.0000	1.011	0.2903	1.050	0.0000	0.9939	0.3206	1.050	0.0000	0.9939	0.3206	1.050	0.0000	1.0116	0.3506
A	S	2	1.050	120.0000	1.011	0.2903	1.050	120.0000	1.0287	0.3203	1.050	120.0000	1.0116	0.3506	1.050	120.0000	1.0116	0.3506
A	T	3	1.050	-120.0000	1.011	0.2903	1.050	-120.0000	1.011	0.2903	1.050	-120.0000	1.0287	0.3203	1.050	-120.0000	1.0116	0.3506
B	R	4	1.0269	-35.3804	0.0002	0	1.0212	-35.4135	0.0003	-0.0001	1.0212	-35.4135	0.0003	-0.0001	1.0212	-35.4135	0.0003	-0.0001
B	S	5	1.0269	84.6196	0.0002	0	1.0269	84.6196	0.0002	0	1.0212	84.5865	0.0003	-0.0001	1.0212	84.5865	0.0003	-0.0001
B	T	6	1.0269	-155.3804	0.0002	0	1.0269	-155.3804	0.0002	0	1.0269	-155.3804	0.0002	0	1.0212	-155.4135	0.0003	-0.0001
C	R	7	0.9938	-41.0947	-1.0005	-0.2993	0.9823	-41.1980	-1.0006	-0.2991	0.9823	-41.1980	-1.0006	-0.2991	0.9823	-41.1980	-1.0006	-0.2991
C	S	8	0.9938	78.9053	-1.0005	-0.2993	0.9938	78.9053	-1.0005	-0.2993	0.9823	78.8020	-1.0006	-0.2991	0.9823	78.8020	-1.0006	-0.2991
C	T	9	0.9938	-161.0947	-1.0005	-0.2993	0.9938	-161.0947	-1.0005	-0.2993	0.9938	-161.0947	-1.0005	-0.2993	0.9823	-161.1980	-1.0006	-0.2991

**CUADRO No 5-26**  
**FLUJO DE POTENCIA POR EFECTO DEL BANCO DE CONDENSADORES EN VALORES REALES**

			SISTEMA BALACEADO				SISTEMA DESBALACEADO											
			PARAMETROS DE REFERENCIA				CASO 1				CASO 2				CASO 3			
BARRA	FASE	NODO	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)	Magnitud de Tensión(V) (kV)	Angulo de Fase (δ) (°)	Potencia Activa (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (MVAR)
A	R	1	231.00	0.00	33.70	9.68	231.00	0.00	33.13	10.69	231.00	0.00	33.13	10.69	231.00	0.00	33.72	11.69
A	S	2	231.00	120.00	33.70	9.68	231.00	120.00	34.29	10.68	231.00	120.00	33.72	11.69	231.00	120.00	33.72	11.69
A	T	3	231.00	-120.00	33.70	9.68	231.00	-120.00	33.70	9.68	231.00	-120.00	34.29	10.68	231.00	-120.00	33.72	11.69
B	R	4	225.92	-35.38	0.01	0.00	224.66	-35.41	0.01	0.00	224.66	-35.41	0.01	0.00	224.66	-35.41	0.01	0.00
B	S	5	225.92	84.62	0.01	0.00	225.92	84.62	0.01	0.00	224.66	84.59	0.01	0.00	224.66	84.59	0.01	0.00
B	T	6	225.92	-155.38	0.01	0.00	225.92	-155.38	0.01	0.00	225.92	-155.38	0.01	0.00	224.66	-155.41	0.01	0.00
C	R	7	218.64	-41.09	-33.35	-9.98	216.11	-41.20	-33.35	-9.97	216.11	-41.20	-33.35	-9.97	216.11	-41.20	-33.35	-9.97
C	S	8	218.64	78.91	-33.35	-9.98	218.64	78.91	-33.35	-9.98	216.11	78.80	-33.35	-9.97	216.11	78.80	-33.35	-9.97
C	T	9	218.64	-161.09	-33.35	-9.98	218.64	-161.09	-33.35	-9.98	218.64	-161.09	-33.35	-9.98	216.11	-161.20	-33.35	-9.97

CUADRO No 5-27

RESULTADOS DE PERDIDAS DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN POR EFECTO DEL BANCO DE CONDENSADORES

		SISTEMA BALACEADO						SISTEMA DESBALACEADO														
		PARAMETROS DE REFERENCIA						CASO 1				CASO 2				CASO 3						
BARRA	FASE	No de Nodo p-q	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea	Flujo de la Linea		Perdidas de la Linea		% De Perdidas de la Linea
			P (p.u)	P (MW)	P (p.u)	P (MW)		P (p.u)	P (MW)	P (p.u)	P (MW)		P (p.u)	P (MW)	P (p.u)	P (MW)		P (p.u)	P (MW)	P (p.u)	P (MW)	
B-C	R	4 - 7	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%	0.9936	33.12	0.0112	0.37	1.13%	0.9936	33.12	0.01120	0.37	1.13%	1.0113	33.71	0.01120	0.37	1.11%
B-C	S	5 - 8	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%	1.0285	34.28	0.0108	0.36	1.05%	1.0113	33.71	0.01120	0.37	1.11%	1.0113	33.71	0.01120	0.37	1.11%
B-C	T	6 - 9	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%	1.0108	33.69	0.0108	0.36	1.07%	1.0285	34.28	0.01080	0.36	1.05%	1.0113	33.71	0.01120	0.37	1.11%



se muestran en el cuadro No 5-27, el banco de capacitores ayuda a disminuir las pérdidas, esto quiere decir si no contamos con el banco las pérdidas aumentaría de 1.07% a 1.11%.

Esencialmente los bancos de capacitores son un método de suministrar potencia reactiva en el punto de instalación, reducen las corrientes de línea y reduce la caída de tensión de voltaje mejorando el factor de potencia.

### 5.8 Iteraciones del programa del problema de aplicación

La convergencia de la solución del flujo de potencia trifásico del problema de aplicación se da en la Iteración 7, En el cuadro No 5-28 y 5-29 mostramos el mismatches (p.u) de la potencia activa y reactiva en los nodos mostrados en la fig 5.1.

CUADRO 5-28

#### MISMATCHES DE LA POTENCIA ACTIVA EN P.U

NODOS	ITERACIONES						
	1	2	3	4	5	6	7
1	5.46	-1.5377	-1.1489	-0.9846	-1.0162	-1.0092	-1.011
2	5.46	-1.5377	-1.1489	-0.9846	-1.0162	-1.0092	-1.011
3	5.46	-1.5377	-1.1489	-0.9846	-1.0162	-1.0092	-1.011
4	-5.47	0.7487	-0.1584	0.0239	-0.0051	0.0014	-0.0002
5	-5.47	0.7487	-0.1584	0.0239	-0.0051	0.0014	-0.0002
6	-5.47	0.7487	-0.1584	0.0239	-0.0051	0.0014	-0.0002
7	-0.9901	-0.2188	0.2905	-0.0495	0.0104	-0.0029	0.0005
8	-0.9901	-0.2188	0.2905	-0.0495	0.0104	-0.0029	0.0005
9	-0.9901	-0.2188	0.2905	-0.0495	0.0104	-0.0029	0.0005

CUADRO No 5-29

#### MISMATCHES DE LA POTENCIA REACTIVA EN P.U

NODOS	ITERACIONES						
	1	2	3	4	5	6	7
1	-1.568	-1.4663	-0.073	-0.3286	-0.278	-0.2927	-0.2903
2	-1.568	-1.4663	-0.073	-0.3286	-0.278	-0.2927	-0.2903
3	-1.568	-1.4663	-0.073	-0.3286	-0.278	-0.2927	-0.2903
4	-1.3699	0.9734	-0.2431	-0.0211	0.0016	-0.0004	0
5	-1.3699	0.9734	-0.2431	-0.0211	0.0016	-0.0004	0
6	-1.3699	0.9734	-0.2431	-0.0211	0.0016	-0.0004	0
7	-0.0611	-0.1183	-0.0458	0.0633	-0.015	0.0026	-0.0007
8	-0.0611	-0.1183	-0.0458	0.0633	-0.015	0.0026	-0.0007
9	-0.0611	-0.1183	-0.0458	0.0633	-0.015	0.0026	-0.0007

## CONCLUSIONES

1. El presente informe ha incidido sobre dos puntos fundamentales básicos: el primero en la investigación de una metodología para el estudio del flujo de potencia trifásico y el segundo la creación de un programa en MATLAB en aplicaciones de análisis numérico que facilita la programación.
2. Los modelamientos de las componentes del sistema trifásico y la formulación matemática permite tener mayor precisión en los valores reales del flujo de potencia trifásico.
3. El flujo de potencia trifásico se aplica en la determinación de las pérdidas para comparar las mediciones de campo y contrastar la magnitud.
4. El programa nos proporciona una herramienta de simulación en problemas de desbalances que puedan ocurrir por diferentes causas, permitiendo así una mejor operación óptima del sistema con respecto al mejoramiento de las tensiones de barra, reducción de los problemas de cierre de los interruptores, etc presentados.
5. El uso de las transformaciones lineales en matrices hacen que los cálculos sean mas eficientes, con lo que se obtiene una gran incremento de la velocidad del calculo, esto nos lleva en el ahorro del tiempo en las iteraciones.
6. Se concluye que las magnitudes de los voltajes son sensitivos fundamentalmente a cambios de potencia reactiva.
7. El resultado del flujo de potencia del problema aplicativo balaceado se comparo con los resultados obtenidos en la corrida del programa CESI (Anexo B.4) verificándose dichos valores.

