

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

DIVISION DE ESTUDIOS SUPERIORES



ANALISIS DE DESBALANCES E IDENTIFICACION
DE PARAMETROS EN LINEAS DE TRANSMISION

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERIA
ELECTRICA, ESPECIALIDAD POTENCIA

PRESENTA

JUAN JOSE GUERRERO GARZA

MONTERREY, N. L.

DICIEMBRE DE 1989

TM

Z5853

.M2

FIME

1989

G83



1020074571

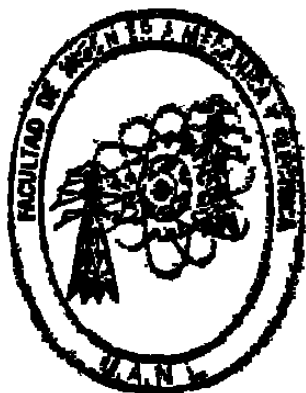


DIRECCIÓN
ESTUDIOS DE POSGRADO

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERIA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

DIVISION DE ESTUDIOS SUPERIORES



**ANÁLISIS DE DESBALANCES E IDENTIFICACION
DE PARAMETROS EN LINEAS DE TRANSMISION**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERIA
ELECTRICA, ESPECIALIDAD POTENCIA**

P R E S E N T A

JUAN JOSE GUERRERO GARZA

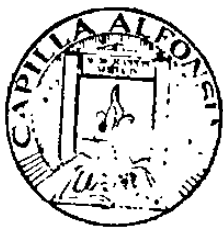
MONTERREY, N. L.

DICIEMBRE DE 1989

Z

18

C



FONDO TESIS

6307.

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DIVISION DE ESTUDIOS SUPERIORES

ANALISIS DE DESBALANCES E IDENTIFICACION
DE PARAMETROS EN LINEAS DE TRANSMISION

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERIA
ELECTRICA ESPECIALIDAD POTENCIA

PRESENTA

JUAN JOSE GUERRERO GARZA



DEDICATORIA

A Maru:

Por su cariño, comprensión y motivación
durante este tiempo.

A MIS PADRES:

Fausto Juan Guerrero Contreras.

Maria Guadalupe Garza de Guerrero.

A quienes debo lo que soy.

A MIS HERMANOS:

Jesús Gerardo.

María Luisa.

María de Lourdes.

A todos mis demás familiares y amigos.

AGRADECIMIENTOS

Deseo expresar mi más profundo y sincero agradecimiento al Dr. Florencio Aboytes García, por su invaluable dirección de esta Tesis, así como sus estímulos, paciencia y grandes enseñanzas para con un servidor.

A todos los profesores del programa doctoral, en especial al Dr. J. Manuel Cañedo por sus acertados consejos en la elaboración de este trabajo, así como al Dr. Oscar L. Chacón por su gran ayuda en la revisión de la formulación.

A el personal del Area de Control Noreste de CFE, y en especial al M. en C. Humberto Salinas y el Departamento de Análisis y Estadística por su valiosa ayuda con las corridas de flujos y datos sobre líneas de transmisión.

A todos mis compañeros del doctorado, por compartir sus consejos y experiencias en la difícil ciencia de la Ingeniería Eléctrica, en especial a mi compadre Luis D. Aréchiga por su sincera amistad.

Al CONACYT por el apoyo económico para la realización de mis estudios.

R E S U M E N

Se presentan y analizan formulaciones básicas para la evaluación de desbalances en líneas de transmisión. Se incluye el análisis para circuitos sencillos y dobles. Se estudia el grado de desbalance para varias configuraciones de conductores con el fin de evaluar y seleccionar el arreglo que produzca el menor grado de desbalance. Se incluyen resultados de simulaciones para el cálculo de desbalances en líneas de transmisión del Area Noreste de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Se desarrolla una formulación para la identificación de parámetros en líneas de transmisión. Esta metodología se basa en la medición de flujos de potencia activa y reactiva en ambos extremos de la línea, así como la medición de magnitudes de voltaje bajo diferentes condiciones de operación. Utilizando las técnicas de estimación de estado se presenta un algoritmo para la obtención del modelo de la línea de transmisión utilizado en estudios de flujos de potencia.

Se incluyen resultados de simulaciones en líneas reales para la identificación de parámetros. Se analizan casos de líneas de CFE con diferentes niveles de voltaje de transmisión. Se aplican pruebas estadísticas a los parámetros obtenidos y a las mediciones que intervienen en el proceso de manera de obtener una solución final confiable. Se formula un procedimiento para la identificación de mediciones anormales las que pueden alterar los resultados del estimador.

Adicionalmente se describen algunos factores y condiciones que causan problemas en el algoritmo de estimación, tales como; niveles de flujo de potencia, factores de ponderación y errores máximos permisibles en las mediciones.

I N D I C E

CAPITULO I	
1.0	INTRODUCCION. _____ 1
1.1	Contribuciones. _____ 3
CAPITULO II	
2.0	ANALISIS DE DESBALANCES. _____ 4
2.1	Generalidades. _____ 4
2.2	Desbalances en Circuitos Sencillos. _____ 4
2.3	Desbalances en Circuitos Dobles. _____ 7
2.4	Casos de Estudio. _____ 12
2.4.1	Líneas de Transmisión Sencillos. _____ 12
2.4.2	Líneas de Transmisión Dobles. _____ 13
2.4.3	Análisis de Configuraciones. _____ 16
CAPITULO III	
3.0	IDENTIFICACION DE PARAMETROS DE LINEAS DE TRANSMISION. _____ 19
3.1	Generalidades. _____ 19
3.2	Formulación para la Identificación de Parámetros de una Línea de Transmisión Balanceada. _____ 19
3.3	Detección e Identificación de Errores. _____ 25
3.4	Aplicación del Método. _____ 26
3.4.1	Línea de Transmisión de 230 KV. _____ 26
3.4.1.1	Estimación sin error en la Medición. _____ 27
3.4.1.2	Estimación con error en la Medición. _____ 27
3.4.1.3	Identificación de errores. _____ 30
3.5	Aplicación en Líneas reales. _____ 34
3.5.1	Línea de Transmisión de 400 KV. _____ 35
3.5.1.1	Línea VDG-HUI 5 Condiciones de operación. _____ 37
3.5.1.2	Línea VDG-HUI 9 Condiciones de operación. _____ 37
3.5.1.3	Línea FRO-VDG 9 Condiciones de operación. _____ 42
3.5.1.4	Línea REC-FRO 8 Condiciones de operación. _____ 45
3.5.2	Línea de Transmisión de 230 KV. _____ 48
3.5.2.1	Línea ESC-MON 5 Condiciones de operación. _____ 48

II

3.5.3	Línea de transmisión de 138 KV. —————	51
3.5.3.1	Línea PNE-AUA 5 Condiciones de operación. —	51
3.5.4	Línea de transmisión de 115 KV. —————	54
3.5.4.1	Línea ALT-ANP 5 Condiciones de operación. —	54
3.5.4.2	Línea ALT-ANP 8 Condiciones de operación. —	57
3.5.5	Comentarios. —————	59
3.6	Análisis Paramétrico. —————	61
3.6.1	Antecedentes. —————	61
3.6.2	Análisis del Comportamiento de los Parámetros. —	61

CAPITULO IV

4.0	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. —————	71
APENDICE A.	Elementos del Jacobiano. —————	74
APENDICE B.	Configuraciones Típicas de Líneas de Transmisión. —	77
REFERENCIAS.	—————	79

1.0 INTRODUCCION

En líneas de transmisión reales existen desbalances debido a las posiciones que guardan los conductores y a la falta de transposiciones, de esta forma, se producen corrientes de secuencia negativa y cero que circulan por las redes de secuencia correspondientes. Estas corrientes se conocen como corrientes de desbalance y pueden producir efectos indeseables en los sistemas de protección.

Una formulación eficiente para el estudio de líneas desbalanceadas es la propuesta por Hesse², en la cual se mide el grado de desbalance por la relación entre las corrientes de secuencia cero y negativa con la de secuencia positiva. El cálculo se puede realizar de manera sencilla si se conoce la matriz de admitancia serie de la línea.

En circuitos en paralelos se puede analizar el problema de desbalance considerando dos efectos; a través del desbalance o efecto neto de las corrientes de desbalance de cada circuito y por otro lado, el de corrientes circulantes, o efecto producido por el desbalance entre secuencias de diferentes circuitos. Para la mayoría de las configuraciones resulta ser diferente el grado de desbalance, por lo que resulta de interés analizar los efectos resultantes y las impedancias que limitan las corrientes en cada situación particular.

Para líneas en paralelo un aspecto importante es determinar la configuración de conductores más eficiente, en cuanto a grado de desbalance se refiere, ya que algunos arreglos resultan ser más ventajosos que otros.

En el Análisis de Sistemas de Potencia es muy importante disponer de modelos y parámetros que representen lo mejor posible los elementos del sistema. En el cálculo de parámetros de líneas de transmisión generalmente se utilizan desarrollos analíticos con diferente grado de detalle en la modelación de la línea. Sin embargo, siempre existen parámetros y variables que son estimados con los mejores valores disponibles, entre ellos; el efecto de el retorno por tierra, consideraciones sobre la longitud de la

línea, etc. Una alternativa factible para determinar los parámetros del circuito equivalente de la línea de transmisión es utilizar mediciones de flujo de potencia activa y reactiva, de esta forma los parámetros reflejan el comportamiento real de la línea.

En estudios anteriores¹⁶ se mencionan algunas pruebas que se pueden realizar para la identificación de las constantes del circuito Π de la línea de transmisión. En ellas mediante las pruebas de corto circuito y circuito abierto se obtienen las impedancias correspondientes, posteriormente con algunos manejos matriciales se obtienen las constantes. Sin embargo no se reportan resultados generales de su utilización.

Para la aplicación del método presentado se toman mediciones de voltaje y flujos de potencia activa y reactiva en ambos extremos de la línea (se considera la línea balanceada y se trabaja solo con mediciones de la red de secuencia positiva). En el proceso se utilizan técnicas de estimación de estado y se requiere la solución un sistema de ecuaciones no-lineales. Como resultado se identifican los parámetros de la línea de transmisión y los voltajes complejos en ambos extremos de la línea.

Un aspecto importante que debe considerarse es la presencia de errores de medición, por lo que es necesario disponer de varias condiciones de operación para aumentar la redundancia de información y reducir el efecto de los errores.

Para probar el algoritmo propuesto se utilizan las líneas de un estudio de estabilidad⁷, así como también se evalúan casos de líneas de transmisión operadas por el Area Noreste de CFE.

Los parámetros conocidos y los calculados con el estimador se comparan para analizar las variaciones que se puedan presentar. Se analizan las condiciones de operación que puedan ayudar a tener un proceso de estimación confiable y eficiente.

Una de las ventajas de la estimación de parámetros es que es posible

calcular el intervalo de confianza dentro del cual se tendrá el parámetro real y además se puede medir la calidad obtenida en el ajuste de parámetros a través de un índice de funcionamiento.

En el trabajo que se presenta se desarrolla en detalle el método de estimación propuesto y se presenta resultados exhaustivos en diferentes líneas del Area Noreste de Comisión Federal de Electricidad.

1.1 CONTRIBUCIONES

Se presenta una formulación básica para evaluar las corrientes producidas por desbalances en líneas de transmisión, tanto en circuitos sencillos como en circuitos dobles.

Se incluyen resultados de simulaciones en líneas reales de diversos voltajes las cuales forman parte del sistema de Comisión Federal de Electricidad, se analizan los desbalances y el impacto de la configuración de conductores.

Se desarrolla una formulación para la obtención de parámetros de líneas de transmisión mediante mediciones de flujo de potencia y magnitudes de voltaje, analizando la eficiencia y confiabilidad de resultados.

Se muestran los resultados obtenidos en la identificación de parámetros de líneas de transmisión de CFE en diferentes niveles de voltaje, evaluando el impacto de los errores de medición y el número de condiciones operativas en la obtención de parámetros.

2.0 ANALISIS DE DESBALANCES

2.1 GENERALIDADES

En la mayoría de los casos de estudio sobre líneas de transmisión se considera que las ecuaciones de impedancia tienen una estructura balanceada, y que en el momento de aplicar la transformación de componentes simétricas las redes de secuencia (0,+,-) se desacoplan.

Sin embargo, en el caso desbalanceado, aún después de aplicar la transformación de componentes simétricas las redes quedan acopladas y circulan corrientes por las redes secuencia negativa y cero. Las causas de estas corrientes deben ser estudiadas para poder evaluar el efecto que producen en el sistema de potencia.

2.2 DESBALANCES EN CIRCUITOS SENCILLOS

En las ecuaciones de la línea de transmisión, una vez que se han incluido el efecto de los hilos de guarda y conductores asociados, se observa que las impedancias de acoplamiento entre las fases no son todas iguales entre sí. Esta es una característica necesaria para lograr el desacoplamiento de secuencias al aplicar la transformación de componentes simétricas.

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Para determinar el grado de desbalance es necesario aplicar la transformación de componentes simétricas a la ecuación (2.1) y comparar las magnitudes de las corrientes de secuencia cero y negativa con la magnitud de la corriente de secuencia positiva. Transformando (2.1) se obtiene lo siguiente.

$$V_{o+-} = Z_{o+-} I_{o+-} \quad (2.2)$$

De la matriz de impedancias en (2.2) se puede obtener el acoplamiento entre secuencias debido al desbalance.

$$Z_{o+-} = \begin{bmatrix} Z_{oo} & Z_{o+} & Z_{o-} \\ Z_{+o} & Z_{++} & Z_{+-} \\ Z_{-o} & Z_{-+} & Z_{--} \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Dado que la medida de desbalance es determinada por las corrientes, se asume que solo la matriz de impedancias es desbalanceada, no así los voltajes terminales.

Para encontrar las corrientes en función de la matriz de admitancia y el vector de voltajes es conveniente invertir la matriz de impedancias de la ecuación (2.3).

$$I_{o+-} = Y_{o+-} V_{o+-} \quad (2.4)$$

Donde:

$$Y_{o+-} = \begin{bmatrix} Y_{oo} & Y_{o+} & Y_{o-} \\ Y_{+o} & Y_{++} & Y_{+-} \\ Y_{-o} & Y_{-+} & Y_{--} \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

La ecuación (2.4) en forma matricial y en P.U. se representa como:

$$\begin{bmatrix} I_o \\ I_+ \\ I_- \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{oo} & Y_{o+} & Y_{o-} \\ Y_{+o} & Y_{++} & Y_{+-} \\ Y_{-o} & Y_{-+} & Y_{--} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Las corrientes de secuencia en p.u. quedan de la siguiente manera.

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_+ \\ I_- \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{0+} \\ Y_{++} \\ Y_{-+} \end{bmatrix} \quad [1] \quad (2.7)$$

Se debe notar que solo se utiliza la segunda columna de la matriz de admitancia, de tal forma que ahora se puede definir el grado de desbalance en función de las corrientes de la secuencia cero y negativa con respecto a la corriente de secuencia positiva.

$$m_0 = \frac{I_0}{I_+} = \frac{Y_{0+}}{Y_{++}} \times 100.0 \text{ en } \% \quad (2.8)$$

$$m_- = \frac{I_-}{I_+} = \frac{Y_{-+}}{Y_{++}} \times 100.0 \text{ en } \% \quad (2.9)$$

En trabajos realizados en los años cincuentas, donde no se tenían las ventajas de la computadora digital, se recurría a largos desarrollos algebraicos para poder expresar los grados de desbalance en función de los elementos de la matriz Z_{o+-}^5 .

$$m_0 = \frac{Z_{o- -+} Z_{o+ --} - Z_{o+ --} Z_{o- -+}}{Z_{oo --} Z_{-o o-} - Z_{-o o-} Z_{oo --}} \times 100.0 \text{ en } \% \quad (2.10)$$

$$m_- = \frac{Z_{-o o+} Z_{oo -+} - Z_{oo -+} Z_{-o o+}}{Z_{oo --} Z_{-o o-} - Z_{-o o-} Z_{oo --}} \times 100.0 \text{ en } \% \quad (2.11)$$

Gross y Hesse³ concluyeron que para sistemas de transmisión reales se cumple lo siguiente:

$$Z_{--} \gg Z_{o-}, Z_{-+} \quad \text{y} \quad Z_{oo} \gg Z_{-o}, Z_{o+}$$

Si se divide la ecuación (2.10) entre Z_{--} y la ecuación (2.11) entre Z_{oo} se tendrán las siguientes formulas aproximadas.³

$$m_o \cong - \frac{Z_{o+}}{Z_{oo}} \times 100.0 \text{ en } \% \quad (2.12)$$

$$m_- \cong - \frac{Z_{-+}}{Z_{--}} \times 100.0 \text{ en } \% \quad (2.13)$$

Estudios anteriores³ mostraron que los hilos de guarda influyen de manera directa en el calculo de m_o , los cuales no pueden ser despreciados. En el otro caso, m_- solo es afectado por las distancias entre conductores, entendienddo que este factor no puede ser reducido por cuestiones económicas y de diseño de la línea de transmisión.

2.3 DESBALANCES EN CIRCUITOS DOBLES.

En líneas de transmisión en paralelo se ha demostrado en los trabajos de Hesse^{1,2}, que el desbalance puede ser examinado de dos maneras diferentes: el efecto neto o a través del desbalance y el de corrientes circulantes. Este último es debido al sentido de las corrientes existente en los dos circuitos.

El efecto a través es esencialmente el mismo que el caso de un circuito sencillo, es la suma de corrientes de las secuencias cero y negativa entre las de secuencia positiva, éste efecto puede ser grande lo cual se debe tener en consideración ya que estas corrientes se suman a las que se producen en una falla. Sin embargo, se puede atenuar por la impedancia serie de la línea, la impedancia del generador o impedancias externas en el sistema. Entendiendose este efecto como la aportación de corrientes del desbalance de la línea de transmisión al sistema de potencia.

En la figura 2.1 se muestra las corrientes de secuencia en las líneas de transmisión. Una observación interesante en este caso es la que se hace con respecto al sentido de estas corrientes. Si las corrientes se encuentran en fase la aportación de este efecto al sistema es grande, ya que ambas corrientes se suman. Por el contrario, si las corrientes estan defasadas 180° , el efecto de las dos corrientes es pequeño.

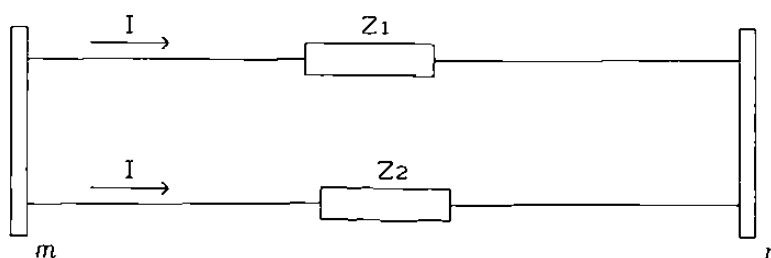


Fig. 2.1 Líneas en paralelo conectadas a la misma barra.

Por otro lado, las corrientes circulantes pueden ser importantes cuando las líneas en paralelo son conectadas a la misma barra y solo son limitadas por las propias impedancias de la línea. Cuando se hace alguna inserción de capacitores serie la impedancia de la línea disminuye y estas corrientes pueden aumentar apreciablemente.

Debido a la disposición asimétrica de los conductores se producen diferencias de potencial entre las secuencias de ambos circuitos. Las corrientes del primer circuito inducen en ambos circuitos potenciales en las secuencias cero y negativa los cuales no son iguales a los inducidos en las redes de secuencia cero y negativa debidas al segundo circuito. Dado que las impedancias de la línea son pequeñas, estas corrientes pueden fluir entre las secuencias.

Cualquier compensación por capacitores serie puede ser contraproducente como se demuestra en el artículo presentado por Hesse². Una suposición básica para la formulación de este método es el teorema de superposición de efectos. En los extremos de la línea se consideran los voltajes balanceados (secuencia positiva), una condición que puede considerarse como verdadera para casos prácticos.

Algunos arreglos en las fases de los conductores resultan ser mejores que otros, esto con respecto al efecto de las corrientes circulantes, como se mostrará posteriormente. El incluir una transposición en uno de los circuitos tiene un efecto proporcional en el grado de desbalance. Para

cualquier sección de líneas en paralelo se tiene la siguiente ecuación, una vez que se han incluido los efectos de los conductores secundarios y los hilos de guarda.

