

PROJETO DE FORMATURA/2005

**PROGRAMA DE ANÁLISE
DE REDES TRIFÁSICAS**

ALUNO: Boris Flejder
ORIENTADOR: Carlos M. Vieira Tahan
COORDENADOR: Carlos M. Vieira Tahan

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	OBJETIVO	1
3	METODOLOGIA	1
3.1	DESCRIÇÃO DA MATRIZ [Y].....	2
3.2	MODELOS DE COMPONENTES	3
3.2.1	<i>Transformadores</i>	4
3.2.2	<i>Geradores síncronos</i>	5
3.2.3	<i>Cargas de impedância constante</i>	7
3.2.4	<i>Reatores/capacitores</i>	7
3.2.5	<i>Linhas de transmissão de circuito simples</i>	7
3.2.6	<i>Linhas de transmissão de circuito duplo</i>	10
3.3	MONTAGEM DA MATRIZ [Y] DESCONSIDERANDO OS DEFEITOS.....	10
3.4	MODELOS DE EVENTOS.....	11
3.4.1	<i>Curtos-circuitos</i>	11
3.4.2	<i>Aberturas de fases</i>	12
3.5	MONTAGEM DA MATRIZ [Y] DESCONSIDERANDO OS DEFEITOS.....	13
3.6	RESOLUÇÃO DO SISTEMA MATRICIAL.....	13
4	FUNCIONAMENTO DO PROGRAMA	15
4.1	CRIAÇÃO DOS ELEMENTOS	16
5	CONCLUSÃO	18
6	BIBLIOGRAFIA	19

ANEXO 1 – Instruções de uso do programa

ANEXO 2 – Caso teste

ANEXO 3 – Exemplo de arquivo de entrada

ANEXO 4 – Resultados fornecidos pelo programa desenvolvido (valores de pico)

ANEXO 5 – Resultados fornecidos pelo programa ATP (valores de pico)

ANEXO 6 – Dados da linha de transmissão

1 Introdução

A análise de redes trifásicas por meio de componentes simétricas simplifica muito os problemas de análise de defeitos em sistemas de potência, reduzindo assim o tempo de processamento dos programas. No entanto, para redes desequilibradas e/ou com múltiplas faltas, a resolução torna-se mais complexa ou até mesmo impraticável, devido ao aparecimento de impedâncias mútuas entre os circuitos de seqüência positiva, negativa e zero ou à impossibilidade de se representarem as condições de contorno (por exemplo, múltiplas faltas simultâneas). Com o aumento da capacidade de processamento dos computadores, o modelamento trifásico torna-se mais vantajoso para esses casos.

2 Objetivo

O objetivo deste projeto é desenvolver um programa de para o cálculo de tensões e correntes de regime provocadas por defeitos ou eventos em redes de transmissão de energia utilizando modelagem trifásica. O programa consiste na montagem da matriz de admitâncias nodais $[Y]$ da rede a partir dos dados fornecidos e posterior resolução do sistema:

$$[I] = [Y] \cdot [V] \quad (1)$$

Onde:

$[I]$: vetor de correntes injetadas nos nós e $[V]$ é o vetor das tensões nodais.

Para tanto, foram priorizados alguns componentes de rede e eventos para o estudo dos seus modelos.

3 Metodologia

Para a execução do projeto, a seguinte metodologia foi adotada:

1. Priorização dos elementos e eventos do sistema.
2. Estudo das matrizes primitivas dos elementos.
3. Estudo dos algoritmos de montagem da matriz $[Y]$ do sistema.
4. Estudo do modelamento dos eventos.
5. Especificação do programa.
6. Desenvolvimento do programa e testes.

3.1 Descrição da matriz [Y]

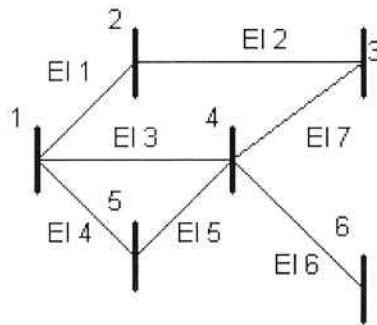


Figura 1. Rede Genérica

Dado o sistema genérico da Figura 1, com n barras, m elementos e geradores desativados, pode-se determinar sua matriz de admitâncias nodais [Y], tal que:

$$\begin{bmatrix} [I_1] \\ [I_2] \\ \vdots \\ [I_N] \end{bmatrix} = \overbrace{\begin{bmatrix} [Y_{11}] & [Y_{12}] & \cdots & [Y_{1N}] \\ [Y_{21}] & [Y_{22}] & \cdots & [Y_{2N}] \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ [Y_{N1}] & [Y_{N2}] & \cdots & [Y_{NN}] \end{bmatrix}}^{\text{Matriz}[Y]} \cdot \begin{bmatrix} [V_1] \\ [V_2] \\ \vdots \\ [V_N] \end{bmatrix} \quad (2)$$

Onde:

$$[I_J] = \begin{bmatrix} I_J^A \\ I_J^B \\ I_J^C \end{bmatrix} \quad (3) \quad [V_J] = \begin{bmatrix} V_J^A \\ V_J^B \\ V_J^C \end{bmatrix} \quad (4) \quad [Y_{JK}] = \begin{bmatrix} Y_{JK}^{AA} & Y_{JK}^{AB} & Y_{JK}^{AC} \\ Y_{JK}^{BA} & Y_{JK}^{BB} & Y_{JK}^{BC} \\ Y_{JK}^{CA} & Y_{JK}^{CB} & Y_{JK}^{CC} \end{bmatrix} \quad (5)$$

I_J é o vetor das correntes injetadas externamente na barra J.

V_J é o vetor de tensões da barra J.

Y_{JK} é a submatriz das admitâncias nodais entre as barras J e K.

Y_{JK}^{DE} é a admitância entre as fases D e D das barras J e K.

Assim, é necessário conhecer os modelos de componentes e de eventos a serem analisados. Neste trabalho foram escolhidos os componentes e eventos listados a seguir para serem modelados, devido à sua importância.

Elementos

1. Transformador Δ/Δ .
2. Transformador Δ/Δ .
3. Gerador síncrono.
4. Linha de transmissão de circuito simples.
5. Linha de transmissão de circuito duplo.
6. Reator.
7. Banco de capacitores.
8. Carga de impedância constante.

Eventos

1. Curto-circuito (trifásico, monofásico, dupla fase e dupla fase-terra).
2. Abertura monopolar e bipolar.

Para que a matriz $[Y]$ seja montada, é necessário primeiramente conhecer os modelos de todos os componentes e de todos os eventos a serem modelados.

3.2 Modelos de componentes

O objetivo do projeto não é realizar a dedução dos modelos. Portanto, eles serão apresentados sem demonstração, acompanhados apenas de breves comentários. Uma descrição completa pode ser encontrada em [1].

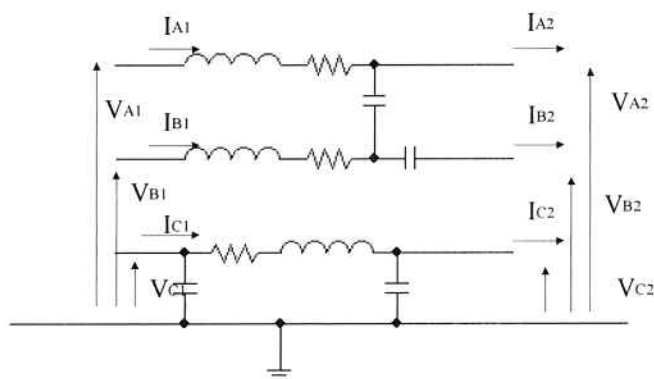


Figura 2. Elemento genérico

Na Figura 2 é apresentado um componente trifásico passivo genérico. Pode-se demonstrar (ref. [1]) que as correntes e tensões indicadas na Figura 2 são descritas pela equação matricial (6).

$$\begin{bmatrix} I_1^A \\ I_1^B \\ I_1^C \\ I_2^A \\ I_2^B \\ I_2^C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} & Y_{15} & Y_{16} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} & Y_{25} & Y_{26} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} & Y_{35} & Y_{36} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} & Y_{45} & Y_{46} \\ Y_{51} & Y_{52} & Y_{53} & Y_{54} & Y_{55} & Y_{56} \\ Y_{61} & Y_{62} & Y_{63} & Y_{64} & Y_{65} & Y_{66} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1^A \\ V_1^B \\ V_1^C \\ V_2^A \\ V_2^B \\ V_2^C \end{bmatrix} \quad (6)$$

Ou ainda, de forma mais compacta:

$$\begin{bmatrix} [I_1] \\ [I_2] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [Y_{11}] & [Y_{12}] \\ [Y_{21}] & [Y_{22}] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [V_1] \\ [V_2] \end{bmatrix} \quad (7)$$

Onde $[Y_{11}]$ e $[Y_{22}]$ são as matrizes de admitância própria das barras 1 e 2, respectivamente. $[Y_{12}]$ e $[Y_{21}]$ são as matrizes de admitância mútua entre as barras 1 e 2. Verifica-se que $Y_{21} = Y_{12}'$. Para cargas de impedância constante, reatores e capacitores, só existe a matriz $[Y_{11}]$, como será visto adiante.

3.2.1 Transformadores

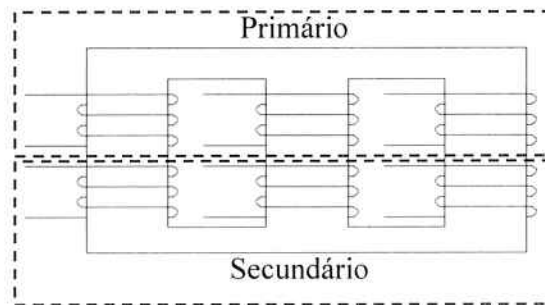


Figura 3. Transformador

Em um transformador trifásico, existem diferentes admitâncias mútuas entre os enrolamentos primários e secundários tanto da mesma fase quanto entre fases diferentes, além das admitâncias próprias dos enrolamentos. No entanto, assumindo que as linhas de fluxo estão simetricamente distribuídas entre os enrolamentos, pode-se obter um modelo simplificado que considera somente a admitância série do transformador (Y).

- Transformador Δ/Δ

Para o transformador Δ/Δ , vale o seguinte modelo:

$$\begin{bmatrix} I_P^A \\ I_P^B \\ I_P^C \\ I_S^A \\ I_S^B \\ I_S^C \end{bmatrix} = \overbrace{\begin{bmatrix} Y & 0 & 0 & -Y & 0 & 0 \\ 0 & Y & 0 & 0 & -Y & 0 \\ 0 & 0 & Y & 0 & 0 & -Y \\ -Y & 0 & 0 & Y & 0 & 0 \\ 0 & -Y & 0 & 0 & Y & 0 \\ 0 & 0 & -Y & 0 & 0 & Y \end{bmatrix}}^{\text{Matriz } [Y] \text{ do elemento}} \cdot \begin{bmatrix} V_P^A \\ V_P^B \\ V_P^C \\ V_S^A \\ V_S^B \\ V_S^C \end{bmatrix} \quad (8)$$

- Transformador Δ/Δ

A equação matricial (9) representa o um transformador Δ/Δ , com seus parâmetros fornecidos em p.u.

$$\begin{bmatrix} I_P^A \\ I_P^B \\ I_P^C \\ I_S^A \\ I_S^B \\ I_S^C \end{bmatrix} = \overbrace{\begin{bmatrix} \frac{2}{3}Y & -\frac{1}{3}Y & -\frac{1}{3}Y & -\frac{1}{\sqrt{3}}Y & 0 & \frac{1}{\sqrt{3}}Y \\ -\frac{1}{3}Y & \frac{2}{3}Y & -\frac{1}{3}Y & \frac{1}{\sqrt{3}}Y & -\frac{1}{\sqrt{3}}Y & 0 \\ -\frac{1}{3}Y & -\frac{1}{3}Y & \frac{2}{3}Y & 0 & \frac{1}{\sqrt{3}}Y & -\frac{1}{\sqrt{3}}Y \\ -\frac{1}{\sqrt{3}}Y & \frac{1}{\sqrt{3}}Y & 0 & Y & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{\sqrt{3}}Y & \frac{1}{\sqrt{3}}Y & 0 & Y & 0 \\ \frac{1}{\sqrt{3}}Y & 0 & -\frac{1}{\sqrt{3}}Y & 0 & 0 & Y \end{bmatrix}}^{\text{Matriz } [Y] \text{ do elemento}} \cdot \begin{bmatrix} V_P^A \\ V_P^B \\ V_P^C \\ V_S^A \\ V_S^B \\ V_S^C \end{bmatrix} \quad (9)$$

3.2.2 Geradores síncronos

Os geradores síncronos, devido à sua simetria, são muito bem modelados pelas suas componentes simétricas. Assim, geralmente essas grandezas são conhecidas (matriz Z_g em componentes simétricas), sendo necessário calcular suas grandezas de fase para aplicar a modelagem trifásica. O modelo de um gerador síncrono (Figura 4) é dado por três fontes de tensão ideais – que no caso estarão ligadas em estrela aterrada – seguidas de suas impedâncias de fase. Além disso, é necessário adicionar uma barra auxiliar ao sistema.

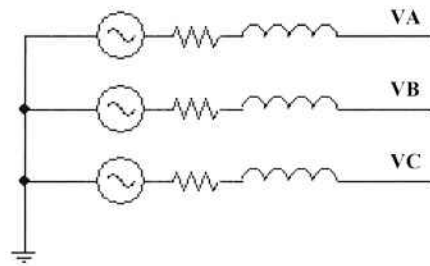


Figura 4. Modelo de gerador

Com a matriz Z_g em componentes simétricas (10) da e a matriz de transformação (11) abaixo pode-se obter os parâmetros do gerador em componentes de fase.

$$[Z_G]_{012} = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \quad (10) \quad T_{012} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \quad (11)$$

$$[Z_G]_{ABC} = T_{012} \cdot [Z_G]_{012} \cdot T_{012}^{-1} \quad (12)$$

$$[Y_G]_{PRIM} = [Z_G]_{ABC}^{-1} \quad (13)$$

A partir daí, monta-se a matriz de admitâncias nodais do gerador (14):

$$Y_G = \begin{bmatrix} [Y_G]_{PRIM} & -[Y_G]_{PRIM} \\ -[Y_G]_{PRIM} & [Y_G]_{PRIM} \end{bmatrix} \quad (14)$$

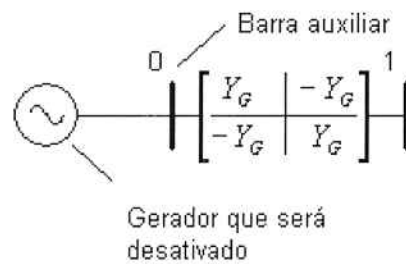


Figura 5: Modelo de gerador

3.2.3 Cargas de impedância constante

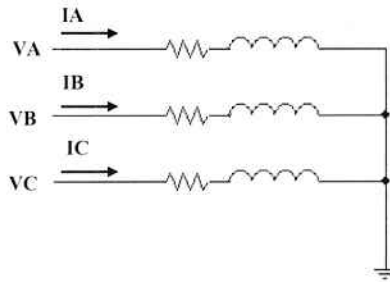


Figura 6. Modelo de carga de impedância constante

Para a carga trifásica da Figura (6), em que se admite não haver impedâncias mútuas entre as fases, obtemos uma matriz de admitâncias nodais 3x3 (15), pois são relacionadas somente três tensões e três correntes.

$$Y_{CARGA} = \begin{bmatrix} \dot{Y}_A & 0 & 0 \\ 0 & \dot{Y}_B & 0 \\ 0 & 0 & \dot{Y}_C \end{bmatrix} \quad (15)$$

3.2.4 Reatores/capacitores

Capacitores (16) e reatores (17) podem ser considerados como casos particulares de cargas equilibradas de impedância constante. Logo,

$$Y_C = \begin{bmatrix} \dot{Y} & 0 & 0 \\ 0 & \dot{Y} & 0 \\ 0 & 0 & \dot{Y} \end{bmatrix} \quad (16) \quad \text{e} \quad Y_R = \begin{bmatrix} \dot{Y} & 0 & 0 \\ 0 & \dot{Y} & 0 \\ 0 & 0 & \dot{Y} \end{bmatrix} \quad (17)$$

3.2.5 Linhas de transmissão de circuito simples

Uma linha monofásica pode ser representada pelo modelo da Figura 7.

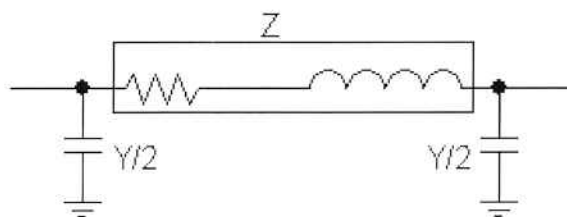


Figura 7. Linha de transmissão monofásica

Para uma linha trifásica, surgem capacitâncias entre as fases e a entre as fases e a terra, além de indutâncias mútuas entre as fases. Por analogia, consideraremos a impedância Z e a admitância Y como matrizes 3×3 , após a eliminação dos cabos guarda.

$$Z = \begin{bmatrix} Z_{AA} & Z_{AB} & Z_{AC} \\ Z_{BA} & Z_{BB} & Z_{BC} \\ Z_{CA} & Z_{CB} & Z_{CC} \end{bmatrix} \quad (18) \quad \text{e} \quad Y = \begin{bmatrix} Y_{AA} & Y_{AB} & Y_{AC} \\ Y_{BA} & Y_{BB} & Y_{BC} \\ Y_{CA} & Y_{CB} & Y_{CC} \end{bmatrix} \quad (19)$$

Z_{AA} é a impedância própria da fase A e Z_{AB} é a impedância mútua entre as fases A e B. Analogamente, os elementos da matriz Y representam as capacitâncias entre fases.

E obtém-se a matriz Y_L 6×6 do elemento:

$$Y_L = \begin{bmatrix} Z^{-1} + Y/2 & -Z^{-1} \\ -Z^{-1} & Z^{-1} + Y/2 \end{bmatrix} \quad (20)$$

Transposição

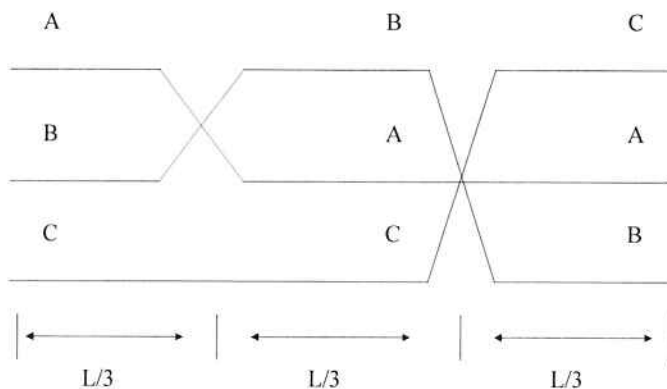


Figura 8. Linha trifásica transposta

Com a modelagem trifásica é possível representar a transposição de linhas de transmissão e eventualmente analisar defeitos em pontos intermediários da linha. Para uma linha transposta, basta duas barras auxiliares, como na Figuras 8 e 9. Nesse caso, podemos considerar que existem três linhas de transmissão em série, cada uma com um terço do tamanho original da linha. Com isso, todos os elementos das matrizes Y e Z devem ser divididos por 3 e suas linhas e colunas devem ser permutadas em cada trecho e a matriz de admitâncias nodais de cada trecho é calculada como no item anterior.