## **ANEXO A**

A.1 - PROGRAMACIÓN EN MATLAB DEL PROBLEMA APLICATIVO

A.2 - PROGRAMACIÓN EN MATLAB DE LA MATRIZ DE ADMITANCIA DEL TRANSFORMADOR EMPLEADO LOS MÉTODOS DESCRITOS EN EL CAPITULO 2

## ANEXO A.1

```
% PROGRAMA - FLUJO TRIFASICO
% SISTEMA TRIFASICO DE TRES BARRAS - SISTEMA RADIAL
% RED CONFORMADA DE:
%           UN TRANSFORMADOR DELTA-ESTRELLA
%           UNA LINEA DE UNA TERNA
%           CARGA DE POTENCIA CONSTANTE
%           TENSIONES BALANCEADAS EN EL GENERADOR
%           BANCO DE CONDENSADORES EN LA CARGA
% DATOS
j=sqrt(-1);
% Valores iniciales de tensiones
% Generación
V(1)=1.05*exp(j*0.0*pi/180);
V(2)=1.05*exp(j*120.0*pi/180);
V(3)=1.05*exp(-j*120*pi/180);
% Salida Transformador
V(4)=1.04*exp(j*0.0*pi/180);
V(5)=1.04*exp(j*120.0*pi/180);
V(6)=1.04*exp(-j*120.0*pi/180);
% Llegada línea
V(7)=1.03*exp(j*0.0*pi/180);
V(8)=1.03*exp(j*120.0*pi/180);
V(9)=1.03*exp(-j*120.0*pi/180);
% Valores dato de cargas activas
PD(1)=0.0;
PD(2)=0.0;
PD(3)=0.0;
PD(4)=0.0;
PD(5)=0.0;
PD(6)=0.0;
PD(7)=-1.0;
PD(8)=-1.0;
PD(9)=-1.0;
% Valores dato de cargas reactivas
QD(1)=0.0;
QD(2)=0.0;
QD(3)=0.0;
QD(4)=0.0;
QD(5)=0.0;
QD(6)=0.0;
QD(7)=-0.3;
QD(8)=-0.3;
QD(9)=-0.3;
%Matriz de admitancia transformador
x=j*0.10;
y=(1/x);
yp=y/3;
ys=y;
%ym=y/1.73 , P(1)=0.28 , angle(V(4))*180/pi = 148.52
% ym=-y/1.73 coincide con la deducción en tesis c
ym=-y/sqrt(3);
%
YT11 = [ 2*yp    -yp    -yp
         -yp    2*yp    -yp
         -yp    -yp    2*yp ];
%
YT12    ym    0    -ym
        -ym    ym    0
         0    -ym    ym ];
%
```

```

YT21 = [   ym      -ym      0
          0        ym     -ym
          -ym      0       ym ];
%
%
YT22 = [   ys      0      0
          0        ys      0
          0        0      ys ];
% Matriz de admitancia de la línea
ZB= (220*220)/100;
z1 = 100*(0.05+j*0.5)/ZB;
y1 = (1/z1);
yc = j*2*pi*60*9*(1E-9)*100*ZB;
%
ZL = [ z1      0      0
        0      z1      0
        0      0      z1 ];
%
YC_2 = [ yc/2    0      0
         0      yc/2    0
         0      0      yc/2 ];
%
YL22 = [ inv(ZL)+YC_2 ];
YL23 = [ -inv(ZL) ];
YL32 = [ -inv(ZL) ];
YL33 = [ inv(ZL)+YC_2 ];
%
CERO = [ 0 0 0
         0 0 0
         0 0 0 ];
% BANCO DE CONDENSADORES DE 5 MVAR en 0.05pu
xc = -j*(1/0.05);
YCO = [ 1/xc    0      0
        0      1/xc    0
        0      0      1/xc ];
% MATRIZ DE ADMITANCIA DEL SISTEMA
Y = [ YT11      YT12      CERO
      YT21      YT22+YL22  YL23
      CERO      YL32      YL33+YCO ];
%
% Inicializacion de Jacobianos
% Numero de barras
n=3;
nn=2*n;
nnn=3*n;
for ni=1:nnn;
    for nj=1:nnn;
XJ1(ni,nj)=0.0;
XJ2(ni,nj)=0.0;
XJ3(ni,nj)=0.0;
XJ4(ni,nj)=0.0;
    end
end
% pause
% inicio de iteraciones Newton-Rapshon
m=9;
for ii=1:m
% VALOR DE LA POTENCIA CALCULADA CON LOS VALORES INICIALES
% P2,p3,q3
% Inicializacion de la potencia inyectada
for mj=1:nnn

```

```

P(mj)=0;
Q(mj)=0;
end
% POTENCIA ACTIVA INYECTADA
for jjj=1:nnn
    for k=1:nnn;
        theta(jjj,k)=angle(V(jjj))-angle(V(k));
        G(jjj,k)=real(Y(jjj,k));
        B(jjj,k)=imag(Y(jjj,k));
        XX=abs(V(jjj))*abs(V(k))* (
G(jjj,k)*cos(theta(jjj,k))+B(jjj,k)*sin(theta(jjj,k)) );
        P(jjj)=P(jjj)+XX;
    end;
end;
% POTENCIA REACTIVA INYECTADA
for jjj=1:nnn;
    for k=1:nnn;
        theta(jjj,k)=angle(V(jjj))-angle(V(k));
        G(jjj,k)=real(Y(jjj,k));
        B(jjj,k)=imag(Y(jjj,k));
        YY=abs(V(jjj))*abs(V(k))* ( G(jjj,k)*sin(theta(jjj,k))-
B(jjj,k)*cos(theta(jjj,k)) );
        Q(jjj)=Q(jjj)+YY;
    end;
end;
% Calculo de incrementos de potencia
for ij=1:nnn;
dp(ij)=PD(ij)-P(ij);
dq(ij)=QD(ij)-Q(ij);
end;
delta=[dp(4) dp(5) dp(6) dp(7), dp(8) dp(9) dq(4) dq(5) dq(6) dq(7)
dq(8) dq(9) ii];
% Matriz de variaciones de potencias
dpf = dp(4);
for mn=5:nnn;
dpf = [dpf ; dp(mn)];
end
dqf = dq(4);
for mn=5:nnn;
dqf = [dqf ; dq(mn)];
end
dpq = [dpf ; dqf ];
% Verificacion de tolerancias
true=0;
for iii=4:nnn;
    if(abs(dp(iii))<=0.001 & abs(dq(iii))<=0.001 ) true = 1;
    else true=0;
    end;
end;
if (true==1), break, end;
% Si no se cumple la tolerancia calculo de Jacobiano J
%-----
% Elementos de la diagonal de H1 (8.32)
for jj=1:nnn;
    for k=1:nnn;
        theta(jj,k)=angle(V(jj))-angle(V(k));
        G(jj,k)=real(Y(jj,k));
        B(jj,k)=imag(Y(jj,k));
        if (jj==k) XJ1(jj,k)=-B(jj,k)*abs(V(jj))*abs(V(jj)) - Q(jj);
    end
end
end
end