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{aA} & Z_{aB} & Z_{aC} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bA} & Z_{bB} & Z_{bC} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cA} & Z_{cB} & Z_{cC} \\ Z_{Aa} & Z_{Ab} & Z_{Ac} & Z_{AA} & Z_{AB} & Z_{AC} \\ Z_{Ba} & Z_{Bb} & Z_{Bc} & Z_{BA} & Z_{BB} & Z_{BC} \\ Z_{Ca} & Z_{Cb} & Z_{Cc} & Z_{CA} & Z_{CB} & Z_{CC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

En forma compacta.

$$\begin{bmatrix} V_{abc} \\ V_{ABC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{abc} & Z_{abc-ABC} \\ Z_{ABC-abc} & Z_{ABC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{abc} \\ I_{ABC} \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Despejando las corrientes de la ecuación (2.15) se obtiene las corrientes que circulan por la línea.

$$\begin{bmatrix} I_{abc} \\ I_{ABC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{abc} & Y_{abc-ABC} \\ Y_{ABC-abc} & Y_{ABC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{abc} \\ V_{ABC} \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Al aplicar la transformación de componentes simétricas a la ecuación (2.16) se obtiene lo siguiente.

$$\begin{bmatrix} I_o \\ I_+ \\ I_- \\ I_{o'} \\ I_{+'} \\ I_{-' } \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{oo} & Y_{o+} & Y_{o-} & Y_{oo'} & Y_{o+'} & Y_{o-' } \\ Y_{+o} & Y_{++} & Y_{+-} & Y_{+o'} & Y_{+'+} & Y_{+'-} \\ Y_{-o} & Y_{-+} & Y_{--} & Y_{-o'} & Y_{-+'} & Y_{- '-} \\ Y_{o'o} & Y_{o'+} & Y_{o'-} & Y_{o'o'} & Y_{o'+'} & Y_{o'-'} \\ Y_{+'o} & Y_{+'+} & Y_{+'-} & Y_{+'o'} & Y_{+'+'} & Y_{+'-'} \\ Y_{-'o} & Y_{-'+} & Y_{- '-} & Y_{-'o'} & Y_{- '+'} & Y_{- '-'} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

En (2.17) se considera que se aplican voltajes de secuencia positiva. Al efectuar las operaciones se encuentran las corrientes en los circuitos, se observa que solo se necesitan las columnas 2 y 5.

$$\begin{bmatrix} I_o \\ I_+ \\ I_- \\ I_{o'} \\ I_{+'} \\ I_{-' } \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{o+} & + & Y_{o+'} \\ Y_{++} & + & Y_{+'+} \\ Y_{-+} & + & Y_{- '+'} \\ Y_{o'+} & + & Y_{o'+'} \\ Y_{+'+} & + & Y_{+'+'} \\ Y_{- '+'} & + & Y_{- '+''} \end{bmatrix} [1] \quad (2.18)$$

Los coeficientes a través del desbalance o efecto neto se definen considerando la suma de las corrientes de desbalance con respecto a la corriente total de secuencia positiva.

$$m_{ot} = \frac{I_o + I_{o'}}{I_+ + I_{+'}} \text{ p.u.} \quad (2.19)$$

$$m_{-t} = \frac{I_- + I_{-'}}{I_+ + I_{+'}} \text{ p.u.} \quad (2.20)$$

De manera similar para el efecto de corrientes circulantes² o efecto producido por potenciales de diferentes secuencias se tiene:

$$m_{oc} = \frac{I_o - I_{o'}}{I_+ + I_{+'}} \text{ p.u.} \quad (2.21)$$

$$m_{-c} = \frac{I_- - I_{-'}}{I_+ + I_{+'}} \text{ p.u.} \quad (2.22)$$

El signo negativo en las ecuaciones (2.21) y (2.22) se debe a que si la aportación por efecto a través es pequeña las corrientes se encuentran defasadas y para observar el desbalance existente se hace una resta de corrientes, esto indica que están circulando por las líneas y las barras.

De tal forma que en función de los valores de admitancia.

$$\begin{bmatrix} m_{ot} \\ m_{-t} \\ m_{oc} \\ m_{-c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{o+} + Y_{o+'} + Y_{o'+} + Y_{o'+'} \\ Y_{-+} + Y_{-+'} + Y_{-' +} + Y_{-+'} \\ Y_{o+} + Y_{o+'} - Y_{o'+} - Y_{o'+'} \\ Y_{-+} + Y_{-+'} - Y_{-' +} - Y_{-+'} \end{bmatrix} \frac{1}{Y_1} \quad (2.23)$$

Donde:

$$Y_1 = Y_{++} + Y_{++'} + Y_{+' +} + Y_{+' +'}, \quad (2.24)$$

Con las ecuaciones anteriores se pueden calcular las corrientes de desbalance en ambos circuitos. El primer efecto considera las corrientes en fase (efecto a través) y el segundo o efecto asume un defasamiento de 180° (corrientes circulantes). Esta metodología puede ser extendida para más de dos circuitos en paralelo.

El desbalance a través es más fácil de ser comprendido ya que es la suma de todas las corrientes de desbalance, dando la aportación al sistema, mientras que el de corrientes circulantes se produce entre secuencias de diferentes circuitos, teniendo que estar conectadas a la misma barra. Este efecto no se propaga hacia el sistema y solo circulan en anillo entre las líneas. En el caso de corrientes circulantes cuando se tienen más de dos líneas en paralelo se hace un análisis por pares de líneas.

2.4 CASOS DE ESTUDIO.

Se estudiaron algunas de las líneas de transmisión del Area Noreste de la Comisión Federal de Electricidad. Tomando como ejemplos circuitos con niveles de voltaje de 400 KV, 230 KV, 138 KV y 115 KV, en sus diferentes configuraciones, tanto en circuitos sencillos como circuito en paralelo.

Caso 2.4.1 Líneas de transmisión sencillas. Grados de desbalance expresados en porciento. Las disposiciones de los conductores se muestran en el Apéndice B.

Tabla 2.1 Desbalances en líneas de 400 KV

L. T.	Long. km.	% m_o	% m_-
VDG - HUI	64.4	1.372	8.992
Una Transposición			
VDG - HUI	64.4	0.765	4.471

La transposición para todos los casos se realiza a mitad de su longitud total y en secuencia BCA, esto con fines de estudio ya en el caso real no se reporta ninguna transposición.

Tabla 2.2 Desbalances en líneas de 230 KV

L. T.	Long. km.	% m_o	% m_-
ESC - MON	160.8	0.781	6.172
MON - NUR	116.8	0.774	6.142
ESC - NIC	14.2	0.769	6.122
Una Transposición			
ESC - MON	160.8	0.387	3.081
MON - NUR	116.8	0.389	3.065
ESC - NIC	14.2	0.371	3.051

Tabla 2.3 Desbalances en líneas de 138 KV

L. T.	Long. km.	% m_o	% m_-
FAM - MTY	168.6	1.071	8.040
PNE - AUA	80.0	0.891	7.038
Una Transposición			
FAM - MTY	168.6	0.567	4.002
PNE - AUA	80.0	0.476	3.463

Tabla 2.4 Desbalances en líneas de 115 KV

L. T.	Long. km.	% m_o	% m_-
TEC - LSN _H	135.0	0.935	5.899
NOG - FUN _V	4.29	1.134	7.878
Una Transposición			
TEC - LSN _H	135.0	0.473	3.001
NOG - FUN _V	4.29	0.591	3.716

H = Disposición horizontal de los conductores.

V = Disposición vertical de los conductores.

A continuación se muestran algunos ejemplos de desbalances encontrados en líneas de transmisión en paralelo. El arreglo de conductores se presentan en el Apendice B.

Caso 2.4.2

Líneas de Transmisión Dobles. Grados de desbalance expresados en porciento, la transposición en cada circuito es a mitad de su longitud.

Tabla 2.5 Desbalances en Líneas de 400 KV

L. T.	Long. km.	% m_{ot}	% m_{-t}	% m_{oc}	% m_{-c}
REC - FRO	197.6	1.150	8.913	1.064	4.255
FRO - VDG	178.0	1.013	8.908	0.863	0.116
HUI - GUE	243.0	1.027	8.997	0.871	0.121
ALT - GUE	193.0	1.017	8.921	0.858	0.121
Una Transposición					
REC - FRO	197.6	0.506	4.512	0.513	2.613
FRO - VDG	178.0	0.501	4.471	0.431	0.053
HUI - GUE	243.0	0.496	4.481	0.441	0.057
ALT - GUE	193.0	0.499	4.483	0.427	0.057

Tabla 2.6 Desbalances en Líneas de 230 KV

L. T.	Long. km.	% m_{ot}	% m_{-t}	% m_{oc}	% m_{-c}
REC - ADC	170.94	0.803	10.545	0.00	0.00
VDG - SAL	57.5	0.874	10.486	0.016	0.012
HUI - AER*	190.2	0.960	8.049	1.096	0.012
Una Transposición					
REC - ADC	170.94	0.411	5.278	0.00	0.00
VDG - SAL	57.5	0.445	5.261	0.009	0.006
HUI - AER*	190.2	0.460	4.025	0.512	0.006

* La línea HUI-AER es un circuito compuesto por una línea de 230 KV en disposición vertical y una línea de 400 KV en disposición horizontal.

Tabla 2.7 Desbalances en Líneas de 138 KV

L. T.	Long. km.	% m_{ot}	% m_{-t}	% m_{oc}	% m_{-c}
FAM - REY	114.5	1.195	9.217	0.025	0.001
FAM - ADC	110.0	1.194	9.186	0.024	0.001
RIB - AER	35.5	1.189	9.196	0.030	0.001
Una Transposición					
FAM - REY	114.5	0.598	4.608	0.013	0.00
FAM - ADC	110.0	0.597	4.599	0.012	0.00
RIB - AER	35.5	0.595	4.596	0.014	0.00

Tabla 2.8 Desbalances en Líneas de 115 KV

L. T.	Long. km.	% m_{ot}	% m_{-t}	% m_{oc}	% m_{-c}
PEM - HUI	20.0	1.172	10.004	0.001	0.002
JER - TEC	11.55	1.172	10.002	0.000	0.002
MTY - HYL	5.63	1.171	10.003	0.001	0.001
Una Transposición					
PEM - HUI	20.0	0.586	5.012	0.00	0.00
JER - TEC	11.55	0.584	4.998	0.00	0.00
MTY - HYL	5.63	0.585	5.005	0.00	0.00

De los resultados mostrados en las tablas anteriores se observa que la proporcionalidad del grado de desbalance con respecto a la transposición en cuanto a la longitud del tramo que se transpone. Así, si se realiza una transposición a la mitad de la línea se reduce en un 50% el grado de desbalance.

En circuitos paralelos en lineas de 400 KV se muestra que existe un pequeño grado de desbalance por corrientes circulantes, esto se debe a que las líneas tienen una disposición horizontal (abc-ABC) separadas aproximadamente 100 mts., no así en los circuitos paralelos de 230, 138 y 115 KV que por lo general se encuentran en la misma torre y con arreglo vertical. En este último caso los potenciales se encuentran distribuidos de forma simétrica, por lo tanto, el sentido de las corrientes es el mismo en ambos circuitos y las corrientes circulantes inducidas son casi nulas. Lo anteriormente expresado es despues de la transformación de componentes simétricas donde se presupone se ubican los potenciales de secuencia en las líneas.

Los valores de desbalance son con respecto al valor en P.U. de la corriente de secuencia positiva representada por la matriz de admitancia. Estas corrientes deben ser tomadas en consideración en los estudios de fallas, ya que estas corrientes no previstas se suman a las de falla. Se han presentado casos en que estas corrientes en sistemas donde hay relevadores sensibles al retorno por tierra presentan disparo de interruptores sin existir alguna falla. Cuando existen condiciones de flujo de potencia alto, el efecto de estos desbalances incrementa la corriente que circula por las líneas provocando alarmas de sobrecorriente sin existir motivo alguno.

2.4.3 Análisis de Configuración.

Para el estudio de la configuración óptima, en la cual se busca el arreglo de los conductores que presente el menor grado de desbalance en circuitos paralelos, se escogió el arreglo típico para conductores en líneas de 230 KV, (REC-ADC).

Para un sistema de n circuitos en paralelo hay $(6^n)/3$ diferentes arreglos posibles de conductores, de ahí que sería muy complicado analizar todas las posibilidades. En este trabajo solo se analizaron seis casos factibles.

Estos se definen manteniendo un circuito con su configuración fija y solo variando la posición de los conductores del otro circuito. Se ha demostrado^{1,2} que realizando intercambios de filas y columnas de la matriz de admitancia original se evita tener que recalcularla ayudando en el trabajo computacional.

Tabla 2.7 Configuraciones y grados de desbalance

Configuración de los conductores	% m_{ot}	% m_{-t}	% m_{oc}	% m_{-c}
<pre> a° °A b° °B c° °C </pre>	0.803	10.545	0.00	0.00
<pre> a° °A b° °C c° °B </pre>	0.904	8.651	3.215	5.723
<pre> a° °B b° °A c° °C </pre>	0.512	7.694	3.931	6.641
<pre> a° °B b° °C c° °A </pre>	0.513	0.268	3.863	6.584
<pre> a° °C b° °A c° °B </pre>	0.514	0.261	3.866	6.585
<pre> a° °C b° °B c° °A </pre>	0.413	3.796	0.637	0.518

El primer arreglo de conductores:

```

a°   °A
 b°   °B
 c°   °C

```

Muestra un desbalance cero por corrientes circulantes, esto se debe a que los potenciales de las tres fases se encuentran arreglados de manera simétrica, las corrientes de ambos circuitos se encuentran en fase, sin embargo el desbalance a través es el más alto.

El cuarto y quinto arreglo muestran grados de desbalance idénticos, lo anterior debido a que el valor absoluto de las corrientes inducidas es el mismo para ambas configuraciones no así su arreglo simétrico. Las corrientes aunque pequeñas se encuentran defasadas casi 180° entre ellas.

El último de los arreglos muestra grados de desbalance en conjunto más equilibrados. Donde el efecto de corrientes circulantes es pequeño y el efecto a través no es muy significativo.

$$\begin{array}{ccc} a^\circ & \circ C & \\ b^\circ & & \circ B \\ c^\circ & \circ A & \end{array}$$

El decidir cual es el mejor arreglo depende de las necesidades del diseño. Si se desea no tener desbalance por corrientes circulantes, el primer arreglo es el más adecuado, con el único inconveniente de tener un efecto alto por corrientes que circulan a través del desbalance y que influyen en las corrientes de falla. En algunos casos, relevadores sensitivos de retorno por tierra tienen disparos en falso debido a estas corrientes, requiriendo una protección mas costosa.

En lugares donde los relevadores de impedancia o distancia son usados, la influencia de las corrientes producidas por los desbalances en el ajuste de estos relevadores debe ser investigada. Otro criterio es el de tener menos pérdidas por corriente en los conductores. Esto se obtiene sumando los cuadrados de los valores de las corrientes de secuencia cero y negativa.

3.0 IDENTIFICACION DE PARAMETROS DE LINEAS DE TRANSMISION

3.1 GENERALIDADES.

En el Análisis de Sistemas de Potencia los parámetros que representan los elementos de la red son importantes para simular el comportamiento del sistema. En estudios simplificados se omiten efectos en la determinación de parámetros, tales como el efecto del retorno por tierra, longitud de la línea, transposiciones, factores de corrección, etc. Por lo tanto es importante disponer de una metodología eficiente para la obtención de parámetros donde se incluya todos los efectos.

Una alternativa factible es la estimación de parámetros del circuito equivalente de la línea de transmisión utilizando mediciones de flujo de potencia en la línea, así como las magnitudes de voltaje. Con estos datos se formula un problema de estimación donde las variables de estado son los parámetros de la línea, con este enfoque se incluyen efectos que difícilmente pueden incluirse en la determinación tradicional de parámetros. En este caso se están "midiendo" los parámetros de la línea.

3.2 FORMULACION PARA LA IDENTIFICACION DE PARAMETROS DE UNA LINEA DE TRANSMISION BALANCEADA.

En éste procedimiento se toman mediciones de magnitudes de voltaje y flujos de potencia activa y reactiva en ambos extremos de la línea (ver fig. 3.1). Se considera una línea balanceada y se trabaja solo con las mediciones de la red de secuencia positiva.

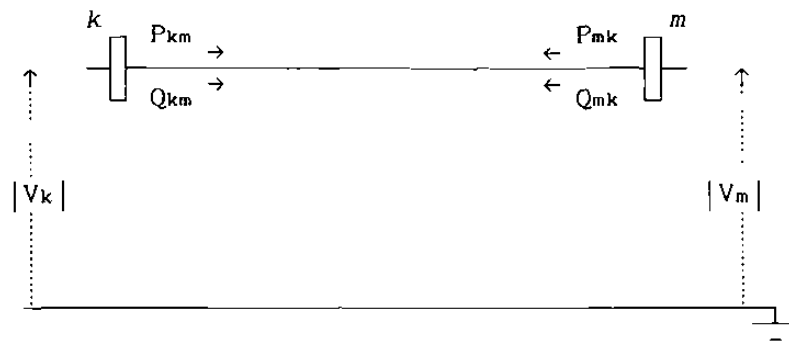


Fig. 3.1 Mediciones en la Línea de Transmisión

La línea de transmisión se representa por el circuito que se muestra en la figura 3.2.

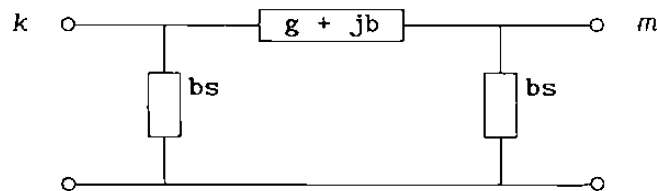


Fig. 3.2 Circuito Π equivalente de una línea balanceada.

Las ecuaciones que involucran las mediciones de potencia con respecto a los voltajes y parámetros de la línea de transmisión⁹ son las siguientes.

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos(\theta_{km}) - V_k V_m b_{km} \sin(\theta_{km}) \quad (3.1)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 (b_{km} + b_s) - V_k V_m g_{km} \sin(\theta_{km}) + V_k V_m b_{km} \cos(\theta_{km}) \quad (3.2)$$

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_m V_k g_{km} \cos(\theta_{mk}) - V_m V_k b_{km} \sin(\theta_{mk}) \quad (3.3)$$

$$Q_{mk} = -V_m^2 (b_{km} + b_s) - V_m V_k g_{km} \sin(\theta_{mk}) + V_m V_k b_{km} \cos(\theta_{mk}) \quad (3.4)$$

Considerando las siguientes identidades trigonométricas (3.5) y (3.6)

se arreglan las ecuaciones (3.3) y (3.4)

$$\cos(\theta_{km}) = \cos(\theta_{mk}) \quad (3.5)$$

$$\sin(\theta_{km}) = -\sin(\theta_{mk}) \quad (3.6)$$

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_m V_k g_{km} \cos(\theta_{km}) + V_m V_k b_{km} \sin(\theta_{km}) \quad (3.3a)$$

$$Q_{mk} = -V_m^2 (b_{km} + b_s) + V_m V_k g_{km} \sin(\theta_{km}) + V_m V_k b_{km} \cos(\theta_{km}) \quad (3.4a)$$

En el problema se tienen como datos las potencias y magnitudes de voltaje en la línea y se desconocen los valores de admitancia serie, admitancia paralelo y voltajes complejos. Como el sistema de ecuaciones es no-lineal, se efectúa una expansión en series de Taylor de las ecuaciones (3.1), (3.2), (3.3a), (3.4a), hasta el primer término.

$$\tilde{F}(PQ) = \tilde{F}(PQ)^\circ + J \cdot \Delta x \quad (3.7)$$

Donde: J : Es el Jacobiano o matriz de derivadas.

$\tilde{F}(PQ)$: Es el vector de funciones.

$\tilde{F}(PQ)^\circ$: Es el vector de condiciones iniciales.

Δx : Es el vector de incógnitas ($g_{km}, b_{km}, b_s, V_k, V_m, \theta_{km}$)

$$J \cdot \Delta x = -\tilde{F}(PQ)^\circ \quad (3.8)$$

Como se tienen más incógnitas (seis) que ecuaciones (cuatro) se utilizarán mediciones en diferentes condiciones de operación. Por otro lado, el tener más mediciones implica que habrá como incógnitas otros voltajes complejos. Al tener más ecuaciones que incógnitas se tendrá redundancia en la información para obtener la solución.