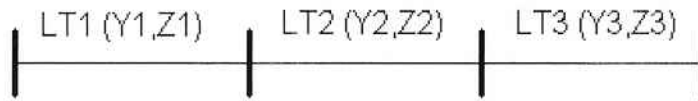


Figura 9: Modelo de linha transposta

$$Z1 = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} Z_{AA} & Z_{AB} & Z_{AC} \\ Z_{BA} & Z_{BB} & Z_{BC} \\ Z_{CA} & Z_{CB} & Z_{CC} \end{bmatrix} \quad (21)$$

$$Y1 = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} Y_{AA} & Y_{AB} & Y_{AC} \\ Y_{BA} & Y_{BB} & Y_{BC} \\ Y_{CA} & Y_{CB} & Y_{CC} \end{bmatrix} \quad (22)$$

$$Z1 = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} Z_{AA} & Z_{AB} & Z_{AC} \\ Z_{BA} & Z_{BB} & Z_{BC} \\ Z_{CA} & Z_{CB} & Z_{CC} \end{bmatrix} \quad (23)$$

$$Y2 = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} Y_{BB} & Y_{BA} & Y_{BC} \\ Y_{AB} & Y_{AA} & Y_{AC} \\ Y_{CB} & Y_{CA} & Y_{CC} \end{bmatrix} \quad (24)$$

$$Z3 = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} Z_{CC} & Z_{CA} & Z_{CB} \\ Z_{AC} & Z_{AA} & Z_{AB} \\ Z_{BC} & Z_{BA} & Z_{BB} \end{bmatrix} \quad (25)$$

$$Y3 = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} Y_{CC} & Y_{CA} & Y_{CB} \\ Y_{AC} & Y_{AA} & Y_{AB} \\ Y_{BC} & Y_{BA} & Y_{BB} \end{bmatrix} \quad (26)$$

Matrizes referentes ao modelo de linha transposta

3.2.6 Linhas de transmissão de circuito duplo

Uma linha de circuito duplo é constituída por um par de linhas trifásicas paralelas, existindo indutâncias mútuas e capacitâncias entre elas. Fazendo uma analogia com o caso de circuito simples, obtém-se uma matriz 12x12 genérica e a linha pode ser representada pela equação abaixo:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} \quad (27)$$

A matriz é composta por 16 submatrizes 3x3, sendo 4 submatrizes de admitância própria (Y_{11}, Y_{22}, Y_{33} e Y_{44}) e as demais de admitância mútua. A transposição da linha de circuito duplo é feita de maneira análoga à linha de circuito simples.

3.3 Montagem da matriz [Y] desconsiderando os defeitos

Para a montagem da matriz [Y] sem os defeitos, seguem-se os seguintes passos:

1. todos os componentes são substituídos por seus respectivos modelos matriciais, sendo que para os geradores são adicionadas suas barras auxiliares.
2. A submatriz de admitância própria de qualquer barra é a soma de todas as matrizes de admitâncias próprias relativas àquela barra. Já a submatriz de admitâncias mútuas entre duas barras quaisquer é a soma de todas as submatrizes de admitâncias mútuas relativas àquelas duas barras.

Como exemplo é dado o sistema da Figura 10:

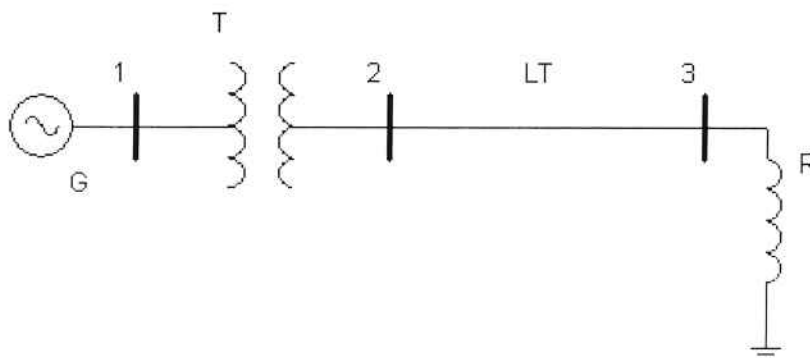


Figura 10. Exemplo

A rede pode ser substituída por:

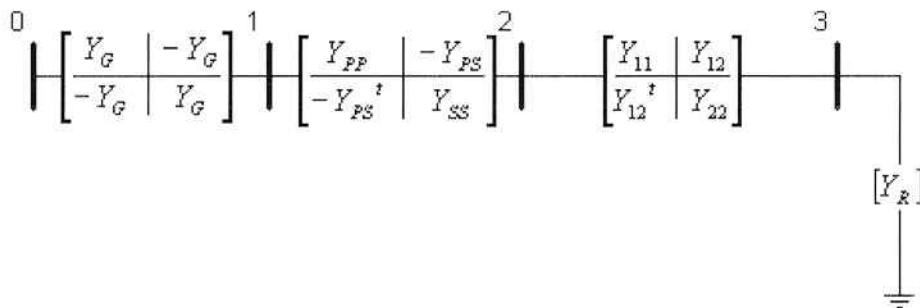


Figura 11. Modelo matricial da rede

Assim, aplicando o procedimento indicado anteriormente, obtemos a matriz $[Y]$:

$$[Y] = \begin{bmatrix} Y_G & -Y_G & 0 & 0 \\ -Y_G & Y_G + Y_{PP} & Y_{PS} & 0 \\ 0 & Y_{PS}' & Y_{SS} + Y_{11} & Y_{12} \\ 0 & 0 & Y_{12}' & Y_{22} + Y_R \end{bmatrix} \quad (28)$$

3.4 Modelos de eventos

A modelagem dos eventos é feita modificando-se o sistema e, assim, modificando-se sua matriz de admitâncias nodais.

3.4.1 Curtos-circuitos

O curto-circuito fase-terra pode ser modelado incluindo-se uma carga de impedância muito pequena (admitância grande) entre a fase defeituosa e a terra e duas impedâncias muito grandes entre as fases sãs e a terra. Entretanto, isso pode levar a erros numéricos devido aos arredondamentos realizados nos cálculos. A fim de evitar esse problema, o programa desenvolvido iguala a tensão V_k a zero e assim é possível eliminar a coluna e a linha k , colocando-se o valor zero em todos os seus elementos, com exceção do elemento (k,k) , que recebe o valor 1 para que a matriz possa ser invertida.

Um curto-circuito dupla fase-terra pode ser modelado como dois defeitos monofásicos – um em cada fase – e assim, eliminam-se duas linhas e duas colunas.

Para um curto-circuito dupla fase entre as fases A e B, pode-se excluir uma equação (para a corrente I_A) e uma variável (V_A). Isso porque:

$$V_A = V_B \quad (29) \quad e \quad I_A = -I_B \quad (30)$$

Para isso, as colunas A_j e B_j (j indica o número da barra) são somadas e os coeficientes resultantes são armazenados na coluna e linha A_j a coluna e linha B_j são eliminadas como no caso anterior. O procedimento para o curto trifásico é análogo, mas nesse caso duas linhas e colunas são eliminadas, pois o defeito se dá entre três fases.

3.4.2 Aberturas de fases

Para modelar uma abertura monopolar (ou bipolar) em uma barra A ligada a uma barra B, o programa acrescentará uma barra auxiliar C entre A e B. Dessa maneira, a barra B ficará conectada à barra C pelo elemento da rede que antes conectava A e B e a barra A ficará conectada à barra C através de uma (duas) admitância(s) muito pequena(s). Já as fases sãs serão conectadas por admitâncias muito grandes.

$$Y_{MON} = \begin{bmatrix} [Y_{MON}] & -[Y_{MON}] \\ -[Y_{MON}] & [Y_{MON}] \end{bmatrix} \quad (31)$$

$$[Y_{mon}] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & \infty & 0 \\ 0 & 0 & \infty \end{bmatrix} \quad (32)$$

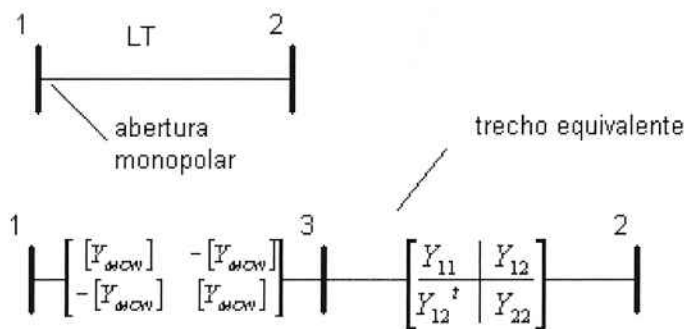


Figura 12. Modelagem de abertura monopolar

3.5 Montagem da matriz [Y] desconsiderando os defeitos

Como exemplo, será analisado o caso teste (ver Anexo 2 Figura 14), que é similar ao sistema da Figura 10, com exceção de que no lugar do reator existe uma carga trifásica equilibrada e a linha é de circuito duplo, tendo dimensão 12x12. Consideraremos um curto-circuito monofásico (fase A) na carga e uma abertura monopolar fase (A) em dos circuitos da linha de transmissão. A representação é a seguinte:

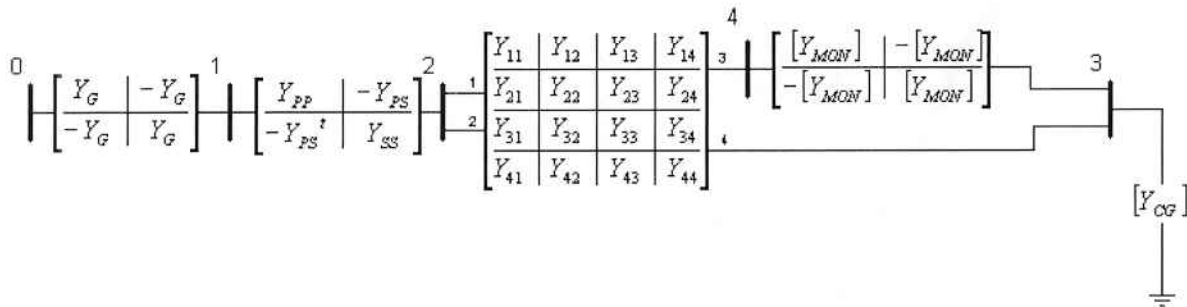


Figura 13. Modelo matricial da rede

$$[Y] = \begin{bmatrix} Y_G & -Y_G & 0 & 0 & 0 \\ -Y_G & Y_G + Y_{PP} & -Y_{PS} & 0 & 0 \\ 0 & -Y_{PS}' & Y_{11} + Y_{12} + Y_{21} + Y_{22} & Y_{14} + Y_{24} & Y_{13} + Y_{23} \\ 0 & 0 & Y_{41} + Y_{42} & Y_{MON} + Y_{44} + Y_{CG} & -Y_{MON} + Y_{43} \\ 0 & 0 & Y_{31} + Y_{32} & -Y_{MON} + Y_{34} & Y_{33} + Y_{MON} \end{bmatrix} \quad (33)$$

3.6 Resolução do sistema matricial

Uma vez que todos os eventos foram incluídos na rede, a matriz [Y] foi montada e suas linhas e colunas foram adequadamente reordenadas, a equação (1) pode ser escrita da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} I_G \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{GG} & Y_{GC} \\ Y_{CG} & Y_{CC} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_G \\ V_C \end{bmatrix} \quad (34)$$

Onde:

I_G : vetor de correntes injetadas nas barras de geração

I_C : vetor de correntes injetadas nas demais barras.

V_G: vetor das tensões dos geradores

V_C: vetor das tensões nas demais barras

Como os eventos já foram incluídos dentro da rede, sabe-se que só existem correntes injetadas pelos geradores. Desse modo, pode-se substituir o vetor I_C pelo vetor nulo e dividir a equação matricial em duas:

$$I_G = Y_{GG} \cdot V_G + Y_{GC} \cdot V_C \quad (35)$$

$$0 = Y_{CG} \cdot V_G + Y_{CC} \cdot V_C \quad (36)$$

Agora é possível manipular as expressões da seguinte maneira:

$$V_C = -Y_{CC}^{-1} \cdot Y_{CG} \cdot V_G \quad (37)$$

$$I_G = Y_{GG} \cdot V_G + Y_{GC} \cdot (-Y_{CC}^{-1} \cdot Y_{CG} \cdot V_G) \quad (38)$$

$$I_G = [Y_{GG} + Y_{GC} \cdot (-Y_{CC}^{-1} \cdot Y_{CG})] \cdot V_G \quad (39)$$

$$I_G = Y_{GG}^{\text{mod}} \cdot V_G \quad (40)$$

O programa receberá as tensões dos geradores como parte dos dados de entrada. Logo, será capaz de calcular as correntes injetadas pelos geradores (I_G) e então determinará as tensões nas demais barras (V_C) a partir da equação (37).

As correntes pós-falta injetadas em um elemento podem ser calculadas a partir da equação (6). Já as correntes de curto-circuito na barra J podem ser calculadas por:

$$I_J^{CC} = \sum_{K=1}^N Y_{JK} \cdot V_K \quad (41)$$

Finalmente, a corrente de curto dupla-fase entre as fases A e B é obtida por:

$$I_{AB}^{CC} = \sum_{K=1}^N Y_{AK} \cdot V_K \quad (42)$$

4 Funcionamento do programa

O funcionamento do programa pode ser resumido no fluxograma abaixo:

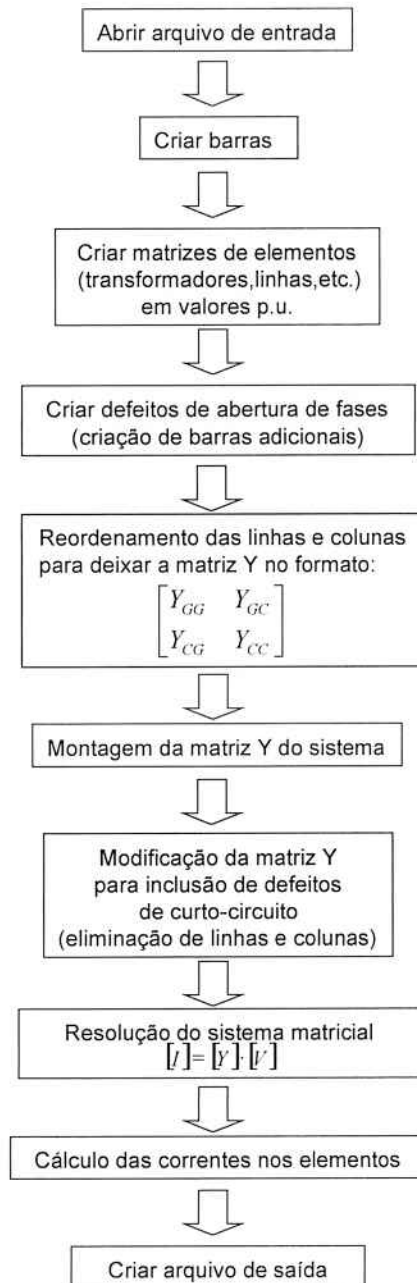


Figura 13. Descrição do funcionamento do programa

O programa foi desenvolvido utilizando-se a linguagem C++ e o compilador gratuito de código aberto Dev-c++ 4.9.9.2 (<http://www.bloodshed.net>) e o seu código-fonte encontra-se no CD. Ele foi dividido em três arquivos:

- Trif.cpp: arquivo principal

- Complexos.cpp: operações com números complexos, incluindo inversão de matrizes
- Elementos.cpp: modelos de elementos de rede e de aberturas de fases

4.1 Criação dos elementos

No arquivo elementos.cpp são definidas classes para barras (bus), transformadores (trafo), linhas de circuito simples (linha_s), linhas de circuito duplo (linha_d), cargas (carga) e aberturas de fases (abertura). Cada classe possui seus próprios elementos internos, como tensão nominal, barras a que o elemento está ligado, matriz Y do elemento, etc. Cada elemento é criado através do comando *new*, que aloca uma região da memória e fornece um ponteiro armazena a posição da memória em que está localizado o elemento. Como exemplo, está transcrita abaixo a definição da classe carga.

```
class carga
{
public:
    int bar;                //número da barra
    double V;              //tensão da barra
    char nome[30];         //nome da barra
    fcomplex **conteudo, **I; //conteudo = matriz Y; I =vetor
                             //de correntes injetadas na carga
    carga(int barra,double tensao); //função para criar elemento
};

carga::carga(int barra,double tensao)
{
    int i;
    I=matrix(1,3,1,1);
    conteudo=matrix(1,3,1,3);
    bar=barra;
    V=tensao;
    for(i=0;i<30;i++)
        nome[i]=str[i]; //str[] já foi definido em outra linha

    conteudo[1][1]=fcomplex(ra*base/(tensao*tensao),xa*base/(tensao*tensao));
    conteudo[1][1]=fcomplex(1,0)/conteudo[1][1];
    conteudo[2][2]=fcomplex(rb*base/(tensao*tensao),xb*base/(tensao*tensao));
    conteudo[2][2]=fcomplex(1,0)/conteudo[2][2];
    conteudo[3][3]=fcomplex(rc*base/(tensao*tensao),xc*base/(tensao*tensao));
    conteudo[3][3]=fcomplex(1,0)/conteudo[3][3];
}
}
```

No arquivo Trif.cpp é definido um vetor de ponteiros para cargas *cg*:

```
carga *cg[200];
```

Assim, para criar uma carga, basta escolher uma determinada posição vazia do vetor e usar a função construtora *carga()* :

```
strcpy(str,"NOME_DA_CARGA");  
barra=7;  
tensao=7.9674;  
ra=100;  
xa=0;  
rb=100;  
xb=0;  
rc=100;  
xc=0;  
cg[5]=new carga(barra,tensao);
```

O trecho de código acima cria uma carga conectada à barra nº 7 do sistema, com impedância de 100 Ohms por fase e tensão nominal de fase de 7.9674 kV e cria um ponteiro para ela na posição nº 5 do vetor cg.

Estes dados foram escolhidos arbitrariamente. No programa desenvolvido, o usuário fornece os nomes das barras e seus números são definidos automaticamente.

5 Conclusão

A modelagem trifásica é um método extremamente útil para a análise de redes de transmissão trifásica. Apesar de requerer mais poder de processamento dos computadores, ela pode ser mais vantajosa que a análise por componentes simétricas, sendo que em determinadas situações esta pode tornar-se inviável. A aplicação da modelagem trifásica depende do estudo dos modelos de componentes e dos eventos de interesse.

Os resultados obtidos são praticamente iguais aos dos calculados pelo programa ATP. No caso do curto-circuito monofásico, o programa desenvolvido neste projeto apresenta uma tensão nula – que é o resultado teórico – na barra de defeito, enquanto que o ATP apresenta com resultado uma pequena tensão. Isso ocorre porque no ATP o defeito foi modelado como uma impedância de 0.01Ω entre a fase A e a terra, enquanto que o programa desenvolvido eliminou utilizou o método de excluir uma linha e uma coluna da matriz, como explicado anteriormente. As demais diferenças nos resultados também podem ser explicadas pelas questões numéricas.

Portanto, pode-se verificar que a modelagem trifásica é bastante acurada para a análise de redes trifásicas desequilibradas e com ou sem defeitos.