```

```

% pause
% Elementos no diagonal de H1 (8.28)
for jj=1:nnn;
    for k=1:nnn;
        theta(jj,k)=angle(V(jj))-angle(V(k));
        G(jj,k)=real(Y(jj,k));
        B(jj,k)=imag(Y(jj,k));
        if(jj~=k) XJ1(jj,k)=abs(V(jj))*abs(V(k))*...
            ( G(jj,k)*sin(theta(jj,k))-B(jj,k)*cos(theta(jj,k)) );
        end
    end
end
%-----
% Elementos de la diagonal de J1 (8.34)
for jj=1:nnn;
    for k=1:nnn;
        xx2=real(V(jj)*(conj(V(k)))*(conj(Y(jj,k))));
        if (k==jj) xx2=0;
        end
        XJ3(jj,jj)=XJ3(jj,jj)+xx2;
    end
end
% pause
% Elementos no diagonal de J1 (8.29)
for jj=1:nnn;
    for k=1:nnn;
        if(jj~=k) XJ3(jj,k)=-real(V(jj)*(conj(V(k)))*(conj(Y(jj,k))));
        end
    end
end
%-----
% Elementos de la diagonal de N1 (8.33)
for jj=1:nnn;
    for k=1:nnn;
        xx3=real(V(jj)*(conj(V(k)))*(conj(Y(jj,k))));
        if (k==jj) xx3=0;
        end
        XJ2(jj,jj)=XJ2(jj,jj)+xx3;
    end
    XJ2(jj,jj)=( XJ2(jj,jj)/(abs(V(jj)) )) + (
2*real(Y(jj,jj))*(abs(V(jj)) ) );
end
% pause
% Elementos no diagonal de N1 (8.30)
for jj=1:nnn;
    for k=1:nnn;

XJ2(jj,k)=real(V(jj)*(conj(V(k)))*(conj(Y(jj,k)))/(abs(V(k)) );
    end
end
%-----
% Elementos de la diagonal de L1 (8.35)
for jj=1:nnn;
for k=1:nnn;
    theta(jj,k)=angle(V(jj))-angle(V(k));
    G(jj,k)=real(Y(jj,k));
    B(jj,k)=imag(Y(jj,k));
    if (jj==k) XJ4(jj,k)=-B(jj,k)*abs(V(jj))*abs(V(jj))*abs(V(jj)) +
Q(jj)*abs(V(jj));
    end
end
end

```

```

% Elementos de la no diagonal de L1 (8.31)
for jj=1:nnn;
    for k=1:nnn;
        theta(jj,k)=angle(V(jj))-angle(V(k));
        G(jj,k)=real(Y(jj,k));
        B(jj,k)=imag(Y(jj,k));
        if(jj~=k) XJ4(jj,k)=abs(V(jj))*abs(V(k))*abs(V(jj))*...
            ( G(jj,k)*sin(theta(jj,k))-B(jj,k)*cos(theta(jj,k)) );
        end
    end
end
end
% pause
%-----
% Jacobiano como matriz
% Una barra swing y dos barras de carga
for ij=1:nnn-3;
for ji =1:nnn-3;
XJ11(ij,ji) = XJ1(ij+3,ji+3);
XJ21(ij,ji) = XJ2(ij+3,ji+3);
XJ31(ij,ji) = XJ3(ij+3,ji+3);
XJ41(ij,ji) = XJ4(ij+3,ji+3);
end;
end;
%
J=[XJ11      XJ21
   XJ31      XJ41];
% Inversa del Jacobiano
IJA=inv(XJ11);
IJV=inv(XJ41);
%Desviaciones de ángulos y tensiones
dA = IJA * dpf;
dV = IJV * dqf;
% Correcciones de los valores asumidos del ángulo
% Nuevos valores de tensiones
for kjk=4:nnn;
V(kjk)=(abs(V(kjk))+dV(kjk-3))*exp(j*( angle(V(kjk))+ dA(kjk-3) ) );
end;
V(1)=1.05*exp(j*0.0*pi/180);
V(2)=1.05*exp(j*120.0*pi/180);
V(3)=1.05*exp(-j*120*pi/180);
% Con estos valores se calcula un nuevo lazo de iteracion
% para lograr la convergencia al cumplir PD2- P2 < tolerancia
% para lograr la convergencia al cumplir PD3- P3 < tolerancia
% Fin de iteraciones Newton-Raphson
% Con los valores de corrientes para la linea calculamos
% las perdidas por efecto joule.
i69=(V(6)*yc/2)+ ((V(6)-V(9))*yl);
P69=V(6)*conj(i69);
i96=(V(9)*yc/2)+(V(9)-V(6))*yl;
P96=V(9)*conj(i96);
perd3=P69+P96;
i47=(V(4)*yc/2)+ ((V(4)-V(7))*yl);
P47=V(4)*conj(i47);
i74=V(7)*yc/2+(V(7)-V(4))*yl;
P74=V(7)*conj(i74);
perdl=P47+P74;
i58=(V(5)*yc/2)+ ((V(5)-V(8))*yl);
P58=V(5)*conj(i58);
i85=V(8)*yc/2+(V(8)-V(5))*yl;
P85=V(8)*conj(i85);
perd2=P58+P85;
ii69=((V(6)-V(9))*yl);

```



```
ii96=(V(9)-V(6))*y1;  
ii47=(V(4)-V(7))*y1;  
ii74=(V(7)-V(4))*y1;  
ii58=(V(5)-V(8))*y1;  
ii85=(V(8)-V(5))*y1;  
end
```

## ANEXO A.2

```

% MATRIZ DE ADMITANCIA DE BARRA
% SISTEMA TRIFASICO DE TRES BARRAS - SISTEMA RADIAL
% TRANSFORMADOR DELTA-ESTRELLA
% DATOS
j=sqrt(-1);
%Matriz de admitancia transformador
x=j*0.10;
y=(1/x);
yp=y/3;
ys=y;
%ym=y/1.73 sale mejor el P pero no converge
ym=-y/1.73;
%
% COMPONENTES DE YB - METODO DIRECTO
%
YT11 = [ 2*yp      -yp      -yp
         -yp      2*yp      -yp
         -yp      -yp      2*yp ];
%
YT12 = [  ym      0      -ym
         -ym     ym      0
           0     -ym     ym ];
%
YT21 = [  ym     -ym      0
           0      ym     -ym
         -ym      0      ym ];
%
%
YT22 = [  ys      0      0
           0      ys      0
           0      0      ys];
%
%
% METODO - CT*YP*C
% C
C = [ 1  -1  0  0  0  0
      0  1  -1  0  0  0
     -1  0  1  0  0  0
      0  0  0  1  0  0
      0  0  0  0  1  0
      0  0  0  0  0  1 ];
%
CT = C' ;
YPP = [ yp      0      0      ym      0      0
        0      yp      0      0      ym      0
        0      0      yp      0      0      ym
        ym      0      0      ys      0      0
        0      ym      0      0      ys      0
        0      0      ym      0      0      ys ];
%
YY = CT*YPP*C;
for ii=1:3
    for jj=1:3
YYT11(ii,jj)= YY(ii,jj);
YYT12(ii,jj)= YY(ii,jj+3);
YYT21(ii,jj)= YY(ii+3,jj);
YYT22(ii,jj)= YY(ii+3,jj+3);
    end
end
end

```

## **ANEXO B**

- B.1 - RESULTADOS EN MATLAB DEL PROBLEMA APLICATIVO
- B.2 - RESULTADOS EN MATLAB DE LOS DESBALANCES OBTENIDOS
- B.3 - RESULTADOS EN MATLAB DE LA MATRIZ DE ADMITANCIA DEL TRANSFORMADOR EMPLEADO LOS MÉTODOS DESCRITOS EN EL CAPITULO 2
- B.4 - RESULTADOS DE LA CORRIDA DEL PROGRAMA CESI

ANEXO B.1  
RESULTADO DEL PROBLEMA APLICATIVO

» abs(V)

ans =

Columns 1 through 7

1.0500 1.0500 1.0500 1.0269 1.0269 1.0269  
0.9938

Columns 8 through 9

0.9938 0.9938

» angle(V)\*180/pi

ans =

Columns 1 through 7

0 120.0000 -120.0000 -35.3804 84.6196 -155.3804  
41.0947

Columns 8 through 9

78.9053 -161.0947

» P

P =

Columns 1 through 7

1.0110 1.0110 1.0110 0.0002 0.0002 0.0002  
1.0005

Columns 8 through 9

-1.0005 -1.0005

» Q

Q =

Columns 1 through 7

0.2903 0.2903 0.2903 -0.0000 -0.0000 -0.0000  
0.2993

Columns 8 through 9

-0.2993 -0.2993

» perd1

perd1 =

0.0108 - 0.0600i

» perd2

```

perd2 =
    0.0108 - 0.0600i
» perd3
perd3 =
    0.0108 - 0.0600i
» ii69
ii69 =
    -1.0074 - 0.1655i
» ii96
ii96 =
    1.0074 + 0.1655i
» ii74
ii74 =
    -0.6470 + 0.7897i
» ii47
ii47 =
    0.6470 - 0.7897i
» ii85
ii85 =
    -0.3604 - 0.9552i
» ii58
ii58 =
    0.3604 + 0.9552i
» abs(V)
ans =
    Columns 1 through 7
    1.0500    1.0500    1.0500    1.0373    1.0341    1.0269
1.0127
    Columns 8 through 9
    1.0066    0.9938
» angle(V)*180/pi
ans =