Un método conveniente para la solución del problema es la técnica de estimación de estado, el cual ajusta los parámetros a estimar a medida que minimiza la suma de los cuadrados de los errores. Los parámetros en diferentes condiciones de operación deberán ser los mismos, no así los voltajes complejos. Las expresiones para la línea balanceada quedan de la siguiente forma.

$$\Delta \underline{f} = \underline{J} \Delta \underline{x} + \underline{\xi} \quad (3.9)$$

Como no se conocen las magnitudes de voltaje reales éstas también se estiman y se consideran como medición, incluyéndose también las siguientes ecuaciones para las magnitudes de voltaje.

$$\underline{V} = \underline{V}_m + \underline{\xi} \quad (3.10)$$

Donde: \underline{V}_m = Vector de voltajes medidos.
 \underline{V}_t = Vector de voltajes verdaderos.
 $\underline{\xi}$ = Vector de errores de medición.

En forma matricial,

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial Z} & \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial Z} & \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \\ \frac{\partial V}{\partial Z} & \frac{\partial V}{\partial \theta} & \frac{\partial V}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Z \\ \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \xi_P \\ \xi_Q \\ \xi_V \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Donde: ΔZ Es el vector de incógnitas de los parámetros (g_{km} , b_{km} , b_s).

$\Delta \theta$ Es el vector de diferencias angulares.

ΔV Es el vector de magnitudes de voltaje.

$$\Delta \underline{f} - \underline{J} \Delta \underline{x} = \underline{\xi} \quad (3.12)$$

El Jacobiano estará formado por las derivadas de las ecuaciones de cada medición, con respecto a las variables del problema (Z, θ, V). Para tres condiciones de operación el tamaño del Jacobiano será de 12 columnas por 18 renglones; 3 parámetros, 6 magnitudes de voltaje y 3 diferencias angulares. El índice de funcionamiento (J) se forma con la suma de los errores al cuadrado, incluyendo una ponderación al error de cada medición.

$$J = \sum \varepsilon_i^2 = \varepsilon^t \cdot W \cdot \varepsilon \quad (3.13)$$

Donde W es una matriz de ponderación del error. Los elementos diagonales de W se forman con el inverso de la desviación estándar de las mediciones. Los errores se modelan con una distribución probabilística normal con valor esperado de cero. Por lo tanto el segundo momento puede ser expresado de la siguiente manera.

$$W^{-1} = E\{\varepsilon \cdot \varepsilon^t\} \quad (3.14)$$

$$E\{\varepsilon \cdot \varepsilon^t\} = \sigma^2 V \quad (3.15)$$

Donde: σ^2 Es un escalar.

V Matriz de covariancia de los errores de medición.

El valor de σ^2 puede ser estimado de la siguiente forma:¹⁵

$$\sigma^2 = \frac{\hat{J}}{N_{fr}} \quad (3.16)$$

Donde: \hat{J} = Valor del índice de funcionamiento.

N_{fr} = Número de grados de libertad.

La matriz de covariancia de los parámetros pueden ser corregida con el factor anterior.

$$\text{Cov}(\hat{x}) = \sigma^2 (J^t W J)^{-1} \quad (3.17)$$

La desviación estándar para las mediciones de potencia y reactiva se calculan de la siguiente manera.

$$\text{d.e.}_m = \frac{0.02(\text{FS})}{3} \quad (3.18)$$

Donde: FS = Valor de escala completa considerado para la medición en p.u.

En (3.18) el cálculo se efectúa para un error máximo del 2%. En algunos casos se utiliza como factor de escala la misma medición, de esta forma se

podrá tener una mejor evaluación del error. Para las magnitudes de voltaje la desviación estándar se representa de la siguiente manera.

$$d.e._v = \frac{0.0089(V)_m}{3} \quad (3.19)$$

Esta desviación estándar corresponde un valor máximo del error de 0.89% del valor de la medición de voltaje en p.u.

Sustituyendo la ecuación (3.12) en (3.13) se tendrá lo siguiente:

$$J = (\Delta f - J\Delta x)^t W (\Delta f - J\Delta x) \quad (3.20)$$

$$J = \Delta f^t W \Delta f - \Delta x^t J^t W \Delta f - \Delta x^t J^t W \Delta f + \Delta x^t J^t W J \Delta x \quad (3.21)$$

Si se deriva parcialmente la ecuación (3.21) con respecto a Δx y se iguala a cero se encuentra el mínimo de la función error.

$$\frac{\partial J}{\partial x} = 0 = -J^t W \Delta f - J^t W \Delta f + 2J^t W J \Delta x \quad (3.22)$$

Acomodando los términos de la ecuación (3.22) se obtiene el vector de incrementos de las variables de estado.

$$\Delta x = (J^t W J)^{-1} J^t W \Delta f \quad (3.23)$$

La manera en que se resuelve (3.23) es similar a la del método de Newton. Se inicia con una estimación de los parámetros, magnitudes de voltajes y diferencias angulares, después se realiza un proceso iterativo hasta llegar a una tolerancia establecida, donde el valor de el vector Δx sea mínimo y no presente variación alguna. La ecuación para encontrar los nuevos parámetros, dado un vector Δx es:

$$X^{\text{nuevo}} = X^{\text{ant.}} + \Delta x \quad (3.24)$$

Una vez que se obtienen los parámetros de la línea y voltajes complejos se realiza una prueba para la detección e identificación de errores en las mediciones.

3.3 DETECCION E IDENTIFICACION DE ERRORES.

En los procesos donde intervienen mediciones siempre existe algún tipo de error, aunque sea de valor pequeño. Las ponderaciones se ajustan para poder trabajar con ellos. Sin embargo el método de estimación debe de ser capaz de detectar e identificar errores anormales en la medición. Estos errores pueden propagarse a otras mediciones correctas en el momento de aplicar el algoritmo. Un procedimiento para encontrar estos errores es mediante el cálculo de residuales normalizados.

$$t = \frac{|F^m - F^e|}{s\sqrt{\Pi_{ii}}} \quad (3.25)$$

Donde: F^m = Cantidad medida.

F^e = Cantidad calculada con los valores estimados.

$$s = \sqrt{\hat{J}/N_{fr}}$$

\hat{J} = Valor óptimo del índice de funcionamiento (obtenido de la minimización de J).

N_{fr} = Número de grados de libertad.

Π_{ii} = Elemento diagonal de la matriz de covariancia.

$$\Pi = W^{-1} - J(J^t W J)^{-1} J^t$$

La detección se realiza con la prueba de hipótesis sobre el índice J , que tiene una distribución probabilística *Xi-Cuadrada*, si no pasa la prueba indica que existe alguna medición anormal. Posteriormente se pasa a la identificación del error, para lo cual se efectua una prueba de hipótesis ahora sobre el índice t (que tiene una distribución probabilística *t-student*), el residual normalizado de mayor valor será el que tiene mayor probabilidad de tener error.

3.4 APLICACIONES DEL METODO

3.4.1 Línea de transmisión de 230 KV.

Se estudió la línea de transmisión de 230 KV bajo cuatro diferentes condiciones de operación. Para ello se realizaron varias corridas de flujo en una computadora digital. Los parámetros de la línea son los siguientes:

Admitancia serie (Y_{km}):

$$\text{Parte real (g}_{km}) = 1.5212 \quad \text{p. u.}$$

$$\text{Parte imaginaria (b}_{km}) = -j9.6314 \quad \text{p. u.}$$

Admitancia paralelo:

$$b_s = 0.09259 \quad \text{p. u.}$$

Los resultados de las corridas de flujo se muestran en la Tabla 3.1

Tabla 3.1 Flujos de Potencia y Magnitudes de Voltaje en la Línea de 230 KV.

Flujos de Potencia MW y MVAR				
Condiciones de Operación				
	1	2	3	4
P _{km}	257.75	188.87	165.37	117.70
Q _{km}	-35.20	-24.34	-21.09	-15.12
P _{mk}	-250.69	-188.88	-160.87	-115.48
Q _{mk}	89.62	44.38	31.51	10.66
Magnitudes de Voltaje KV				
V _k	228.46	225.03	227.31	230.40
V _m	227.26	226.50	227.43	229.10

3.4.1.1 Estimación sin error en la medición

En este caso se toman como mediciones de voltaje y potencia los resultados de corridas de flujo; no existe error en la medición. Se utilizan cuatro condiciones de operación para obtener el ajuste. Los resultados se muestran en la Tabla 3.2

Tabla 3.2 Caso sin error en la medición. Parámetros Estimados, número de iteraciones y diferencias en porcentaje.

F S		Parámetros estimados				% de Error		
P	Q	g _{km}	b _{km}	b _s	iter	%g _{km}	%b _{km}	%b _s
2	0.5	1.5215	-9.3618	0.0924	3	0.0212	0.0040	0.0087
3	1	1.5214	-9.6318	0.0926	3	0.0156	0.0038	0.0078
4	1	1.5214	-9.6318	0.0924	3	0.0127	0.0041	0.0081

Los resultados muestran que utilizando las mediciones exactas de flujos de potencia y magnitudes de voltaje se obtienen parámetros muy cercanos al valor real. En el proceso de estimación es conveniente dar como condiciones iniciales un punto cercano a la solución. Los factores de escala se seleccionan de tal manera que coincidan en valores en por unidad de las mediciones.

3.4.1.2 Estimación con error en la medición

Para este caso se simulan los errores que pueden existir tanto en las mediciones de voltaje como en mediciones de flujo de potencia. Para simular este error se utiliza una variable aleatoria con distribución uniforme, valor esperado de cero y variancia unitaria, la variable se multiplica por el valor máximo de error esperado y se agrega a la medición. Se utilizan cuatro condiciones de operación con un valor máximo del error del 1%. Los resultados se muestran en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3 Caso con error en la medición. Parámetros Estimados, número de iteraciones y diferencias en por ciento.

F S		Parámetros estimados				% de Error		
P	Q	g _{km}	b _{km}	b _s	iter	%g _{km}	%b _{km}	%b _s
2	0.5	1.4605	-9.6762	0.0942	3	5.2294	0.4656	1.1768
3	1	1.6128	-9.6722	0.0909	3	6.0328	0.4236	1.9097
4*	1*	1.5024	-9.4514	0.0927	3	1.1025	1.8629	0.1382
2	2	1.5517	-9.2997	0.0973	3	2.0036	3.4437	5.0763
3	4	1.5642	-9.6795	0.0934	3	2.8281	0.4991	0.9229

* Valores de F S adecuados

De los resultados anteriores se puede notar que dando un factor de escala mayor a la medición de potencia activa que a la de potencia reactiva se obtiene una mejor estimación de el parámetro g_{km} , esto se debe a que tanto el flujo de potencia activa como las pérdidas de la línea influyen directamente en la estimación de éste parámetro. Si se da un F S mayor al de la medición se presentan problemas en la estimación ya que se abre el intervalo donde se puede encontrar el parámetro. Los resultados encontrados con los F S de 4 y 1 para P y Q respectivamente son aceptables.

Como se mencionó anteriormente las condiciones iniciales son importantes para el proceso de solución, para las magnitudes de voltaje se puede iniciar con un valor unitario, para las diferencias angulares por conocimiento a priori del comportamiento de la línea se pueden dar valores angulares aproximados. Se debe notar que no se puede iniciar con un perfil plano como en estudios de flujos ya algunas columnas del Jacobiano tienden a cero y producen singularidades en la matriz. En los parámetros se puede iniciar, de preferencia, con valores conocidos o aproximados. Esto ayuda no solo a que el proceso de convergencia sea más rápido sino también a que los parámetros, magnitudes de voltaje y diferencias angulares, se acerquen más al valor verdadero.

El método no solo es capaz de minimizar errores sino también de identificar mediciones anormales y ajustar los valores estimados de tal manera que los resultados entregados sean satisfactorios. Aún con errores grandes en algunas mediciones los flujos de potencia calculados no varían mucho respecto al valor verdadero, como se puede observar en la Tabla 3.4. Los resultados corresponden al caso donde se tiene como F S 4 y 1 de la Tabla 3.3.

Tabla 3.4 Flujos de Potencia y Residuales

		Potencia Estimada	Potencia Real	Potencia Medida	Residual Normalizado
Potencia Activa $k \rightarrow m$	1	257.83	257.75	258.28	1.7417
	2	189.41	188.87	191.17	6.9089
	3	165.33	165.37	163.29	8.0205
	4	117.62	117.70	118.02	1.5692
Potencia Reactiva $k \rightarrow m$	1	-33.26	-33.20	-33.31	0.1869
	2	-24.29	-24.34	-24.18	0.4401
	3	-21.23	-21.09	-21.23	0.0098
	4	-15.08	-15.12	-15.14	0.2162
Potencia Activa $k \leftarrow m$	1	-245.21	-245.69	-245.18	0.1159
	2	-183.20	-182.88	-180.64	10.0230
	3	-160.69	-160.87	-162.88	8.6102
	4	-115.34	-115.48	-115.15	0.7390
Potencia Reactiva $k \leftarrow m$	1	93.88	92.62	93.84	0.1708
	2	44.53	44.38	44.62	0.3805
	3	31.59	31.51	31.59	0.0203
	4	10.61	10.66	10.55	0.2104

En la Tabla 3.5 se muestran los voltajes y sus residuales.

Tabla 3.5 Magnitudes de Voltaje y Residuales

		Voltaje Estimado	Voltaje Real	Voltaje Medido	Residual Normalizado
Magnitud de Voltaje Nodo k	1	216.49	216.96	218.36	0.8291
	2	226.38	225.30	228.41	0.6510
	3	228.47	227.31	230.36	0.9808
	4	230.52	230.40	233.40	0.8021
Magnitud de Voltaje Nodo m	1	223.14	222.66	224.09	0.7816
	2	227.35	226.50	229.63	0.8685
	3	229.42	227.43	230.49	0.1193
	4	231.05	229.10	232.09	0.2617

De la Tabla 3.4 se observa que algunas mediciones tienen residuales normalizados altos, indicando que pueden interpretarse como anormales. Sin embargo el índice de funcionamiento J es pequeño lo cual indica que no existen errores fuera de lo normal y el proceso de estimación puede considerarse como aceptable.

El índice J es el primer indicativo de confiabilidad del proceso de estimación, si no pasa las pruebas estadísticas señala la existencia de errores grandes. En seguida se procede a la evaluación del índice t . Como se mencionó anteriormente siempre existirán errores inherentes en el proceso de medición.

A continuación se presenta un caso donde se perturban algunas mediciones con errores grandes para observar el proceso de identificación de errores.

3.4.1.3 Identificación de Errores.

En este caso se altera la medición de potencia activa de la segunda condición operación de la Tabla 3.1. Las otras mediciones solo continen un error del 0.4 %. Se efectua la simulación manteniendo los factores de escala de 4 y 1 para P y Q respectivamente. El valor de la medición afectada se muestra en la Tabla 3.6. Los resultados obtenidos de la estimación se presentan en la Tabla 3.7.

Tabla 3.6 Flujo de potencia activa segunda condición de operación.

	Valor Real	Valor Anormal
P _{km}	188.87	175.49

Tabla 3.7 Parámetros estimados, número de iteraciones e índice de minimización.

F S		Parámetros estimados				
P	Q	g _{km}	b _{km}	b _s	iter.	Ind. J
4	1	1.1011	-9.5118	0.0933	4	72.4045

Los parámetros estimados muestran que solo existe problema en el valor de g_{km} donde se observa un gran error. Esto se debe a la alteración en la potencia activa afecta directamente las pérdidas, para al condición de operación con error existe una pérdida negativa lo cual afecta sensiblemente la estimación de g_{km}.

Al efectuar una prueba estadística sobre el índice de minimización, resulta un valor fuera del intervalo de confianza del 99% establecido para la variable aleatoria con distribución Xi-cuadrada y nueve grados de

libertad¹¹. Se concluye que el proceso de estimación no es aceptable y además la existencia de mediciones anormales. Los flujos de potencia y sus residuales normalizados se muestran en la Tabla 3.8a.

Tabla 3.8a Flujos de Potencia y Residuales

		Potencia Estimada	Potencia Real	Potencia Medida	Residual Normalizado
Potencia Activa $k \rightarrow m$	1	255.15	257.75	258.39	2.3319
	2	182.51	188.87	175.49	5.0541
	3	164.62	165.37	165.57	0.6838
	4	117.23	117.70	117.35	0.0878
Potencia Reactiva $k \rightarrow m$	1	-33.08	-33.20	-33.15	0.0497
	2	-24.41	-24.34	-24.28	0.0898
	3	-21.01	-21.09	-21.03	0.0129
	4	-15.10	-15.12	-15.12	0.0181
Potencia Activa $k \leftarrow m$	1	-246.24	-245.69	-245.07	0.8392
	2	-178.18	-182.88	-183.27	3.6604
	3	-161.27	-160.87	-160.67	0.4346
	4	-115.58	-115.48	-115.81	0.1642
Potencia Reactiva $k \leftarrow m$	1	92.88	92.62	92.47	0.2951
	2	44.10	44.38	44.49	0.2858
	3	31.56	31.51	31.52	0.0246
	4	10.68	10.66	10.67	0.0086

En la Tabla 3.8b se muestran los voltajes y sus residuales normalizados.

Tabla 3.8b Magnitudes de Voltaje y Residuales

		Voltaje Estimado	Voltaje Real	Voltaje Medido	Residual Normalizado
Magnitud de Voltaje Nodo k	1	216.43	216.96	216.68	0.0768
	2	222.06	225.30	225.54	1.0876
	3	227.35	227.31	227.80	0.1414
	4	230.21	230.40	229.97	0.0733
Magnitud de Voltaje Nodo m	1	224.96	222.66	222.37	0.8114
	2	225.38	226.50	226.74	0.4259
	3	229.15	227.43	227.93	0.3830
	4	230.07	229.10	228.68	0.4353

En la Tabla 3.8a el residual normalizado de la medición alterada es el de mayor valor, sin embargo, también son grandes los correspondientes a las mediciones de potencia activa de la primera condición de operación y potencia activa de la segunda condición de operación, esto como un reflejo de la perturbación. En forma general se puede decir que existe una contaminación de errores producida por la propagación del error de la medición alterada.

Es necesario realizar un análisis más profundo al respecto de la dirección en que se propagan los errores anormales, ya que se puede crear incertidumbre en mediciones que son correctas.

3.5 APLICACION EN LINEAS REALES.

A continuación se presentan simulaciones donde se toman como casos de estudio algunas líneas de transmisión del Area Noreste de CFE. Se analizan configuraciones típicas para diferentes niveles de voltaje. Se realizaron varias corridas de flujos utilizando las bases de datos y la red del sistema interconectado Norte-Noreste de CFE. Los niveles de voltaje estudiados son: 400, 230, 138 y 115 KV. Las configuraciones de los conductores de las líneas estudiadas se muestran en el apéndice B.

En todos estos casos, durante el proceso de solución se mantiene constante el Jacobiano durante las primeras tres iteraciones. Esto con la finalidad de evitar oscilaciones en los parámetros. Posteriormente se expondrán las causas de estas oscilaciones.

Las simulaciones se realizan considerando mediciones perfectas y casos con errores. En el análisis se detallan; los factores de escala, el número de grados de libertad, los parámetros obtenidos con el estimador y las diferencias en porciento que existen entre los parámetros estimados y reales. También se incluye el número de iteraciones del proceso de solución, el índice de funcionamiento J , las desviaciones estándar, el factor de corrección σ y las desviaciones estándar corregidas.

En algunos casos es necesario perturbar las mediciones con algún tipo de error y mostrar el comportamiento del estimador. Para efectuar la simulación de errores en la medición se utiliza una rutina que genera una variable aleatoria con distribución uniforme, la cual se centra para tener valor esperado de cero y variancia unitaria. Esta variable aleatoria se multiplica por el valor máximo de error esperado en la medición y se le suma a dicha medición.

3.5.1 Línea de Transmisión de 400 KV.3.5.1.1 Línea VDG-HUI 5 Condiciones de Operación.

Línea de transmisión VDG-HUI de 400 KV de CFE. Disposición horizontal de los conductores, longitud de la línea: 64 km. Se estudió la línea bajo cinco diferentes condiciones de operación.

Los parámetros de la línea son los siguientes:

Admitancia serie (Y_{km}):

Parte real (g_{km}) = 4.9650 p.u.

Parte imaginaria (b_{km}) = -j64.132 p.u.

Admitancia paralelo:

bs = 0.21307 p.u.

Los resultados de las corridas de flujo se muestran en la Tabla 3.9

Tabla 3.9 Flujos de Potencia y Magnitudes de Voltaje en la Línea de 400 KV VDG-HUI.

Flujos de Potencia MW y MVAR					
Condiciones de Operación					
	1	2	3	4	5
P _{km}	183.26	239.27	213.77	54.30	153.84
Q _{km}	-73.10	-144.98	-69.18	-79.38	-64.99
P _{mk}	-182.84	-238.32	-213.21	-54.23	-153.54
Q _{mk}	34.66	117.20	32.34	36.46	24.61
Magnitudes de Voltaje KV					
V _k	404.92	384.15	405.71	404.25	406.54
V _m	407.32	391.38	407.86	407.50	408.57

Caso i.- Caso sin error en las mediciones, cuatro condiciones de operación. Los resultados se muestran en las Tablas 3.10a y 3.10b.