6 Bibliografia

- [1] ARRILLAGA, J.; ARNOLD, C.P., Computer Analysis of Power Systems.
- [2] BERMAN, ALEX; XU, WILSON, Analysis of Faulted Power Systems by Phase Coordinates. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 13, n° 2 April 1998.
- [3] W X He; C T Teo, Unbalanced Short-Circuit Calculation by Phase Coordinates. Energy Management and Power Delivery 1995. Proceedings of EMPD '95.
- [4] HERBERT SCHILDT. C Completo e Total, MAKRON Books.
- [5] WILLIAM H. PRESS, SAUL A. TEUKOLSKY, WILLIAM T. VETTERLING, BRIAN P. FLANNERY, Numerical Recipes in C. Cambridge University Press

ANEXO 1
INSTRUÇÕES DE USO DO PROGRAMA

Entrada de dados

Os dados do arquivo de entrada devem seguir a seguinte ordem:

1. Valor da potência de base (arbitrária) e frequência da rede.
2. Barras.
3. Elementos de rede.
4. Eventos.

1. Potência e frequência

A potência de base é definida da seguinte maneira:

p N

Onde N é o valor da potência de base em MVA. Se essa linha não for escrita, o programa utiliza o valor 100 MVA por padrão.

A frequência da rede é definida da seguinte maneira:

f N

Onde N é o valor da frequência em Hz. Se essa linha não for escrita, o programa utiliza o valor 60 Hz por padrão.

2. Barras

As barras do sistema são definidas da seguinte maneira:

b N V

N: nome da barra

V: é a sua tensão nominal de fase em kV

3. Elementos

- Transformador

t N BP BS T VP VS P R X

N: nome do transformador

BP: nome da barra em que está ligado o primário do transformador. No caso de transformador Δ/Y , esta é a barra a que o lado ligado em delta está conectado.

BS: nome da barra em que está ligado o secundário do transformador

T: tipo do transformador ($0 = Y/Y$; $1 = \Delta/Y$)

VP: tensão de fase do primário do transformador em kV

VS: tensão de fase do secundário do transformador kV

P: potência de base do transformador em MVA

R: parte resistiva da impedância em p.u. da impedância do transformador

X: parte reativa da impedância em p.u. da impedância do transformador

- Gerador

g N B P V R0 X0 R1 X1 R2 X2 VA FA VB FB VC FC

N: nome do gerador

B: nome da barra em que está ligado o gerador

P: potência nominal do gerador em MVA

V: tensão de fase nominal do gerador em kV

R0 e X0: partes resistiva e reativa, respectivamente, da impedância de seqüência zero do gerador em p.u. (base do gerador)

R1 e X1: partes resistiva e reativa, respectivamente, da impedância de seqüência positiva do gerador em p.u. (base do gerador)

R2 e X2: partes resistiva e reativa, respectivamente, da impedância de seqüência negativa do gerador em p.u. (base do gerador)

VA e FA: módulo e fase, respectivamente, da f.em. pré-falta da fase A do gerador em kV

VB e FB: módulo e fase, respectivamente, da f.em. pré-falta da fase B do gerador em kV

VC e FC: módulo e fase, respectivamente, da f.em. pré-falta da fase C do gerador em kV

- Carga

c N B V RA XA RB XB RC XC

N: nome da carga

B: barra em que está ligada a carga

V: tensão nominal de fase da carga

RA e XA: partes resistiva e reativa, respectivamente, da impedância da fase A da carga em Ohms ligada em estrela

RB e XB: partes resistiva e reativa, respectivamente, da impedância da fase B da carga em Ohms ligada em estrela

RC e XC: partes resistiva e reativa, respectivamente, da impedância da fase C da carga em Ohms ligada em estrela

- Reatores e capacitores

Os reatores e capacitores são modelados como cargas de impedância constante.

- Linha de transmissão

I N T B1 B2 B3 B4 V L

MI

MC

N: nome da linha de transmissão

T: tipo da linha (S: circuito simples; D: circuito duplo)

B1 e B2: Se a linha for simples, estes são os nomes das barras entre as quais a linha está ligada. Se e a linha for de circuito duplo, estes são os nomes das barras entre as quais o primeiro circuito da linha está ligado (podem ser iguais a B3 e B4).

B3 e B4: Se a linha for simples, estes dados não são digitados. Se e a linha for de circuito duplo, estes são os nomes das barras entre as quais o segundo circuito da linha está ligado (podem ser iguais a B1 e B2).

V: Tensão nominal de fase da linha em kV

L: comprimento da linha em km

MI: matriz de impedância série da linha em Ohms/km, após a eliminação de eventuais cabos guarda. Quando se tratar de uma linha simples, deve ser escrita da seguinte da mesma maneira que em (18):

R X R X R X

R X R X R X

R X R X R X

Onde:

R: parte resistiva da impedância em Ohms/km

X: parte reativa da impedância em Ohms/km

Quando se tratar de uma linha de circuito duplo, a matriz tem dimensão 6x6.

MC: matriz de capacitâncias da linha em nF/km, após a eliminação de eventuais cabos guarda. Quando se tratar de uma linha simples, deve ser escrita da seguinte da mesma maneira que em (19):

C C C

C C C

C C C

Onde:

C: capacitância em nF/km

Quando se tratar de uma linha de circuito duplo, a matriz tem dimensão 6x6.

4. Eventos

Para definição dos eventos, os curtos-circuitos devem ser declarados **após** as aberturas de fases.

Curto-circuito

* B E F1 F2

B: nome da barra onde ocorre o curto-circuito

E: especificação do defeito (T: trifásico; G fase-terra; D: dupla fase; DT: dupla fase-terra)

F1 e F2: fases envolvidas no defeito (A,B,C). No caso de defeito trifásico, não são digitados. No caso de defeito fase-terra, somente F1 é digitado

Aberturas de fases

@ N T F1 F2 C B1

N: nome da linha de transmissão em que ocorre o defeito

T: número de fases abertas (1 ou 2).

F1 e F2: fases abertas. No caso de abertura monopolar, somente F1 é digitado

C: Indica qual o circuito em que ocorreu o defeito (1 ou 2), no caso de uma linha dupla. Se a linha for simples, não é digitado.

B1: barra em que ocorre o defeito ("ponta" da linha)

No anexo 3 é fornecido um exemplo de arquivos de entrada.

NOTA: o programa diferencia letras maiúsculas e minúsculas, inclusive para os nomes dos elementos

Saída de dados

O programa apresenta as tensões e correntes na seguinte ordem: fase A, fase B e fase C. As correntes nos elementos são sempre as correntes injetadas em suas barras (com exceção dos geradores), sendo que as três primeiras linhas correspondem à primeira barra e as três últimas correspondem à segunda. Por exemplo, se o programa informar para um certo elemento a ordem das barras desta maneira:

De: Barra_T para: Barra_F

Significa que o programa adotou a primeira barra como sendo a Barra_T e a segunda como sendo a Barra_F. No caso de linha de circuito duplo as correntes aparecem na seguinte ordem:

1. primeira barra do circuito 1 (linhas 1 a 3);
2. primeira barra do circuito 2 (linhas 4 a 6);
3. segunda barra do circuito 1 (linhas 7 a 9);
4. segunda barra do circuito 1 (linhas 10 a 12).

Para as correntes de curto-circuito são apresentados três valores. No caso de curto-circuito envolvendo a terra, é apresentado somente o valor da corrente para a terra (os demais são iguais a zero). Quando o defeito envolve somente as fases, são apresentadas as correntes que circulam pelas fases em defeito.

As matrizes são sempre apresentadas em valores p.u., em relação à potência de base definida inicialmente no arquivo de entrada.

As barras auxiliares para aberturas são criadas e nomeadas automaticamente pelo programa adicionando ao nome da linha de transmissão em defeito o sufixo _AUXILIAR_ABERTURA_x, em que x é o número do defeito do tipo abertura, na ordem em que ele aparece no arquivo de entrada.

Exemplo:

Abertura dos disjuntores nas extremidades da fase B da linha de transmissão simples "LT", ligada entre as barras "E" e "C" com curto-circuito na fase B da barra "E":

```
@ LT 1 B E
@ LT 1 B C
* LT_AUXILIAR_ABERTURA_0 G A
```

O programa cria automaticamente as barras LT_AUXILIAR_ABERTURA_0 e LT_AUXILIAR_ABERTURA_1 que são as barras auxiliares ligadas respectivamente às barras E e C. Caso estivesse escrito da maneira abaixo:

```
@ LT 1 B C
@ LT 1 B E
* LT_AUXILIAR_ABERTURA_0 G A
```

LT_AUXILIAR_ABERTURA_0 e LT_AUXILIAR_ABERTURA_1 corresponderiam à barras C e E, respectivamente. Isso ocorre pois, neste caso, o defeito de abertura na barra C foi definido primeiro. Note que todos os defeitos de aberturas de fases devem ser definidos **antes** dos defeitos de curto-circuito.

NOTA: O programa apresenta os resultados em valores eficazes. No entanto, para facilitar a comparação dos dados, os resultados dos Anexos são apresentados em valores de pico, pois o programa ATP utiliza valores de pico.

ANEXO 2
CASO TESTE

O caso teste é composto por um gerador síncrono de equivalente a 10 máquinas de 100 MVA, um transformador equivalente de 1000 MVA, uma linha de transmissão de circuito duplo (configuração de Jupiá-Bauru) e uma carga trifásica equilibrada. Os elementos estão conectados conforme a Figura 10, sendo que a carga está no lugar do reator e a linha é de circuito duplo. Os dados são os seguintes:

Transformador (entre as barras ATR e BTR):

- Tensão de linha nominal: 13.8 / 440 kV
- Potência nominal: 1000 MVA
- Impedância: $0.007632 + j0.0963$ p.u.

Carga trifásica equilibrada ligada em Y (barra CARGA) :

- $z = 127 + j7.5 \Omega$ por fase

Gerador (barra BTR):

- Tensão nominal de linha nominal: 13.8 kV
- Potência nominal: 1000 MVA
- Tensão em vazio: 1 p.u. (somente seqüência positiva)
- $z_0 = z_1 = z_2 = j0.2231$ p.u.

Linha de transmissão (entre as barras ATR e CARGA):

- Comprimento: 200 km
- Tensão de linha nominal: 440 kV
- Matriz de impedância série e matriz de capacitâncias: ver Anexo 6

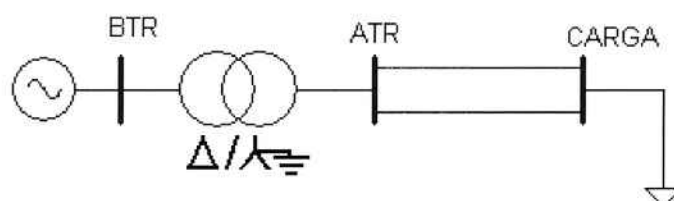


Figura 14. Caso teste

ANEXO 3
EXEMPLO DE ARQUIVO
DE ENTRADA

Arquivo de entrada relativo ao caso teste com abertura monopolar da fase A do circuito 1 da linha de transmissão (início da linha) e curto-circuito fase-terra na barra da carga (fase A). Os demais casos são idênticos, alterando-se somente as duas últimas linhas para modificar a localização dos defeitos.

p 1000
f 60

b BTR 7.967433
b ATR 254.03
b FLT 254.03

g GER BTR 1000 7.9674 0 0.2231 0 0.2231 1 0 1 -120 1 120

t TRAF0 BTR ATR 1 7.967433 254.03 1000 0.007632 0.0923

l L T D ATR FLT ATR FLT 254.03 200

0.1309665 0.6891064 0.1080524 0.3911773 0.1124931 0.3740122 0.1079057 0.3231647 0.1063321 0.2983858 0.1120367 0.3020868
0.1080524 0.3911773 0.1339579 0.6873898 0.1140922 0.3731085 0.1095107 0.3614383 0.1079057 0.3231647 0.1138391 0.3266265
0.1124931 0.3740122 0.1140922 0.3731085 0.1435945 0.6826041 0.1138391 0.3266265 0.1120367 0.3020868 0.1183875 0.3175936
0.1079057 0.3231647 0.1095107 0.3614383 0.1138391 0.3266265 0.1339579 0.6873898 0.1080524 0.3911773 0.1140922 0.3731085
0.1063321 0.2983858 0.1079057 0.3231647 0.1120367 0.3020868 0.1080524 0.3911773 0.1309665 0.6891064 0.1124931 0.3740122
0.1120367 0.3020868 0.1138391 0.3266265 0.1183875 0.3175936 0.1140922 0.3731085 0.1124931 0.3740122 0.1435945 0.6826041
12.14949 -2.239369 -2.032289 -0.3469209 -0.1156524 -0.2594078
-2.239369 12.42793 -1.868658 -1.354979 -0.3469209 -0.6357475
-2.032289 -1.868658 11.63845 -0.63574750 -0.2594078 -0.7643180
-0.3469209 -1.354979 -0.63574750 12.42793 -2.239369 -1.868658
-0.1156524 -0.3469209 -0.2594078 -2.239369 12.14949 -2.032289
-0.2594078 -0.6357475 -0.7643180 -1.868658 -2.032289 11.63845

c CARGA FLT 254.03 127 7.5 127 7.5 127 7.5

@ LT 1 A ATR 1

* FLT G A

ANEXO 4
RESULTADOS FORNECIDOS
PELO PROGRAMA DESENVOLVIDO
(VALORES DE PICO)

Curto-circuito fase-terra na carga (fase A)

linha de circuito duplo LT:

Circuito 1 - de: ATR para: FLT

Circuito 2 - de: ATR Para: FLT

correntes injetadas na linha:

modulo: 0.306523 (1.706450 kA) fase -45.307359
modulo: 0.188137 (1.047378 kA) fase -133.559155
modulo: 0.270625 (1.506599 kA) fase 121.683918
modulo: 0.314109 (1.748682 kA) fase -40.381465
modulo: 0.188958 (1.051949 kA) fase -123.363738
modulo: 0.259897 (1.446875 kA) fase 118.856011
modulo: 0.323877 (1.803060 kA) fase 131.746809
modulo: 0.210987 (1.174591 kA) fase 32.003147
modulo: 0.265303 (1.476970 kA) fase -69.883724
modulo: 0.334539 (1.862415 kA) fase 136.448340
modulo: 0.202737 (1.128660 kA) fase 41.760610
modulo: 0.255259 (1.421057 kA) fase -73.446683

gerador sincrono GER:

Na barra: BTR

correntes no gerador:

modulo: 0.657040 (116.624093 kA) fase -50.594739
modulo: 0.404190 (71.743400 kA) fase 169.526974
modulo: 0.434651 (77.150320 kA) fase 92.588982

transformador TRAF0:

De: BTR para: ATR

correntes injetadas no transformador:

modulo: 0.657040 (116.624093 kA) fase -50.594739
modulo: 0.404190 (71.743400 kA) fase 169.526974
modulo: 0.434651 (77.150320 kA) fase 92.588982
modulo: 0.620059 (3.451940 kA) fase 137.185711
modulo: 0.375603 (2.091024 kA) fase 51.549683
modulo: 0.530360 (2.952575 kA) fase -59.701438

carga CARGA:

Na barra: FLT

correntes injetadas na carga:

modulo: 0.000000 (0.000000 kA) fase 0.000000
modulo: 0.412226 (2.294910 kA) fase -143.215647
modulo: 0.520311 (2.896627 kA) fase 108.369178

tensoes na barra GER_AUXILIAR:

modulo: 1.000000 (11.267605 kV) fase 0.000000
modulo: 1.000000 (11.267605 kV) fase -120.000000

modulo: 1.000000 (11.267605 kV) fase 120.000000

tensoes na barra BTR:

modulo: 0.716804 (8.076695 kV) fase -22.920198

modulo: 0.750502 (8.456398 kV) fase -126.919989

modulo: 0.903756 (10.183209 kV) fase 103.396161

tensoes na barra ATR:

modulo: 0.518955 (186.436055 kV) fase 7.634271

modulo: 0.811721 (291.613084 kV) fase -105.395749

modulo: 0.820134 (294.635463 kV) fase 116.749706

tensoes na barra FLT:

modulo: 0.000000 (0.000000 kV) fase -180.000000

modulo: 0.812691 (291.961365 kV) fase -139.835964

modulo: 1.025775 (368.512586 kV) fase 111.748862

Barra FLT:

Corrente para terra do defeito fase-terra:

modulo: 0.657862 (3.662391 kA) fase 134.135662

modulo: 0.000000 (0.000000 kA) fase 0.000000

modulo: 0.000000 (0.000000 kA) fase 0.000000

Abertura monopolar no início da LT (fase A - circuito 1)

linha de circuito duplo LT:

Circuito 1 - de: LT_AUXILIAR_ABERTURA_0 para: FLT

Circuito 2 - de: ATR Para: FLT

correntes injetadas na linha:

modulo: 0.000000	(0.000000 kA)	fase -4.289153
modulo: 0.213455	(1.188328 kA)	fase -111.937646
modulo: 0.205862	(1.146058 kA)	fase 118.104243
modulo: 0.383964	(2.137570 kA)	fase -1.527028
modulo: 0.219657	(1.222855 kA)	fase -120.749962
modulo: 0.234068	(1.303083 kA)	fase 124.988204
modulo: 0.055474	(0.308832 kA)	fase 75.388714
modulo: 0.208361	(1.159971 kA)	fase 51.461873
modulo: 0.213542	(1.188810 kA)	fase -77.396486
modulo: 0.392076	(2.182731 kA)	fase 169.711678
modulo: 0.227238	(1.265058 kA)	fase 44.205668
modulo: 0.231255	(1.287420 kA)	fase -68.774429

gerador sincrono GER:

Na barra: BTR

correntes no gerador:

modulo: 0.418485	(74.280791 kA)	fase -31.951653
modulo: 0.397251	(70.511723 kA)	fase -146.821305
modulo: 0.439441	(78.000525 kA)	fase 92.947481

transformador TRAF0:

De: BTR para: ATR

correntes injetadas no transformador:

modulo: 0.418485	(74.280791 kA)	fase -31.951653
modulo: 0.397251	(70.511723 kA)	fase -146.821305
modulo: 0.439441	(78.000525 kA)	fase 92.947481
modulo: 0.383964	(2.137570 kA)	fase 178.472972
modulo: 0.431832	(2.404058 kA)	fase 63.592976
modulo: 0.439140	(2.444740 kA)	fase -58.232834

carga CARGA:

Na barra: FLT

correntes injetadas na carga:

modulo: 0.391819	(2.181299 kA)	fase -18.404399
modulo: 0.434728	(2.420178 kA)	fase -132.323662
modulo: 0.443540	(2.469235 kA)	fase 107.086545

tensoes na barra GER_AUXILIAR:

modulo: 1.000000	(11.267605 kV)	fase 0.000000
modulo: 1.000000	(11.267605 kV)	fase -120.000000

modulo: 1.000000 (11.267605 kV) fase 120.000000

tensoes na barra BTR:

modulo: 0.884308 (9.964072 kV) fase -15.589831

modulo: 0.911459 (10.270000 kV) fase -135.089386

modulo: 0.904970 (10.196892 kV) fase 103.175300

tensoes na barra ATR:

modulo: 0.862423 (309.827874 kV) fase 8.552896

modulo: 0.892425 (320.605941 kV) fase -113.530658

modulo: 0.862653 (309.910564 kV) fase 125.601390

tensoes na barra FLT:

modulo: 0.772458 (277.507620 kV) fase -15.024715

modulo: 0.857052 (307.898099 kV) fase -128.943978

modulo: 0.874424 (314.139206 kV) fase 110.466228

tensoes na barra LT_AUXILIAR_ABERTURA_0:

modulo: 0.836803 (300.623728 kV) fase -19.275905

modulo: 0.892425 (320.605941 kV) fase -113.530658

modulo: 0.862653 (309.910564 kV) fase 125.601390

Abertura monopolar (fase A – circuito 1) no início da LT com curto-circuito monofásico na carga (fase A)

linha de circuito duplo LT:

Circuito 1 - de: LT_AUXILIAR_ABERTURA_0 para: FLT

Circuito 2 - de: ATR Para: FLT

correntes injetadas na linha:

modulo: 0.000000 (0.000000 kA) fase -12.094757
modulo: 0.190032 (1.057929 kA) fase -117.273530
modulo: 0.225329 (1.254430 kA) fase 116.957740
modulo: 0.484994 (2.700016 kA) fase -43.816869
modulo: 0.180895 (1.007063 kA) fase -131.470549
modulo: 0.281889 (1.569307 kA) fase 119.041018
modulo: 0.014690 (0.081781 kA) fase 62.765209
modulo: 0.200410 (1.115703 kA) fase 47.022293
modulo: 0.223417 (1.243787 kA) fase -76.682545
modulo: 0.510281 (2.840794 kA) fase 134.370613
modulo: 0.203189 (1.131173 kA) fase 33.802005
modulo: 0.276565 (1.539667 kA) fase -71.968621

gerador sincrono GER:

Na barra: BTR

correntes no gerador:

modulo: 0.565704 (100.412094 kA) fase -53.053957
modulo: 0.321992 (57.153386 kA) fase 176.778756
modulo: 0.434414 (77.108247 kA) fase 92.446050

transformador TRAFO:

De: BTR para: ATR

correntes injetadas no transformador:

modulo: 0.565704 (100.412094 kA) fase -53.053957
modulo: 0.321992 (57.153386 kA) fase 176.778756
modulo: 0.434414 (77.108247 kA) fase 92.446050
modulo: 0.484994 (2.700016 kA) fase 136.183131
modulo: 0.368086 (2.049174 kA) fase 55.803713
modulo: 0.507135 (2.823276 kA) fase -61.884456

carga CARGA:

Na barra: FLT

correntes injetadas na carga:

modulo: 0.000000 (0.000000 kA) fase 0.000000
modulo: 0.400915 (2.231941 kA) fase -139.633567
modulo: 0.499563 (2.781126 kA) fase 105.925101

tensoes na barra GER_AUXILIAR:

modulo: 1.000000 (11.267605 kV) fase 0.000000

modulo: 1.000000 (11.267605 kV) fase -120.000000
modulo: 1.000000 (11.267605 kV) fase 120.000000

tensoes na barra BTR:

modulo: 0.733594 (8.265884 kV) fase -18.072677
modulo: 0.813419 (9.165326 kV) fase -126.855685
modulo: 0.903074 (10.175519 kV) fase 103.414733

tensoes na barra ATR:

modulo: 0.603621 (216.852286 kV) fase 14.895699
modulo: 0.853217 (306.520323 kV) fase -106.357258
modulo: 0.798607 (286.901852 kV) fase 119.584607

tensoes na barra FLT:

modulo: 0.000000 (0.000000 kV) fase -180.000000
modulo: 0.790392 (283.950334 kV) fase -136.253883
modulo: 0.984873 (353.818351 kV) fase 109.304785

tensoes na barra LT_AUXILIAR_ABERTURA_0:

modulo: 0.245514 (88.201621 kV) fase -47.607664
modulo: 0.853217 (306.520323 kV) fase -106.357258
modulo: 0.798607 (286.901853 kV) fase 119.584607

Barra FLT:

Corrente para terra do defeito fase-terra:

modulo: 0.515106 (2.867652 kA) fase 132.819918
modulo: 0.000000 (0.000000 kA) fase 0.000000
modulo: 0.000000 (0.000000 kA) fase 0.000000

Abertura monopolar no fim da LT (fase A – circuito 1)

linha de circuito duplo LT:

Circuito 1 - de: ATR para: LT_AUXILIAR_ABERTURA_0

Circuito 2 - de: ATR Para: FLT

correntes injetadas na linha:

modulo: 0.062108	(0.345763 kA)	fase 100.291726
modulo: 0.222168	(1.236835 kA)	fase -109.912604
modulo: 0.195144	(1.086388 kA)	fase 118.579350
modulo: 0.372567	(2.074122 kA)	fase -6.798676
modulo: 0.214244	(1.192720 kA)	fase -120.859812
modulo: 0.235585	(1.311530 kA)	fase 123.904798
modulo: 0.000000	(0.000000 kA)	fase 110.556045
modulo: 0.216346	(1.204421 kA)	fase 52.765138
modulo: 0.205206	(1.142404 kA)	fase -76.583428
modulo: 0.387552	(2.157546 kA)	fase 164.354290
modulo: 0.222535	(1.238877 kA)	fase 43.503844
modulo: 0.234576	(1.305911 kA)	fase -69.519327

gerador sincrono GER:

Na barra: BTR

correntes no gerador:

modulo: 0.392866	(69.733412 kA)	fase -30.943616
modulo: 0.393413	(69.830595 kA)	fase -143.029736
modulo: 0.439192	(77.956266 kA)	fase 92.954079

transformador TRAF0:

De: BTR para: ATR

correntes injetadas no transformador:

modulo: 0.392866	(69.733412 kA)	fase -30.943616
modulo: 0.393413	(69.830595 kA)	fase -143.029736
modulo: 0.439192	(77.956266 kA)	fase 92.954079
modulo: 0.359254	(2.000005 kA)	fase -177.287102
modulo: 0.434423	(2.418480 kA)	fase 64.713484
modulo: 0.430268	(2.395352 kA)	fase -58.507743

carga CARGA:

Na barra: FLT

correntes injetadas na carga:

modulo: 0.387552	(2.157546 kA)	fase -15.645710
modulo: 0.437448	(2.435324 kA)	fase -131.930954
modulo: 0.438950	(2.443686 kA)	fase 107.184796

tensoes na barra GER_AUXILIAR:

modulo: 1.000000	(11.267605 kV)	fase 0.000000
modulo: 1.000000	(11.267605 kV)	fase -120.000000

modulo: 1.000000 (11.267605 kV) fase 120.000000

tensoes na barra BTR:

modulo: 0.893717 (10.070094 kV) fase -14.616063
modulo: 0.929147 (10.469300 kV) fase -135.117841
modulo: 0.905033 (10.197601 kV) fase 103.185317

tensoes na barra ATR:

modulo: 0.888397 (319.158887 kV) fase 9.627786
modulo: 0.904060 (324.785839 kV) fase -113.841719
modulo: 0.861296 (309.422959 kV) fase 126.451978

tensoes na barra FLT:

modulo: 0.764047 (274.485768 kV) fase -12.266026
modulo: 0.862415 (309.825016 kV) fase -128.551270
modulo: 0.865376 (310.888803 kV) fase 110.564480

tensoes na barra LT_AUXILIAR_ABERTURA_0:

modulo: 0.935053 (335.920391 kV) fase 13.540864
modulo: 0.862415 (309.825016 kV) fase -128.551270
modulo: 0.865376 (310.888803 kV) fase 110.564480

Abertura monopolar no fim da LT com curto-circuito fase-terra na carga (fase A)

linha de circuito duplo LT:

Circuito 1 - de: ATR para: LT_AUXILIAR_ABERTURA_0

Circuito 2 - de: ATR Para: FLT

correntes injetadas na linha:

modulo: 0.042174 (0.234787 kA)	fase 108.702728
modulo: 0.196167 (1.092081 kA)	fase -115.811839
modulo: 0.218248 (1.215009 kA)	fase 117.415785
modulo: 0.502294 (2.796325 kA)	fase -44.809516
modulo: 0.180825 (1.006675 kA)	fase -132.224470
modulo: 0.283638 (1.579045 kA)	fase 119.155965
modulo: 0.000000 (0.000000 kA)	fase 180.000000
modulo: 0.203550 (1.133187 kA)	fase 47.032530
modulo: 0.221603 (1.233689 kA)	fase -76.096533
modulo: 0.527576 (2.937075 kA)	fase 133.451534
modulo: 0.203539 (1.133123 kA)	fase 32.937157
modulo: 0.279229 (1.554499 kA)	fase -71.747291

gerador sincrono GER:

Na barra: BTR

correntes no gerador:

modulo: 0.550425 (97.700006 kA)	fase -52.413929
modulo: 0.317414 (56.340811 kA)	fase 179.630415
modulo: 0.434517 (77.126390 kA)	fase 92.417109

transformador TRAF0:

De: BTR para: ATR

correntes injetadas no transformador:

modulo: 0.550425 (97.700006 kA)	fase -52.413929
modulo: 0.317414 (56.340811 kA)	fase 179.630415
modulo: 0.434517 (77.126390 kA)	fase 92.417109
modulo: 0.464927 (2.588302 kA)	fase 137.509172
modulo: 0.373138 (2.077302 kA)	fase 56.318088
modulo: 0.501829 (2.793737 kA)	fase -61.600753

carga CARGA:

Na barra: FLT

correntes injetadas na carga:

modulo: 0.000000 (0.000000 kA)	fase 0.000000
modulo: 0.404013 (2.249187 kA)	fase -140.014956
modulo: 0.500476 (2.786207 kA)	fase 106.328415

tensoes na barra GER_AUXILIAR:

modulo: 1.000000 (11.267605 kV)	fase 0.000000
---------------------------------	---------------

modulo: 1.000000 (11.267605 kV) fase -120.000000
modulo: 1.000000 (11.267605 kV) fase 120.000000

tensoes na barra BTR:

modulo: 0.742867 (8.370362 kV) fase -17.606929
modulo: 0.822073 (9.262833 kV) fase -127.340570
modulo: 0.902916 (10.173747 kV) fase 103.412247

tensoes na barra ATR:

modulo: 0.622749 (223.724183 kV) fase 14.875662
modulo: 0.856759 (307.793028 kV) fase -106.840120
modulo: 0.800993 (287.759047 kV) fase 120.126073

tensoes na barra FLT:

modulo: 0.000000 (0.000000 kV) fase -180.000000
modulo: 0.796499 (286.144407 kV) fase -136.635273
modulo: 0.986672 (354.464718 kV) fase 109.708099

tensoes na barra LT_AUXILIAR_ABERTURA_0:

modulo: 0.580240 (208.452751 kV) fase 36.256848
modulo: 0.796499 (286.144407 kV) fase -136.635273
modulo: 0.986672 (354.464718 kV) fase 109.708099

Barra FLT:

Corrente para terra do defeito fase-terra:

modulo: 0.527576 (2.937075 kA) fase 133.451534
modulo: 0.000000 (0.000000 kA) fase 0.000000
modulo: 0.000000 (0.000000 kA) fase 0.000000

ANEXO 5
RESULTADOS FORNECIDOS
PELO PROGRAMA ATP
(VALORES DE PICO)


```

New XOPT, COPT = 6.00000000E+01 0.00000000E+00
New MOLDAT = 1 (data vintage).
New XOPT, COPT = 6.00000000E+01 0.00000000E+00
List of PI-ckt. 2.619E+01 3.656E-01 2.430E-06
Phase 2. 2.1610E+01 2.0753E-01 -4.4787E-07
Cont. 2.6792E+01 3.6467E-01 2.4856E-06
Phase 3. 2.2499E+01 1.9842E-01 -4.0646E-07
Cont. 2.2818E+01 1.9794E-01 -3.7373E-07
Cont. 2.8719E+01 3.6213E-01 2.3277E-06
Phase 4. 2.1581E+01 1.7144E-01 -6.9384E-08
Cont. 2.1902E+01 1.9175E-01 -2.7100E-07
Cont. 2.2768E+01 1.7328E-01 -1.2715E-07
Cont. 2.6792E+01 3.6467E-01 2.4856E-06
Phase 5. 2.1266E+01 1.5830E-01 -2.3130E-08
Cont. 2.1581E+01 1.7144E-01 -6.9384E-08
Cont. 2.2407E+01 1.6026E-01 -5.1882E-08
Cont. 2.1610E+01 2.0753E-01 -4.4787E-07
Cont. 2.6193E+01 3.6558E-01 2.4299E-06
Phase 6. 2.2407E+01 1.6026E-01 -5.1882E-08
Cont. 2.2768E+01 1.7328E-01 -1.2715E-07
Cont. 2.3678E+01 1.6849E-01 -1.5286E-07
Cont. 2.2818E+01 1.9794E-01 -3.7373E-07
Cont. 2.2499E+01 1.9842E-01 -4.0646E-07
Cont. 2.8719E+01 3.6213E-01 2.3277E-06
New MOLDAT = 0 (data vintage).
New XOPT, COPT = 6.00000000E+01 0.00000000E+00
New XOPT, COPT = 6.00000000E+01 0.00000000E+00
Blank card ending branches. IER, NROT = 24 16
Blank card ending switches. KSWTCH = 0.
Comment card. KOMPAT > 0.
Source. 1.13E+04 6.00E+01 0.00E+00 -1.00E+00
Source. 1.13E+04 6.00E+01 -1.20E+02 -1.00E+00
Source. 1.13E+04 6.00E+01 1.20E+02 -1.00E+00
Blank card ends electric sources. KCONST = 3
$VINTAGE, -1,
$SUNITS, 60., 0.0
$VINTAGE, 1
$SUNITS, 60., 0.0,
1ATRA FLTA
2ATRB FLTB
3ATRC FLTC
4ATRA FLTA
5ATRB FLTB
6ATRC FLTC
2.61932997E+01 1.37821286E+02 2.42989758E+00
2.16104749E+01 7.82354672E+01 -4.47873890E-01
2.67915824E+01 1.37477961E+02 2.48558549E+00
2.24986222E+01 7.48024424E+01 -4.06457706E-01
2.28184473E+01 7.46217088E+01 -3.73731521E-01
2.87188915E+01 1.36520827E+02 2.32769015E+00
2.15811362E+01 6.46329327E+01 -6.93841735E-02
2.19021436E+01 7.22876579E+01 -2.70995706E-01
2.27678109E+01 6.53252943E+01 -1.27149506E-01
2.67915824E+01 1.37477961E+02 2.48558549E+00
2.12664102E+01 5.96771635E+01 -2.31304722E-02
2.15811362E+01 6.46329327E+01 -6.93841735E-02
2.24073435E+01 6.04173503E+01 -5.18815510E-02
2.16104749E+01 7.82354672E+01 -4.47873890E-01
2.61932997E+01 1.37821286E+02 2.42989758E+00
2.24073435E+01 6.04173503E+01 -5.18815510E-02
2.27678109E+01 6.53252943E+01 -1.27149506E-01
2.36775018E+01 6.35187154E+01 -1.52863594E-01
2.28184473E+01 7.46217088E+01 -3.73731521E-01
2.24986222E+01 7.48024424E+01 -4.06457706E-01
2.87188915E+01 1.36520827E+02 2.32769015E+00
$VINTAGE, -1,
$SUNITS, -1., -1., ( Restore values that existed b4 preceding $UNITS
$SUNITS, -1., -1.
BLANK BRANCH
BLANK SWITCH
C < n l><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1 >< TSTART >< TSTOP >
14GA 0 11267.6 60. -1. 3.
14GB 0 11267.6 60. -1. 3.
14GC 0 11267.6 60. -1. 3.
BLANK SOURCE

```

List of input elements that are connected to each node. Only the physical connections of multi-phase lines are shown (capacitive and inductive coupling are ignored). Repeated entries indicate parallel connections. Switches are included, although sources (including rotating machinery) are omitted -- except that U.M. usage produces extra, internally-defined nodes "UMXXX".

```
>From bus name | Names of all adjacent busses.
-----
```

```

X0004A |ETRA *BTRB *
BTRA |X0004A*X0004C*GA *
BTRB |X0004A*X0004B*GB *
ATRA |TERRA *FLTA *FLTA *
X0004B |BTRB *BTRC *
BTRC |X0004B*X0004C*GC *
ATRB |TERRA *FLTB *FLTB *
X0004C |ETRA *BTRC *
ATRC |TERRA *FLTC *FLTC *

```

```

GA      |BTRA *
GB      |BTRB *
GC      |BTRC *
ELTA    |TERRA *ATRA *ATRA *
FLTB    |TERRA *ATRB *ATRB *
FLTC    |TERRA *ATRC *ATRC *
TERRA   |ATRA *ATRB *ATRC *FLTA *FLTA *FLTB *FLTB *FLTC *FLTC *
-----

```

Blank card ending node names for voltage output. |BLANK OUTPUT

Sinusoidal steady-state phasor solution, branch by branch. All flows are away from a bus, and the real part, magnitude, or "P" is printed above the imaginary part, the angle, or "Q". The first solution frequency = 6.0000000E+01 Hertz.

Bus K	Phasor node voltage	Phasor branch current	Power flow	Power loss
Bus M	Rectangular	Polar	P and Q	P and Q
BTRA	7438.3234343337 -3145.709262988	8076.1464994765 -22.9237782	46605.228103159 -43176.64619485	.2412429688121E9 .872776807297E8 53278764.8340168
X0004A	6205.2495185832 -4289.733992522	7543.6688232234 -34.6563864	-46605.22810316 43176.646194854	-.23720669806E9 -.33998915896E8
ATRA	184765.46403092 24741.327233595	186414.61844995 7.6269167	-2531.796039143 2345.5407530173	-.20487833935E9 -.24800745996E9 48007459.9639203
TERRA	0.0 0.0	0.0 0.0	2531.7960391434 -2345.540753017	0.0 0.0
X0004A	6205.2495185832 -4289.733992522	7543.6688232234 -34.6563864	46605.228103159 -43176.64619485	.23720669806E9 .339989158957E8 01191351.2028759
BTRB	-5079.867701287 -6760.040299812	8455.9565229291 -126.9232230	-46605.22810316 43176.646194854	-.27563737668E8 .267192435307E9
BTRB	-5079.867701287 -6760.040299812	8455.9565229291 -126.9232230	-23935.65518788 -30142.94504867	.162678742491E9 .434191034904E7 19555967.9763416
X0004B	-5827.770140196 -6067.853112755	8413.1888249898 -133.8437870	23935.655187882 30142.945048671	-.16119722977E9 .152140576273E8
ATRB	-77445.30437913 -281120.3121224	291592.87552712 -105.4022485	1300.2875313655 1637.4941608143	-.28051701662E9 -.11936050148E9 19360501.4815153
TERRA	0.0 0.0	0.0 0.0	-1300.287531365 -1637.494160814	0.0 0.0
X0004B	-5827.770140196 -6067.853112755	8413.1888249898 -133.8437870	-23935.65518788 -30142.94504867	.161197229766E9 -.15214057627E8 38881646.1095192
BTRC	-2358.455733046 9905.7495628003	10182.641496471 103.3921909	23935.655187882 30142.945048671	.121068640768E9 .1540995703737E9