```

Columns 1 through 7

0 120.0000 -120.0000 -33.1782 86.0075 -155.3804  
36.4677

Columns 8 through 9

81.8337 -161.0947

» P

P =

Columns 1 through 7

0.8479 0.6674 0.8556 -0.0000 -0.0000 0.0002  
0.5999

Columns 8 through 9

-0.7499 -1.0005

» Q

Q =

Columns 1 through 7

0.1027 0.2157 0.3155 0.0001 0.0001 -0.0000  
0.2999

Columns 8 through 9

-0.2998 -0.2993

» perdl

perdl =

0.0039 - 0.1336i

» perdl2

perdl2 =

0.0060 - 0.1108i

» perdl3

perdl3 =

0.0108 - 0.0600i

» ii47

ii47 =

0.3799 - 0.4827i

» ii58

ii58 =

0.2690 + 0.7141i

» ii69

ii69 =

-1.0074 - 0.1655i

ANEXO B.2  
RESULTADO DE DESBALANCE POR EFECTO DE CARGA

» abs(V)

ans =

Columns 1 through 7

1.0500 1.0500 1.0500 1.0373 1.0269 1.0269  
1.0127

Columns 8 through 9

0.9938 0.9938

» angle(V)\*180/pi

ans =

Columns 1 through 7

0 120.0000 -120.0000 -33.1782 84.6196 -155.3804  
36.4677

Columns 8 through 9

78.9053 -161.0947

» P

P =

Columns 1 through 7

0.8479 0.7670 1.0110 -0.0000 0.0002 0.0002  
0.5999

Columns 8 through 9

-1.0005 -1.0005

» Q

Q =

Columns 1 through 7

0.1027 0.3377 0.2903 0.0001 -0.0000 -0.0000  
0.2999

Columns 8 through 9

-0.2993 -0.2993

» perd1

perd1 =

0.0039 - 0.1336i

» perd2



```

perd2 =
    0.0108 - 0.0600i
» perd3
perd3 =
    0.0108 - 0.0600i
» ii47
ii47 =
    0.3799 - 0.4827i
» ii58
ii58 =
    0.3604 + 0.9552i
» ii69
ii69 =
    -1.0074 - 0.1655i
» » abs(V)
ans =
    Columns 1 through 7
    1.0500    1.0500    1.0500    1.0373    1.0341    1.0269
1.0127
    Columns 8 through 9
    1.0066    0.9938
» angle(V)*180/pi
ans =
    Columns 1 through 7
    0  120.0000 -120.0000  -33.1782  86.0075 -155.3804
36.4677
    Columns 8 through 9
    81.8337 -161.0947
» P
P =
    Columns 1 through 7

```

```
    0.8479    0.6674    0.8556   -0.0000   -0.0000    0.0002
0.5999
```

```
Columns 8 through 9
```

```
   -0.7499   -1.0005
```

```
» Q
```

```
Q =
```

```
Columns 1 through 7
```

```
    0.1027    0.2157    0.3155    0.0001    0.0001   -0.0000
0.2999
```

```
Columns 8 through 9
```

```
   -0.2998   -0.2993
```

```
» perdl
```

```
perdl =
```

```
    0.0039 - 0.1336i
```

```
» perdl2
```

```
perdl2 =
```

```
    0.0060 - 0.1108i
```

```
» perdl3
```

```
perdl3 =
```

```
    0.0108 - 0.0600i
```

```
» ii47
```

```
ii47 =
```

```
    0.3799 - 0.4827i
```

```
» ii58
```

```
ii58 =
```

```
    0.2690 + 0.7141i
```

```
» ii69
```

```
ii69 =
```

```
   -1.0074 - 0.1655i
```

```
» » abs(V)
```

```
ans =
```

```
Columns 1 through 7
```

```
1.0500 1.0500 1.0500 1.0373 1.0341 1.0301
1.0127
```

```
Columns 8 through 9
```

```
1.0066 0.9994
```

```
» angle(V)*180/pi
```

```
ans =
```

```
Columns 1 through 7
```

```
0 120.0000 -120.0000 -33.1782 86.0075 -154.8199
36.4677
```

```
Columns 8 through 9
```

```
81.8337 -159.9061
```

```
» P
```

```
P =
```

```
Columns 1 through 7
```

```
0.7845 0.6674 0.8167 -0.0000 -0.0000 0.0001
0.5999
```

```
Columns 8 through 9
```

```
-0.7499 -0.9002
```

```
» Q
```

```
Q =
```

```
Columns 1 through 7
```

```
0.1109 0.2157 0.2647 0.0001 0.0001 0.0000
0.2999
```

```
Columns 8 through 9
```

```
-0.2998 -0.2996
```

```
» perdl
```

```
perdl =
```

```
0.0039 - 0.1336i
```

```
» perdl2
```

```
perdl2 =
```

```
0.0060 - 0.1108i
```

```
» perdl3
```

```
perdl3 =
```

```

    0.0087 - 0.0824i
» ii47
ii47 =
    0.3799 - 0.4827i
» ii58
ii58 =
    0.2690 + 0.7141i
» ii69
ii69 =
   -0.9035 - 0.1519i

```

### DESBALANCE POR EFECTO DE PARÁMETROS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

```

» abs(V)
ans =
Columns 1 through 7
    1.0500    1.0500    1.0500    1.0255    1.0269    1.0269
0.9882
Columns 8 through 9
    0.9938    0.9938
» angle(V)*180/pi
ans =
Columns 1 through 7
    0  120.0000 -120.0000  -35.3948   84.6196 -155.3804
41.7283
Columns 8 through 9
    78.9053 -161.0947
» P
P =
Columns 1 through 7
    1.0074    1.0159    1.0110    0.0004    0.0002    0.0002
1.0008
Columns 8 through 9
   -1.0005   -1.0005

```

» Q

Q =

Columns 1 through 7

0.2980 0.2973 0.2903 -0.0000 -0.0000 -0.0000  
0.2990

Columns 8 through 9

-0.2993 -0.2993

» perdl

perdl =

0.0132 - 0.0346i

» perdl2

perdl2 =

0.0108 - 0.0600i

» perdl3

perdl3 =

0.0108 - 0.0600i

» ii47

ii47 =

0.7054 - 0.8827i

» ii58

ii58 =

0.3604 + 0.9552i

» ii69

ii69 =

-1.0074 - 0.1655i

» abs(V)

ans =

Columns 1 through 7

1.0500 1.0500 1.0500 1.0255 1.0282 1.0269  
0.9882

Columns 8 through 9

0.9992 0.9938

```
» angle(V)*180/pi
```

```
ans =
```

```
Columns 1 through 7
```

```
0 120.0000 -120.0000 -35.3948 84.6335 -155.3804  
41.7283
```

```
Columns 8 through 9
```

```
79.5273 -161.0947
```

```
» P
```

```
P =
```

```
Columns 1 through 7
```

```
1.0074 1.0194 1.0062 0.0004 0.0001 0.0002  
1.0008
```

```
Columns 8 through 9
```

```
-1.0003 -1.0005
```

```
» Q
```

```
Q =
```

```
Columns 1 through 7
```

```
0.2980 0.2897 0.2835 -0.0000 0.0000 -0.0000  
0.2990
```

```
Columns 8 through 9
```

```
-0.2995 -0.2993
```

```
» perdl
```

```
perdl =
```

```
0.0132 - 0.0346i
```

```
» perdl2
```

```
perdl2 =
```

```
0.0086 - 0.0826i
```

```
» perdl3
```

```
perdl3 =
```

```
0.0108 - 0.0600i
```

```
» ii47
```

```
ii47 =
```

```
0.7054 - 0.8827i
```