Tabla 3.10a Parámetros Estimados

F S		Parámetros estimados					% de Error		
P	Q	Nfr	gkm	bkm	bs	it.	%gkm	%bkm	%bs
M	M	9	4.9896	-64.1783	0.2130	6	0.4948	0.0722	0.0223
2	1	9	4.9952	-64.2026	0.2130	7	0.6082	0.1101	0.0240
5	3	9	5.0136	-64.2099	0.2130	7	0.9781	0.1215	0.0261

M => Medición como factor de escala

Tabla 3.10b Desviaciones Estándar.

F S		D. E.					D. E. corregidas		
P	Q	gkm	bkm	bs	Indice J	σ	gkm	bkm	bs
M	M	6.124	7.2035	0.0030	0.00069	0.0076	0.0466	0.0548	0.0000
2	1	5.9454	7.5516	0.0040	0.00034	0.0054	0.0318	0.0404	0.0000
5	3	8.9762	19.2440	0.0140	0.00011	0.0030	0.0272	0.0583	0.0000

De los resultados presentados se puede concluir que cuando se tienen mediciones sin error se obtienen resultados exactos. Existe poca variación en la estimación de parámetros teniendo diferentes valores del factor de escala, solo varía la desviación estándar. Aun teniendo desviaciones estándar grandes con el factor de corrección σ estas pueden llegar a ser pequeñas como se puede notar en las últimas tres columnas de la Tabla 3.10b.

Caso ii.- Caso con error en la medición. Las mediciones de flujo de potencia y voltaje se perturban con un error de magnitud del 1%. Se tomaron en cuenta cinco condiciones de operación. Los resultados de la simulación se presentan en las Tablas 3.11a y 3.11b

Tabla 3.11a Parámetros Estimados

F S		N _{fr}	Parámetros estimados				% de Error		
P	Q		gkm	bkm	bs	it.	%gkm	%bkm	%bs
M	M	12	6.3195	-72.9023	0.2128	7	27.2807	13.6754	0.1207
3	1	12	7.2586	-56.4662	0.2152	7	46.1948	11.9532	1.0178
2.5	0.5	12	7.8148	-67.2859	0.2121	7	57.3978	4.3978	0.4424
4	1	12	4.6522	-74.9187	0.2109	7	6.3001	16.8195	1.0268
5	3	12	3.3162	-62.7639	0.2113	7	33.2092	2.1333	0.8264

Tabla 3.11b Desviaciones Estándar.

F S		D. E.					D. E. corregidas		
P	Q	gkm	bkm	bs	Índice J	σ	gkm	bkm	bs
M	M	7.8225	9.0657	0.0030	4.8922	0.6385	4.9943	5.7884	0.0019
3	1	5.6215	6.3838	0.0041	1.0405	0.2945	1.6523	1.8798	0.0012
2.5	0.5	7.3946	5.7856	0.0025	3.8686	0.5678	4.1985	3.2850	0.0014
4	1	11.1310	10.5301	0.0040	5.0685	0.6499	7.2348	6.6436	0.0026
5	3	9.0099	18.3077	0.0404	1.0842	0.2388	2.1514	4.3716	0.0025

Se observa que cuando existe error en las mediciones los resultados de las simulaciones no son muy aceptables. Se presentan errores apreciables en la estimación de parámetros y las desviaciones estándar son grandes, dando con ello intervalos de confianza muy amplios.

En seguida se presenta un caso donde se tiene la misma línea de transmisión pero se agregan más condiciones de operación, esto con el fin de poder encontrar mejores parámetros.

3.5.1.2 Línea VDG-HUI 9 Condiciones de Operación.

Los resultados de todas las corridas de flujo se muestran en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12 Flujos de Potencia y Magnitudes de Voltaje en la Línea de 400 KV VDG-HUI.

Flujos de Potencia MW y MVAR									
Condiciones de Operación									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Pkm	183.26	239.27	-213.21	54.30	153.84	134.98	200.42	109.63	-156.45
Qkm	-73.10	-144.98	32.34	-79.38	-64.99	-61.76	-79.52	-114.56	37.93
Pmk	-182.84	-238.32	213.77	-54.23	-153.54	-134.75	-199.91	-109.39	156.78
Qmk	34.66	117.20	-69.18	36.46	24.61	20.37	42.08	73.70	-77.14
Magnitudes de Voltaje KV									
Vk	404.9	384.1	407.8	404.2	406.5	407.1	405.1	403.8	405.2
Vm	407.3	391.3	405.7	407.5	408.5	409.0	407.9	409.1	402.4

Caso i.- Caso sin error en las mediciones, nueve condiciones de operación. Los resultados se muestran en las Tablas 3.13a y 3.13b.

Tabla 3.13a Parámetros Estimados

F S		Parámetros estimados					% de Error		
P	Q	Nfr	gkm	bkm	bs	it.	%gkm	%bkm	%bs
M	M	24	4.9651	-64.1329	0.2130	6	0.2261	0.0039	0.0006
5	3	24	4.9550	-64.1213	0.2131	6	0.1014	0.0166	0.0036
2.5	1	24	4.9565	-64.1567	0.2131	6	0.1724	0.0385	0.0028

Tabla 3.13b Desviaciones Estándar.

F S		D. E.					D. E. corregidas		
P	Q	gkm	bkm	bs	Indice J	σ	gkm	bkm	bs
M	M	4.8982	6.4528	0.0025	0.0022	0.0096	0.0472	0.0621	0.0000
5	3	7.4174	17.1300	0.0079	0.0005	0.0050	0.0376	0.0848	0.0000
2.5	1	5.6102	0.0031	0.0031	0.0012	0.0072	0.0404	0.0502	0.0000

En comparación con el caso 3.5.1.1, donde se tiene menor número de mediciones, se observa que el porcentaje de error entre estimados y reales es pequeño, las D.E. siguen siendo grandes pero al aplicar el factor de corrección éstas se reducen.

Caso *ii.*- Caso con error en la medición. Las mediciones de flujo de potencia y voltaje se perturban con un error máximo del 1%. Se tomaron en cuenta cinco condiciones de operación. Los resultados de las simulaciones efectuadas con el estimador se presentan en las Tablas 3.14a y 3.14b

Tabla 3.14a Parámetros Estimados

F S		Parámetros estimados					% de Error		
P	Q	Nfr	gkm	bkm	bs	it.	%gkm	%bkm	%bs
M	M	24	6.3267	-63.8061	0.2133	7	27.4209	0.5082	0.1800
3	2	24	5.3831	-59.8734	0.2165	7	8.4209	6.6404	1.6016
5	3	24	4.9144	-63.5215	0.2134	7	1.0181	0.9519	0.1495
10	10	24	4.7931	-63.8364	0.2119	7	3.4613	0.4610	0.5511
2	1	24	3.5003	-75.3494	0.2091	7	29.4997	17.4911	1.8586

Tabla 3.14b Desviaciones Estándar.

F S		D. E.					D. E. corregidas		
P	Q	g _{km}	b _{km}	b _s	Indice J	σ	g _{km}	b _{km}	b _s
M	M	4.8375	6.4534	0.0025	4.7093	0.4430	2.1429	2.8586	0.0011
3	2	5.2856	10.6722	0.0056	1.7450	0.2696	1.4253	2.8777	0.0015
5	3	7.2274	16.4446	0.0078	0.8764	0.1911	1.1381	3.1425	0.0015
10	10	10.4276	35.3934	0.0202	0.1361	0.0753	0.7853	2.6653	0.0015
2	1	6.9079	9.0719	0.0030	4.9787	0.4555	3.1463	4.1319	0.0014

Los resultados mejoran con respecto a los de la Tabla 3.11, pero existen errores que pueden ser apreciables dependiendo de la ponderación utilizada.

Cuando el F S es mayor a la medición en p.u., las D.E. aumentan de valor ampliando el intervalo de confianza, mientras que el valor de los parámetros es casi el valor verdadero. Esto es esperado ya que con una ponderación mayor el error se hace mas pequeño que el establecido, no dándole mucha importancia, además el resultado aún siendo casi exacto se encuentra en un campo más grande, lo más recomendable es usar la medición como F S, donde se tienen D.E. pequeñas.

Como se mencionó anteriormente, en el proceso de estimación del parámetro g_{km} influyen directamente las pérdidas de potencia activa en la línea de transmisión. En los dos casos anteriores aún cuando se tienen flujos de potencia altos, como por ejemplo 200 MW, este flujo presenta una pérdida de 0.5 MW, como se puede observar en la Tabla 3.12. Cuando existen pérdidas tan pequeñas estas pueden confundirse con el error aleatorio que perturba la medición. La variable aleatoria con la cual se alteran las mediciones modifica de manera independiente cualquier medición, resultando en algunos casos pérdidas negativas. En estos casos la estimación del parámetro g_{km} se hace difícil y como consecuencia no se obtienen resultados confiables. En las Tabla 3.15 se presentan pérdidas reales de la línea y las

que se tienen con el error de medición en cada condición de operación. Se presentan tanto pérdidas de potencia activa como de potencia reactiva.

Tabla 3.15 Pérdidas en línea de 400 KV VDG-HUI

Caso 3.5.1.1

Condiciones de Operación		Pérdidas Reales	Pérdidas de la Simulación
Pérdidas en Potencia Activa MW	1	0.4200	-1.9086
	2	0.9500	-0.8218
	3	0.5600	0.7665
	4	0.0700	-0.4453
	5	0.3000	0.9042
Pérdidas en Potencia Reactiva MVAR	1	-38.4400	-37.7902
	2	-27.7800	-27.7275
	3	-36.8400	-37.2055
	4	-42.9200	-42.7239
	5	-40.3800	-40.9638

Caso 3.5.1.2

Condiciones de Operación		Pérdidas Reales	Pérdidas de la Simulación
Pérdidas en Potencia Activa MW	1	0.4200	-1.0531
	2	0.9500	0.0244
	3	0.5600	1.0794
	4	0.0700	-0.6303
	5	0.3000	1.2837
	6	0.2300	0.4293
	7	0.5100	-1.5304
	8	0.2400	-0.1650
	9	0.3300	1.4363
Pérdidas en Potencia Reactiva MVAR	1	-38.4400	-38.9015
	2	-27.7800	-26.4530
	3	-36.8400	-36.2481
	4	-42.9200	-42.7408
	5	-40.3800	-39.8869
	6	-41.3900	-41.3036
	7	-37.4400	-36.5314
	8	-40.8600	-41.7918
	9	-39.2100	-39.4914

Las pérdidas en la potencia reactiva no se modifican sustancialmente y los parámetros que las representan (b_{km} y b_s) no se ven afectados.

A continuación se presenta la simulación de otra línea de transmisión de 400 KV donde los flujos de potencia son más altos.

3.5.1.3 Línea FRO-VDG 9 Condiciones de Operación.

Línea de transmisión FRO-VDG de 400 KV de CFE. Disposición horizontal de conductores, longitud de la línea: 190 km. Se estudió la línea bajo nueve diferentes condiciones de operación.

Los parámetros de la línea son los siguientes:

Admitancia serie (Y_{km}):

Parte real (g_{km}) = 1.7909 p. u.

Parte imaginaria (b_{km}) = -j23.052 p. u.

Admitancia paralelo:

bs = 0.5926 p. u.

Los resultados de las corridas de flujo se muestran en la Tabla 3.16

Tabla 3.16 Flujos de Potencia y Magnitudes de Voltaje en la Línea de 400 KV FRO-VDG.

Flujos de Potencia MW y MVAR									
Condiciones de Operación									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
P _{km}	176.73	317.60	299.61	240.34	260.27	185.39	279.65	376.81	-317.46
Q _{km}	-29.73	-34.65	-56.21	-49.69	-48.99	-39.08	-59.33	-45.27	-41.01
P _{mk}	-165.80	-314.36	-296.73	-238.48	-258.08	-184.27	-277.23	-372.16	321.14
Q _{mk}	-79.48	-46.15	-30.02	-48.88	-45.15	-68.01	-37.01	-15.62	-22.30
Magnitudes de Voltaje KV									
V _k	407.0	409.5	408.8	408.3	407.9	407.6	416.0	405.0	383.4
V _m	400.4	404.2	407.1	405.1	404.7	402.6	414.2	402.4	389.7

Caso i.- Caso sin error en las mediciones, nueve condiciones de operación. Los resultados se muestran en las Tablas 3.17a y 3.17b.

Tabla 3.17a Parámetros Estimados

F S		Nfr	Parámetros estimados				% de Error		
P	Q		gkm	bkm	bs	it.	%gkm	%bkm	%bs
M	M	24	1.7750	-22.9231	0.5938	5	0.8899	0.5592	0.1992
5	3	24	1.7800	-22.9395	0.5937	5	0.6083	0.4880	0.1797
2.5	1	24	1.7746	-22.9258	0.5938	5	0.9104	0.5473	0.1970

Tabla 3.17b Desviaciones Estándar.

F S		D. E.					D. E. corregidas		
P	Q	gkm	bkm	bs	Indice J	σ	gkm	bkm	bs
M	M	0.4335	0.7847	0.0057	0.0791	0.0574	0.0249	0.0451	0.0003
5	3	0.5601	1.5973	0.0123	0.0267	0.0171	0.0150	0.0426	0.0003
2.5	1	0.3987	0.8782	0.0065	0.0611	0.0504	0.0201	0.0443	0.0003

En la simulación anterior las D.E. no tienen valores altos y cuando se aplica el factor de corrección se reducen todavía más. Existe muy poca diferencia entre los parámetros estimados y los de la línea. Además se reduce el número de iteraciones para obtener convergencia.

Caso ii.- Caso con error en la medición. Las mediciones de flujo de potencia y voltaje se perturban con un error de máximo del 1%. Se tomaron en cuenta nueve condiciones de operación. Los resultados de la simulación se presentan en las Tablas 3.18a y 3.18b

Tabla 3.18a Parámetros Estimados

F S		Nfr	Parámetros estimados				% de Error		
P	Q		gkm	bkm	bs	it.	%gkm	%bkm	%bs
M	M	24	1.7228	-22.7000	0.5932	5	3.4745	1.5272	0.0941
3	2	24	1.7037	-22.7939	0.5948	5	4.8663	1.1198	0.3722
5	3	24	1.7084	-22.9635	0.5948	6	4.6052	0.3939	0.3643
10	10	24	1.7462	-22.7009	0.5975	6	2.4981	1.5213	0.8222
2	1	24	1.5668	-23.1993	0.5930	6	12.5105	0.6388	0.0595

Tabla 3.18b Desviaciones Estándar.

F S		D. E.					D. E. corregidas		
P	Q	gkm	bkm	bs	Indice J	σ	gkm	bkm	bs
M	M	0.4258	0.7761	0.0052	3.8714	0.4016	0.1710	0.3117	0.0023
3	2	0.4469	1.1925	0.0092	1.5508	0.2542	0.1136	0.3031	0.0033
5	3	0.5569	1.6035	0.0123	2.1517	0.2994	0.1667	0.4801	0.0037
10	10	0.8801	4.3731	0.0355	0.2235	0.0965	0.0849	0.4220	0.0034
2	1	0.3546	0.8902	0.0065	5.4043	0.4745	0.1682	0.4224	0.0031

Se observa una reducción del error en por ciento en los parámetros estimados así como también en las D.E., con respecto a los casos 3.5.1.1 y 3.5.1.2. Todo lo anterior como consecuencia de tener flujos de potencia más grandes. Esto permite que los errores que se simulan en las mediciones no alteren substancialmente las pérdidas de transmisión, favoreciendo la estimación de gkm. Como factor de escala se escoge la misma medición. La variación de los factores de escala es con la finalidad de observar el comportamiento del proceso de estimación. Sin embargo, aunque los flujos son altos no alcanzan el valor de carga natural de la línea (SIL), que para líneas de 400 KV es de alrededor de 540 MW. En seguida se analizará un caso donde se tengan flujos de esa magnitud.

3.5.1.4 Línea REC-FRO. 8 Condiciones de Operación.

Línea de transmisión REC-FRO de 400 KV de CFE. Disposición horizontal de los conductores, longitud de la línea: 195 km. Se estudió la línea bajo ocho diferentes condiciones de operación.

Los parámetros de la línea son los siguientes:

Admitancia serie (Y_{km}):

Parte real (g_{km}) = 1.6443 p.u.

Parte imaginaria (b_{km}) = $-j20.764$ p.u.

Admitancia paralelo:

b_s = 0.65786 p.u.

Los resultados de las corridas de flujo se muestran en la Tabla 3.19

Tabla 3.19 Flujos de Potencia y Magnitudes de Voltaje en la Línea de 400 KV REC-FRO.

Flujos de Potencia MW y MVAR								
Condiciones de Operación								
	1	2	3	4	5	6	7	8
P _{km}	644.08	537.48	587.49	608.82	630.05	657.58	724.22	-614.32
Q _{km}	9.86	-40.77	-19.49	-9.25	1.84	16.90	56.44	59.82
P _{mk}	-628.14	-526.66	-574.43	-594.72	-614.86	-640.89	-703.33	629.48
Q _{mk}	61.61	43.97	52.40	56.01	59.49	64.46	81.53	1.01
Magnitudes de Voltaje KV								
V _k	399.9	402.8	401.6	401.0	400.4	399.5	395.6	396.5
V _m	395.0	402.9	399.6	398.1	396.3	394.0	386.7	400.4

Caso i.- Caso sin error en las mediciones, ocho condiciones de operación. Los resultados se muestran en las Tablas 3.20a y 3.20b.

Tabla 3.20a Parámetros Estimados

F S		Nfr	Parametros estimados				% de Error		
P	Q		g _{km}	b _{km}	b _s	it.	%g _{km}	%b _{km}	%b _s
M	M	21	1.6428	-20.7583	0.6581	5	0.0921	0.0272	0.0375
6	1	21	1.6428	-20.7582	0.6581	5	0.0911	0.0277	0.0383
10	2	21	1.6425	-20.7581	0.6581	5	0.1094	0.0285	0.0397

Tabla 3.20b Desviaciones Estándar.

F S		D. E.					D. E. corregidas		
P	Q	g _{km}	b _{km}	b _s	Indice J	σ	g _{km}	b _{km}	b _s
M	M	0.1802	0.6657	0.0319	0.0014	0.0081	0.0015	0.0054	0.0003
6	1	0.1773	0.6723	0.0326	0.0014	0.0081	0.0014	0.0054	0.0003
10	2	0.2149	0.8504	0.0413	0.0012	0.0074	0.0016	0.0063	0.0003

Se tienen D.E. pequeñas y también errores en la estimación bajos. El índice de minimización también resulta ser muy bajo dando D.E. corregidas muy pequeñas. Esto es natural ya que si el parámetro resulta ser exacto su D.E. debe ser muy pequeña. En la operación normal de éstas líneas no es muy común tener flujos de potencia altos.

Caso ii.- Caso con error en la medición. Las mediciones de flujo de potencia y voltaje se perturban con un error aleatorio máximo del 1%. Se tomaron en cuenta ocho condiciones de operación. Los resultados de la simulación se presentan en las Tablas 3.21a y 3.21b

Tabla 3.21a Parámetros Estimados

F S		Nfr	Parámetros estimados				% de Error		
P	Q		gkm	bkm	bs	it.	%gkm	%bkm	%bs
M	M	21	1.6390	-20.2971	0.6788	5	0.3197	2.2487	3.1859
6	1	21	1.6589	-21.0326	0.6378	5	0.8764	1.2938	3.0469
10	2	21	1.6266	-20.6778	0.6605	5	1.0754	0.4153	0.4060
4	1	21	1.5268	-20.4846	0.6767	5	7.1439	1.3457	2.4358
6	6	21	1.6412	-20.8128	0.6603	5	0.1900	0.2349	0.3686

Tabla 3.21b Desviaciones Estándar.

F S		D. E.					D. E. corregidas		
P	Q	gkm	bkm	bs	Indice J	σ	gkm	bkm	bs
M	M	0.1756	0.6671	0.0335	4.2916	0.4521	0.0794	0.3016	0.0152
6	1	0.1809	0.6705	0.0313	3.4080	0.4028	0.0729	0.2701	0.0126
10	2	0.2135	0.8532	0.0417	2.7656	0.3629	0.0775	0.3096	0.0151
4	1	0.1418	0.6125	0.0306	9.2936	0.6652	0.0943	0.4074	0.0204
6	6	0.2240	1.1757	0.0507	3.4810	0.4071	0.0912	0.4787	0.0239

En los resultados anteriores se observan errores pequeños en la estimación de parámetros, así como D.E. pequeñas, dando intervalos de confianza reducidos para los parámetros. Esto último es una característica importante del estimador ya que permite asegurar que el parámetro estimado es muy cercano al real. Con flujos de potencia altos no se corre el peligro de que las pérdidas se confundan con los errores simulados, por lo tanto para tener una buena estimación es necesario que los flujos de potencia sean de mayor valor o cuando menos iguales a la carga natural de la línea. Es necesario notar que también se reduce el número de iteraciones en el proceso de convergencia.