BTRC		-2358.455733046	10182.641496471	-27411.46043774	54343.794100405	.264732949646E9	.295324795723E7
		9905.7495628003	103.3921909	46923.978879648	120.2920814	-.8043146762E8	38982873.0353990
X0004C		-1064.839769748	10589.239628854	27411.460437736	54343.794100405	-.26177970169E9	
		10535.564160597	95.7713416	-46923.97887965	-59.7079186	.119414340656E9	
ATRC		-132571.6353516	294615.40048039	1489.1081921063	2952.1881611841	-.43404578749E9	-.43404578749E9
		263102.63339695	116.7425309	-2549.11194953	-59.7079186	.269241734563E8	26924173.4562607
TERRA		0.0	0.0	-1489.108192106	2952.1881611841	0.0	0.0
		0.0	0.0	2549.1119495301	120.2920814	0.0	0.0
X0004C		-1064.839769748	10589.239628854	-27411.46043774	54343.794100405	.261779701689E9	.43753195347E9
		10535.564160597	95.7713416	46923.978879648	120.2920814	-.11941434066E9	11989282.7050397
BTRA		7438.3234343337	8076.1464994765	27411.460437736	54343.794100405	.175752251781E9	
		-3145.709262988	-22.9237782	-46923.97887965	-59.7079186	.131403623361E9	
GA		11267.6	11267.6	74016.688540895	116604.42882402	.416995219902E9	-.3899913281E-8
		0.0	0.0	-90100.6250745	-50.5972659	.507608901545E9	88927597.4542366
BTRA		7438.3234343337	8076.1464994765	-74016.68854089	116604.42882402	-.4169952199E9	
		-3145.709262988	-22.9237782	90100.625074502	129.4027341	-.21868130409E9	
GB		-5633.8	11267.6	-70540.88329104	71734.883989927	.135115004823E9	-.1629814506E-8
		-9758.027839682	-120.0000000	13033.701146183	169.5316326	.380884584254E9	09350238.5972766
BTRB		-5079.867701287	8455.9565229291	70540.883291041	71734.883989927	-.13511500482E9	
		-6760.040299812	-126.9232230	-13033.70114618	-10.4683674	-.27153434566E9	
GC		-5633.8	11267.6	-3475.805249854	77145.265479537	.385801590414E9	-.3492459655E-9
		9758.0278396815	120.0000000	77066.923928319	92.5823543	.200131315817E9	26467079.7005502
BTRC		-2358.455733046	10182.641496471	3475.8052498537	77145.265479537	-.38580159041E9	
		9905.7495628003	103.3921909	-77066.92392832	-87.4176457	-.73664236116E8	
FLTA		25.496905992955	36.614307642174	.18788864096983	.28780021913424	5.2596393494911	5.2596393494911
		-26.27765797978	-45.8639455	-.2180064786382	-49.2436293	.31060862300144	0.3106086
TERRA		0.0	0.0	-.1878886409698	.28780021913424	0.0	0.0
		0.0	0.0	.2180064786382	130.7563707	0.0	0.0
FLTB		-223112.3386935	291947.15435054	-1837.936390322	2294.7984110158	.334397333947E9	.334397333947E9
		-186292.3929852	-139.8377970	-1374.07771699	-143.2174808	.19747874052E8	19747874.0520017
TERRA		0.0	0.0	1837.9363903222	2294.7984110158	0.0	0.0
		0.0	0.0	1374.0777169904	36.7825192	0.0	0.0
FLTC		-136488.0520215	368463.4784089	-912.3796998666	2896.2412963096	.53265156655E9	.53265156655E9

	342251.87592848	111.7418252	2748.7773517912	108.3621414	.314558011742E8	31455801.1741836
TERRA	0.0	0.0	912.3796986663	2896.2412963096	0.0	
	0.0	0.0	-2748.777351791	-71.6378586	0.0	
FLTA	25.496905992955	36.614307642174	2549.6905992955	3661.4307642174	67030.376205788	
	-26.27765797978	-45.8639455	-2627.765797978	-45.8639455	.2042810365E-11	0.0000000
TERRA	0.0	0.0	-2549.690599295	3661.4307642174	0.0	
	0.0	0.0	2627.765797978	134.1360545	0.0	
FLTB	-223112.3386935	291947.15435054	-.0020570236584	.00206437812589	213.08285233344	213.08285233344
	-188292.3929852	-139.8377970	.17409972854E-3	175.1622030	213.08285233344	213.0828523
TERRA	0.0	0.0	.00205702365839	.00206437812589	0.0	
	0.0	0.0	-.1740997285E-3	-4.8377970	0.0	
FLTC	-136488.0520215	368463.4784089	.00102881911953	.00260543024203	339.41333730297	339.41333730297
	342251.87592848	111.7418252	.00239369963975	66.7418252	339.41333730297	339.4133373
TERRA	0.0	0.0	-.0010288191195	.00260543024203	0.0	
	0.0	0.0	-.0023936996397	-113.2581748	0.0	
ATRA	184765.46403092	186414.61844995	1199.9525561316	1706.1350084156	.958511084795E8	.958181344123E8
	24741.327233595	7.6269167	-1212.852229241	-45.3063198	.126890811896E9	26889436.0479087
FLTA	25.496905992955	36.614307642174	-1200.325381803	1802.7247090909	-32374.06727677	
	-26.27765797978	-45.8639455	1345.0038492756	131.7467645	-1375.848428837	
TERRA	0.0	0.0	-721.7495778905	1047.3580155765	.134629082738E9	-35086679729E8
	0.0	0.0	-758.9705920568	-133.5600534	.720598790471E8	47723971.2058106
FLTB	-77445.30437913	291592.87552712	996.04324175547	1174.5390987397	-.16971576247E9	
	-281120.3121224	-105.4022485	622.44674874359	32.0020624	-.24335907841E8	
TERRA	223112.3386935	291947.15435054	-791.0683843303	1506.3947710166	.221080888514E9	-50875960986E8
	-186292.3929852	-139.8377970	1281.9656849772	121.6776789	-.19089943896E8	26840355.8189437
ATRC	-132571.6353516	294615.40048039	507.73295882004	1476.7665252726	-.2719568495E9	
	263102.63339695	116.7425309	-1386.739561956	-69.8905872	-.77504119228E7	
FLTC	-136488.0520215	368463.4784089	1331.8434830118	1748.3679118354	.109027330867E9	.108993169299E9
	342251.87592848	111.7418252	-1132.688523776	-40.3800567	.121116648068E9	21118023.6054028
ATRA	184765.46403092	186414.61844995	-1349.553106133	1862.0771068004	-34061.56856837	
	24741.327233595	7.6269167	1282.9799551808	136.4486229	1375.5378202144	
FLTA	25.496905992955	36.614307642174	-578.537953475	1051.9077072031	.145887933879E9	-18733850684E8
	-26.27765797978	-45.8639455	-878.5235687575	-123.3662769	.473006224344E8	51888443.1408512
ATRB	-77445.30437913	291592.87552712				
	-281120.3121224	-105.4022485				

FLTB	-223112.3386935	291947.15435054	841.89520559043	1128.5993035203	-1.16468178456E9
	-188292.3929852	-139.8377970	751.63079414713	41.7579763	.458782070641E7
ATRC	-132571.6353516	294615.40048039	-698.039807776	1446.69251336359	.21296489898E9
	263102.63339695	116.7425309	1267.1462645529	118.8492911	-.78342295601E7
FLTC	-136488.0520215	368463.4784089	404.64571222748	1420.8770580131	-.26069505646E9
	342251.87592848	111.7418252	-1362.040183535	-73.4539504	-.23705728665E8
Total network loss P-loss by summing injections = 9.379118151388E+08					

Solution at nodes with known voltage. Nodes that are shorted together by switches are shown as a group of names, with the printed result applying to the composite group. The entry "MVA" is $\text{SQRT}(P^2 + Q^2)$ in units of power, while "P.F." is the associated power factor.

Node name	Source Rectangular	node voltage Polar	Injected Rectangular	source current Polar	Injected P and Q	source power MVA and P.F.
GA	11267.6 0.0	11267.6 0.0	74016.688540895 -90100.6250745	116604.42882402 -50.5972659	.416995219902E9 .507608901545E9	.656926031109E9 0.6347674
GB	-5633.8 -9758.027839682	11267.6 -120.0000000	-70540.88329104 13033.701146183	71734.883989927 169.5316326	.135115004823E9 .380884584254E9	.404139989422E9 0.3343272
GC	-5633.8 9758.0278396815	11267.6 120.0000000	-3475.805249854 77066.923928319	77145.265479537 92.5823543	.385801590414E9 .200131315817E9	.434620996659E9 0.8876736

Selective branch outputs follow (for column-80 keyed branches only). Any request for branch current output automatically will be augmented to include branch voltage. But the converse is not true (a request for voltage only will not produce current output).

From bus K	To bus M	Branch voltage Vkm = Vk - Vm	Magnitude Degrees	Real part	Imag part	Branch current Ikm from K to M	Real part	Imag part	
GA	BTRA	4.9556882E+03	39.402734	3.8292766E+03	3.1457093E+03	1.1660443E+05	-50.597266	7.4016689E+04	
GB	BTRB	3.0487326E+03	-100.468367	-5.5393230E+03	-2.9979875E+03	7.1734884E+04	169.531633	-7.0540883E+04	
GC	BTRC	3.2786738E+03	-177.417646	-3.2753443E+03	-1.4772172E+02	7.7145265E+04	92.582354	-3.4758052E+03	
Actual List Sizes for the preceding solution follow.									
Size 1-10:	16	24	34	3	-9999	0	-9999	-9999	0
Size 11-20:	0	-9999	-9999	-9999	-9999	0	0	23	0
Size 21-30:	0	-9999	61	-9999	-9999	36	-9999	-9999	0
Seconds for overlays 1-5 :	0.016	0.000	0.016	0.016	0.016	--	(CP: Wait; Real)		
Seconds for overlays 6-11 :	0.016	0.000	0.000	0.016	0.000				
Seconds for overlays 12-15 :	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000				
Seconds for time-step loop :	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000				
Seconds after DELTAT-loop :	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000				
Totals :	0.031	0.000	0.031	0.000	0.031				


```

Comment card. KOMPAN > 0.
Comment card. KOMPAN > 0.
Comment card. KOMPAN > 0.
New XOPT, COPT = 6.00000000E+01 0.00000000E+00
New MOLDAT = 1 (data vintage).
New XOPT, COPT = 6.00000000E+01 0.00000000E+00
List of PI-ckt. 2.619E+01 3.656E-01 2.430E-06
Phase 2. 2.1610E+01 2.0753E-01 -4.4787E-07
Cont. 2.6792E+01 3.6467E-01 2.4856E-06
Phase 3. 2.2499E+01 1.9842E-01 -4.0646E-07
Cont. 2.2818E+01 1.9794E-01 -3.7373E-07
Phase 4. 2.8719E+01 3.6213E-01 2.3277E-06
Cont. 2.1581E+01 1.7144E-01 -6.9384E-08
Cont. 2.1902E+01 1.9175E-01 -2.7100E-07
Cont. 2.2768E+01 1.7328E-01 -1.2715E-07
Cont. 2.6792E+01 3.6467E-01 2.4856E-06
Phase 5. 2.1266E+01 1.5830E-01 -2.3130E-08
Cont. 2.1581E+01 1.7144E-01 -6.9384E-08
Cont. 2.2407E+01 1.6026E-01 -5.1882E-08
Cont. 2.1610E+01 2.0753E-01 -4.4787E-07
Phase 6. 2.6193E+01 3.6558E-01 2.4299E-06
Cont. 2.2407E+01 1.6026E-01 -5.1882E-08
Cont. 2.2768E+01 1.7328E-01 -1.2715E-07
Cont. 2.3678E+01 1.6849E-01 -1.5286E-07
Cont. 2.2818E+01 1.9794E-01 -3.7373E-07
Cont. 2.2499E+01 1.9842E-01 -4.0646E-07
Cont. 2.8719E+01 3.6213E-01 2.3277E-06
New MOLDAT = 0 (data vintage).
New XOPT, COPT = 6.00000000E+01 0.00000000E+00
New XOPT, COPT = 6.00000000E+01 0.00000000E+00
Blank card ending branches. IBR, NTOF = 27 25
Comment card. KOMPAN > 0.
Switch. 1.00E+00 2.00E+00 0.00E+00 0.00E+00
Switch. -1.00E+00 1.00E-03 0.00E+00 0.00E+00
Switch. -1.00E+00 1.00E-03 0.00E+00 0.00E+00
Blank card ending switches. KSWTCH = 3.
Comment card. KOMPAN > 0.
Source. 1.13E+04 6.00E+01 0.00E+00 -1.00E+00
Source. 1.13E+04 6.00E+01 -1.20E+02 -1.00E+00
Source. 1.13E+04 6.00E+01 1.20E+02 -1.00E+00
Blank card ends electric sources. KCONST = 3

```

```

C teste tahan LT 440KV CD
C $INCLUDE, C:\ATP\project\lcc\TAHANL~3.LIB, ILTABA, ILTABB, ILTABC, ILTFFEA $$
C ' ILTFEB, ILTFEC, FLTA##, FLTC##, FLTA##, FLTB##, FLTC##
$UNITS, 60., 0.0
$VINTAGE, 1
$UNITS, 60., 0.0,
1 ILTABABLTA
2 ILTABBLTBB
3 ILTABBCFLTC
4 ILTFFEAFLTA
5 ILTFFEBFLTB
6 ILTFFECFLTC
$VINTAGE, -1,
$UNITS, -1., -1., { Restore values that existed b4 preceding $UNITS
$UNITS, -1., -1.
BLANK BRANCH
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><Vf/CLOP >< type >
| ATRA ILTABA 1. 2.
| ATRB ILTABB -1. .001
| ATRC ILTABC -1. .001
| BLANK SWITCH
| C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1 >< TSTART >< TSTOP >
| L4GA 0 11267.6 60. -1. 3.
| L4GB 0 11267.6 60. -120. -1. 3.
| L4GC 0 11267.6 60. 120. -1. 3.
| BLANK SOURCE

```

List of input elements that are connected to each node. Only the physical connections of multi-phase lines are shown (capacitive and inductive coupling are ignored). Repeated entries indicate parallel connections. Switches are included, although sources (including rotating machinery) are omitted -- except that U.M. usage produces extra, internally-defined nodes "UMXXXX".

```

>From bus name | Names of all adjacent buses.
-----+-----
X0006A |BTRA *BTRB *
BTRA |X0006A*X0006C*GA *

```

```

BTRF |X0006A*X0006B*GB *
ATRA |TERRA *ILTFEA*ILTABA*
X0006B |BTRB *BTRC *
BTRC |X0006B*X0006C*GC *
ATFB |TERRA *ILTFEB*ILTABB*
X0006C |BTRA *BTRC *
ATRC |TERRA *ILTFEC*ILTABC*
GA |BTRA *
GB |BTRB *
GC |BTRC *
FLTA |TERRA *ILTFEA*ILTABA*
FLTB |TERRA *ILTFEB*ILTABB*
FLTC |TERRA *ILTFEC*ILTABC*
X0015A |TERRA *
X0015B |TERRA *
X0015C |TERRA *
ILTFEA |ATRA *FLTA *
ILTFEB |ATRB *FLTB *
ILTFEC |ATRC *FLTC *
ILTABA |ATRA *FLTA *
ILTABB |ATRB *FLTB *
ILTABC |ATRC *FLTC *
TERRA |ATRA *ATRB *ATRC *FLTA *FLTB *FLTC *X0015A*X0015B*X0015C*

```

Blank card ending node names for voltage output. |BLANK OUTPUT

Sinusoidal steady-state phasor solution, branch by branch. All flows are away from a bus, and the real part, magnitude, or "P" is printed above the imaginary part, the angle, or "Q". The first solution frequency = 6.00000000E+01 Hertz.

Bus K	Bus M	Phasor node voltage		Phasor branch current		Power flow		Power loss	
		Rectangular	Polar	Rectangular	Polar	P and Q	P and Q	P and Q	P and Q
BTRA		9596.7713902846	9963.4890456014	39331.6182226925	39345.700273908	.19013782561E9	.154808413004E7		
		-2678.263027493	-15.5933331	-1052.586193944	-1.5329742		-4.7619494918E8	20434710.5165839	
ATRA	X0006A	9490.3198783106	10191.357862038	-39331.618222692	39345.700273908				
		-3714.512576296	-21.3753821	1052.5861939443	178.4670258				
TERRA		306366.23647406	309806.84789123	-2136.662329377	2137.4273266147				
		46043.589662634	8.5469799	57.181000182765	178.4670258				
X0006A		0.0	0.0	2136.6623293767	2137.4273266147				
		0.0	0.0	-57.18100018277	-1.5329742				
BTRB		9490.3198783106	10191.357862038	39331.6182226925	39345.700273908				
		-3714.512576296	-21.3753821	-1052.586193944	-1.5329742				
BTRF		-7273.406063567	10269.484239138	-39331.618222692	39345.700273908				
		-7249.818671689	-135.0930549	1052.5861939441	178.4670258				
		-7273.406063567	10269.484239138	-19685.06807879	44251.122590804				

	-7249.818671689	-135.0930549	-39631.55239553	-116.4136789	-72771599696E8	25847736.4272116
X0006B	-8280.308910652	10620.620713886	19685.068078789	44251.122590804	-21329136919E9	
	-6650.869769618	-141.2280410	39631.552395531	63.5863211	.986193361228E8	
ATRB	-128025.2097662	320586.03224624	1069.3773943522	2403.9109229347	-3848446968E9	-3848446968E9
	-293913.1669996	-113.5373898	2152.9560408548	63.5863211	-1.9335723972E8	19335723.97199999
TERRA	0.0	0.0	-1069.377394352	2403.9109229347	0.0	
	0.0	0.0	-2152.956040855	-116.4136789	0.0	
X0006E	-8280.308910652	10620.620713886	-19685.06807879	44251.122590804	.213291369185E9	.387156211895E9
	-6650.869769618	-141.2280410	-39631.55239553	-116.4136789	-98619336123E8	45137433.2871592
BTRC	-2323.365326717	10196.314661044	19685.06807879	44251.122590804	.17386484271E9	
	9928.0816991813	103.1713045	39631.552395531	63.5863211	.14375676941E9	
BTRC	-2323.365326717	10196.314661044	-23686.33536114	44999.430642081	.217445311843E9	.202494875811E7
	9928.0816991813	103.1713045	38261.028152301	121.7604945	-73132763223E8	26729323.6070708
X0006C	-1265.901512774	10553.080026708	23686.335361138	44999.430642081	-21542036308E9	
	10476.878896411	96.8895427	-38261.0281523	-58.2395055	.998620868301E8	
ATRC	-180369.7546132	309888.22438287	1286.7434081947	2444.5622283223	-3779227306E9	-3779227306E9
	251987.02988836	125.5947022	-2078.503281115	-58.2395055	-25328238559E8	25328238.5590133
TERRA	0.0	0.0	-1286.743408195	2444.5622283223	0.0	
	0.0	0.0	2078.5032811154	121.7604945	0.0	
X0006C	-1265.901512774	10553.080026708	-23686.33536114	44999.430642081	.215420363085E9	.380313084399E9
	10476.878896411	96.8895427	38261.028152301	121.7604945	-9986208683E8	52009965.2101110
BTRA	9596.7713902846	9963.4890456014	23686.335361138	44999.430642081	.164892721314E9	
	-2678.263027493	-15.59333331	-38261.0281523	-58.2395055	.15187205204E9	
GA	11267.6	11267.6	63017.953588063	74275.317215024	.355030546924E9	-1.25146471E-8
	0.0	0.0	-39313.61434624	-31.9578880	.221485040504E9	17232483.3820901
BTRA	9596.7713902846	9963.4890456014	-63017.95358806	74275.317215024	-35503054692E9	
	-2678.263027493	-15.59333331	39313.614346245	148.0421120	-10425255712E9	
GB	-5633.8	11267.6	-59016.68630571	70507.488224233	.354471416765E9	.49476511776E-8
	-9758.027839682	-120.0000000	-38578.96620159	-146.8275192	.179270144095E9	05640250.2834189
BTRB	-7273.406063567	10269.484239138	59016.686305714	70507.488224233	-35447141677E9	
	-7249.818671689	-135.0930549	38578.966201587	33.1724808	-73629893812E8	
GC	-5633.8	11267.6	-4001.267282348	77995.283474485	.391310154553E9	.55297277868E-9
	9758.0278396815	120.0000000	77892.580547832	92.9406446	.199893371378E9	29269365.1906378