» ii58

ii58 =

0.3122 + 0.8585i

» ii69

ii69 =

-1.0074 - 0.1655i

» abs(V)

ans =

Columns 1 through 7

1.0500 1.0500 1.0500 1.0254 1.0282 1.0239  
0.9879

Columns 8 through 9

0.9991 0.9819

» angle(V)\*180/pi

ans =

Columns 1 through 7

0 120.0000 -120.0000 -35.3928 84.6344 -155.4070 -  
41.7213

Columns 8 through 9

79.5298 -162.3640

» P

P =

Columns 1 through 7

1.0170 1.0192 0.9983 -0.0001 -0.0000 -0.0002 -  
0.9998

Columns 8 through 9

-0.9999 -0.9997

» Q

Q =

Columns 1 through 7

0.3135 0.2906 0.3001 0.0000 0.0000 0.0000 -  
0.3002

Columns 8 through 9

```

    -0.3001   -0.3003
» perd1
perd1 =
    0.0132 - 0.0347i
» perd2
perd2 =
    0.0086 - 0.0826i
» perd3
perd3 =
    0.0159 - 0.0065i
» ii47
ii47 =
    0.7039 - 0.8832i
» ii58
ii58 =
    0.3127 + 0.8582i
» ii69
ii69 =
    -1.2283 - 0.1687i

```

#### DESBALANCE POR EFECTO DE PARÁMETROS DEL TRANSFORMADOR

```

» abs(V)
ans =
    Columns 1 through 7
    1.0500    1.0500    1.0500    0.9774    1.0269    1.0269
0.9406
    Columns 8 through 9
    0.9938    0.9938
» angle(V)*180/pi
ans =
    Columns 1 through 7

```



0 120.0000 -120.0000 -33.8162 84.6196 -155.3804  
40.1609

Columns 8 through 9

78.9053 -161.0947

» P

P =

Columns 1 through 7

1.0340 0.9898 1.0110 0.0008 0.0002 0.0002  
1.0015

Columns 8 through 9

-1.0005 -1.0005

» Q

Q =

Columns 1 through 7

0.6857 0.6323 0.2903 -0.0003 -0.0000 -0.0000  
0.2977

Columns 8 through 9

-0.2993 -0.2993

» perdl

perdl =

0.0121 - 0.0301i

» perdl2

perdl2 =

0.0108 - 0.0600i

» perdl3

perdl3 =

0.0108 - 0.0600i

» ii47

ii47 =

0.6897 - 0.8337i

» ii58

ii58 =

0.3604 + 0.9552i

» ii69

ii69 =

-1.0074 - 0.1655i

» abs(V)

ans =

Columns 1 through 7

1.0500 1.0500 1.0500 0.9774 1.0890 1.0269  
0.9406

Columns 8 through 9

1.0602 0.9938

» angle(V)\*180/pi

ans =

Columns 1 through 7

0 120.0000 -120.0000 -33.8162 82.9298 -155.3804 -  
40.1609

Columns 8 through 9

77.8740 -161.0947

» P

P =

Columns 1 through 7

1.0340 0.9669 1.0324 0.0008 0.0000 0.0002 -  
1.0015

Columns 8 through 9

-1.0000 -1.0005

» Q

Q =

Columns 1 through 7

0.6857 0.2322 -0.1304 -0.0003 0.0001 -0.0000 -  
0.2977

Columns 8 through 9

-0.2998 -0.2993

» perdl

```

perd1 =
    0.0121 - 0.0301i
» perd2
perd2 =
    0.0094 - 0.0957i
» perd3
perd3 =
    0.0108 - 0.0600i
» ii47
ii47 =
    0.6897 - 0.8337i
» ii58
ii58 =
    0.3377 + 0.8922i
» ii69
ii69 =
    -1.0074 - 0.1655i
» abs(V)
ans =
    Columns 1 through 7
    1.0500    1.0500    1.0500    0.9772    1.0889    0.9370
0.9402
    Columns 8 through 9
    1.0602    0.8963
» angle(V)*180/pi
ans =
    Columns 1 through 7
    0 120.0000 -120.0000 -33.8136  82.9299 -152.3624
40.1518
    Columns 8 through 9
    77.8740 -159.2950
» P

```

```

P =
  Columns 1 through 7
    0.9917    0.9670    1.0765    0.0001   -0.0000    0.0003   -
1.0002

  Columns 8 through 9
    -1.0000   -1.0005

» Q
Q =
  Columns 1 through 7
    1.3137    0.2333    0.6580   -0.0000    0.0000   -0.0002   -
0.2998

  Columns 8 through 9
    -0.3000   -0.2991

» perdl
perdl =
    0.0121 - 0.0302i

» perdl2
perdl2 =
    0.0094 - 0.0956i

» perdl3
perdl3 =
    0.0134 - 0.0045i

» ii47
ii47 =
    0.6876 - 0.8347i

» ii58
ii58 =
    0.3378 + 0.8922i

» ii69
ii69 =
    -1.1203 - 0.1933i

```

## DESBALANCE POR EFECTO DEL ÁNGULO DE LAS TENSION DE ENVÍO

» abs(V)

ans =

Columns 1 through 7

1.0600	1.0500	1.0500	1.0324	1.0269	1.0324	
--------	--------	--------	--------	--------	--------	--

0.9998

Columns 8 through 9

0.9938	0.9998
--------	--------

» angle(V)\*180/pi

ans =

Columns 1 through 7

0	120.0000	-120.0000	-35.1683	84.6196	-155.4818	-
---	----------	-----------	----------	---------	-----------	---

40.8183

Columns 8 through 9

78.9053	-161.1318
---------	-----------

» P

P =

Columns 1 through 7

1.0172	1.0063	1.0092	0.0002	0.0002	0.0002	-
--------	--------	--------	--------	--------	--------	---

1.0004

Columns 8 through 9

-1.0005	-1.0004
---------	---------

» Q

Q =

Columns 1 through 7

0.2871	0.2869	0.2868	-0.0000	-0.0000	0.0000	-
--------	--------	--------	---------	---------	--------	---

0.2994

Columns 8 through 9

-0.2993	-0.2994
---------	---------

» perdl

perdl =

0.0106 - 0.0633i

» perdl2

```

perd2 =
    0.0108 - 0.0600i
» perd3
perd3 =
    0.0106 - 0.0633i
» ii47
ii47 =
    0.6479 - 0.7808i
» ii58
ii58 =
    0.3604 + 0.9552i
» ii69
ii69 =
    -1.0010 - 0.1652i
» abs(V)
ans =
    Columns 1 through 7
    1.0600    1.0550    1.0500    1.0352    1.0296    1.0324
1.0027
    Columns 8 through 9
    0.9968    0.9998
» angle(V)*180/pi
ans =
    Columns 1 through 7
    0 120.0000 -120.0000 -35.2196 84.7260 -155.4818 -
40.8380
    Columns 8 through 9
    79.0439 -161.1318
» P
P =
    Columns 1 through 7
    1.0163    1.0094    1.0068    0.0002    0.0002    0.0002 -
1.0004

```

Columns 8 through 9

-1.0005 -1.0004

» Q

Q =

Columns 1 through 7

0.2854 0.2854 0.2851 0.0000 -0.0000 0.0000 -  
0.2995

Columns 8 through 9

-0.2994 -0.2994

» perdl

perdl =

0.0106 - 0.0649i

» perdl2

perdl2 =

0.0107 - 0.0616i

» perdl3

perdl3 =

0.0106 - 0.0633i

» ii47

ii47 =

0.6461 - 0.7781i

» ii58

ii58 =

0.3563 + 0.9533i

» ii69

ii69 =

-1.0010 - 0.1652i

» abs(V)

ans =

Columns 1 through 7

1.0600 1.0550 1.0400 1.0352 1.0241 1.0269  
1.0027

```

Columns 8 through 9
    0.9909    0.9939
» angle(V)*180/pi
ans =

Columns 1 through 7
    0 120.0000 -120.0000 -35.2196 84.8285 -155.6952 -
40.8380

Columns 8 through 9
    79.0817 -161.4093
» P
P =

Columns 1 through 7
    1.0210    1.0113    1.0006    0.0002    0.0003    0.0002 -
1.0004

Columns 8 through 9
    -1.0005    -1.0005
» Q
Q =

Columns 1 through 7
    0.2888    0.2888    0.2882    0.0000   -0.0000   -0.0000 -
0.2995

Columns 8 through 9
    -0.2993   -0.2993
» perdl
perdl =
    0.0106 - 0.0649i
» perdl2
perdl2 =
    0.0108 - 0.0584i
» perdl3
perdl3 =
    0.0108 - 0.0600i