3.5.2 Línea de Transmisión de 230 KV.

3.5.2.1 Línea ESC-MON 5 Condiciones de Operación.

Línea de transmisión ESC-MON de 230 KV de CFE. Disposición triangular de los conductores, longitud de la línea: 164 km. Se estudió la línea bajo cinco diferentes condiciones de operación.

Los parámetros de la línea son los siguientes:

Admitancia serie (Y_{km}):

$$\text{Parte real (gkm)} = 1.0114 \quad \text{p. u.}$$

$$\text{Parte imaginaria (bkm)} = -j6.3676 \quad \text{p. u.}$$

Admitancia paralelo:

$$b_s = 0.13771 \quad \text{p. u.}$$

Los resultados de las corridas de flujo se muestran en la Tabla 3.22

Tabla 3.22 Flujos de Potencia y Magnitudes de Voltaje en la Línea de 230 KV ESC-MON.

Flujos de Potencia MW y MVAR					
Condiciones de Operación					
	1	2	3	4	5
Pkm	72.97	-109.48	108.39	-97.69	121.64
Qkm	-20.73	17.03	-18.39	7.05	-24.37
Pmk	-71.70	112.82	105.56	100.09	-118.04
Qmk	0.25	-21.77	8.89	-19.88	19.13
Magnitudes de Voltaje KV					
Vk	233.9	222.8	231.4	231.3	230.9
Vm	233.5	222.2	230.2	232.1	231.9

Caso i.- Caso sin error en las mediciones, cinco condiciones de operación. Los resultados se muestran en las Tablas 3.23a y 3.23b.

Tabla 3.23a Parámetros Estimados

F S		Nfr	Parámetros estimados				% de Error		
P	Q		gkm	bkm	bs	it.	%gkm	%bkm	%bs
M	M	12	1.0040	-6.3323	0.1377	6	0.7353	0.5538	0.0289
1.5	0.5	12	1.0076	-6.3444	0.1376	6	0.3737	0.3649	0.0810
4	2	12	1.0105	-6.3529	0.1375	6	0.0913	0.2308	0.1693

Tabla 3.23b Desviaciones Estándar.

F S		D. E.					D. E. corregidas		
P	Q	gkm	bkm	bs	Indice J	σ	gkm	bkm	bs
M	M	0.1206	0.2148	0.0028	0.5975	0.2231	0.0269	0.0479	0.0006
1.5	0.5	0.1431	0.3149	0.0043	0.3068	0.1599	0.0229	0.0503	0.0007
4	2	0.2253	0.9600	0.0135	0.0354	0.0543	0.0122	0.0522	0.0007

Al igual que en los casos reportados anteriormente, no teniendo errores en la medición se pueden obtener parámetros, voltajes y diferencias angulares muy confiables. En seguida se estudiará el caso donde se modifican las mediciones.

Caso ii.- Caso con error en la medición. Las mediciones de flujo de potencia y de voltaje se perturban con un error máximo del 1%. Se tomaron en cuenta cinco condiciones de operación. Los resultados de la simulación se presentan en las Tablas 3.23c y 3.23d

Tabla 3.23c Parámetros Estimados

F S		Parámetros estimados					% de Error		
P	Q	Nrr	gkm	bkm	bs	it.	%gkm	%bkm	%bs
M	M	12	1.0927	-6.5723	0.1362	6	8.7284	3.2147	1.0723
1.5	0.5	12	0.9718	-6.3180	0.1363	6	3.9158	0.7784	1.0146
2	1	12	1.0784	-6.5772	0.1363	6	6.7198	3.2917	1.0136
3	3	12	1.0084	-6.4105	0.1350	6	0.2989	0.6735	1.9851
4	2	12	1.0064	-6.2974	0.1368	6	0.5510	0.9732	0.5961

Tabla 3.23d Desviaciones Estándar.

F S		D. E.					D. E. corregidas		
P	Q	gkm	bkm	bs	Indice J	σ	gkm	bkm	bs
M	M	0.1298	0.2234	0.0028	3.1637	0.5135	0.0667	0.1147	0.0014
1.5	0.5	0.1414	0.3145	0.0043	1.7486	0.3817	0.0540	0.1201	0.0017
2	1	0.1838	0.5329	0.0071	0.7076	0.2428	0.0446	0.1294	0.0017
3	3	0.2801	1.3142	0.0183	0.2168	0.1344	0.0376	0.1766	0.0025
4	2	0.2224	0.9448	0.0136	0.2371	0.1406	0.0313	0.1328	0.0019

Cuando se toma como F S la medición existe mayor error que cuando se toman factores de escala más grandes. Esto se debe a que si se tienen F S grandes para el algoritmo significa que está dispuesto a tolerar errores más grandes, pero como el error es más pequeño que ese valor entonces puede filtrarse mejor.

Las D.E. en estos casos son pequeñas siendo esto conveniente por razones anteriormente mencionadas. Los flujos aunque no alcanzan su valor de carga natural (135 MW) el error de simulación no alcanza a confundirse con las pérdidas de transmisión. Es recomendable para lograr una mejor estimación tener flujos de potencia más altos. Con la estimación de voltajes no se presentaron problemas.

63079

3.5.3 Línea de Transmisión de 138 KV.3.5.3.1 Línea PNE-AUA 5 Condiciones de Operación.

Línea de transmisión PNE-AUA de 138 KV de CFE. Disposición triangular de los conductores, longitud de la línea: 80 km. Se estudió la línea bajo cinco diferentes condiciones de operación.

Los parámetros de la línea son los siguientes:

Admitancia serie (Y_{km}):

Parte real (g_{km}) = 1.2833 p. u.

Parte imaginaria (b_{km}) = $-j4.5950$ p. u.

Admitancia paralelo:

b_s = 0.2590 p. u.

Los resultados de las corridas de flujo se muestran en la Tabla 3.24

Tabla 3.24 Flujos de Potencia y Magnitudes de Voltaje en la Línea de 138 KV PNE-AUA.

Flujos de Potencia MW y MVAR					
Condiciones de Operación					
	1	2	3	4	5
P _{km}	-51.42	-44.82	14.11	-26.13	52.73
Q _{km}	15.35	9.36	-0.69	7.86	-16.28
P _{mk}	53.05	46.05	-14.00	26.53	-51.10
Q _{mk}	-14.81	-10.13	-4.12	-12.08	16.77
Magnitudes de Voltaje KV					
V _k	139.7	137.2	139.3	144.9	139.9
V _m	139.6	138.1	137.7	144.2	140.4

Caso i.- Caso sin error en las mediciones, se tomaron en cuenta cinco condiciones de operación, ajuste del estimador mediante diferentes factores de escala. Los resultados de las simulaciones se muestran en las Tablas 3.25a y 3.25b.

Tabla 3.25a Parámetros Estimados

F S		Parámetros estimados					% de Error		
P	Q	Nfr	gkm	bkm	bs	it.	%gkm	%bkm	%bs
M	M	12	1.2912	-4.5954	0.0259	5	0.6125	0.0092	0.1053
0.5	0.5	12	1.2928	-4.5961	0.0259	5	0.7383	0.0247	0.1423
2	1	12	1.2966	-4.5856	0.0259	5	1.0340	0.2050	0.0416

Tabla 3.25b Desviaciones Estándar.

F S		D. E.					D. E. corregidas		
P	Q	gkm	bkm	bs	Indice J	σ	gkm	bkm	bs
M	M	0.1442	0.1299	0.0003	0.0130	0.0329	0.0047	0.0043	0.0000
0.5	0.5	0.2146	0.3785	0.0018	0.0046	0.0197	0.0042	0.0074	0.0000
2	1	0.3094	0.7943	0.0036	0.0016	0.0117	0.0036	0.0093	0.0000

Como en casos anteriores donde no se presenta errores en la medición los parámetros, magnitudes de voltaje y diferencias angulares resultan ser confiables.

Caso ii.- Caso con error en la medición. Las mediciones de flujo de potencia y voltaje se perturban con un error aleatorio máximo del 1%. Se tomaron en cuenta cinco condiciones de operación. Los resultados de la simulación se presentan en las Tablas 3.26a y 3.26b.

Tabla 3.26a Parámetros Estimados

F S		Nfr	Parámetros estimados				% de Error		
P	Q		gkm	bkm	bs	it.	%gkm	%bkm	%bs
M	M	12	1.2351	-4.5964	0.0262	5	2.0924	0.0298	1.0841
0.5	0.5	12	1.2623	-4.7683	0.0253	5	1.6354	3.7713	2.1629
1	0.4	12	1.2588	-4.7145	0.0255	5	1.9064	2.6012	1.3941
2	1	12	1.2966	-4.6004	0.0261	5	1.0353	0.1171	0.6092
3	3	12	1.2833	-4.5307	0.0260	5	0.2100	1.3986	0.3176

Tabla 3.26b Desviaciones estándar.

F S		D. E.					D. E. corregidas		
P	Q	gkm	bkm	bs	Indice J	σ	gkm	bkm	bs
M	M	0.1443	0.1267	0.0003	5.9886	0.7064	0.1019	0.0895	0.0002
0.5	0.5	0.2200	0.4025	0.0018	1.7371	0.3805	0.0830	0.1531	0.0007
1	0.4	0.2184	0.3597	0.0015	0.6827	0.2385	0.0521	0.0858	0.0004
2	1	0.3099	0.7978	0.0036	0.0532	0.0666	0.0206	0.0531	0.0002
3	3	0.5609	1.7579	0.0092	0.0315	0.0513	0.0288	0.0901	0.0005

Para esta línea los resultados son buenos, los parámetros estimados están muy cerca de los verdaderos, los voltajes complejos tienen un comportamiento similar. Para F S grandes se tiene que los parámetros se ajustan un poco mejor. Para esta línea se observa que su flujos de potencia son casi del valor de su carga natural (35 MW). Las D.E. son de valores bajos, por lo tanto el valor real está en un intervalo de confianza reducido.

3.5.4 Línea de Transmisión de 115 KV.

3.5.4.1 Línea ALT-ANP 5 Condiciones de Operación.

Línea de transmisión ALT-ANP de 115 KV de CFE. Disposición triangular de los conductores, longitud de la línea: 116 km. Se estudió la línea bajo cinco diferentes condiciones de operación.

Admitancia serie (Y_{km}):

$$\text{Parte real (gkm)} = 0.6378 \quad \text{p.u.}$$

$$\text{Parte imaginaria (bkm)} = -j2.2896 \quad \text{p.u.}$$

Admitancia paralelo:

$$b_s = 0.02525 \quad \text{p.u.}$$

Los resultados de las corridas de flujo se muestran en la Tabla 3.27

Tabla 3.27 Flujos de Potencia y Magnitudes de Voltaje en la Línea de 115 KV ALT-ANP.

Flujos de Potencia MW y MVAR					
Condiciones de Operación					
	1	2	3	4	5
P _{km}	31.12	37.08	28.39	32.01	5.75
Q _{km}	5.58	11.64	5.34	7.46	7.28
P _{mk}	-29.95	-35.35	-27.49	-30.82	-5.61
Q _{mk}	-9.31	-10.20	-7.34	-8.25	-11.76
Magnitudes de Voltaje KV					
V _k	117.9	116.7	120.2	118.9	117.0
V _m	109.6	106.5	113.7	111.1	111.7

Caso i.- Caso sin error en las mediciones, cinco condiciones de operación. Los resultados se muestran en las Tablas 3.28a y 3.28b.

Tabla 3.28a Parámetros Estimados

F S		Parámetros estimados					% de Error		
P	Q	Nfr	gkm	bkm	bs	it.	%gkm	%bkm	%bs
M	M	12	0.6389	-2.2935	0.02524	6	0.0967	0.1710	0.0214
0.5	0.5	12	0.6362	-2.2901	0.02527	6	0.2473	0.0208	0.1019
1	0.5	12	0.6356	-2.2898	0.02531	6	0.3396	0.0092	0.1174

Tabla 3.28b Desviaciones Estándar.

F S		D. E.					D. E. corregidas		
P	Q	gkm	bkm	bs	Indice J	σ	gkm	bkm	bs
M	M	0.0613	0.0590	0.0005	0.0091	0.0276	0.0016	0.0016	0.0000
0.5	0.5	0.1559	0.1642	0.0020	0.0033	0.0167	0.0026	0.0027	0.0000
1	0.5	0.1815	0.1709	0.0021	0.0032	0.0162	0.0029	0.0028	0.0000

Al no presentarse errores se tienen estimaciones muy precisas, se toman como F S la misma medición. Las magnitudes de voltaje y diferencias angulares resultan ser buenas.

Caso ii.- Caso con error en la medición. Las mediciones de flujo de potencia y voltaje se perturban con un error aleatorio máximo del 1%. Se tomaron en cuenta cinco condiciones de operación. Los resultados de la simulación se presentan en las Tablas 3.29a y 3.29b

Tabla 3.29a Parámetros Estimados

F S		Nfr	Parámetros estimados				% de Error		
P	Q		gkm	bkm	bs	it.	%gkm	%bkm	%bs
M	M	12	0.6078	-2.2668	0.0257	6	4.7101	0.9937	1.8493
0.5	0.5	12	0.6300	-2.2392	0.0259	6	1.2279	2.2019	2.5198
1	0.5	12	0.6872	-2.3049	0.0247	6	7.7402	0.6691	2.3683
1.5	0.5	12	0.6427	-2.3017	0.0251	6	0.7624	0.5279	0.4672
2	0.6	12	0.6291	-2.2811	0.0254	6	1.3563	0.3719	0.6206

Tabla 3.29b Desviaciones Estándar.

F S		D. E.					D. E. corregidas		
P	Q	gkm	bkm	bs	Indice J	σ	gkm	bkm	bs
M	M	0.0598	0.0583	0.0005	1.4038	0.3420	0.0204	0.0199	0.0002
0.5	0.5	0.0592	0.0572	0.0006	4.2143	0.5926	0.0351	0.0339	0.0003
1.0	0.5	0.1934	0.1709	0.0021	0.8436	0.2651	0.0512	0.0453	0.0006
1.5	0.5	0.1929	0.1766	0.0022	0.4635	0.1965	0.0379	0.0347	0.0004
2	0.6	0.2186	0.2023	0.0026	0.1346	0.1059	0.0232	0.0214	0.0004

Los resultados en general resultan ser aceptables con errores en por ciento pequeños y desviaciones estándar también pequeñas. Los flujos de potencia son casi del valor de su carga natural por lo tanto existe un pequeño error en la estimación de gkm. Si se incrementan el número de condiciones de operación se puede observar la variación de las desviaciones estándar al existir mayor redundancia para obtener la solución.

3.5.4.2 Línea ALT-ANP 8 Condiciones de Operación.

Los resultados de todas las corridas de flujo se muestran en la Tabla 3.30.

Tabla 3.30 Flujos de Potencia y Magnitudes de Voltaje en la Línea de 115 KV ALT-ANP.

Flujos de Potencia MW y MVAR								
Condiciones de Operación								
	1	2	3	4	5	6	7	8
Pkm	-29.95	37.08	28.39	32.01	5.75	-1.04	-25.15	-32.84
Qkm	-9.31	11.64	5.34	7.46	7.28	-12.59	-9.92	-9.39
Pmk	31.12	-35.35	-27.49	-30.82	-5.61	1.16	26.07	34.32
Qmk	8.58	-10.20	-7.34	-8.25	-11.76	8.03	8.58	9.95
Magnitudes de Voltaje KV								
Vk	109.6	116.7	120.2	118.9	117.0	112.0	106.1	106.8
Vm	117.9	106.5	113.7	111.1	111.7	117.0	114.2	116.1

Caso i.- Caso sin error en las mediciones, ocho condiciones de operación. Los resultados se muestran en las Tablas 3.31a y 3.31b.

Tabla 3.31a Parámetros Estimados

F S		Nfr	Parámetros estimados				% de Error		
P	Q		gkm	bkm	bs	it	%gkm	%bkm	%bs
M	M	21	0.6294	-2.2962	0.0253	6	1.3174	0.2877	0.0128
0.5	0.5	21	0.6378	-2.2886	0.0253	6	0.0036	0.0435	0.0778
1	0.5	21	0.6385	-2.2889	0.0253	6	0.1104	0.0325	0.0587

Tabla 3.31b Desviaciones Estándar.

F S		D. E.					D. E. corregidas		
P	Q	gkm	bkm	bs	Indice J	σ	gkm	bkm	bs
M	M	0.0416	0.0440	0.0004	0.1558	0.0861	0.0036	0.0038	0.0000
0.5	0.5	0.1192	0.1223	0.0015	0.0086	0.0203	0.0024	0.0025	0.0000
1	0.5	0.1379	0.1261	0.0016	0.0082	0.0198	0.0027	0.0025	0.0000

Igual que en casos anteriores donde no existe error en la medición los resultados son exactos. Las D.E. de la Tabla 3.31b resultan ser mas pequeñas en comparación con las D.E. de la Tabla 3.27b, esto debido al efecto de tener más mediciones. Sin embargo las D.E. corregidas de la Tabla 3.27b son muy pequeñas, lo anterior se debe a que el índice J del caso 3.5.4.1 es de menor valor que el del caso 3.5.4.2.

Caso ii.- Caso con error en la medición. Las mediciones de flujo de potencia y voltaje se perturban con un error aleatorio máximo del 1%. Se tomaron en cuenta cinco condiciones de operación. Los resultados de la simulación se presentan en las Tablas 3.32a y 3.32b

Tabla 3.32a Parámetros Estimados

F S		Parámetros estimados					% de Error		
P	Q	Nfr	gkm	bkm	bs	it.	%gkm	%bkm	%bs
M	M	21	0.6129	-2.2846	0.0251	6	3.9020	0.2194	0.6854
0.5	0.5	21	0.6124	-2.2480	0.0257	6	3.9873	1.8158	1.7235
1	0.5	21	0.6452	-2.2822	0.0251	6	1.1532	0.3246	0.3996
1.5	0.5	21	0.6295	-2.2856	0.0253	6	1.3067	0.1757	0.3531
2	0.6	21	0.6190	-2.2707	0.0256	6	2.9491	0.8269	1.4650

Tabla 3.32b Desviaciones Estándar.

F S		D. E.					D. E. corregidas		
P	Q	gkm	bkm	bs	Indice J	σ	gkm	bkm	bs
M	M	0.0408	0.0436	0.0004	8.8878	0.6506	0.0265	0.0284	0.0003
0.5	0.5	0.0696	0.0653	0.0007	2.2207	0.3252	0.0226	0.0212	0.0003
1	0.5	0.1385	0.1254	0.0016	0.3628	0.1314	0.0182	0.0165	0.0002
1.5	0.5	0.1433	0.1294	0.0016	0.4873	0.1523	0.0218	0.0197	0.0002
2	0.6	0.1614	0.1471	0.0019	0.3285	0.1251	0.0202	0.0184	0.0002

Los resultados de las Tablas 3.32a y 3.32b muestran que aún con errores en las mediciones se pueden obtener parámetros acertados con intervalos de confianza reducidos, lo cual indica que el valor estimado tiende al valor verdadero cuando existe mayor redundancia. Aunque las condiciones de operación 5 y 6 de la Tabla 3.30 sean de flujo bajo se logró tener una buena solución.

3.5.5 Comentarios

Después de haber observado el comportamiento del estimador de parámetros en los casos anteriormente presentados; con y sin error en la medición, diferente nivel de redundancia, con variación en el nivel de flujo potencia, se pueden dar algunas recomendaciones del estudio.

Para lograr que el proceso de solución sea rápido y eficiente, las condiciones iniciales juegan un papel muy importante. Se deben dar las condiciones mas cercanas posibles a la solución final.

Se recomienda que el nivel de flujo de potencia en la línea sea superior a la carga natural de la línea. Lo anterior ayuda a reducir el efecto adverso de las pérdidas de transmisión para la obtención del parámetro g_{km} .

La medición es otro aspecto fundamental, recomendando que tanto para flujos de potencia como para magnitudes de voltaje sea lo más exacta posible.

Considerando que los parámetros reales se desconocen y además que los que se determinen serán los que se utilicen para simular el comportamiento del circuito de transmisión en el sistema de potencia. Es importante que se obtengan valores estimados dentro de un intervalo de confianza reducido, dando de esta forma certeza que los parámetros encontrados sean cercanos a los reales.