BTRC	-2323.365326717	10196.314661044	4001.2672823481	77995.283474485	-39131015455E9
	9928.0816991813	103.1713045	-77892.58054783	-87.05933554	-.70624006187E8
FLTA	267995.35942315	277489.04203213	2069.5194120286	2181.1530040298	.302096705114E9
	-71962.87776046	-15.0306620	-688.8525460683	-18.4103458	.178403566012E8
					17840356.6012053
TERRA	0.0	0.0	-2069.519412029	2181.1530040298	0.0
	0.0	0.0	688.8525460683	161.5896542	0.0
ELTB	-193548.46843	307879.2138608	-1629.65724159	2420.0295163837	.371890471621E9
	-239433.9171796	-128.9506401	-1789.066833604	-132.3303239	.219620357256E8
					21962035.7256319
TERRA	0.0	0.0	1629.6572415905	2420.0295163837	0.0
	0.0	0.0	1789.0668336035	47.6696761	0.0
FLTC	-109798.1227919	314116.32602972	-725.1725805038	2469.0552214858	.387110839108E9
	294301.61146311	110.4595524	2360.1606757235	107.0798686	.228608763253E8
					22860876.3252984
TERRA	0.0	0.0	725.17258050382	2469.0552214858	0.0
	0.0	0.0	-2360.160675724	-72.9201314	0.0
ATRA	306366.23647406	309806.84789123	2136.6623288486	2137.4273261017	.325984188885E9
	46043.589662634	8.5469799	-57.18100073864	-1.5329742	.579489657556E8
ILTFEA	306366.21510743	309806.82684688	-2136.662328849	2137.4273261017	-.32598416604E9
	46043.590234444	8.5469806	57.181000738638	178.4670258	-.57948965756E8
ATRB	-128025.2097662	320586.03224624	-625.3198313061	1222.7811122903	.194449498305E9
	-233913.1669996	-113.5373898	-1050.794345792	-120.7565594	.246307827328E8
					7.4759682428557
ILTFEB	-128025.203513	320586.02011536	625.31983130611	1222.7811122903	-.194449498305E9
	-293913.1564916	-113.5373896	1050.7943457924	59.2434406	-.24630782733E8
ATRC	-180369.7546132	309888.22438287	-747.0197160728	1302.9873045806	.20187865201E9
	251987.02988836	125.5947022	1067.5848723622	124.9815843	.216037096773E7
					8.4888795794977
ILTFEC	-180369.747143	309888.21135374	747.01971607283	1302.9873045806	-.20187864352E9
	251987.01921251	125.5947022	-1067.584872362	-55.0184157	-.21603709677E7
ILTRBA	283741.13210555	300603.25360875	-120792265E-12	.2574675894E-12	-.5851888638E-8
	-99263.7196141	-19.2818289	-227373675E-12	-117.9794744	.38252776807E-7
					42844786.4950619
FLTA	267995.35942315	277489.04203213	77.931874061124	308.81148679427	-309148.7043343
	-71962.87776046	-15.0306620	298.81626023597	75.3827514	-.42844786495E8
ILTABB	-128025.2097662	320586.03224624	-444.0575612757	1188.2539710409	.190395197046E9
	-293913.1669996	-113.5373898	-1102.161685947	-111.9443543	-.52950584375E7
					-4030517.5597327
FLTB	-193548.46843	307879.2138608	722.76475857368	1159.8991901867	-.17854994756E9
	-239433.9171796	-128.9506401	907.18092746693	51.45551379	.126454087773E7

ILTABC	-180369.7546132	309888.22438287	-539.7236916439	1145.9745569902	176044078102E9	-.88994709458E7
	251987.02988836	125.5947022	1010.9184051876	118.0975096	.2316786733E8	-2372665.0811931
FLTC	-109798.1227919	314116.32602972	259.24710031371	1188.7238347141	-.18494354905E9	
	294301.61146311	110.4595524	-1160.110036245	-77.4032088	-.25540532411E8	
ILTFEA	306366.21510743	309806.82684688	2136.6623285483	2137.42732579	.325984166006E9	.241966095969E8
	46043.59023444	8.5469806	-57.18100030727	-1.5329742	.579489656826E8	82953395.5764792
FLTA	267995.35942315	277489.04203213	-2147.45128609	2182.5845528626	-.30178755641E9	
	-71962.87776046	-15.0306620	390.03628583233	169.7057275	.250044298939E8	
ILTFEB	-128025.203513	320586.02011536	-625.3198300849	1222.7811135974	.194449491082E9	.110896701653E7
	-293913.1564916	-113.5373896	-1050.79434804	-120.7565593	.246307824095E8	1404205.8060990
FLTB	-193548.46843	307879.2138608	906.8924830168	1264.9809196959	-.19334052407E9	
	-239433.9171796	-128.9506401	881.88590613661	44.1990746	-.23226576603E8	
ILTFEC	-180369.747143	309888.21135374	-747.0197132386	1302.9873020856	.201878643131E9	-288646.92993368
	251987.01921251	125.5947022	1067.5848713003	124.9815842	.216037122906E7	4840027.3149075
FLTC	-109798.1227919	314116.32602972	465.925480019011	1287.3259456731	-.20216729006E9	
	294301.61146311	110.4595524	-1200.050639479	-68.7810568	.267965608585E7	

Total network loss P-loss by summing injections = 1.100812115735E+09

Output for steady-state phasor switch currents.

Node-K	Node-M	I-real	I-imag	I-magn	Degrees	Power	Reactive
ATRA	ILTAB	Open	Open	Open	Open	Open	Open
ATRB	ILTAB	-4.44057563E+02	-1.10216169E+03	1.18825398E+03	-111.9444	1.90395198E+08	-5.29505852E+06
ATRC	ILTAB	-5.39723692E+02	1.01091841E+03	1.14597456E+03	118.0975	1.76044079E+08	2.31678676E+07

Node name	Source node	voltage	Rectangular	Injected source	current	Polar	Injected source	power
		Polar		Rectangular			F and Q	MVA and P.F.
GA		11267.6	11267.6	63017.953588063	74275.317215024	-31.9578880	.355030546924E9	.418452282126E9
		0.0	0.0	-39313.61434624	-31.9578880		.221485040504E9	0.8484374
GB		-5633.8	11267.6	-59016.68630571	70507.488224233	-146.8275192	.354471416765E9	.397225087158E9
		-9758.027839682	-120.0000000	-38578.96620159	-146.8275192		.179270144095E9	0.8923692
GC		-5633.8	11267.6	-4001.267282348	77995.283474485	92.9406446	.391310154553E9	.439409828039E9
		9758.0278396815	120.0000000	77892.580547832	92.9406446		.199893371378E9	0.8905357

Solution at nodes with known voltage. Nodes that are shorted together by switches are shown as a group of names, with the printed result applying to the composite group. The entry "MVA" is $\text{SQRT}(P^{**2} + Q^{**2})$ in units of power, while "P.F." is the associated power factor.

Selective branch outputs follow (for column-80 keyed branches only). Any request for branch current output automatically will be augmented to include branch voltage. But the converse is not true (a request for voltage only will not produce current output).

From bus K	To bus M	(===== Magnitude)	Branch voltage Degrees	Vkm = Vk - Vm Real part	Imag part	(===== Magnitude)	Branch current Degrees	Ikm from K to M Real part	Imag part	
GA	BTRA	3.1567010E+03	58.042112	1.6708286E+03	2.67822630E+03	7.4275317E+04	-31.957888	6.3017954E+04	-3.9313614E+04	
GB	BTRB	2.9965682E+03	-56.827519	1.6396061E+03	-2.5082092E+03	7.0507488E+04	-146.827519	-5.9016686E+04	-3.8578966E+04	
GC	BTRC	3.3147995E+03	-177.059355	-3.3104347E+03	-1.700538E+02	7.7995283E+04	92.940645	-4.0012673E+03	7.78922581E+04	
Actual List Sizes for the preceding solution follow. 23-Nov-05 14:03:56										
Size 1-10:	25	27	37	3	-9999	3	-9999	-9999	0	0
Size 11-20:	0	-9999	-9999	0	0	0	23	0		
Size 21-30:	0	-9999	107	-9999	-9999	36	-9999	-9999	-9999	0
Seconds for overlays 1-5 :				0.016	0.000	0.016	--	(CP: Wait; Real)		
Seconds for overlays 6-11 :				0.016	0.000	0.016				
Seconds for overlays 12-15 :				0.000	0.000	0.000				
Seconds for time-step loop :				0.000	0.000	0.000				
Seconds after DELTAT-loop :				0.000	0.000	0.000				

Totals :				0.031	0.000	0.031				


```

Comment card. KOMPAN > 0.
Comment card. KOMPAN > 0.
Comment card. KOMPAN > 0.
New XOPT, COPT = 6.00000000E+01 0.00000000E+00
New MOLDAT = 1 (data vintage).
New XOPT, COPT = 6.00000000E+01 0.00000000E+00
List of PI-ckt. 2.619E+01 3.656E-01 2.430E-06
Phase 2. 2.1610E+01 2.0753E-01 -4.4787E-07
Cont. 2.6792E+01 3.6467E-01 2.4856E-06
Phase 3. 2.2499E+01 1.9842E-01 -4.0646E-07
Cont. 2.2818E+01 1.9794E-01 -3.7373E-07
Cont. 2.2813E+01 3.6213E-01 2.3277E-06
Phase 4. 2.151E+01 1.7144E-01 -6.9384E-08
Cont. 2.1902E+01 1.9175E-01 -2.7100E-07
Cont. 2.2768E+01 1.7328E-01 -1.2715E-07
Cont. 2.6792E+01 3.6467E-01 2.4856E-06
Phase 5. 2.1266E+01 1.5830E-01 -2.3130E-08
Cont. 2.1581E+01 1.7144E-01 -6.9384E-08
Cont. 2.2407E+01 1.6026E-01 -5.1882E-08
Cont. 2.1610E+01 2.0753E-01 -4.4787E-07
Cont. 2.6193E+01 3.6558E-01 2.4299E-06
Phase 6. 2.2407E+01 1.6026E-01 -5.1882E-08
Cont. 2.2768E+01 1.7328E-01 -1.2715E-07
Cont. 2.3678E+01 1.9794E-01 -1.5286E-07
Cont. 2.2818E+01 1.9794E-01 -3.7373E-07
Cont. 2.2499E+01 1.9842E-01 -4.0646E-07
Cont. 2.8719E+01 3.6213E-01 2.3277E-06
New MOLDAT = 0 (data vintage).
New XOPT, COPT = 6.00000000E+01 0.00000000E+00
New XOPT, COPT = 6.00000000E+01 0.00000000E+00
Blank card ending branches. IBR, NTOF = 27 22
Comment card. KOMPAN > 0.
Switch. 1.00E+00 2.00E+00 0.00E+00 0.00E+00
Switch. -1.00E+00 1.00E-03 0.00E+00 0.00E+00
Switch. -1.00E+00 1.00E-03 0.00E+00 0.00E+00
Blank card ending switches. KSWTCH = 3.
Comment card. KOMPAN > 0.
Source. 1.13E+04 6.00E+01 0.00E+00 -1.00E+00
Source. 1.13E+04 6.00E+01 -1.20E+02 -1.00E+00
Source. 1.13E+04 6.00E+01 1.20E+02 -1.00E+00
Blank card ends electric sources. KCONST = 3
C teste tahan LT 440kV CD
C $INCLUDE, C:\ATP\project\lcc\TAHANL-3.LIB, ILTABA, ILTABB, ILTABC, ILTDEA $$
C , ILTFEB, ILTFEC, FLTA##, FLTB##, FLTC##, FLTA##, FLTB##, FLTC##
$UNITS, 60., 0.0
$VINTAGE, 1
$UNITS, 60., 0.0,
| ILTABAFLTA
| ZILTABFLTB
| 3ILTABCFLTC
| 4ILTFEAFLLTA
| 5ILTFEBFLTB
| 6ILTFECFLTC
$VINTAGE, -1,
$UNITS, -1., -1., { Restore values that existed b4 preceding $UNITS
$UNITS, -1., -1.
BLANK BRANCH
| C < n 1 > < n 2 > < Tclose > < Top/Tde > < Ie > < V/I/CLOP > < type >
| ATRA ILTABA 1. 2.
| ATRB ILTABB -1. .001
| ATRC ILTABC -1. .001
| BLANK SWITCH
| C < n 1 > < > < Amp. > < Freq. > < Phase/T0 > < A1 > < T1 > < TSTART > < TSTOP >
| 14GA 0 11267.6 60. -1. 3.
| 14GB 0 11267.6 60. -120. 3.
| 14GC 0 11267.6 60. 120. -1. 3.
| BLANK SOURCE

```

List of input elements that are connected to each node. Only the physical connections of multi-phase lines are shown (capacitive and inductive coupling are ignored). Repeated entries indicate parallel connections. Switches are included, although sources (including rotating machinery) are omitted -- except that U.M. usage produces extra, internally-defined nodes "UMXXXX".

```

>From bus name | Names of all adjacent buses.
-----
X0006A |BTRA *BTRB *
BTRA |X0006A*X0006C*GA *

```

Bus K	Bus M	Rectangular	Polar	Phasor node voltage	Phasor branch current	Rectangular	Polar	Power flow	Power loss
								P and Q	P and Q
BTRB	X0006A	X0006B	*GB	*					
ATFA	TERRA	*ILTFEA	*ILTABA	*					
X0006B	BTRB	*BTRC	*						
BTRC	X0006B	X0006C	*GC	*					
ATFB	TERRA	*ILTFEB	*ILTABB	*					
X0006C	BTRA	*BTRC	*						
ATRC	TERRA	*ILTFEC	*ILTABC	*					
GA	BTRA	*							
GB	BTRB	*							
GC	BTRC	*							
FLTA	TERRA	*TERRA	*ILTFEA	*ILTABA	*				
FLTB	TERRA	*TERRA	*ILTFEB	*ILTABB	*				
FLTC	TERRA	*TERRA	*ILTFEC	*ILTABC	*				
ILTFEA	ATRA	*FLTA	*						
ILTFEB	ATRB	*FLTB	*						
ILTFEC	ATRC	*FLTC	*						
ILTABA	ATRA	*FLTA	*						
ILTABB	ATRB	*FLTB	*						
ILTABC	ATRC	*FLTC	*						
TERRA	ATRA	*ATRC	*FLTA	*FLTB	*FLTC	*FLTC	*		

Blank card ending node names for voltage output. BLANK OUTPUT									
Sinusoidal steady-state phasor solution, branch by branch. All flows are away from a bus, and the real part, magnitude, or "P" is printed above the imaginary part, the angle, or "Q". The first solution frequency = 6.0000000E+01 Hertz.									
BTRA	7857.344411272	8265.2658685794	-18.0759048	35858.045455219	49694.630770564	-34405.768463357	-43.8159268	.184991633281E9	.246955632742E7
	-2564.51919099	-18.0759048		-34405.768463357				.891896634149E8	32598143.5219791
X0006A	6877.316032929	7690.7293905529	-26.5897196	-35858.04545522	49694.630770564	34405.768463357	136.1840732	-.18252207695E9	-.56591519893E8
	-3442.360054081	-26.5897196		-34405.768463357					
ATRA	209545.76426313	216827.14528411	14.8905449	-1947.962946432	2699.6256530086	1869.0690264706	136.1840732	-.152022555945E9	-.152022555945E9
	55718.790469999	14.8905449		1869.0690264706				-.25009681843E9	50096818.4339325
TERRA	0.0	0.0	0.0	1947.9629464316	2699.6256530086	-1869.069026471	-43.8159268	0.0	0.0
	0.0	0.0		-1869.069026471					
X0006A	6877.316032929	7690.7293905529	-26.5897196	35858.045455219	49694.630770564	-34405.768463357	-43.8159268	.182522076953E9	.15493775092E9
	-3442.360054081	-26.5897196		-34405.768463357				.565915198929E8	82636914.3814628
BTRB	-5497.461558447	9164.8626618315	-126.8585201	-35858.04545522	49694.630770564	34405.768463357	136.1840732	-.27584326034E8	.226045394489E9
	-7332.981932586	-126.8585201		34405.768463357					
BTRB	-5497.461558447	9164.8626618315	-126.8585201	-21201.85824116	37720.310682394	-31197.80513271	-124.1998138	.172664671011E9	.142282183798E7
	-7332.981932586	-126.8585201		-31197.80513271				-.80179455027E7	18781248.2612878
X0006B	-6278.679897468	9190.0721696172	21201.858241155	21201.858241155	37720.310682394			-.17124184917E9	

	-6710.857264754	-133.0944041	31197.805132706	55.8001862	.26799193764E8
ATRB	-86349.89498044	306500.27126737	1151.7759466517	2049.129187171	-.29893348182E9
	-294085.2120115	-106.3634006	1694.7986884673	55.8001862	-.96187292349E8
					96187292.3493377
	0.0	0.0	-1151.775946652	2049.129187171	0.0
TERRA	0.0	0.0	-1694.798688467	-124.1998138	0.0
	-6278.679897468	9190.0721696172	-21201.85824116	37720.310682394	.171241849173E9
X0006B	-6710.857264754	-133.0944041	-31197.80513271	-124.1998138	-.26799193764E8
					149335096.8071176
	-2359.882852825	10174.948430839	21201.858241155	37720.310682394	.129373204821E9
BTRC	9897.5011235755	103.4107665	31197.805132706	55.8001862	.141734290571E9
	-2359.882852825	10174.948430839	-24483.58256807	51964.819803776	.255717845223E9
BTRC	9897.5011235755	103.4107665	45835.539506712	118.1094186	-.67079891122E8
	-1100.857444711	10510.009580768	24483.582568071	51964.819803776	-.25301750273E9
X0006C	10452.196624359	96.0124011	-45835.53950671	-61.8905814	.102724412086E9
	-141603.2250353	286879.68260437	1330.0532985844	2822.9520658667	-.40479091006E9
ATRC	249496.45077792	119.5773404	-2489.983250768	-61.8905814	-.10373040625E8
					10373040.6252473
	0.0	0.0	-1330.053298584	2822.9520658667	0.0
TERRA	0.0	0.0	2489.9832507681	118.1094186	0.0
	-1100.857444711	10510.009580768	-24483.58256807	51964.819803776	.253017502726E9
X0006C	10452.196624359	96.0124011	45835.539506712	118.1094186	-.10272441209E9
	7857.344411272	8265.2658685794	24483.582568071	51964.819803776	.154961030677E9
BTRA	-2564.51919099	-18.0759048	-45835.53950671	-61.8905814	.14867850141E9
					-.954605639E-8
	11267.6	11267.6	60341.62802329	100398.10544651	.339952663958E9
GA	0.0	0.0	-80241.30797007	-53.0567591	.452063480842E9
					14195316.0165328
	7857.344411272	8265.2658685794	-60341.62802329	100398.10544651	-.33995266396E9
BTRA	-2564.51919099	-18.0759048	80241.30797007	126.9432409	-.23786816483E9
	-5633.8	11267.6	-57059.90369637	57150.009961244	.145080344978E9
GB	0.0	0.0	3207.9633306509	176.7821630	.287432576305E9
					69405127.3196181
	-5497.461558447	9164.8626618315	57059.903696374	57150.009961244	-.14508034498E9
BTRB	-7332.981932586	-126.8585201	-3207.963330651	-3.2178370	-.21802744899E9
					-.40745362639E-9
	9758.0278396815	11267.6	-3281.724326916	77103.215892032	.385091050044E9
GC	0.0	0.0	77033.344639419	92.4394024	.200983649843E9
					26329250.3939831
	-2359.882852825	10174.948430839	3281.7243269158	77103.215892032	-.385091050004E9
BTRC	9897.5011235755	103.4107665	-77033.34463942	-87.5605976	-.74654399449E8