```



» ii47

ii47 =

0.6461 - 0.7781i

» ii58

ii58 =

0.3593 + 0.9591i

» ii69

ii69 =

-1.0083 - 0.1600i

### DESBALANCE POR EFECTO DEL ÁNGULO DE LAS TENSION DE ENVÍO

» abs(V)

ans =

Columns 1 through 7

1.0500 1.0500 1.0500 1.0027 1.0269 1.0495  
0.9678

Columns 8 through 9

0.9939 1.0181

» angle(V)\*180/pi

ans =

Columns 1 through 7

2.0000 118.0000 -122.0000 -35.6328 82.6199 -155.1593 -  
41.6431

Columns 8 through 9

76.9061 -160.6178

» P

P =

Columns 1 through 7

0.9853 1.0253 1.0226 0.0005 0.0002 0.0001 -  
1.0010

Columns 8 through 9

-1.0005 -1.0002

» Q

Q

Columns 1 through 7

0.3387 0.2769 0.2568 -0.0001 0.0000 0.0000 -  
0.2986

Columns 8 through 9

-0.2991 -0.2996

» perd1

perd1 =

0.0114 - 0.0456i

» perd2

perd2 =

0.0108 - 0.0600i

» perd3

perd3 =

0.0102 - 0.0732i

» ii47

ii47 =

0.6529 - 0.8223i

» ii58

ii58 =

0.3933 + 0.9420i

» ii69

ii69 =

-0.9798 - 0.1753i

» abs(V)

ans =

Columns 1 through 7

1.0500 1.0500 1.0500 1.0269 1.0269 1.0269  
0.9939

Columns 8 through 9

0.9938 0.9938

» angle(V)\*180/pi

ans =

Columns 1 through 7

0 120.0000 -120.0000 -35.3801 84.6196 -155.3804  
41.0939

Columns 8 through 9

78.9051 -161.0949

» P

P

Columns 1 through 7

1.0111 1.0109 1.0110 0.0002 0.0002 0.0002  
1.0005

Columns 8 through 9

-1.0005 -1.0005

» Q

Q

Columns 1 through 7

0.2902 0.2902 0.2905 0.0000 -0.0000 -0.0000  
0.2991

Columns 8 through 9

-0.2994 -0.2994

» perdl

perdl =

0.0108 - 0.0600i

» perdl2

perdl2 =

0.0108 - 0.0600i

» perdl3

perdl3 =

0.0108 - 0.0600i

» ii47

ii47 =

0.6471 - 0.7895i

» ii58

ii58 =

0.3606 + 0.9552i

» ii69

ii69 =

-1.0075 - 0.1653i

» abs(V)

ans =

Columns 1 through 7

1.0500 1.0500 1.0500 1.0269 1.0269 1.0269  
0.9938

Columns 8 through 9

0.9938 0.9938

» P

P

Columns 1 through 7

1.0110 1.0110 1.0110 0.0002 0.0002 0.0002  
1.0005

Columns 8 through 9

-1.0005 -1.0005

» Q

Q

Columns 1 through 7

0.2903 0.2903 0.2903 -0.0000 -0.0000 -0.0000  
0.2993

Columns 8 through 9

-0.2993 -0.2993

» perdl

perdl =

0.0108 - 0.0600i

» perdl2

perdl2 =

0.0108 - 0.0600i

```
» perd3
perd3 =
    0.0108 - 0.0600i
```

```
» ii47
ii47 =
    0.6470 - 0.7897i
```

```
» ii58
ii58 =
    0.3604 + 0.9552i
```

```
» ii69
ii69 =
   -1.0074 - 0.1655i
```

**DESBALANCE POR EFECTO DEL BANCO DE CONDENSADOR**

```
» abs(V)
ans =
    Columns 1 through 7
    1.0500    1.0500    1.0500    1.0212    1.0269    1.0269
0.9823

    Columns 8 through 9
    0.9938    0.9938
```

```
» angle(V)*180/pi
ans =
    Columns 1 through 7
    0 120.0000 -120.0000 -35.4135 84.6196 -155.3804
41.1980

    Columns 8 through 9
    78.9053 -161.0947
```

```
» P
P
    Columns 1 through 7
    0.9939    1.0287    1.0110    0.0003    0.0002    0.0002
1.0006
```

```

Columns 8 through 9
-1.0005  -1.0005
» Q
Q
Columns 1 through 7
0.3206  0.3203  0.2903  -0.0001  -0.0000  -0.0000
0.2991
Columns 8 through 9
-0.2993  -0.2993
» perdl
perdl =
0.0112 - 0.0525i
» perdl2
perdl2 =
0.0108 - 0.0600i
» perdl3
perdl3 =
0.0108 - 0.0600i
» ii47
ii47 =
0.6191 - 0.8393i
» ii58
ii58 =
0.3604 + 0.9552i
» ii69
ii69 =
-1.0074 - 0.1655i
» abs(V)
ans =
Columns 1 through 7
1.0500  1.0500  1.0500  1.0212  1.0212  1.0269
0.9823

```

```

Columns 8 through 9
    0.9823    0.9938
» angle(V)*180/pi
ans =
Columns 1 through 7
    0    120.0000 -120.0000  -35.4135    84.5865 -155.3804  -
41.1980
Columns 8 through 9
    78.8020 -161.0947
» P
P
Columns 1 through 7
    0.9939    1.0116    1.0287    0.0003    0.0003    0.0002  -
1.0006
Columns 8 through 9
    -1.0006  -1.0005
» Q
Q
Columns 1 through 7
    0.3206    0.3506    0.3203  -0.0001  -0.0001  -0.0000  -
0.2991
Columns 8 through 9
    -0.2991  -0.2993
» perdl
perdl =
    0.0112 - 0.0525i
» perd2
perd2 =
    0.0112 - 0.0525i
» perd3
perd3 =
    0.0108 - 0.0600i
» ii47

```

ii47 =

0.6191 - 0.8393i

» ii69

ii69 =

-1.0074 - 0.1655i

» ii58

ii58 =

0.4174 + 0.9558i

» abs(V)

ans =

Columns 1 through 7

1.0500 1.0500 1.0500 1.0212 1.0212 1.0212  
0.9823

Columns 8 through 9

0.9823 0.9823

» angle(V)\*180/pi

ans =

Columns 1 through 7

0 120.0000 -120.0000 -35.4135 84.5865 -155.4135  
41.1980

Columns 8 through 9

78.8020 -161.1980

» P

P

Columns 1 through 7

1.0116 1.0116 1.0116 0.0003 0.0003 0.0003  
1.0006

Columns 8 through 9

-1.0006 -1.0006

» Q

Q

Columns 1 through 7



```
0.3506 0.3506 0.3506 -0.0001 -0.0001 -0.0001 -  
0.2991
```

```
Columns 8 through 9
```

```
-0.2991 -0.2991
```

```
» perdl
```

```
perdl =
```

```
0.0112 - 0.0525i
```

```
» perdl2
```

```
perdl2 =
```

```
0.0112 - 0.0525i
```

```
» perdl3
```

```
perdl3 =
```

```
0.0112 - 0.0525i
```

```
» ii47
```

```
ii47 =
```

```
0.6191 - 0.8393i
```

```
» ii58
```

```
ii58 =
```

```
0.4174 + 0.9558i
```

```
» ii69
```

```
ii69 =
```

```
-1.0364 - 0.1165i
```

ANEXO B.3  
 RESULTADOS EN MATLAB DE LA MATRIZ DE ADMITANCIA DEL TRANSFORMADOR  
 EMPLEADO LOS MÉTODOS DESCRITOS EN EL CAPÍTULO 2

» YT11

YT11 =

0 - 6.6667i	0 + 3.3333i	0 + 3.3333i
0 + 3.3333i	0 - 6.6667i	0 + 3.3333i
0 + 3.3333i	0 + 3.3333i	0 - 6.6667i

» YYT11

YYT11 =

0 - 6.6667i	0 + 3.3333i	0 + 3.3333i
0 + 3.3333i	0 - 6.6667i	0 + 3.3333i
0 + 3.3333i	0 + 3.3333i	0 - 6.6667i