En el aspecto de redundancia se demostró que mientras sea mayor el número de condiciones de operación diferentes los resultados serán mejores. Se logra filtrar errores de medición y se reducen las desviaciones estándar de los parámetros.

La identificación de errores y mediciones anormales mediante pruebas estadísticas es satisfactoria. El índice de minimización J es un buen indicador de la confiabilidad del proceso de estimación, permite además, mediante la evaluación de índice t , indagar cuales mediciones ocasionan el problema.

La formulación no solo es capaz de estimar los parámetros de la línea, sino también sus voltajes complejos y flujos de potencia. Esto se realiza de forma eficiente y da una visión parcial del estado del sistema de potencia.

3.6 ANALISIS PARAMETRICO.

3.6.1 Antecedentes.

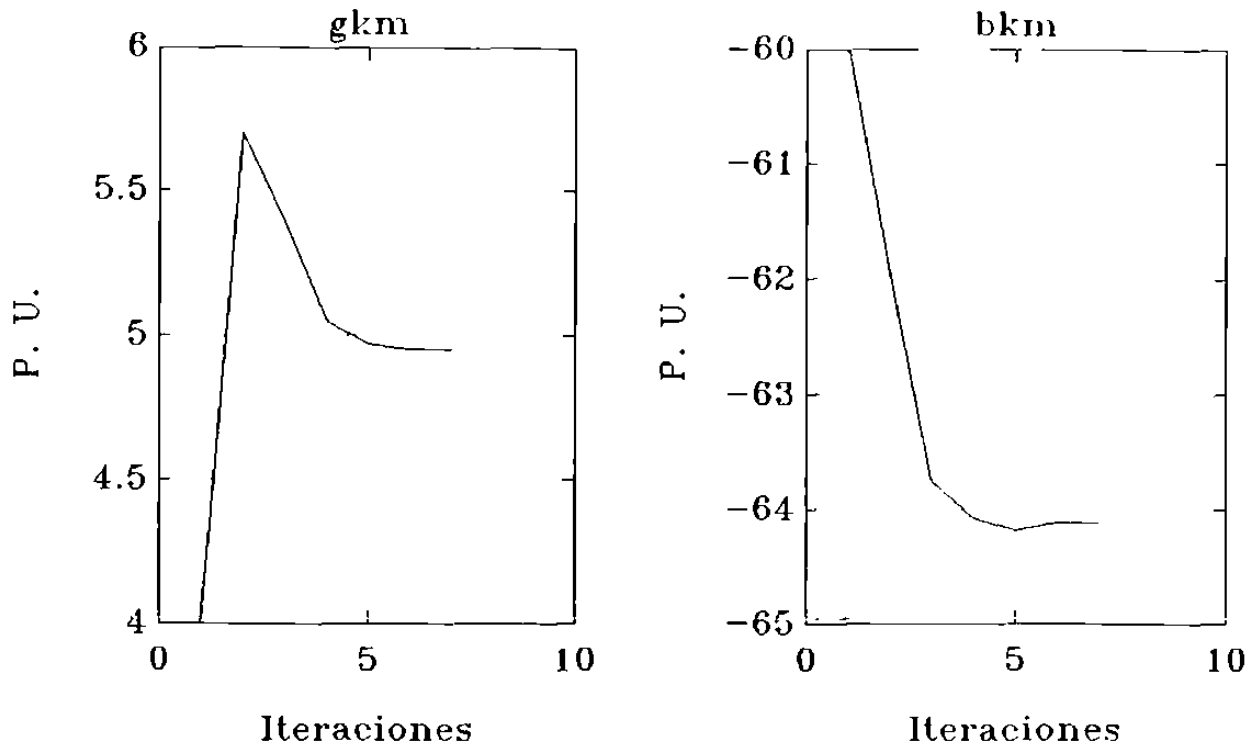
En los procesos donde se resuelven problemas no-lineales las variables en su convergencia no siguen patrones determinados, en algunos casos se agregan factores de aceleración que ayudan a hacer más rápido el proceso iterativo, pero en otras situaciones estos factores hacen que la solución no sea la deseada o se obtenga de una manera lenta.

Gran parte de los estudios sobre sistemas no-lineales analizan el efecto de factores de ponderación para acelerar la convergencia. El algoritmo de estimación para la búsqueda de parámetros de una línea de transmisión no es la excepción.

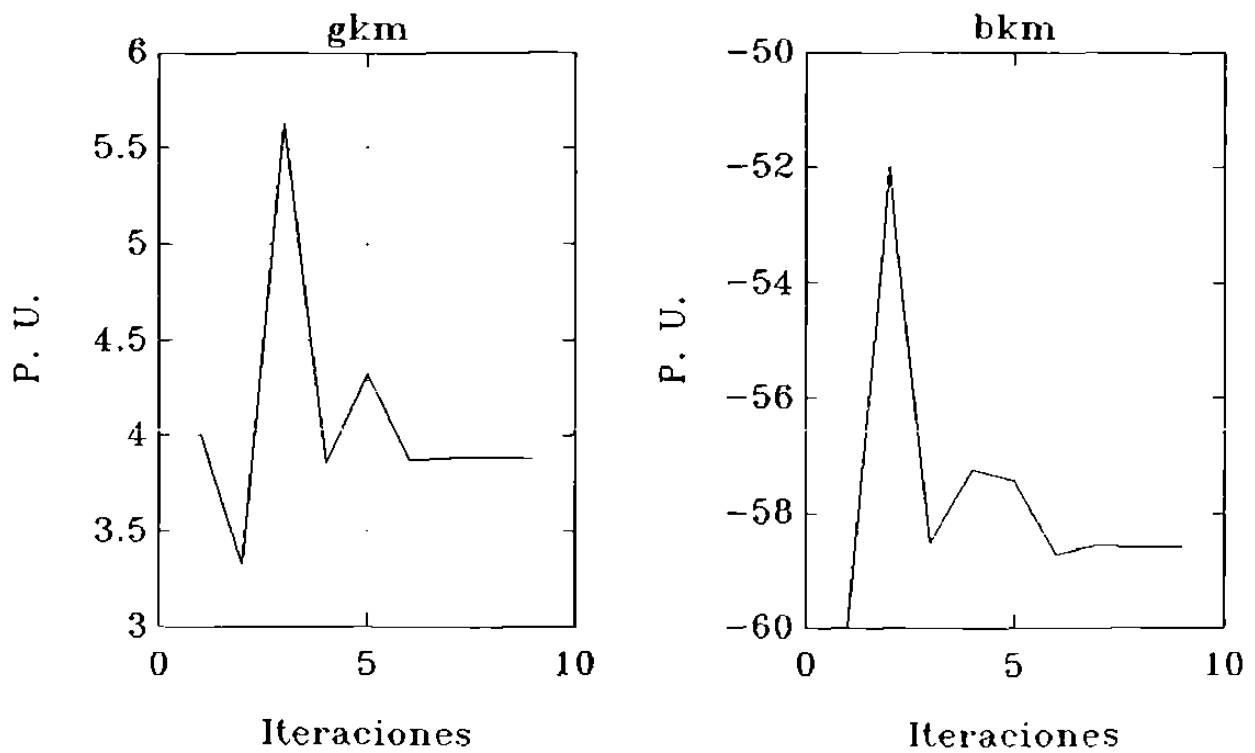
En algunas simulaciones, se observó que los resultados del estimador distaban de la solución aceptable (caso de la línea de 400 KV VDG-HUI). En este punto se analizan algunos casos en que se presentaron oscilaciones de los parámetros alrededor del punto de solución, así como algunas alternativas que se probaron e implantaron en el algoritmo.

3.6.2 Análisis del Comportamiento de los Parámetros.

En los casos donde no se obtenían buenos resultados se graficó el comportamiento de los parámetros g_{km} y b_{km} durante el proceso de solución. Estos problemas se presentaron en la estimación de parámetros de las líneas VDG-HUI de 400 KV (Fig. 3.3) 1 y ESC-MON de 230 KV (Fig. 3.4). Para otras líneas se encontró que no existían diferencias apreciables en los resultados

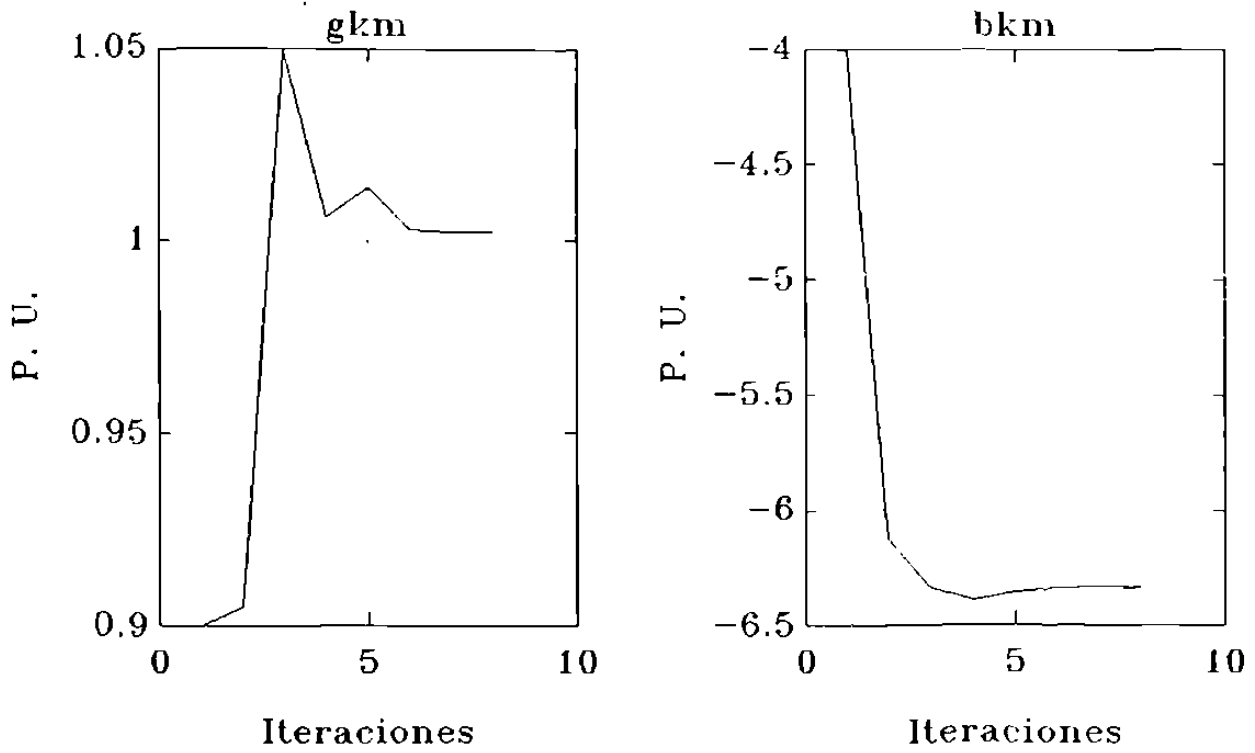


a) sin error de medición

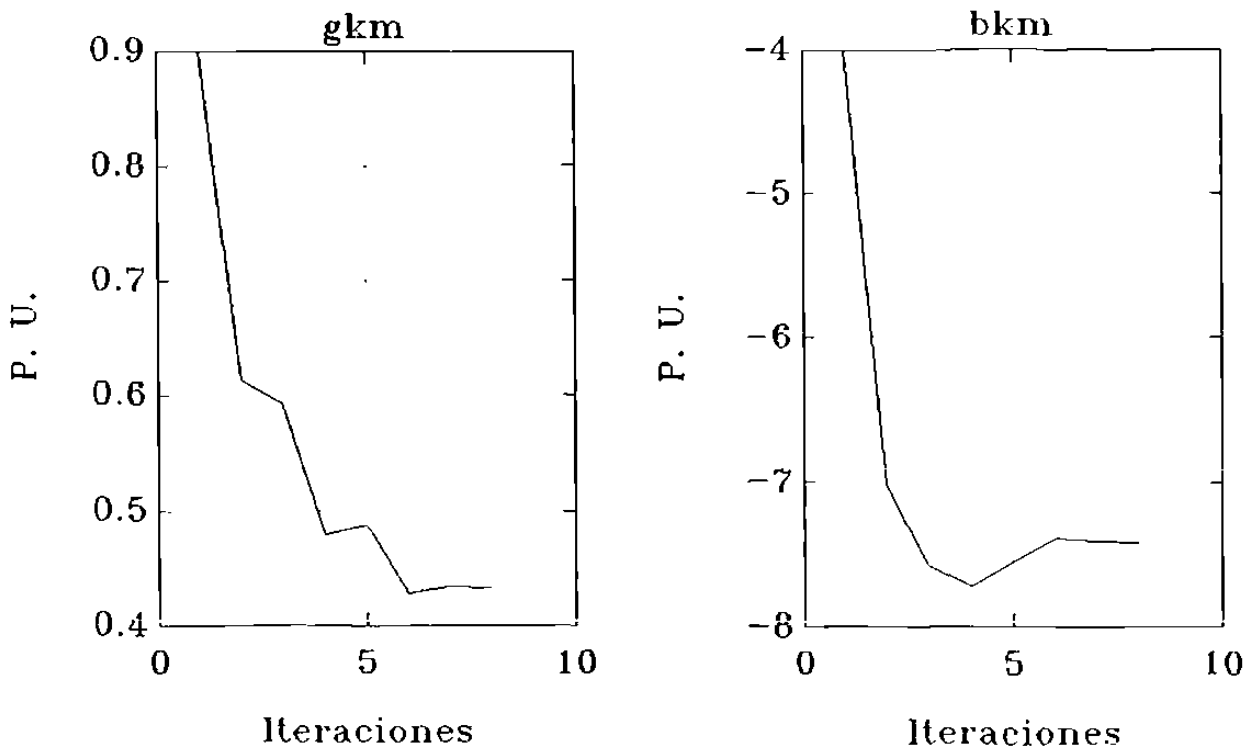


b) con error en la medición

Fig. 3.3 Parámetros de línea VDG-HUI 400 KV con y sin error en medición



a) sin error de medición



b) con error de medición

Fig. 3.4 Parámetros de línea ESC-MON 230 KV con y sin error en medición

Para la línea de transmisión VDG-HUI 400 KV, con cinco condiciones de operación, como factor de escala se utiliza a la misma medición y el Jacobiano se recalcula en cada iteración.

En las Figs. 3.3 y 3.4 se observa que sin error en la medición los parámetros aunque presentan ciertas variaciones convergen al valor esperado. Pero cuando existen errores no se puede predecir el comportamiento de los parámetros en el proceso de convergencia. Se presentan cambios mayores durante las primeras iteraciones y después disminuyen a medida que avanzan en el proceso iterativo. Como se tuvieron grandes saltos durante las primeras iteraciones al llegar al punto final este no logra un valor cercano a una solución aceptable.

En las líneas de 138 y 115 KV no se presentó este tipo de fenómeno, donde, aún existiendo errores en las mediciones, los parámetros llegaban a un valor muy cercano al real.

El primer paso para explicar este comportamiento de las variables fue investigar el porqué se presentaban grandes saltos durante las primeras iteraciones. Se observó que los primeros dos elementos del vector Δx tienen valores más grandes en comparación con los demás elementos del vector. Estos dos elementos son los que incrementan a las variables g_{km} y b_{km} respectivamente. Como estas variables intervienen en la formación del Jacobiano de la siguiente iteración, van agregando errores en cascada y hacen difícil el proceso de convergencia. Se plantea el sistema de ecuaciones para ver que produce que solo estos dos valores sean más grandes que los demás.

La ecuación que muestra como se obtiene el vector Δx en el proceso de solución es la (3.23) dada como:

$$\Delta x = (J^t W J)^{-1} J^t W \Delta f$$

Mediante el uso del álgebra matricial se puede demostrar que las dos primeras columnas del Jacobiano y los primeros elementos diagonales de la

matriz W , influyen directamente en los valores de Δg_{km} y Δb_{km} . Los valores de la diagonal de W se dan en función del inverso de los valores de desviación estándar de cada medición. Las primeras dos columnas del Jacobiano están formadas por las derivadas parciales de los flujos de potencia con respecto a los parámetros g_{km} y b_{km} .

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial Z} & \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial Z} & \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \\ \frac{\partial V}{\partial Z} & \frac{\partial V}{\partial \theta} & \frac{\partial V}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Z \\ \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}$$

Donde: ΔZ Es el vector de incógnitas de los parámetros (g_{km}, b_{km}, θ).

Si las primeras dos columnas del Jacobiano, derivadas de P y Q con respecto a g_{km} y b_{km} , tienen valores pequeños, como realmente sucedió en el caso de 400 KV y valores un poco mayores en el de 230 KV. En el momento de resolver el sistema de ecuaciones (3.23), los valores de Δg_{km} y Δb_{km} , resultan muy grandes en comparación con los demás valores del vector Δx . En el caso de la línea de 400 KV los primeros dos valores son 2.4 y 3.5 y los demás valores no son mayores de 0.02.

Las derivadas parciales involucradas se pueden ver en el apéndice A. Estas derivadas incluyen funciones trigonométricas (senos y cosenos) de las diferencias angulares en la línea. Cuando hay flujos de potencia bajos las diferencias angulares son pequeñas, haciendo que las derivadas sean todavía más pequeñas. Esta es la razón que se produzcan grandes valores en las primeras dos posiciones del vector Δx .

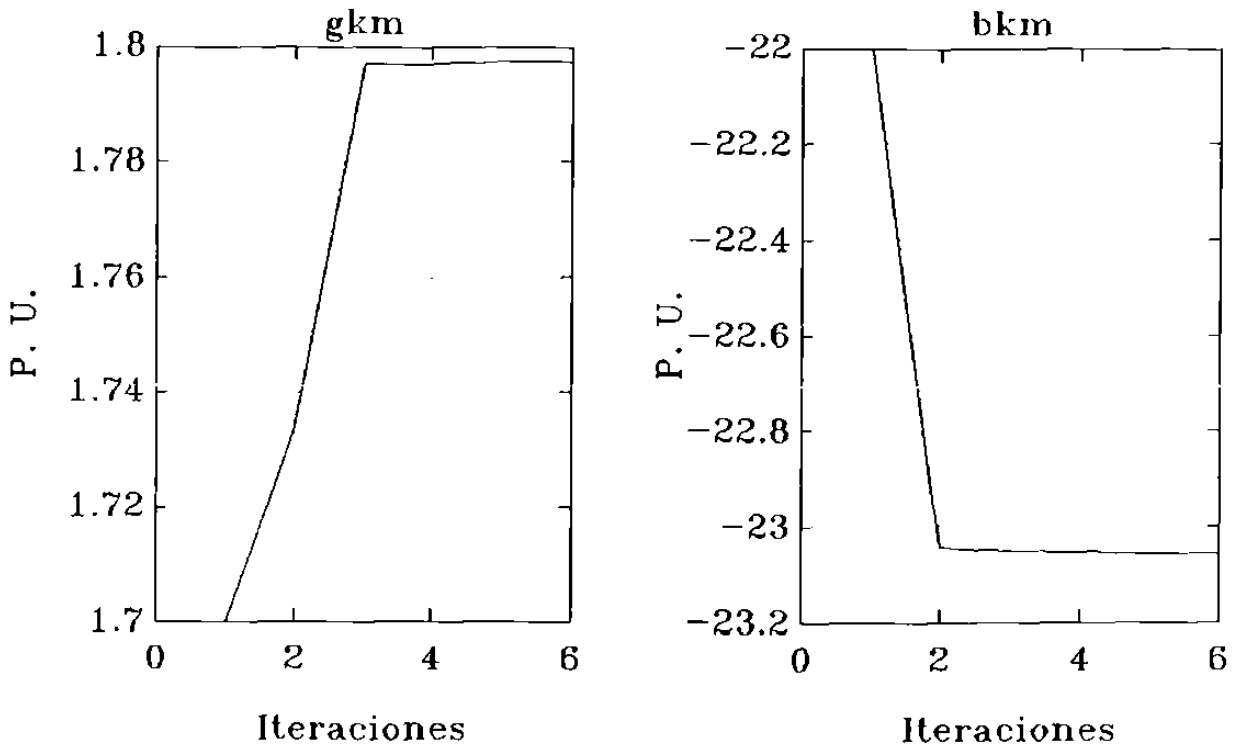
En los casos de las líneas de 138 y 115 KV los flujos son mayores para estos niveles de voltaje y sus diferencias angulares son más grandes, por lo tanto no presentan este tipo de problemas en los parámetros.