FLTA	19.486977731091	28.67007102206	.14316285273438	.22535596749176	.3.2248673173434	3.2248673173434	0.1904449
	-21.02928128391	-47.1799850	-.1740393911765	-50.5596688	.19044492031556		
TERRA	0.0	0.0	-.1431628527344	.22535596749176	0.0		
	0.0	0.0	.17403939117654	129.4403312	0.0		
FLTB	-205132.4914383	283939.60706154	-1700.5756511	2231.8565171795	.316305153093E9	.316305153093E9	
	-196322.0859062	-136.2572233	-1445.415500181	-139.6369070	.186794381748E8	18679438.1747875	
TERRA	0.0	0.0	1700.5756511	2231.8565171795	0.0		
	0.0	0.0	1445.4155001806	40.3630930	0.0		
FLTC	-116918.2020731	353776.88733537	-762.6927468833	2780.7999729175	.491035879075E9	.491035879075E9	
	333898.51757188	109.2982581	2674.1630958544	105.9185743	.289981818352E8	28998181.8351665	
TERRA	0.0	0.0	762.69274688326	2780.7999729175	0.0		
	0.0	0.0	-2674.163095854	-74.0814257	0.0		
FLTA	19.486977731091	28.67007102206	1948.6977731091	2867.007102206	41098.648620498	41098.648620498	
	-21.02928128391	-47.1799850	-2102.928128391	-47.1799850	.3925748615E-12	0.0000000	
TERRA	0.0	0.0	-1948.697773109	2867.007102206	0.0		
	0.0	0.0	2102.9281283913	132.8200150	0.0		
FLTB	-205132.4914383	283939.60706154	-.0020072728867	.00200775621601	201.55425114565	201.55425114565	
	-196322.0859062	-136.2572233	.44052027661E-4	178.7427767	201.55425114565	201.55425114565	
TERRA	0.0	0.0	.00200727288672	.00200775621601	0.0		
	0.0	0.0	-.4405202766E-4	-1.2572233	0.0		
FLTC	-116918.2020731	353776.88733537	.00108490157749	.00250158036062	312.89521503175	312.89521503175	
	333898.51757188	109.2982581	.00225408359822	64.2982581	312.89521503175	312.8952150	
TERRA	0.0	0.0	-.0010849015775	.00250158036062	0.0		
	0.0	0.0	-.0022540835982	-115.7017419	0.0		
ATPA	209545.76426313	216827.14528411	1947.9629438138	2699.6256512957	.152022559172E9	36.439893285657	
	55718.790469999	14.8905449	-1869.069026725	-43.8159269	.250096818388E9	0.0000000	
ILTFEA	209545.7447835	216827.13126165	-1947.962943814	2699.6256512957	-.15202252273E9		
	55718.809160689	14.8905510	1869.0690267249	136.1840731	-.25009681839E9		
ATRE	-86349.89498044	306500.27126737	-666.9366761344	1007.0472977582	.139745372382E9	5.0707212996058	
	-294085.2120115	-106.3634006	-754.5460422989	-131.4731857	.654906211444E8	0.0000000	
ILTFEB	-86349.88831107	306500.2621486	666.93667613436	1007.0472977582	-.13974536731E9		
	-294085.204466	-106.3633998	754.5460422989	48.5268143	-.654906211444E8		
ATRC	-141603.2250353	286879.68260437	-761.5722803166	1569.1190915443	.225064126045E9	12.310673617234	
	249496.4507792	119.5773404	1371.9119451707	119.0354197	.212878747542E7	0.0000000	

Node name	Source		node voltage		Injected source		source current		Injected source power	
	Rectangular	Polar	Rectangular	Polar	Rectangular	Polar	P and Q	MVA and P.F.		
GA	11267.6 0.0	11267.6 0.0	60341.62802329 -80241.30797007	100398.10544651 -53.0567591	.339952663958E9 .452063480842E9	.565622846465E9 0.6010236				
GB	-5633.8 -9758.027839682	11267.6 -120.0000000	-57059.90369637 3207.9633306509	57150.009961244 176.7821630	.145080344978E9 .287432576305E9	.32197172612E9 0.4505996				
GC	-5633.8 9758.0278396815	11267.6 120.0000000	-3281.724326916 77033.344639419	77103.215892032 92.4394024	.385091050044E9 .200983649843E9	.434384097693E9 0.8865220				

Selective branch outputs follow (for column-80 keyed branches only). Any request for branch current output automatically will be augmented to include branch voltage. But the converse is not true (a request for voltage only will not produce current output).

From	To	(=====)	Branch voltage	Vkm = V _k - V _m	(=====)	Branch current	Ikm from K to M	(=====)
bus K	bus M	Magnitude	Degrees	Real part	Imag part	Degrees	Real part	Imag part
GA	BTRA	4.2669195E+03	36.943241	3.4102556E+03	2.5645192E+03	1.0039811E+05	-53.056759	6.0341628E+04
GB	BTRB	2.4288754E+03	-93.217837	-1.3633844E+02	-2.4250459E+03	5.7150010E+04	176.782163	-5.7059904E+04
GC	BTRC	3.2768867E+03	-177.560598	-3.2739171E+03	-1.3947328E+02	7.7103216E+04	92.439402	-3.2817243E+03

Actual List Sizes for the preceding solution follow.
 Size 1-10: 22 27 37 3 -9999 -9999 0 0
 Size 11-20: 0 -9999 -9999 -9999 -9999 0 0 23 0
 Size 21-30: 0 -9999 104 -9999 -9999 36 -9999 -9999 -9999 0
 Seconds for overlays 1-5 : 0.031 0.000 0.031 -- (CP: Wait; Real)
 Seconds for overlays 6-11 : 0.000 0.000 0.000
 Seconds for overlays 12-15 : 0.000 0.000 0.000
 Seconds for time-step loop : 0.000 0.000 0.000
 Seconds after DELTAT-loop : 0.000 0.000 0.000

 Totals : 0.031 0.000 0.031


```

BTRB |X0006A*X0006B*GB *
ATRA |TERRA *FLTPEA*FLTABA*
X0006B |BTRB *BTRC *
BTRC |X0006B*X0006C*GC *
ATRB |TERRA *FLTPEB*FLTABB*
X0006C |BTRA *BTRC *
ATRC |TERRA *FLTPEC*FLTABC*
GA |BTRA *
GB |BTRB *
GC |BTRC *
CARGA |TERRA *FLTPEA*FLTABA*
CARGB |TERRA *FLTPEB*FLTABB*
CARGC |TERRA *FLTPEC*FLTABC*
X0015A |TERRA *
X0015B |TERRA *
X0015C |TERRA *
FLTEA |ATRA *CARGA *
FLTEB |ATRB *CARGB *
FLTEC |ATRC *CARGC *
FLTAB |ATRA *CARGA *
FLTABB |ATRB *CARGB *
FLTAC |ATRC *CARGC *
TERRA |ATRA *ATRB *ATRC *CARGA *CARGB *CARGC *X0015A*X0015B*X0015C*

```

Blank card ending node names for voltage output. |BLANK OUTPUT

Sinusoidal steady-state phasor solution, branch by branch. All flows are away from a bus, and the real part, magnitude, or "P"
is printed above the imaginary part, the angle, or "Q". The first solution frequency = 6.00000000E+01 Hertz.

Bus K	Bus M	Rectangular	Polar	Phasor node voltage	Phasor branch current	Power flow	Power loss
						P and Q	P and Q
BTRA	X0006A	9743.5392130746 -2541.529771687	10069.554606689 -14.6194256	36772.85184551 1738.700635405	36813.93367669 2.7070533	.176939382252E9 -.55200197788E8	17889507.4083228
ATRA	X0006A	9715.8952061582 -3515.810461679	10332.450960905 -19.8932503	-36772.85184551 -1738.700635405	36813.93367669 -177.2929467	-.17558411654E9 .730897051964E8	
	TERRA	314650.66478102 53343.467612859	319140.35530484 9.6220017	-1997.659156273 -94.45368172496	1999.8908976826 -177.2329467	-.31680163422E9 -.38421076379E8	-31680163422E9 38421076.3792100
	X0006A	9715.8952061582 -3515.810461679	10332.450960905 -19.8932503	36772.85184551 1738.7006354051	36813.93367669 2.7070533	.175584116539E9 -.73089705196E8	.318401459661E9 56278727.9086111
	BTRB	-7418.276689845 -7386.836075302	10468.8192386 -135.1216750	-36772.85184551 -1738.700635405	36813.93367669 -177.2929467	.142817343121E9 .129368433105E9	
	BTRB	-7418.276689845	10468.8192386	-19019.89555166	44516.708275377	.219203755478E9	.198173731568E7

		-7386.836075302	-135.1216750	-40248.98618449	-115.2933522	-79040632696E8	26158932.5669101
X0006B		-8442.810134013	10843.355366684	19019.895551656	44516.708275377	-21722201816E9	
		-6804.212860369	-141.1340330	40248.986184488	64.7066478	.105199565263E9	
ATRB		-131310.0323179	324766.51749077	1033.2423674875	2418.3386773224	-39257287812E9	
		-297036.9779939	-113.8486056	2186.4976945476	64.7066478	-99010537199E7	-9901053.7198968
	TERRA	0.0	0.0	-1033.242367487	2418.3386773224	0.0	
		0.0	0.0	-2186.497694548	-115.2933522	0.0	
X0006B		-8442.810134013	10843.355366684	-19019.89555166	44516.708275377	.217222018162E9	.394912222906E9
		-6804.212860369	-141.1340330	-40248.98618449	-115.2933522	-10519956526E9	36013405.0272129
BTRC		-2325.262523229	10197.023790969	19019.895551656	44516.708275377	.177690204744E9	
		9928.3658469884	103.1813204	40248.986184488	64.7066478	.141212970291E9	
BTRC		-2325.262523229	10197.023790969	-23027.84866476	44090.397928749	.213420984345E9	.194396318952E7
		9928.3658469884	103.1813204	37598.954445415	121.4857950	-70600733264E8	25660314.1016034
X0006C		-1286.594428541	10539.924297111	23027.848664758	44090.397928749	-21147702116E9	
		10461.103142847	97.0115059	-37598.95444542	-58.5142050	.962610473657E8	
ATRC		-183802.1598031	309400.97218549	1250.9715843548	2395.1796693963	-36914807118E9	-36914807118E9
		248888.98658042	126.4455167	-2042.536595468	-58.5142050	-32034793926E8	32034793.9264927
TERRA		0.0	0.0	-1250.971584355	2395.1796693963	0.0	
		0.0	0.0	2042.536595468	121.4857950	0.0	
X0006C		-1286.594428541	10539.924297111	-23027.84866476	44090.397928749	.211477021155E9	.371442825438E9
		10461.103142847	97.0115059	37598.954445415	121.4857950	-96261047366E8	57649414.6593260
BTRA		9743.5392130746	10069.554606689	23027.848664758	44090.397928749	.159965804283E9	
		-2541.529771687	-14.6194256	-37598.95444542	-58.5142050	.153910462025E9	
GA		11267.6	11267.6	59800.700510273	69728.628158294	.336905186535E9	-2182787284E-8
		0.0	0.0	-35860.25381001	-30.9495472	.202029497915E9	03319233.6778003
BTRA		9743.5392130746	10069.554606689	-59800.70051027	69728.628158294	-33690518653E9	
		-2541.529771687	-14.6194256	35860.25381001	149.0504528	-98710264237E8	
GB		-5633.8	11267.6	-55792.74739717	69826.903888186	.362021098599E9	.34924596548E-9
		-9758.027839682	-120.0000000	-41987.68681989	-143.0361496	.153938476174E9	03610675.7654604
BTRB		-7418.276689845	10468.8192386	55792.747397171	69826.903888186	-36202109865E9	
		-7386.836075302	-135.1216750	41987.686819893	36.9638504	-50327800409E8	
GC		-5633.8	11267.6	-4007.953113102	77951.045845927	.391111189089E9	-320142135E-9
		9758.0278396815	120.0000000	77847.940629903	92.9472356	.199735004931E9	29122767.9050677

BTRC	-2325.262523229	10197.023790969	4007.9531131018	77951.045845927	-39111118909E9
	9928.3658469884	103.1813204	-77847.9406299	-87.0527644	-.706122237026E8
CARGA	268198.42201376	274470.04559738	2077.4259775479	2157.4227223055	.295559022973E9
	-58338.77235214	-12.2718658	-582.043048691	-15.6515496	.174542730102E8
	0.0	0.0	-2077.425977548	2157.4227223055	0.0
TERRA	0.0	0.0	582.04304869095	164.3484504	0.0
	-193105.1595459	309806.92722929	-1627.4891018	2435.1819626706	.376562060649E9
CARGB	-242261.6963451	-128.5581122	-1811.460851036	-131.9377959	.222379169674E8
	0.0	0.0	1627.4891018003	2435.1819626706	0.0
TERRA	0.0	0.0	1811.4608510365	48.0622041	0.0
	-109162.6199555	310866.53249212	-721.6836680115	2443.5108003976	.37914230951E9
CARGC	291069.6195554	110.5580320	2334.5058824054	107.1783482	.223902938687E8
	0.0	0.0	721.68366801151	2443.5108003976	0.0
TERRA	0.0	0.0	-2334.505882405	-72.8216518	0.0
	268198.44278802	274470.06713408	2077.4259755854	2157.4227204399	.295559045985E9
FLTFEA	-58338.77817257	-12.2718661	-582.0430487802	-15.6515496	.174542730794E8
	268198.42201376	274470.04559738	-2077.425975585	2157.4227204399	-.29555902271E9
CARGD	-58338.77235214	-12.2718658	582.04304878018	164.3484504	-.17454273079E8
	-193105.1685323	309806.93949844	-898.6421860754	1238.8061929843	.190053488644E9
FLTFEB	-242261.704872	-128.5581125	-852.6916237315	-136.5029513	.265237141809E8
	-193105.1595459	309806.92722929	898.64218607545	1238.8061929843	-.19005348097E9
CARGE	-242261.6963451	-128.5581122	852.69162373152	43.4970487	-.26523714181E8
	-109162.6245231	310866.54555028	-456.7584095639	1305.8179676677	.202967343625E9
FLTFEC	291069.63178868	110.5580320	1223.3283778187	110.4742998	296617.14405213
	-109162.6199555	310866.53249212	456.75840956392	1305.8179676677	-.2029673351E9
CARGF	291069.6195554	110.5580320	-1223.328377819	-69.5257002	-296617.1440521
	314650.66478102	319140.35530484	-61.7356435332	345.7424957855	-639227.4931612
ATPA	53343.467612859	9.6220017	340.18610158196	100.2858721	-.55166488157E8
	326572.07943435	335901.0258114	-127897692E-12	.153713896E-12	-.2423542817E-7
FLTABA	78614.095905714	13.5350092	-852651283E-13	-146.3099325	.8895324395E-8
	-131310.0323179	324766.51749077	-421.3624300017	1236.7604032189	.200357140333E9
ATFB	-297036.9779939	-113.8486056	-1162.768247568	-109.9194369	-.13761456659E8
	-193105.1595459	309806.92722929	728.84650964526	1204.3488858994	-.18650857846E9
FLTABB	-242261.6963451	-128.5581122	958.76922211122	52.7582611	.428579744844E7

```

ATRC      -183802.1598031  309400.97218549  -519.5542682358  1086.3091341989  .166468616559E9  -.97063577193E7
          248888.98658042  126.4455167      954.00780783068  118.5727860      .230186801268E8  925003.1242144
          -109162.6199555  310866.53249212  264.92525647183  1142.3225629498  -.17617497428E9
          291069.6195554  110.5580320     -1111.17750441  -76.5899765     -.22093677003E8
          314650.66478102  319140.35530484  2059.3947998065  2074.0037038633  .317440861713E9  .21881815696E8
          53343.467612859   9.6220017      -245.732419857  -6.8045113      .935875645359E8  76133291.5257088
          268198.44278802  274470.06713408  -2077.425975922  2157.4227206449  -.29555904602E9
          -58338.77817257   -12.2718661    582.04304833737  164.3484504     -.1745427301E8
          -131310.0323179  324766.51749077  -611.8799374858  1192.6521028825  .192221573779E9  .216224962835E7
          -297036.9779939  -113.8486056   -1023.729446979  -120.8666309    .236625103791E8  -2861204.0367314
          -193105.1685323  309806.93949844  898.64218532144  1238.8061901113  -.19005348816E9
          -242261.704872   -128.5581125   852.69162035212  43.4970486     -.26523714416E8
          -183802.1598031  309400.97218549  -731.4173161191  1311.4366976084  .202679454619E9  -287888.5180262
          248888.98658042  126.4455167    1088.5287876373  123.8984163     .901611379969E7  8719496.9335541
          -109162.6245231  310866.54555028  456.75841013726  1305.8179645303  -.20296734314E9
          291069.63178868  110.5580320    -1223.328374256  -69.5257001     -296616.8661369
Total network loss P-loss by summing injections = 1.090037474719E+09

```

Output for steady-state phasor switch currents.

Node-K	Node-M	I-real	I-imag	I-magn	Degrees	Power	Reactive
FLTABA	CARGA	Open	Open	Open	Open	Open	Open
FLTABA	CARGA	-7.28846910E+02	-9.587692222E+02	1.204334889E+03	-127.2417	1.86508578E+08	-4.28579745E+06
FLTABB	CARGB	-2.64925256E+02	1.111117750E+03	1.14232256E+03	103.4100	1.76174974E+08	2.20936770E+07
FLTABC	CARGC						

Node name	Source Rectangular	node voltage Polar	Injected Rectangular	source current Polar	Injected P and Q	power MVA and P.F.
GA	11267.6	11267.6	59800.700510273	69728.628158294	.336905186535E9	.392837145318E9
	0.0	0.0	-35860.25381001	-30.9495472	.202029497915E9	0.8576205
GB	-5633.8	11267.6	-55792.74739717	69826.903888186	.362021098599E9	.393390811125E9
	-9758.027839682	-120.0000000	-41987.68681989	-143.0361496	.153938476174E9	0.9202581
GC	-5633.8	11267.6	-4007.953113102	77951.045845927	.391111189089E9	.439160602087E9
	9758.0278396815	120.0000000	77847.940629903	92.9472356	.199735004931E9	0.8905881

Solution at nodes with known voltage. Nodes that are shorted together by switches are shown as a group of names, with the printed result applying to the composite group. The entry "MVA" is SQR(P**2 + Q**2) in units of power, while "P.F." is the associated power factor.