» YT12

YT12 =

0 + 5.7803i	0	0 - 5.7803i
0 - 5.7803i	0 + 5.7803i	0
0	0 - 5.7803i	0 + 5.7803i

» YYT12

YYT12 =

0 + 5.7803i	0	0 - 5.7803i
0 - 5.7803i	0 + 5.7803i	0
0	0 - 5.7803i	0 + 5.7803i

» YT21

YT21 =

0 + 5.7803i	0 - 5.7803i	0
0	0 + 5.7803i	0 - 5.7803i
0 - 5.7803i	0	0 + 5.7803i

» YYT21

YYT21 =

0 + 5.7803i	0 - 5.7803i	0
0	0 + 5.7803i	0 - 5.7803i
0 - 5.7803i	0	0 + 5.7803i

» YT22

YT22 =

0 -10.0000i	0	0
0	0 -10.0000i	0
0	0	0 -10.0000i

» YYT22

YYT22 =

0	-10.0000i	0	0
0		0	-10.0000i
0		0	0
		0	-10.0000i

ANEXO B.4  
RESULTADOS DE LA CORRIDA DEL PROGRAMA CESI

INICIO DEL CASO NO. 1

C:\PRUEBA DE FLUJO MONOFASICO

CASO EGE1 EN CORRIENTE ALTERNA

1

OPCION DE LAS TARJETAS DE COMANDO	VALORES	DEL MANUAL DE REF.
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>		
MAXIMO NUMERO DE ITERACIONES INICIALES CON EL METODO DE GAUSS-SEIDEL (NITGS)*	=	NONE
TOLERANCIA PARA LAS ITERACIONES PREVIAS (TOLGS)*	=	.0010 P.U.
MAXIMO NUMERO DE ITERACIONES CON EL METODO DE NEWTON-RAPHSON (NITNW)*	=	20
TOLERANCIA PARA LA POTENCIA ACTIVA (TOLP)*	=	.1000 MW
TOLERANCIA PARA LA POTENCIA REACTIVA (TOLQ)*	=	.1000 MVAR
MAXIMO NUMERO DE ITERACIONES SOBRE Q, PARA CADA ITERACION SOBRE P (NITQ)*	=	1
BASE DE FRECUENCIA (FBR)	=	60.00 HZ
BASE DE POTENCIA (PBR)	=	100.00 MVA
COEFICIENTES DEL VOLTAJE NOMINAL PARA EVALUAR EL MINIMO VOLTAJE (VMIN) (VMINST)*	=	.900
COEFICIENTES DEL VOLTAJE NOMINAL PARA EVALUAR EL MAXIMO VOLTAJE (VMAX) (VMAXST)*	=	1.050
ESTAN PRESENTES CARGAS NO LINEALES (ICAR)*	=	0
CHEQUEO DE LA POTENCIA REACTIVA (ICONTQ)*	=	1
ELECCION DE LOS VOLTAJES INICIALES (IVIN)*	=	0
DESPACHO DE POTENCIA A IGUAL COSTO INCREMENTAL (IRIP)*	=	0
COMPUTACION CON METODO D.C. (ICCONT)	=	0
IMPRESIONES OPCIONALES (IST)	=	1
CINTA O ALMACENAMIENTO FIJO (NASTR1)	=	1
CINTA O FILE LISTO EXISTENTE (NASTR2)	=	0
SI ES CASO DE MODIFICACION, VOLTAJES FIJOS IGUALES A EL RESULTADO DEL CASO BASE, SI ESTE ES CONVERGENTE (ITENV)*	=	0
NO IMPRESION DE NODO Y CONEXION RESULTADOS (IUNI)	=	0
NO IMPRESION DE RESULTADOS DE CONEXION (ISTAMP)	=	0
NO IMPRESION DE NODO Y CONEXION DE INPUT DATA (INGRE)	=	0
NO CHEQUEO DE LA CONTINUIDAD DE RED (KONN)	=	0
NUMERO DE CORRECCIONES SI LA SOLUCION TIENDE A DIVERGER (ICOR)*	=	3
NO IMPRESION DE LA MEJOR SOLUCION SI EL CASO ES SIN CONVERGENCIA (IBEST)*	=	0

(\* ) LAS CANTIDADES CON '\*' SON SIGNIFICATIVAS SOLAMENTE EN COMPUTACION A.C.

CARACTERISTICAS DE LA RED

NUMERO DE NODOS = 3  
 NUMERO DE LINEAS = 1  
 NUMERO DE TRANSF. = 1  
 NUMERO DE GENERADORES = 1  
 NUMERO DE CARGAS NO-LI.= 0

LEYENDA

TIPO DE NODO 1 =V, FI  
 TIPO DE NODO 2 =P, Q  
 TIPO DE NODO 3 =P, V  
 TIPO DE NODO 4 =Q, FI  
 1 \*\*\* NODOS \*\*\*

MINIMO N. VOLTAJE (KV)	NODO MAXIMO N. VOLTAJE (KV)	NODO SHUNT NOMBRE AD MITANCIA (S)	TIPO (S)	NOMINAL VOLTAJE (KV)	P (MW)	Q (MVAR)	FIJO VOLTAJE (KV)
198.0	300	BARRA_C	2	220.0	100.00	30.00	.0
198.0	231.0	.00000	.00010				
198.0	200	BARRA_B	2	220.0	.00	.00	.0
198.0	231.0	.00000	.00000				
12.4	100	BARRA_A	1	13.8	.00	.00	14.5
12.4	14.5	.00000	.00000				

1 \*\*\* LINEAS \*\*\*

N.	1ER END	NOMBRE	2DO END	NOMBRE	OP.	COD.	RESISTENCIA CORRIENTE TIPO (OHM/KM)	REACTANCIA DE PARAM. (OHM/KM)	CONDUCTANCIA (S*E-6/KM)	(F*E-9/KM)
1	200	BARRA_B	300	BARRA_C			.0500	.5000	.0000	9.0000
100.0000	599.9000	DATOS DE ENTRADA	.0497	.4986				.0000		9.0127

DISTRIBUIDO

1 \*\*\* TRANSFORMADORES \*\*\*

N.	1ER TERM.	NOMBRE	2DO TERM.	NOMBRE	3ER TERM.	OP.	TERM. NOMINAL	TERM. NOMINAL	APP.
1	200	BARRA_B	100	BARRA_A			220.0	13.8	100. 100. 0. 100.
.000	.000	.000	10.000	.0					

1 \*\*\* GENERADORES \*\*\*

N.	NODO N.	NOMBRE	GRUPO COEF.	GEN. DE COSTO	GEN. POT. Q	MIN. POT. P	MIN. POT. Q	MAX. POT. P	MAX. POT. Q
			(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	(MVAR)
1	100	BARRA_A	1	625.0	.0	.0	-108.0	1.0	216.0
100.0	.00	.00	.00	.00					

1 IMPRESION OPCIONAL DE CANTIDADES EN P.U.

TABLA DE NODOS EN PU

NODO N.	P	Q	V	GS	BS
1	.1000E+01	.3000E+00	.1000E+01	.0000E+00	.4985E-01
2	.0000E+00	.0000E+00	.1000E+01	.0000E+00	.0000E+00
3	.0000E+00	.0000E+00	.1050E+01	.0000E+00	.0000E+00

TABLA DE LINEAS EN PU

N.	1ER END	2DO END	R	X	GS 1ER END	BS 1ER END
GS 2DO END	BS 2DO END					
1	1	2	.1027E-01	.1030E+00	.0000E+00	.8222E-01
.0000E+00	.8222E-01					

TABLA DE TRANSFORMADORES EN PU

N.	1ER END	2DO END	R	X	GS 1ER END	BS 1ER END
GS 2DO END	BS 2DO END					
2	2	3	.0000E+00	.1000E+00	.0000E+00	.0000E+00
.0000E+00	.0000E+00					

1 N. IC KC MATRIZ DE ADMITANCIA CY

			PARTE REAL	PARTE IMAG.
1	1	2	-.95841140E+00	.96115830E+01
2	2	3	.00000000E+00	.10000000E+02

N. MATRIZ DE ADMITANCIA DIAGONAL CYD

		PARTE REAL	PARTE IMAG.
1		.95841140E+00	-.94795060E+01
2		.95841140E+00	-.19529360E+02
3		.00000000E+00	-.10000000E+02

\*\*\* LA RED ES CONECTADA \*\*\*

N.	V	DEL	RESQ
1	.10000000E+01	.00000000E+00	-.16792300E+00
2	.10000000E+01	.00000000E+00	.58222440E+00

3 .10500000E+01 .00000000E+00 .00000000E+00  
 ITERACION N. 1 SUBITERACION EN Q N. 1  
 \*\*\* EL MAXIMO RESIDUO DE Q ES .5822E+00 P.U. EN EL NODO N. 2

N.	V	DEL	RESP
1	.10284980E+01	.00000000E+00	-.98355050E+00
2	.10451850E+01	.00000000E+00	-.16716200E-01
3	.10500000E+01	.00000000E+00	.00000000E+00