Una alternativa para la solución a este problema es que se utilicen como mediciones flujos de potencia altos, con ello se tendrán diferencias angulares mayores. El tener flujos altos beneficia también la consideración de pérdidas de transmisión ya mencionada. Otra alternativa propuesta es la de mantener el Jacobiano constante durante las primeras iteraciones.

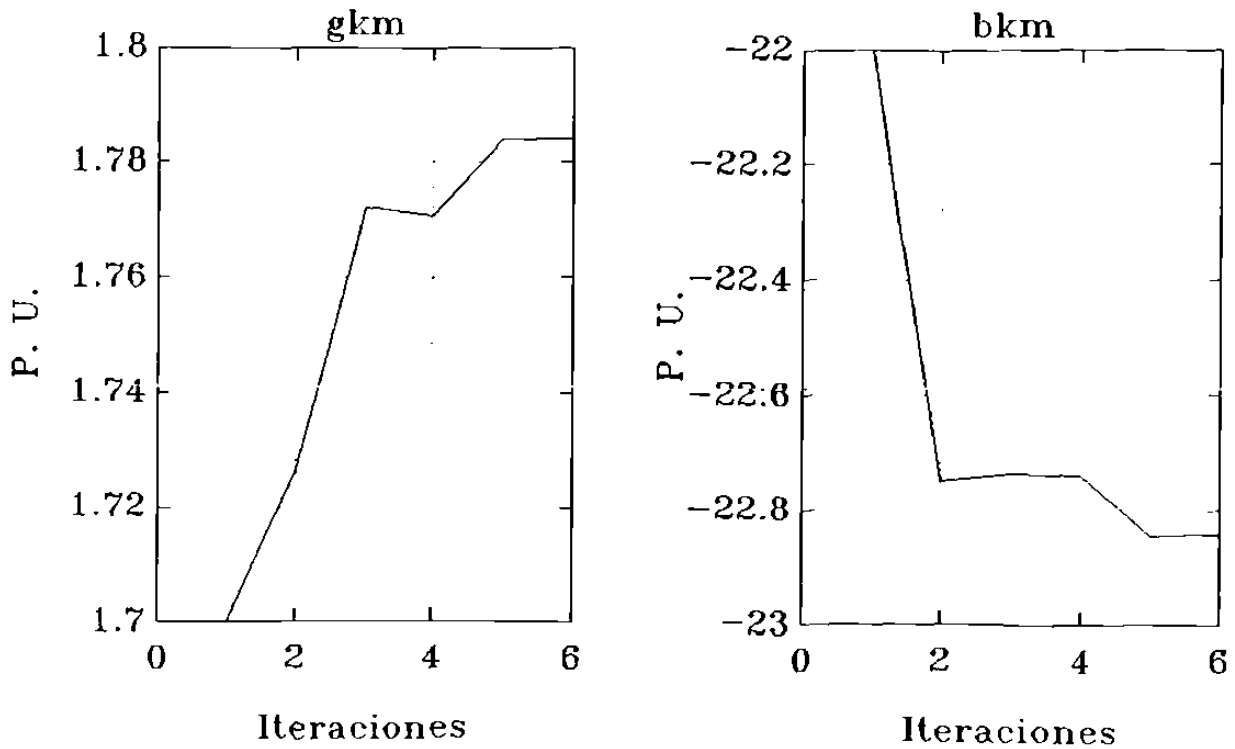
Se implementó en el procedimiento de solución, para todos los casos, mantener la matriz Jacobiana durante las primeras tres iteraciones. Así los nuevos parámetros incrementados durante esas iteraciones no generan nuevos errores en el cálculo de las derivadas, tratando de esta forma de mantener estable el proceso de convergencia.

El problema de oscilaciones en los parámetros no se elimina del todo con la medida anterior presentándose en los casos donde no hay error en la medición. Pero siempre es conveniente tener alguna herramienta que resulte eficaz en el control de estas oscilaciones y evitar que las variables divergan del punto de solución.

El comportamiento de los parámetros de las líneas de 400, 230, 138 y 115 KV, tomando en cuenta la medida anterior se muestra en las Figs. 3.5, 3.6, 3.7, y 3.8. Como se puede observar, aún existiendo oscilaciones los parámetros convergen a un mejor punto de solución.

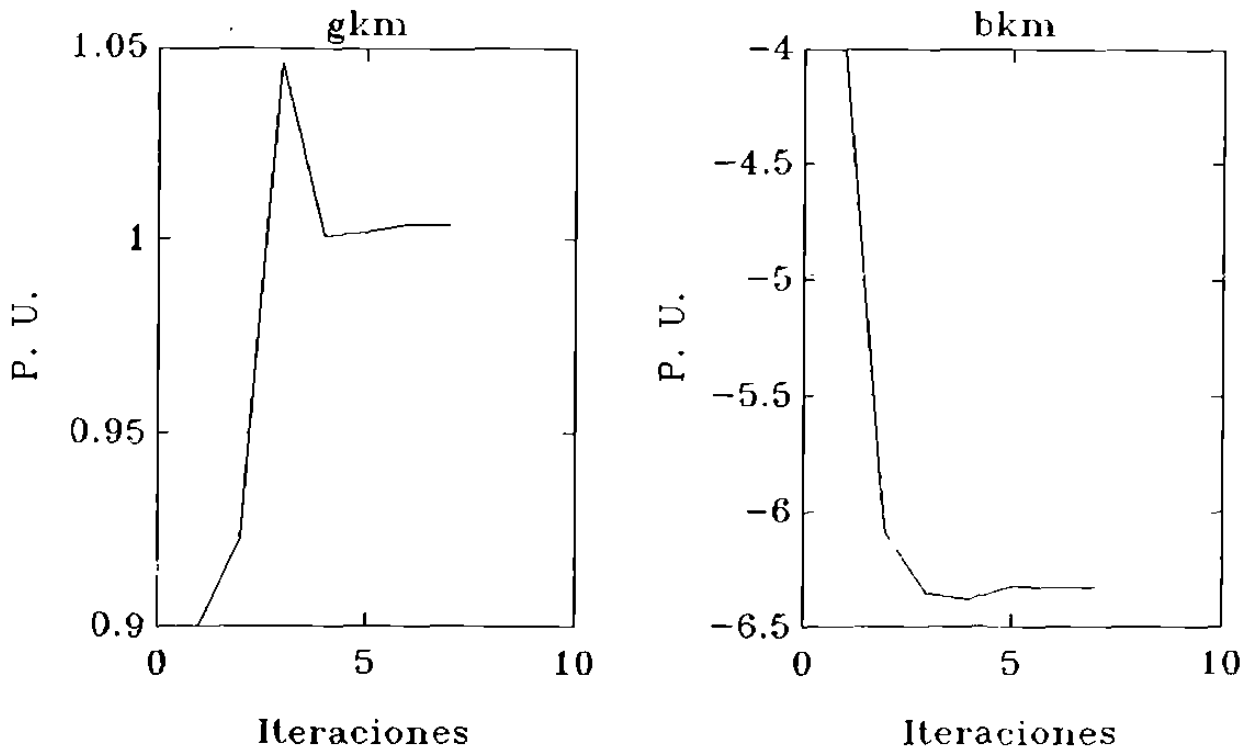


a) con error de medición

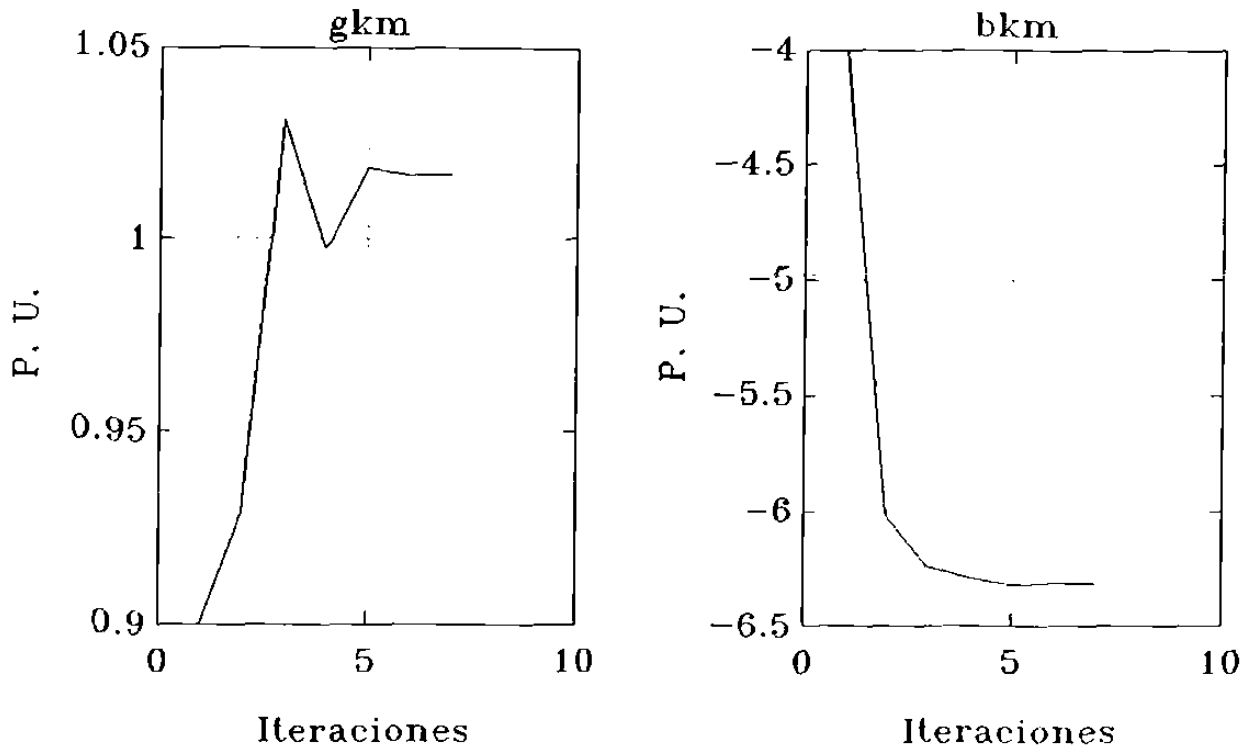


b) con error de medición

Fig. 3.5 Parámetros de línea FRO-VDG 400 KV con y sin error en medición

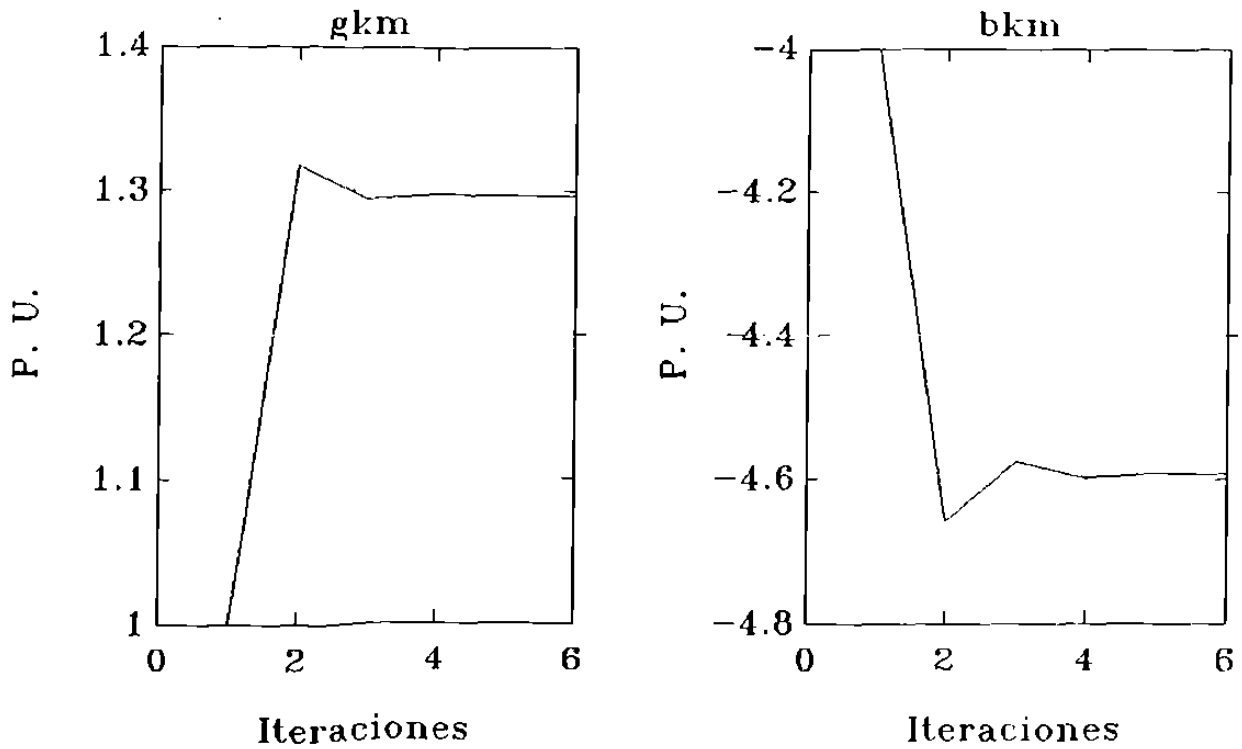


a) sin error de medición

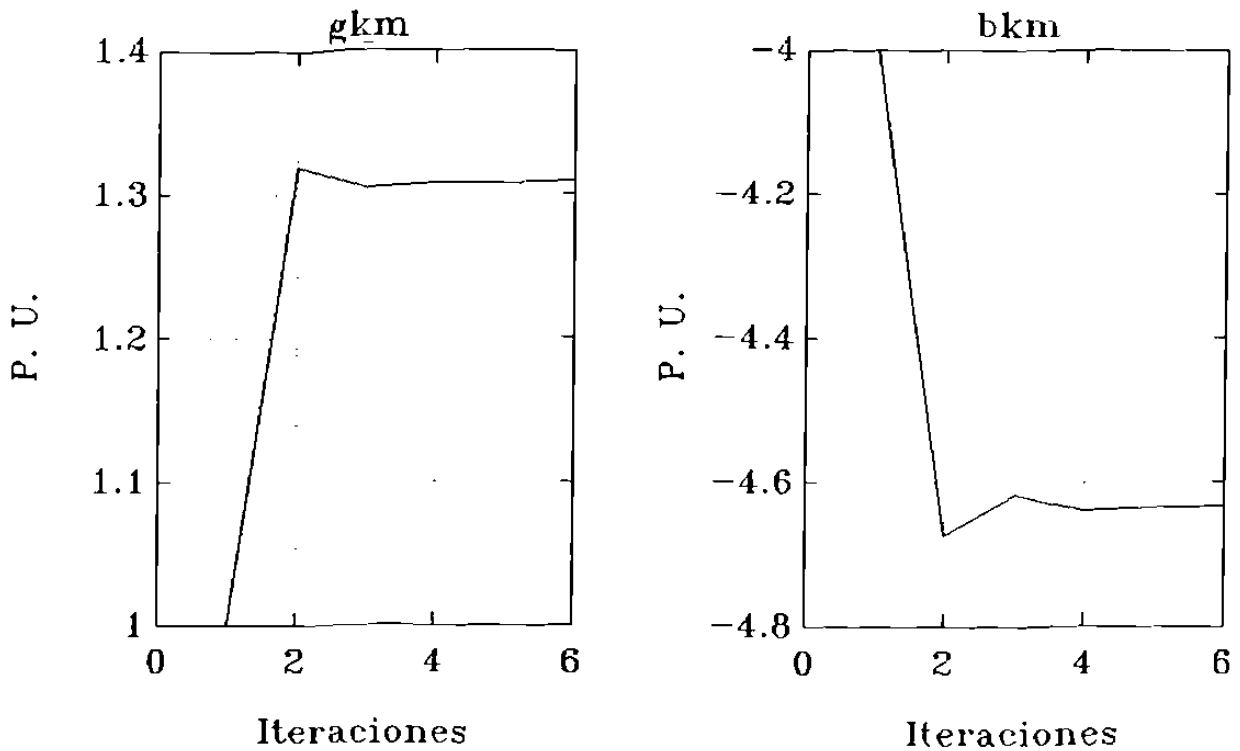


b) con error de medición

Fig. 3.6 Parámetros de línea ESC-MON 230 KV con y sin error en medición

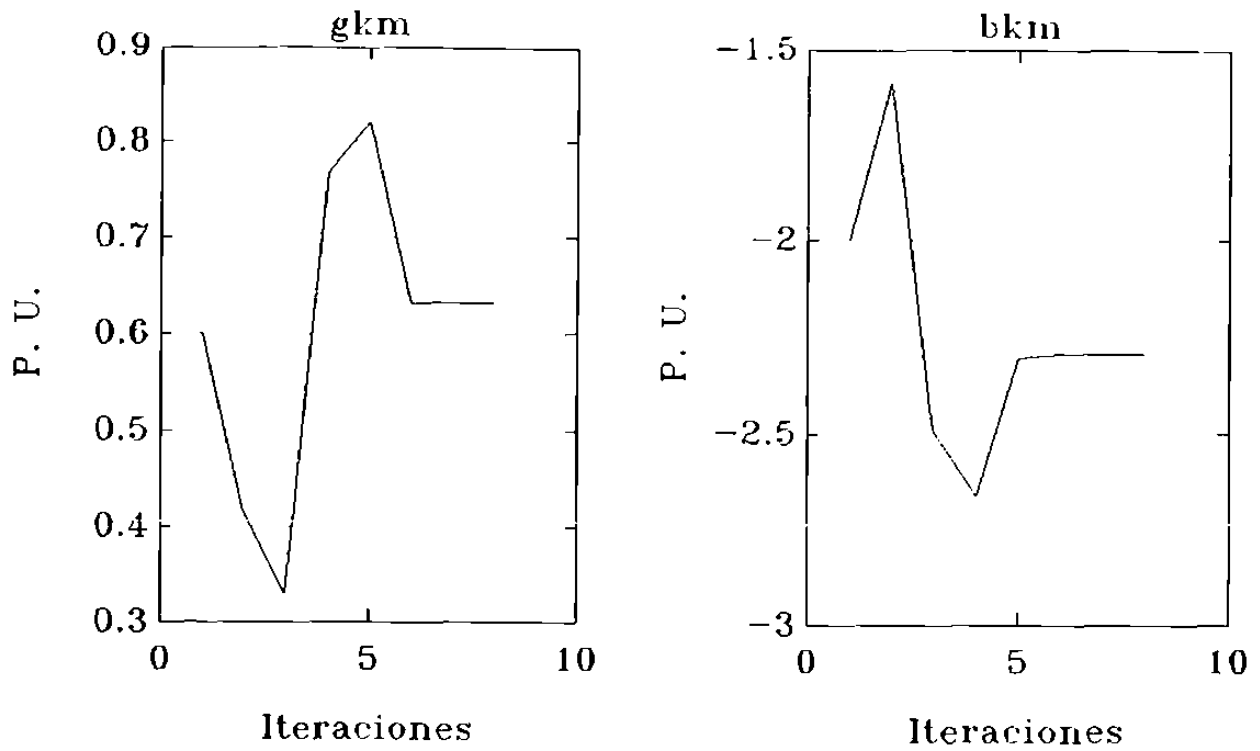


a) sin error de medición

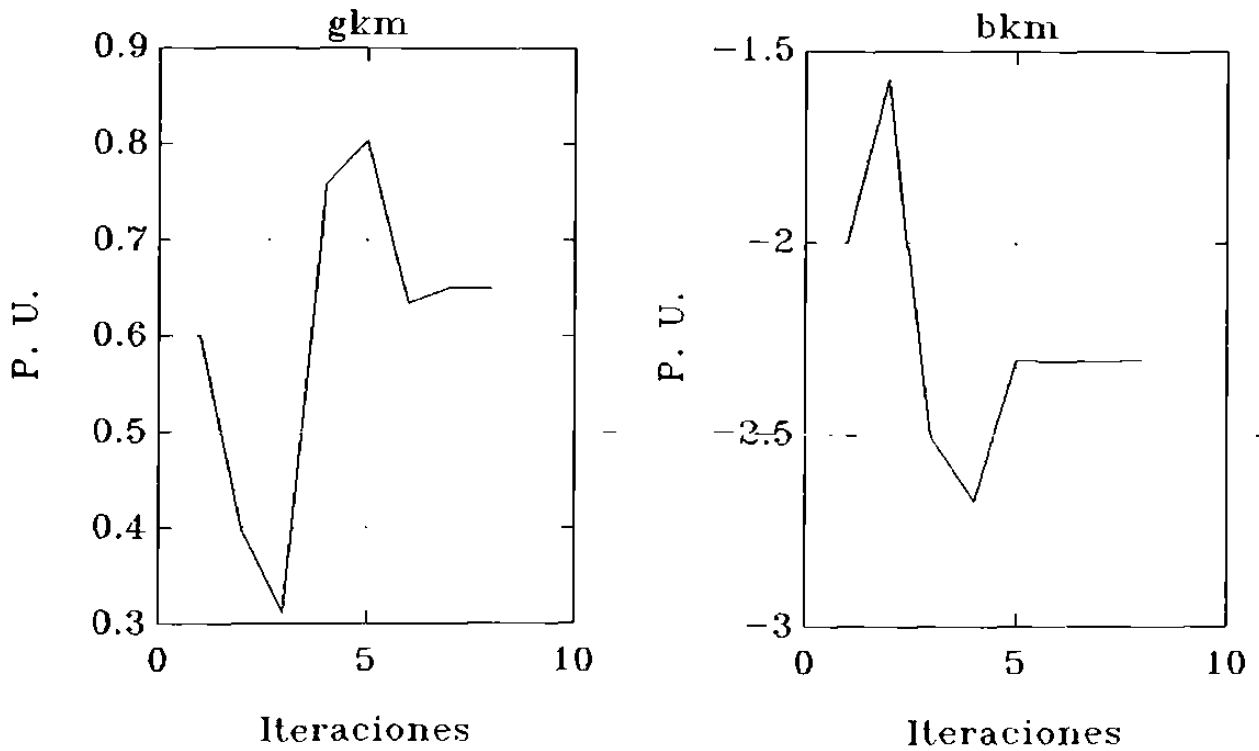


b) con error de medición

Fig. 3.7 Parámetros de línea PNE-AUA 138 KV con y sin error en medición



a) sin error de medición



b) con error de medición

Fig. 3.8 Parámetros de línea ALT-ANP 115 KV con y sin error en medición

4.0 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- En la mayoría de las líneas de transmisión reales existen desbalances debidos a las posiciones asimétricas de los conductores, los cuales producen corrientes que circulan por las redes de secuencia negativa y cero.
- Es importante disponer de medidas cuantitativas para evaluar la magnitud del desbalance en líneas de transmisión.
- El cambio en las posiciones relativas de los conductores reduce de manera proporcional el grado de desbalance. La proporcionalidad es con respecto a la longitud del tramo en que se realiza el cambio de posiciones.
- Se presentaron dos procedimientos para determinar el desbalance en líneas en paralelo, uno es la aportación neta de corrientes de desbalance de las líneas al sistema y el otro se basa en las corrientes circulantes en circuitos en paralelo.
- El análisis de configuraciones típicas en líneas del Área Noreste de CFE muestra un nivel de desbalance apreciable para el efecto neto el cual puede afectar las protecciones del sistema. Por otra parte se encontraron desbalances bajos debido a corrientes circulantes.
- La determinación de parámetros de líneas utilizando mediciones es un procedimiento que permite considerar el comportamiento real y todos los efectos en forma directa.
- Para lograr una mejor identificación de parámetros en una línea de transmisión balanceada es necesario que se cumpla lo siguiente:
 - Disponer de mediciones de flujo de potencia y magnitudes de voltaje lo más exactas posibles.

