

01170
lej. 1

FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
SECCION DE INGENIERIA ELECTRICA

TESIS QUE PRESENTA

01170

ESTUDIO COMPARATIVO DE TECNICAS DE REDUCCION
DE REDES ELECTRICAS

JMG. - No. del Examen Externo G.
para obtener el grado de
MESTRO EN INGENIERIA

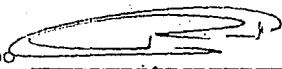
01170
1981

CREDITOS ASIGNADOS A LA TESIS DIEZ (10)

\$300 1989

JURADO:

- M. en I. Rafael Cristerna Ocampo
- Dr. Eduardo Arriola Valdes
- Dr. Sergio A. Molina García
- Ing. Rafael Guerrero Zepeda
- M. en C. Faustino Lara Nuñez



 Arriola

 Molina

 Guerrero

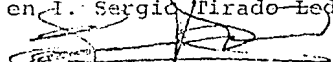
 Lara Nuñez

COORDINADOR DE LA SECCION
Dr. Eduardo Arriola Valdes

Arriola

SECRETARIO ACADEMICO

M. en I. Sergio Tirado Ledesma



 Tirado

C. U., México, D. F., a 17 de julio de 1981

\$650 REDES ELECTRICAS.

TESIS CON
FALLA DE CREDITOS



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

INDICE

INTRODUCCION.....	4
CAPITULO I GENERALIDADES DE LOS EQUIVALENTES ELECTRICOS	
.....	
I.1 Introducci3n.....	17
I.2 T3cnicas orientadas a dispersidad.....	17
I.3 Equivalentes el3ctricos topol3gicos.....	19
I.4 Equivalentes el3ctricos.....	22
I.5 Algoritmo general del equivalente.....	24
I.6 Principales desventajas de los equivalentes.....	28
CAPITULO II EQUIVALENTE WARD	
II.1 Introducci3n.....	30
II.2 Formulaci3n del equivalente Ward.....	31
II.3 Reducci3n Cl3sica - Y.....	34
II.4 Algoritmo.....	37
II.5 Algoritmo del equivalente Ward - Y.....	42
II.6 Ejemplo.....	43
CAPITULO III EQUIVALENTE R E I	
III.1 Introducci3n.....	53
III.2 Formulaci3n del equivalente REI.....	54

III.3 Algoritmo.....	60
III.4 Ejemplo.....	63
III.5 Consideraciones de dispersidad.....	73

CAPITULO IV USO DE EQUIVALENTES EN EL ANALISIS DE CONTINGENCIAS

IV.1 Introducción.....	81
IV.2 Contingencias efectuadas.....	83
IV.3 Conclusiones.....	88

CAPITULO V VENTAJAS, DESVENTAJAS Y APLICACIONES DE LOS EQUIVALENTES

V.1 Introducción.....	130
V.2 Ventajas, desventajas y aplicaciones del equivalente Ward.....	130
V.3 Ventajas, desventajas y aplicaciones del equivalente REI.....	133

CAPITULO VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

VI.1 Introducción.....	136
VI.2 Conclusiones y recomendaciones.....	136

APENDICE	A	CRITERIO PARA LA SELECCION DE NODOS ESENCIALES EN EQUIVALENTES DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.	
	A.1	El concepto de función equivalente.....	140
	A.2	Análisis de sensibilidad.....	145
APENDICE	B	TECNICAS DE DISPERSIDAD	
	B.1	Almacenamiento de matrices dispersas....	148
	B.2	Método de factorización LL^T	151
	B.3	Solución de sistemas de ecuaciones lineales.....	154
	B.4	Método de bifactorización.....	157
APENDICE	C	DATOS DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE LA AEP	
	C.1	Sistema de 30 nodos de la AEP.....	160
	C.2	Sistema de 57 nodos de la AEP.....	166
APENDICE	D	INTRUCTIVO PARA LOS DATOS DE ENTRADA A LOS PROGRAMAS DE LOS EQUIVALENTES WARD Y REI	
	D	Intructivo.....	176
REFERENCIAS.....			181

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

Actualmente México vive en una etapa crucial de su desarrollo. El primer obstáculo a vencer es el desempleo y para lograrlo se requiere ordenar nuestro desarrollo conforme a prioridades nacionales y sociales para aumentar nuestro grado de autodeterminación tecnológica y financiera.

Para cumplir con las metas que el país se propone se creo el Plan Nacional de Desarrollo Industrial [34] apoyandose en una plataforma de producción petrolera que garantiza un adecuado equilibrio entre el abastecimiento del consumo interno y las exportaciones.

El Plan Industrial establece, en base a rangos y tendencias, metas cuantitativas hasta el final del actual sexenio y a largo plazo. Lo fundamental del Plan es que toma en consideración las posibilidades de expansión de la economía en su conjunto, los cruces con ramas productivas no industriales y otros planes y programas.

La industria para florecer requiere de una masa urbana mínima, que ya existe en diversas ciudades de tamaño medio. De ahí que el Plan Industrial establezca, además de las franjas fronterizas, once zonas prioritarias en el país, que incluye: los puertos industriales y otros puntos del Pacífico y del Golfo. En todo el esquema la única localización que esta excluida de estímulos para su crecimiento es la ciudad de México y su área inmediata de influencia.