ITERACION N. 1  
 \*\*\* EL MAXIMO RESIDUO EN P ES .9836E+00 P.U. EN EL NODO N. 1

N.	V	DEL	RESQ
1	.10284980E+01	-.18633810E+00	-.14002660E+00
2	.10451850E+01	-.91145080E-01	-.21901620E-01
3	.10500000E+01	.00000000E+00	.00000000E+00

ITERACION N. 2 SUBITERACION EN Q N. 1  
 \*\*\* EL MAXIMO RESIDUO DE Q ES .1400E+00 P.U. EN EL NODO N. 1

N.	V	DEL	RESP
1	.99700570E+00	-.18633810E+00	-.37457750E-01
2	.10285530E+01	-.91145080E-01	.10591850E-01
3	.10500000E+01	.00000000E+00	.00000000E+00

ITERACION N. 2  
 \*\*\* EL MAXIMO RESIDUO EN P ES .3746E-01 P.U. EN EL NODO N. 1

N.	V	DEL	RESQ
1	.99700570E+00	-.19275740E+00	-.11890670E-01
2	.10285530E+01	-.93710040E-01	-.28116130E-02
3	.10500000E+01	.00000000E+00	.00000000E+00

ITERACION N. 3 SUBITERACION EN Q N. 1  
 \*\*\* EL MAXIMO RESIDUO DE Q ES .1189E-01 P.U. EN EL NODO N. 1

N.	V	DEL	RESP
1	.99406520E+00	-.19275740E+00	-.31797020E-02
2	.10269590E+01	-.93710040E-01	.15559050E-02
3	.10500000E+01	.00000000E+00	.00000000E+00

ITERACION N. 3  
 \*\*\* EL MAXIMO RESIDUO EN P ES .3180E-02 P.U. EN EL NODO N. 1

N.	V	DEL	RESQ
1	.99406520E+00	-.19324350E+00	-.67918670E-03
2	.10269590E+01	-.93867210E-01	-.16068640E-03
3	.10500000E+01	.00000000E+00	.00000000E+00

ITERACION N. 4 SUBITERACION EN Q N. 1  
 \*\*\* TODOS LOS NODOS ESTAN EN CONVERGENCIA PARA LA POTENCIA REACTIVA

N.	V	DEL	RESP
1	.99406520E+00	-.19324350E+00	-.13695630E-06
2	.10269590E+01	-.93867210E-01	-.14086920E-06
3	.10500000E+01	.00000000E+00	.00000000E+00

ITERACION N. 4  
 \*\*\* TODOS LOS NODOS ESTAN EN CONVERGENCIA PARA LA POTENCIA ACTIVA

\*\*\* ITERACION NEWTON-RAPHSON NUMERO = 4

\*\*\* TODOS LOS NODOS SLACK ESTAN DENTRO DE LOS LIMITES DE GENERACION DE POTENCIA REACTIVA \*\*

DESCRIPCION DE SIMBOLOS

V = VALOR ABSOLUTO DEL VOLTAJE  
 DEL = VALOR DEL ANGULO DE FASE DEL VOLTAJE  
 PC = CARGA ACTIVA (CON POSIBLE ERROR DE SLACK )  
 QC = CARGA REACTIVA (CON POSIBLE ERROR DE SLACK)  
 PG = GENERACION DE POTENCIA ACTIVA  
 QG = GENERACION DE POTENCIA REACTIVA  
 PS = POTENCIA ACTIVA DE RAMA EN DERIVACOPN A TIERRA  
 QS = POTENCIA REACTIVA DE RAMA EN DERIVACOPN A TIERRA

1

PAG. 1

N O D O		TIPO	V (KV)	DEL (GRAD.)	PC (MW)	QC (MVAR)	PG (MW)
QG (MVAR)	PS (MW)	QS (MVAR)					
0	300	BARRA_C	2	218.694	-11.072	100.000	29.932
.000	.000	-4.926					.000
0	200	BARRA_B	2	225.931	-5.378	.000	-.016
.000	.000	.000					.000
0	100	BARRA_A	1	14.490	.000	.000	101.069
28.940	.000	.000					

TODOS LOS VOLTAJES ESTAN ENTRE LIMITES

1

PAG. 2

G E N E R A D O R			A C T I V A		R E A C T I V A		A
P A R E N T E			P O T E N C I A		P O T E N C I A		
N O D O	N O M B R E	G R U P O					
P O T E N C I A			(MW)		(MVAR)		
(MVA)							
0	100	BARRA_A	1	101.07 (101.07)	28.94 (		
.13)	105.13 (	1.05)					

PAG. 3

300 - BARRA\_C

N O D O S C O N E C T A D O S			C O R R I E N T E		P O T E N C I A	
P E R D I D A S			(KA)		A C T I V A (MW)	
REACTIVA (MVAR)	ACTIVA (MW)		REACTIVA (MVAR)			
1.069	200 BARRA_B	A	.272 ( .45)		-100.00	-25.01
	-6.075					
	200 - BARRA_B					
1.069	300 BARRA_C	A	.263 ( .44)		101.07	18.93
	-6.075					
18.91	100 BARRA_A	A	.263		-101.07	-
	.000	10.025				( 1.03)
	100 - BARRA_A					
28.94	200 BARRA_B	A	4.189		101.07	
	.000	10.025				( 1.05)

TODAS LAS CORR. EN LINEAS CON VALORES FIJADOS ESTAN ENTRE LIMITES

PAG. -2

LISTA DE TRANSF. DE POTENCIA FUERA DE LOS LIMITES



TERMINALES  
VALORES DE POT. EN P.U.

COD. OP.

200 BARRA\_B                      100 BARRA\_A                      A                      ( 1.03)  
( 1.05)  
1

PAG. -1  
0

TOTAL DE GENERACION DE POT. ACTIVA	101.1 MW
GENERACION TOTAL DE POTENCIA REACTIVA	28.9 MVAR
TOTAL DE CARGA ACTIVA POSITIVA	100.0 MW
TOTAL DE CARGA ACTIVA NEGATIVA	.0 MW
TOTAL DE CARGA REACTIVA POSITIVA	29.9 MVAR
TOTAL DE CARGA REACTIVA NEGATIVA	.0 MVAR
TOTAL DE POT. ACTIVA EN RAMAS DE DERIVACION	.0 MW
TOTAL DE POT. REACTIVA EN RAMAS DE DESVIACION	-4.9 MVAR

0

ACTIVA

REACTIVA

TOTAL DE PERDIDAS EN TRANSFORMADORES 2 WIN.	.0
MW                      10.0 MVAR	
TOTAL DE PERDIDAS EN TRANSFORMADORES 3 WIN.	.0
MW                      .0 MVAR	
TOTAL DE PERDIDAS EN LINEAS 220.0 KV	1.1
MW                      -6.1 MVAR	

---

PERDIDAS TOTALES EN LA RED	1.1
MW                      4.0 MVAR	

1

PAG. 0

INDICE

0

300 BARRA C	PAG. 3
200 BARRA B	PAG. 3
100 BARRA A	PAG. 3

1

EL CASO EGELESTA ALMACENADO EN EL FILE N. 2

\* \* \*      FIN DE EJECUCION      \* \* \*

## BIBLIOGRAFÍA

1. J. J Grainger, W. D Stevenson Jr “Análisis de Sistema de Potencia”, McGraw-Hill, 1996.
2. G. E Harper “Análisis Moderno de Sistema Eléctrico de Potencia”, LIMUSA, 1981.
3. B. M Weedy “Sistema Eléctrico de Gran Potencia”, REVERTE, 1978.
4. J. Arrillaga, C. P Arnold, B. J Harker “Computer Modelling of Electrical Power System”, A Wiley –Interscience Publication.
5. D. Rajcic, A. Bose “A Modification to the Fast Decoupled Power Flow for Networks with high R/X Ratios”, IEEE transactions on Power Systems, Vol. 3, No 2, May 1988.
6. S. Nakamura, “MATLAB” MathWork,Inc, Columbus, Ohio, 1995.
7. F. Ayres, Jr “Matrices” Schaum-McGraw-Hill.
8. J. Zorrilla “Apuntes de Clase del Curso No 2 “Alta tensión y Sistema de Potencia” del Programa de Titulación Profesional por Actualización de Conocimientos, Octubre 2001.
9. Curso de “MATLAB 5.3 – SISTEMA QUICK TRAINING”, realizado por el Centro de Especialización en Redes y Telemática (FIEE por el M.Sc. Raúl Benites. Saravia, Noviembre 2001.