- Utilizar niveles de flujo de potencia arriba de la carga natural (SIL) de la línea.
 - Disponer de redundancia en la información utilizando varias condiciones de operación.
-
- Con la metodología presentada en el trabajo se han estimado parámetros de líneas de transmisión de diferentes niveles de voltaje (400, 230, 138 y 115 KV) del Area Noreste de CFE.
 - La selección apropiada de ponderaciones permite lograr dos objetivos muy importantes: parámetros y voltajes complejos dentro de un intervalo de confianza reducido y la rápida convergencia de la solución.
 - Las condiciones iniciales del proceso iterativo deben ser cercanas a la solución mejorando el proceso de convergencia y en la obtención de resultados aceptables.
 - La utilización del mismo Jacobiano durante las primeras iteraciones, así como condiciones de operación con flujos de potencia altos evitan que los parámetros presenten divergencias en el proceso de solución.
 - Una ventaja adicional de la formulación propuesta es que permite la detección de errores anormales mediante pruebas estadísticas. los índices calculados facilitan la aceptación o rechazo de la estimación de parámetros.
 - La obtención de desviaciones estándar pequeñas es un buen indicativo de que los parámetros están en un intervalo de confianza reducido, con lo que se tiene mayor precisión en el cálculo de parámetros.
 - Para aumentar la redundancia en el proceso de estimación se debe tener el mayor número posible de condiciones de operación, logrando de esta manera un mejor filtrado de errores y parámetros más confiables.

-
- La identificación de parámetros debe ser extendida a líneas desbalanceadas, donde se tomen mediciones en las tres fases y los parámetros que resulten serán los que representan la línea en modelos trifásicos.
 - La determinación de parámetros en componentes (abc) involucra gran cantidad de variables y mediciones por lo que el tamaño del Jacobiano será grande, de ahí que sea necesaria la aplicación de algoritmos computacionales eficientes.

APENDICE A

ELEMENTOS DEL JACOBIANO

A1.1 Ecuaciones de Flujo de Potencia.

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos(\theta_{km}) - V_k V_m b_{km} \sin(\theta_{km}) \quad (A1)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 (b_{km} + b_s) - V_k V_m g_{km} \sin(\theta_{km}) + V_k V_m b_{km} \cos(\theta_{km}) \quad (A2)$$

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_m V_k g_{km} \cos(\theta_{km}) + V_m V_k b_{km} \sin(\theta_{km}) \quad (A3)$$

$$Q_{mk} = -V_m^2 (b_{km} + b_s) + V_m V_k g_{km} \sin(\theta_{km}) + V_m V_k b_{km} \cos(\theta_{km}) \quad (A4)$$

A1.2 Derivadas Parciales de Potencias con respecto a los Parámetros

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial g_{km}} = V_k^2 - V_k V_m \cos(\theta_{km}) \quad (A5)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial b_{km}} = -V_k V_m \sin(\theta_{km}) \quad (A6)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial b_s} = 0 \quad (A7)$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{\partial g_{km}} = -V_k V_m \sin(\theta_{km}) \quad (A8)$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{\partial b_{km}} = -V_k^2 + V_k V_m \cos(\theta_{km}) \quad (A9)$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{\partial b_s} = -V_k^2 \quad (A10)$$

$$\frac{\partial P_{mk}}{\partial g_{km}} = V_m^2 - V_m V_k \cos(\theta_{km}) \quad (A11)$$

$$\frac{\partial P_{mk}}{\partial b_{km}} = V_m V_k \sin(\theta_{km}) \quad (A12)$$

$$\frac{\partial P_{mk}}{\partial b_s} = 0 \quad (A13)$$

$$\frac{\partial Q_{mk}}{\partial g_{km}} = V_m V_k \text{Sen}(\theta_{km}) \quad (\text{A14})$$

$$\frac{\partial Q_{mk}}{\partial b_{km}} = -V_m^2 + V_k V_m \text{Cos}(\theta_{km}) \quad (\text{A15})$$

$$\frac{\partial Q_{mk}}{\partial b_s} = -V_m^2 \quad (\text{A16})$$

A1.2 Derivadas Parciales de Potencias con respecto a las Diferencias angulares.

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_{km}} = V_k V_m [g_{km} \text{Sen}(\theta_{km}) - b_{km} \text{Cos}(\theta_{km})] \quad (\text{A17})$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{\partial \theta_{km}} = -V_k V_m [g_{km} \text{Cos}(\theta_{km}) + b_{km} \text{Sen}(\theta_{km})] \quad (\text{A18})$$

$$\frac{\partial P_{mk}}{\partial \theta_{km}} = V_m V_k [g_{km} \text{Sen}(\theta_{km}) + b_{km} \text{Cos}(\theta_{km})] \quad (\text{A19})$$

$$\frac{\partial Q_{mk}}{\partial \theta_{km}} = V_m V_k [g_{km} \text{Cos}(\theta_{km}) - b_{km} \text{Sen}(\theta_{km})] \quad (\text{A20})$$

A1.3 Derivadas Parciales de Potencias con respecto a las Magnitudes de Voltaje.

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial V_k} = 2V_k g_{km} - V_m [g_{km} \text{Sen}(\theta_{km}) - b_{km} \text{Cos}(\theta_{km})] \quad (\text{A21})$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial V_m} = -V_k [g_{km} \text{Cos}(\theta_{km}) + b_{km} \text{Sen}(\theta_{km})] \quad (\text{A22})$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{\partial V_k} = 2V_k [b_{km} + b_s] + V_m [b_{km} \text{Cos}(\theta_{km}) - g_{km} \text{Sen}(\theta_{km})] \quad (\text{A23})$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{\partial V_m} = V_k [b_{km} \text{Cos}(\theta_{km}) + g_{km} \text{Sen}(\theta_{km})] \quad (\text{A24})$$

$$\frac{\partial P_{mk}}{\partial V_k} = V_m [b_{km} \text{Sen}(\theta_{km}) - g_{km} \text{Cos}(\theta_{km})] \quad (\text{A25})$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial V_m} = 2V_m g_{km} + V_k [b_{km} \text{Sen}(\theta_{km}) - g_{km} \text{Cos}(\theta_{km})] \quad (\text{A26})$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{\partial V_k} = V_m [g_{km} \cos(\theta_{km}) + b_{km} \sin(\theta_{km})] \quad (A27)$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{\partial V_m} = -2V_m [b_{km} + b_s] + V_k [g_{km} \sin(\theta_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km})] \quad (A28)$$

A1.4 Ecuaciones para magnitudes de Voltaje.

$$V_m = V_t + \mathcal{E} \quad (A29)$$

Donde: V_m Es el Voltaje Medido

V_t Es el Voltaje Verdadero.

\mathcal{E} Es el error de medición

A1.5 Derivadas Parciales de Voltajes con respecto a los Parámetros y Diferencias angulares.

Todas estas derivadas parciales son iguales a cero.

A1.6 Derivadas Parciales de Voltajes con respecto a las Magnitudes de Voltaje.

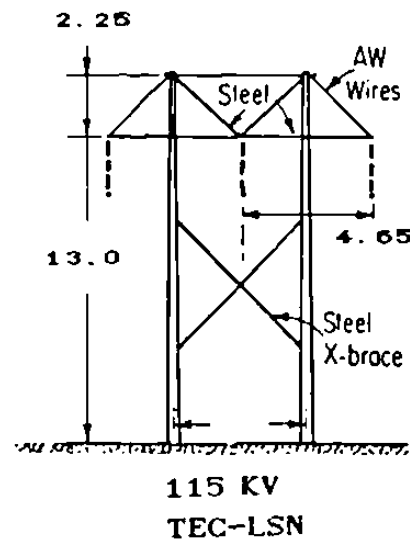
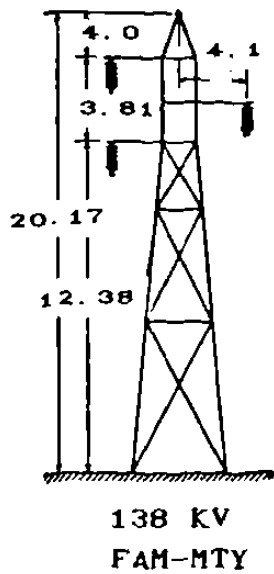
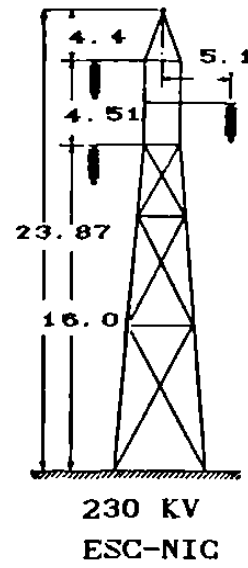
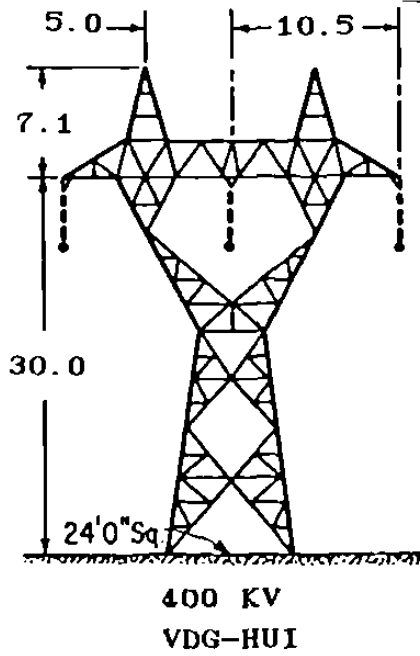
$$\frac{\partial V_k}{\partial V_k} = 1 \quad (A30)$$

$$\frac{\partial V_m}{\partial V_m} = 1 \quad (A31)$$

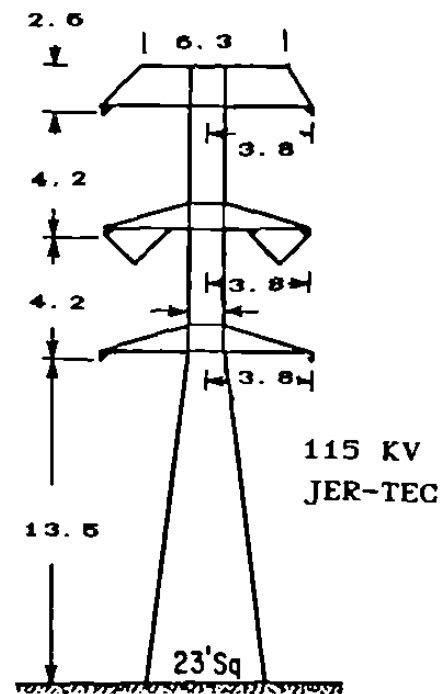
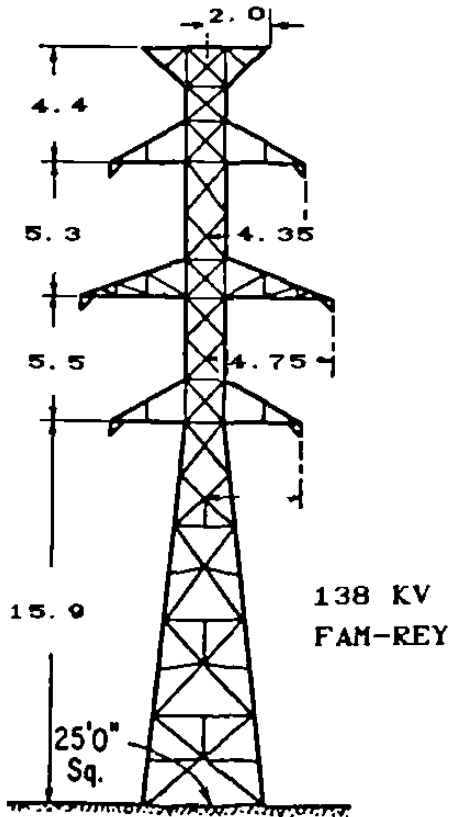
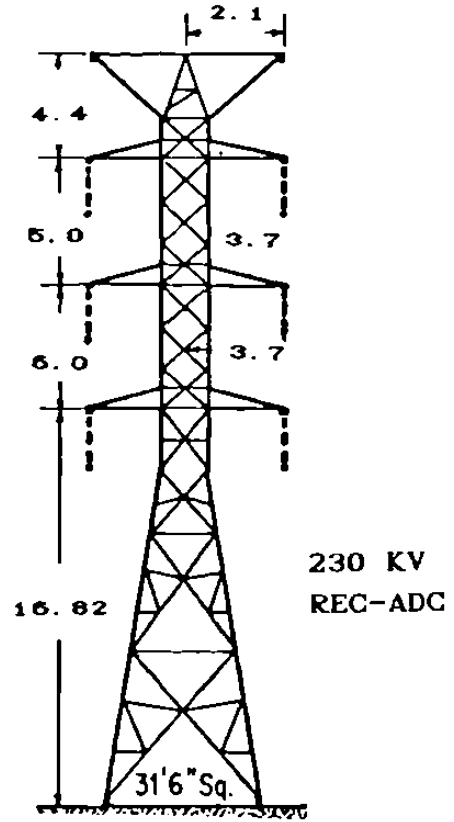
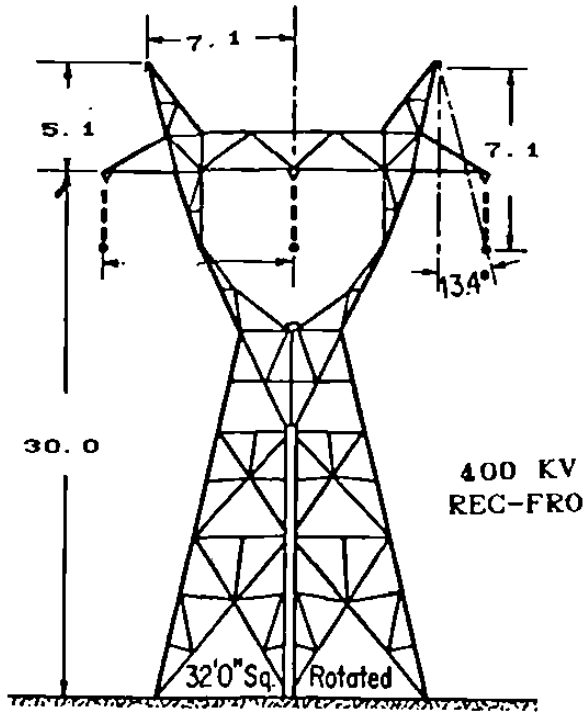
APENDICE B

CONFIGURACIONES TÍPICAS DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

CIRCUITOS SENCILLOS



CIRCUITOS DOBLES



REFERENCIAS

- 1.- M. H. Hesse. "Circulating Currents in Paralleled Untransposed Multicircuit Lines: I - Numerical Evaluations". IEEE Trans. Vol. PAS-85, No. 7 pp. 802-811, July 1966.
- 2.- M. H. Hesse. "Circulating Currents in Paralleled Untransposed Multicircuit Lines: II - Methods for Estimating Current Unbalanced". IEEE Trans. Vol. PAS-85, No. 7 pp. 812-820, July 1966.
- 3.- E. T. B. Gross, M. H. Hesse. "Electromagnetic Unbalance of Untransposed Transmission Lines". Trans. AIEE (Power Apparatus and Systems), vol. 72, pp. 1323-1336, December 1953.
- 4.- E. T. B. Gross, J. H. Drinnan, E. Jochum. "Electromagnetic Unbalance of Untransposed Transmission Lines: III Double-Circuit Lines". Trans. AIEE (Power Apparatus and Systems), vol. 78, pp. 1362-1372, December 1959.
- 5.- P. M. Anderson "Analysis of Faulted Power Systems", The Iowa State University Press, / AMES Iowa, 1983.
- 6.- Edison Electric Institute. "EHV Transmission Lines Reference Book", General Electrical Company, 1968.
- 7.- R. Ramírez. DIE-88-01 "Análisis y Simulación del Comportamiento del Generador Síncrono". Reporte Interno, Doctorado en Ingeniería Eléctrica, FIME, UANL.
- 8.- F. Betancourt. DIE-88-06. "Conceptos Básicos Para la Aplicación de Técnicas de Estimación de Estado". Reporte Interno, Doctorado en Ingeniería Eléctrica, FIME, UANL. .

- 9.- F. Aboytes, R. Lara. "Un Enfoque Diferente al Problema de Flujos Desacoplados". Presentado en el Congreso MEXICON-78, Mexico D.F., Agosto 1978.
- 10.- G. W. Stagg and A. H. El-Abiad. "Computer Methods in Power Systems Analysis". McGraw-Hill Book Company, 1968.
- 11.- W. Mendenhall, R. L. Scheaffer, D. D. Wackerly. "Estadística Matemática con Aplicaciones". Grupo Editorial Iberoamericana, 1986.
- 12.- R. Deustch. "Estimation Theory". J. Willey & Sons. 1959.
- 13.- J. J. Allemong, L. Radu, A. M. Sasson. "A Fast Reliable State Estimation Algoritm for AEP'S New Control Center", IEEE PAS-101, No. 4 April 1982.
- 14.- F. Aboytes, "Estimación de Estado en Sistemas Eléctricos de Potencia", Presentado en el Coloquio sobre "Aplicaciones de Control a los Sistemas Eléctricos de Potencia". U.A.M., Azcapozalco México, D.F., Nov. 1978.
- 15.- F. Aboytes, B.J. Cory. "Identification of Measurement, Parameter and Configuration Errors in Static State Estimation", PICA Conference, New Orleans La., 1975.
- 16.- T. Gönen. "Modern Power System Analysis". J. Wiley & Sons. 1988.