Selective branch outputs follow (for column-80 keyed branches only). Any request for branch current output automatically will be augmented to include branch voltage. But the converse is not true (a request for voltage only will not produce current output).

```

From To      (=====)      Branch voltage      Vkm = Vk - Vm      (=====)      Branch current      Ikm from K to M      (=====)
bus K bus M      Magnitude      Degrees      Real part      Imag part      Magnitude      Degrees      Real part      Imag part
GA  BTRA  2.9634667E+03  59.050453  1.5240608E+03  2.5415298E+03  6.9728628E+04  -30.949547  5.9800701E+04  -3.5860254E+04
GB  BTRB  2.9676434E+03  -53.036150  1.7844767E+03  -2.3711918E+03  6.9826904E+04  -143.036150  -5.5792747E+04  -4.1987687E+04
GC  BTRC  3.3129194E+03  -177.052764  -3.3085375E+03  -1.7033801E+02  7.7951046E+04  92.947236  -4.0079531E+03  7.7847941E+04

Actual List Sizes for the preceding solution follow.
Size 1-10: 25 27 37 3 -9999 3 -9999 -9999 0 0
Size 11-20: 0 -9999 -9999 -9999 0 0 23 0
Size 21-30: 0 -9999 102 -9999 -9999 36 -9999 -9999 -9999 0
Seconds for overlays 1-5 : 0.016 0.000 0.016 -- (CP: Wait; Real)
Seconds for overlays 6-11 : 0.016 0.000 0.016
Seconds for overlays 12-15 : 0.000 0.000 0.000
Seconds for time-step loop : 0.000 0.000 0.000
Seconds after DELTAT-loop : 0.000 0.000 0.000

-----
Totals : 0.031 0.000 0.031

```



```

BTRA |X0006A*X0006C*GA *
BTRB |X0006A*X0006B*GB *
ATRA |TERRA *FLTEA*FLTAB*
X0006B |BTRB *BTRC *
BTRC |X0006B*X0006C*GC *
ATRB |TERRA *FLTEB*FLTAB*
X0006C |BTRA *BTRC *
ATRC |TERRA *FLTEC*FLTAB*
GA |BTRA *
GB |BTRB *
GC |BTRC *
CARGA |TERRA *FLTEA*FLTAB*
CARGB |TERRA *FLTEB*FLTAB*
CARGC |TERRA *FLTEC*FLTAB*
FLTEA |ATRA *CARGA *
FLTEB |ATRB *CARGB *
FLTEC |ATRC *CARGC *
FLTEA |ATRA *CARGA *
FLTEB |ATRB *CARGB *
FLTEC |ATRC *CARGC *
TERRA |ATRA *ATRB *ATRC *CARGA *CARGB *CARGC *CARGC *
-----
Blank card ending node names for voltage output. |BLANK OUTPUT

```

Sinusoidal steady-state phasor solution, branch by branch. All flows are away from a bus, and the real part, magnitude, or "P" is printed above the imaginary part, the angle, or "Q". The first solution frequency = 6.0000000E+01 Hertz.

Bus K	Bus M	Phasor node voltage		Phasor branch current		Power flow		Power loss	
		Rectangular	Polar	Rectangular	Polar	P and Q	P and Q	P and Q	P and Q
BTRA		7977.5300052872	8369.760822292	35128.829474101	47638.776953886	.180860708595E9	.226945306966E7		
		-2532.175198741	-17.6101376	-32177.91804082	-42.4896044	.838739779616E8	29956780.5195396		
X0006A		7057.7753100614	7831.9674606435	-35128.8294741	47638.776953886	-.178591255553E9			
		-3395.220460775	-25.6903928	32177.918040819	137.5103956	-.53917197442E8			
ATRA		216207.92581066	223699.93279506	-1908.348804246	2587.9428491266	-.15612338276E9			
		57408.99536801	14.8704254	1748.0426286789	137.5103956	-.24374852932E9	43748529.3193902		
TERRA		0.0	0.0	1908.3488042459	2587.9428491266	0.0			
		0.0	0.0	-1748.042628679	-42.4896044	0.0			
X0006A		7057.7753100614	7831.9674606435	35128.829474101	47638.776953886	.1785912555525E9	.158802362034E9		
		-3395.220460775	-25.6903928	-32177.91804082	-42.4896044	.539171974421E8	73651965.7444639		
BTRB		-5618.487366359	9262.3722906359	-35128.8294741	47638.776953886	-.19788893491E8			
		-7363.704242052	-127.3435383	32177.918040819	137.5103956	.219734768302E9			
BTRB		-5618.487366359	9262.3722906359	-21208.19635249	38238.051526466	.176726766185E9	.146214858454E7		
		-7363.704242052	-127.3435383	-31817.62077867	-123.6856406	-.11298007463E8	19300361.3159364		

X0006B	-6416.05616221	9305.6812529092	21208.196352485	38238.051526466	-1.752646176E9
	-6740.172616789	-133.5887484	31817.620778667	56.3143594	.305983687787E8
ATRB	-89194.58017224	307772.97378698	1152.1202600649	2077.255092175	-30595477203E9
	-294564.9847853	-106.8463663	1728.4697348565	56.3143594	-92602077268E8
TERRA	0.0	0.0	-1152.120260065	2077.255092175	0.0
	0.0	0.0	-1728.469734857	-123.6856406	0.0
X0006B	-6416.05616221	9305.6812529092	-21208.19635249	38238.051526466	.1752646176E9
	-6740.172616789	-133.5887484	-31817.62077867	-123.6856406	-30598368779E8
BTRC	-2359.042638929	10173.176105768	21208.196352485	38238.051526466	.132416149914E9
	9895.8794407921	103.4082817	31817.620778667	56.3143594	.142466439173E9
BTRC	-2359.042638929	10173.176105768	-24451.76343744	51421.188399232	.2526638718226E9
	9895.8794407921	103.4082817	45235.493599482	118.3931618	-6762962249E8
X0006C	-1115.922081027	10510.343697497	24451.763437441	51421.188399232	-25001973321E9
	10450.935008342	96.0947927	-45235.49359948	-61.6068382	.102532252185E9
ATRC	-144385.375506	287737.05532541	1328.3247468279	2793.4196744849	-40170289157E9
	248888.481749	120.1189103	-2457.386181446	-61.6068382	-12102948532E8
TERRA	0.0	0.0	-1328.324746828	2793.4196744849	0.0
	0.0	0.0	2457.3861814465	118.3931618	0.0
X0006C	-1115.922081027	10510.343697497	-24451.76343744	51421.188399232	.250019733209E9
	10450.935008342	96.0947927	45235.493599482	118.3931618	-10253225219E9
BTRA	7977.5300052872	8369.760822292	24451.763437441	51421.188399232	.15480443575E9
	-2532.175198741	-17.6101376	-45235.49359948	-61.6068382	.149475679276E9
GA	11267.6	11267.6	59580.592911541	97686.659035312	.335665144345E9
	0.0	0.0	-77413.4116403	-52.4166175	.436131678499E9
BTRA	7977.5300052872	8369.760822292	-59580.59291154	97686.659035312	-33566514435E9
	-2532.175198741	-17.6101376	77413.4116403	127.5833825	-23334965724E9
GB	-5633.8	11267.6	-56337.02582659	56338.177935593	.156937872694E9
	-9758.027839682	-120.0000000	360.29726215161	179.6335761	.273884054568E9
BTRB	-5618.487366359	9262.3722906359	56337.025826586	56338.177935593	-15693787269E9
	-7363.704242052	-127.3435383	-360.2972621516	-0.3664239	-20843676084E9
GC	-5633.8	11267.6	-3243.567084955	77121.353481423	.38508002174E9
	9758.0278396815	120.0000000	77053.114378149	92.4104548	.201225508934E9
BTRC	-2359.042638929	10173.176105768	3243.5670849553	77121.353481423	-38508002174E9
	9895.8794407921	103.4082817	-77053.11437815	-87.5895452	-74836816725E8

CARGA	20.195134284837	29.364298999025	.14858614045306	.23081282238718	3.3829344951244	3.3829344951244
	-21.31709658752	-46.5481717	-1.1766259263064	-49.9278554	.19977959616876	0.1997796
TERRA	0.0	0.0	-.1485861404531	.23081282238718	0.0	
	0.0	0.0	.17662592630642	130.0721446	0.0	
CARGB	-208030.4425549	286133.90869205	-1723.378080513	2249.1044328381	.321212892613E9	.321212892613E9
	-196458.5164196	-136.6387140	-1445.14315603	-140.0183978	.189692653118E8	18969265.3117944
TERRA	0.0	0.0	1723.3780805129	2249.1044328381	0.0	
	0.0	0.0	1445.1431560297	39.9816022	0.0	
CARGC	-119484.2870661	354423.36592954	-782.9312007288	2785.8815023263	.492832119808E9	.492832119808E9
	333675.63210571	109.7016915	2673.6032764659	106.3220077	.291042590438E8	29104259.0437652
TERRA	0.0	0.0	782.93120072882	2785.8815023263	0.0	
	0.0	0.0	-2673.603276466	-73.6779923	0.0	
CARGA	20.195134284837	29.364298999025	2019.5134284837	2936.4298999025	43113.102785207	43113.102785207
	-21.31709658752	-46.5481717	-2131.709658752	-46.5481717	-.204813944E-11	0.0000000
TERRA	0.0	0.0	-2019.513428484	2936.4298999025	0.0	
	0.0	0.0	2131.7096587517	133.4518283	0.0	
CARGB	-208030.4425549	286133.90869205	-.0020224447949	.00202327227164	204.68153425848	204.68153425848
	-196458.5164196	-136.6387140	.57859630677E-4	178.3612860	204.68153425848	204.6815343
TERRA	0.0	0.0	.00202244479487	.00202327227164	0.0	
	0.0	0.0	-.5785963068E-4	-1.6387140	0.0	
CARGC	-119484.2870661	354423.36592954	.0010709567252	.0025061516546	314.03980579207	314.03980579207
	333675.63210571	109.7016915	.00226579959586	64.7016915	314.03980579207	314.0398058
TERRA	0.0	0.0	-.0010709567252	.0025061516546	0.0	
	0.0	0.0	-.0022657995959	-115.2983085	0.0	
FLTFEA	20.215330904983	29.393665602138	2019.662014624	2936.6603113253	43159.605588621	43.119868920567
	-21.33841545036	-46.5481719	-2131.886284678	-46.5484371	.19977959723049	0.0
CARGA	20.195134284837	29.364298999025	-2019.662014624	2936.6603113253	-43116.4857197	
	-21.31709658752	-46.5481717	2131.886284678	133.4515629	-.1997795972305	
FLTFEB	-208030.4520648	286133.91983578	-950.9893949144	1133.0838463678	.159429964299E9	6.4193950144982
	-196458.52258	-136.6387144	-616.0342309158	-147.0655423	.293380459846E8	0.0000000
CARGB	-208030.4425549	286133.90869205	950.98939491436	1133.0838463678	-.15942995788E9	
	-196458.5164196	-136.6387140	616.03423091583	32.9344577	-.29338045985E8	
FLTFEC	-119484.2919328	354423.38146763	-486.6696384852	1554.3095318335	.275353017583E9	12.079390603729

	333675.64686725	109.7016914	1476.1540514883	108.2467454	.699370759677E7	0.0
CARGC	-119484.2870661	354423.36592954	486.66963848518	1554.3095318335	-.2753530055E9	
	333675.63210571	109.7016915	-1476.154051488	-71.7532546	-.69937075968E7	
ATRA	216207.92581066	223699.93279506	-75.25509392589	234.76274413933	-.1752238559E7	-.175238559E7
	57408.99536801	14.8704254	222.37404721332	108.6966784	-.2619967542E8	26199675.4203624
FLTABA	168087.14559676	208426.38745027	.5684341886E-13	.2343714201E-12	.18788169627E-7	
	123240.70135593	36.2486936	.2273736754E-12	75.9637565	-.1560658464E-7	
ATRB	-89194.58017224	307772.97378698	-475.5729613978	1092.0455637469	.165995811567E9	.421267267601E7
	-294564.9847853	-106.8463663	-903.0533412214	-115.8163631	.262020560406E8	36570632.1985843
FLTABB	-208030.4425549	286133.90869205	772.39070457693	1133.141170157	-.16178313889E9	
	-196458.5164196	-136.6387140	829.10886558269	47.0283200	.103685761579E8	
ATRC	-144385.375506	287737.05532541	-559.2567802425	1214.8781411908	.174587277451E9	-.42892149102E8
	248888.481749	120.1189103	1078.4993053758	117.4090374	.826347812363E7	13847386.8612609
FLTABC	-119484.2870661	354423.36592954	296.26049054614	1233.5559679029	-.21747942655E9	
	333675.63210571	109.7016915	-1197.451480307	-76.1035525	-.22110864985E8	
ATRA	216207.92581066	223699.93279506	1983.6038981718	2795.9303105543	.157875621317E9	.157832461712E9
	57408.99536801	14.8704254	-1970.416675892	-44.8089111	.26994820474E9	69948204.5399730
FLTFEA	20.215330904983	29.393665602138	-2019.662014624	2936.6603113252	-43159.60558862	
	-21.33841545036	-46.5481719	2131.8862846779	133.4515629	-.199779595615E5	
ATRB	-89194.58017224	307772.97378698	-676.5472986672	1006.6587541138	.139958960461E9	-.19471003205E8
	-294564.9847853	-106.8463663	-745.4163936351	-132.2271954	.664000212273E8	37061975.0760546
FLTFEB	-208030.4520648	286133.91983578	950.98939249648	1133.083842226	-.15942996367E9	
	-196458.52258	-136.6387144	616.03422703037	32.9344576	-.29338046151E8	
ATRC	-144385.375506	287737.05532541	-769.0679665853	1578.8586238887	.227115614117E9	-.48237404896E8
	248888.481749	120.1189103	1378.8868760707	119.1503970	.383947040828E7	-3154237.6903927
FLTFEC	-119484.2919328	354423.38146763	486.66963853952	1554.3095399734	-.27535301901E9	
	333675.64686725	109.7016914	-1476.154060041	-71.7532547	-.69937080987E7	
Total network loss P-loss by summing injections = 8.776830401231E+08						

Output for steady-state phasor switch currents.

Node-K	Node-M	I-real	I-imag	I-magn	Degrees	Power	Reactive
FLTABA	CARGA	Open	Open	Open	Open	Open	Open
FLTABA	CARGB	-7.72390705E+02	-8.29108866E+02	1.13314117E+03	-132.9717	1.61783139E+08	-1.03685762E+07
FLTABB	CARGC	-2.96260491E+02	1.19745148E+03	1.23355597E+03	103.8964	2.17479427E+08	2.21108650E+07

Solution at nodes with known voltage. Nodes that are shorted together by switches are shown as a group of names, with the printed result applying to the composite group. The entry "MVA" is $\text{SQRT}(P^{**2} + Q^{**2})$ in units of power, while "P.F." is the

associated power factor.

Node name	Source node voltage		Injected source current		Injected source power	
	Rectangular	Polar	Rectangular	Polar	P and Q	MVA and P.F.
GA	11267.6 0.0	11267.6 0.0	59580.592911541 -77413.4116403	97686.659035312 -52.4166175	.335665144345E9 .436131678499E9	.550347099673E9 0.6099154
GB	-5633.8 -9758.027839682	11267.6 -120.0000000	-56337.02582659 360.29726215162	177935593 179.6335761	.156937872694E9 .275884054568E9	.317398026854E9 0.4944513
GC	-5633.8 9758.0278396815	11267.6 120.0000000	-3243.567084955 77053.114378149	77121.353481423 92.4104548	.38508002174E9 .201225508934E9	.434486281244E9 0.8862881

Selective branch outputs follow (for column-80 keyed branches only). Any request for branch current output automatically will be augmented to include branch voltage. But the converse is not true (a request for voltage only will not produce current output).

From bus K	To bus M	Branch voltage	Vkm = V _k - V _m	Real part	Imag part	Magnitude	Degrees	Branch current	Ik _m from K to M	Real part	Imag part
GA	BTRA	4.1516830E+03	37.583383	3.2900700E+03	2.5321752E+03	9.7686659E+04	-52.416617	5.9580593E+04	-7.7413412E+04		
GB	BTRB	2.3943726E+03	-90.366424	-1.5312634E+01	-2.3943233E+03	5.6338178E+04	179.633576	-5.6337026E+04	3.6029726E+02		
GC	BTRC	3.2776575E+03	-177.589545	-3.2747574E+03	-1.3785160E+02	7.7121353E+04	92.410455	-3.2435671E+03	7.7053114E+04		
Actual List Sizes for the preceding solution follow. 23-Nov-05 14:19:10											
Size 1-10:	22	27	37	3	-9999	-9999	0	0	0	0	0
Size 11-20:	0	-9999	-9999	-9999	-9999	0	0	23	0	0	0
Size 21-30:	0	-9999	99	-9999	-9999	36	-9999	-9999	-9999	0	0
Seconds for overlays 1-5 :	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	--	(CP: Wait; Real)				
Seconds for overlays 6-11 :	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000						
Seconds for overlays 12-15 :	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000						
Seconds for time-step loop :	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000						
Seconds after DELTAT-loop :	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000						
Totals :	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000						

ANEXO 6
DADOS DA LINHA DE TRANSMISSÃO

Line conductor table after sorting and initial processing.

Table Row	Phase Number	Skin effect R-type	Resistance R (ohm/km)	Reactance X-type	Reactance data specification X(ohm/km) or GMR	Diameter (cm)	Horizontal X (mtrs)	Avg height Y (mtrs)	Name
1	1	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	-15.400	14.767	
2	2	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	-6.400	14.767	
3	3	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	-10.900	24.767	
4	4	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	6.800	14.767	
5	5	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	15.800	14.767	
6	6	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	11.300	24.767	
7	1	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	-15.800	14.767	
8	1	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	-15.800	15.167	
9	1	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	-15.400	15.167	
10	2	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	-6.800	14.767	
11	2	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	-6.800	15.167	
12	2	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	-6.400	15.167	
13	3	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	-11.300	24.767	
14	3	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	-11.300	25.167	
15	3	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	-10.900	25.167	
16	4	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	6.400	14.767	
17	4	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	6.400	15.167	
18	4	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	6.800	15.167	
19	5	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	15.400	14.767	
20	5	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	15.400	15.167	
21	5	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	15.800	15.167	
22	6	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	10.900	24.767	
23	6	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	10.900	25.167	
24	6	.31600	.09680	4	.000000	2.51500	11.300	25.167	
25	0	.50000	3.75000	4	.000000	.95300	-8.800	35.333	
26	0	.50000	3.75000	4	.000000	.95300	8.800	35.333	

Matrices are for earth resistivity = 1.00000000E+03 ohm-meters and frequency 6.00000000E+01 Hz. Correction factor = 1.00000000E-06

Capacitance matrix, in units of [farads/kmeter] for the system of equivalent phase conductors. Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

1	1.214949E-08
2	-2.239369E-09 1.242793E-08
3	-2.032289E-09 -1.868658E-09 1.163845E-08
4	-3.469209E-10 -1.354979E-09 -6.357475E-10 1.242793E-08
5	-1.156524E-10 -3.469209E-10 -2.594078E-10 -2.239369E-09 1.214949E-08
6	-2.594078E-10 -6.357475E-10 -7.643180E-10 -1.868658E-09 -2.032289E-09 1.163845E-08

Impedance matrix, in units of [ohms/kmeter] for the system of equivalent phase conductors.
Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

```
1 1.309665E-01  
6.891064E-01  
2 1.080524E-01 1.339579E-01  
3.911773E-01 6.873898E-01  
3 1.124931E-01 1.140922E-01 1.435945E-01  
3.740122E-01 3.731085E-01 6.826041E-01  
4 1.079057E-01 1.095107E-01 1.138391E-01 1.339579E-01  
3.231647E-01 3.614383E-01 3.266265E-01 6.873898E-01  
5 1.063321E-01 1.079057E-01 1.120367E-01 1.080524E-01 1.309665E-01  
2.983858E-01 3.231647E-01 3.020868E-01 3.911773E-01 6.891064E-01  
6 1.120367E-01 1.138391E-01 1.183875E-01 1.140922E-01 1.124931E-01 1.435945E-01  
3.020868E-01 3.266265E-01 3.175936E-01 3.731085E-01 3.740122E-01 6.826041E-01  
Both "R" and "X" are in [ohms]; "C" are in [microFarads].
```