Tomando en cuenta las condiciones actuales por las que atraviesa México y las perspectivas planteadas por el Plan Industrial la situación económica del país tenderá a mejorar dando lugar a un desarrollo intenso, acusando consecuentemente a un aumento de consumo de energía eléctrica.

De hecho la planeación de los sistemas eléctricos deben de tomar en cuenta las relaciones que existen entre los sectores económicos, productivos y sociales con el propio sector de generación eléctrica, a fin de poder obtener las políticas y lineamientos generales para el desarrollo del sector eléctrico a largo plazo.

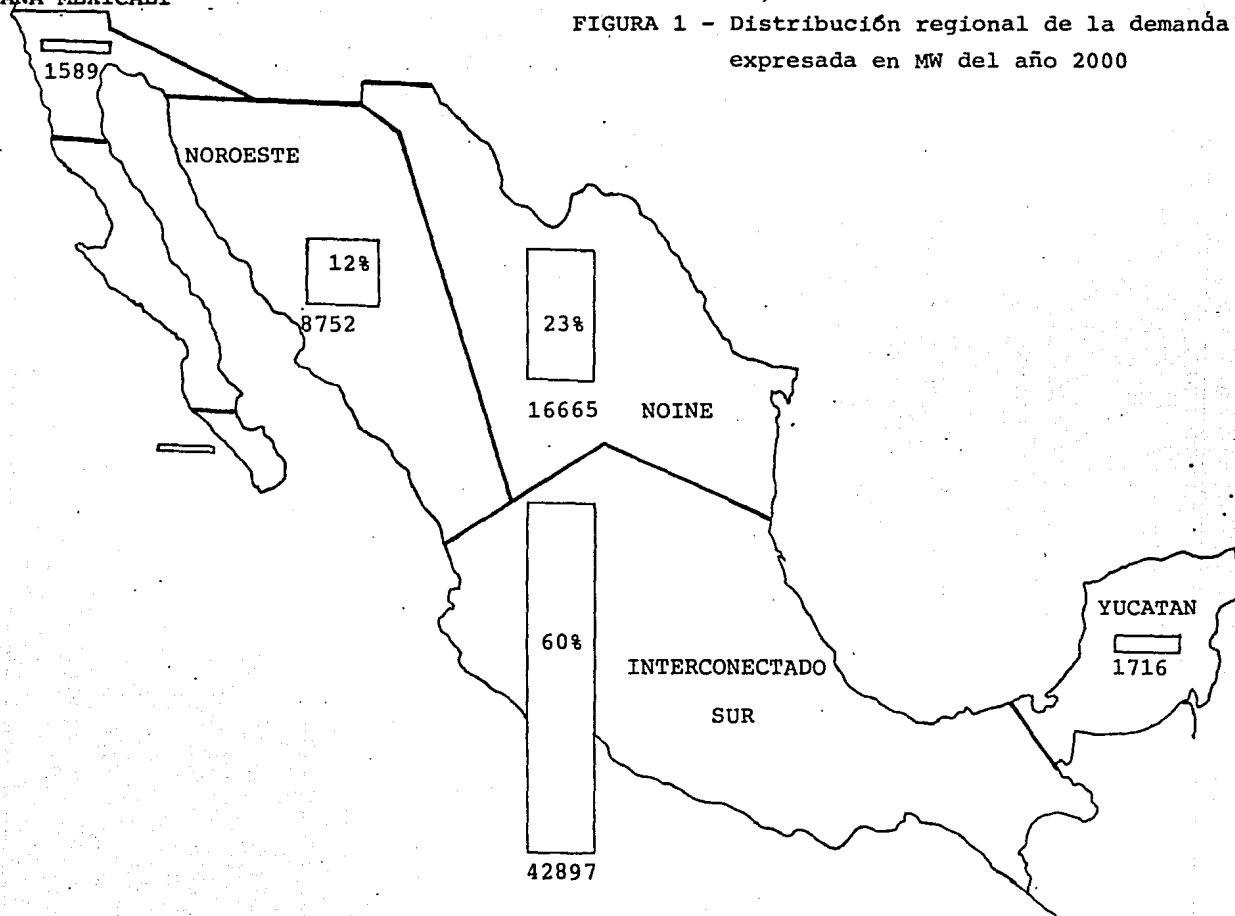
Por lo tanto, para la planeación a largo plazo del sistema eléctrico se deben de contemplar una serie de combinaciones de tasas de crecimiento económico, entre las cuales se debe de tomar en cuenta el crecimiento esperado por el Plan Industrial, y el crecimiento de la población a fin de poder obtener una gama de valores de pronósticos del consumo de energía eléctrica.

Los estudios de Planeación del sistema eléctrico en México son realizados por la Gerencia de Estudios de Comisión Federal de Electricidad (CFE). En el libro PESE 2000 [29] se encuentran resumidos los estudios realizados por esta Gerencia; sin embargo, estos estudios no son definitivos, ya que deben de estarse modificando según se tengan necesidades más urgentes, pero con estos estudios se pueden dar lineamientos generales para orientar las decisiones programáticas del sector eléctrico.

En el libro PESE 2000 se propone un incremento anual medio de la demanda de energía del 9.52%.

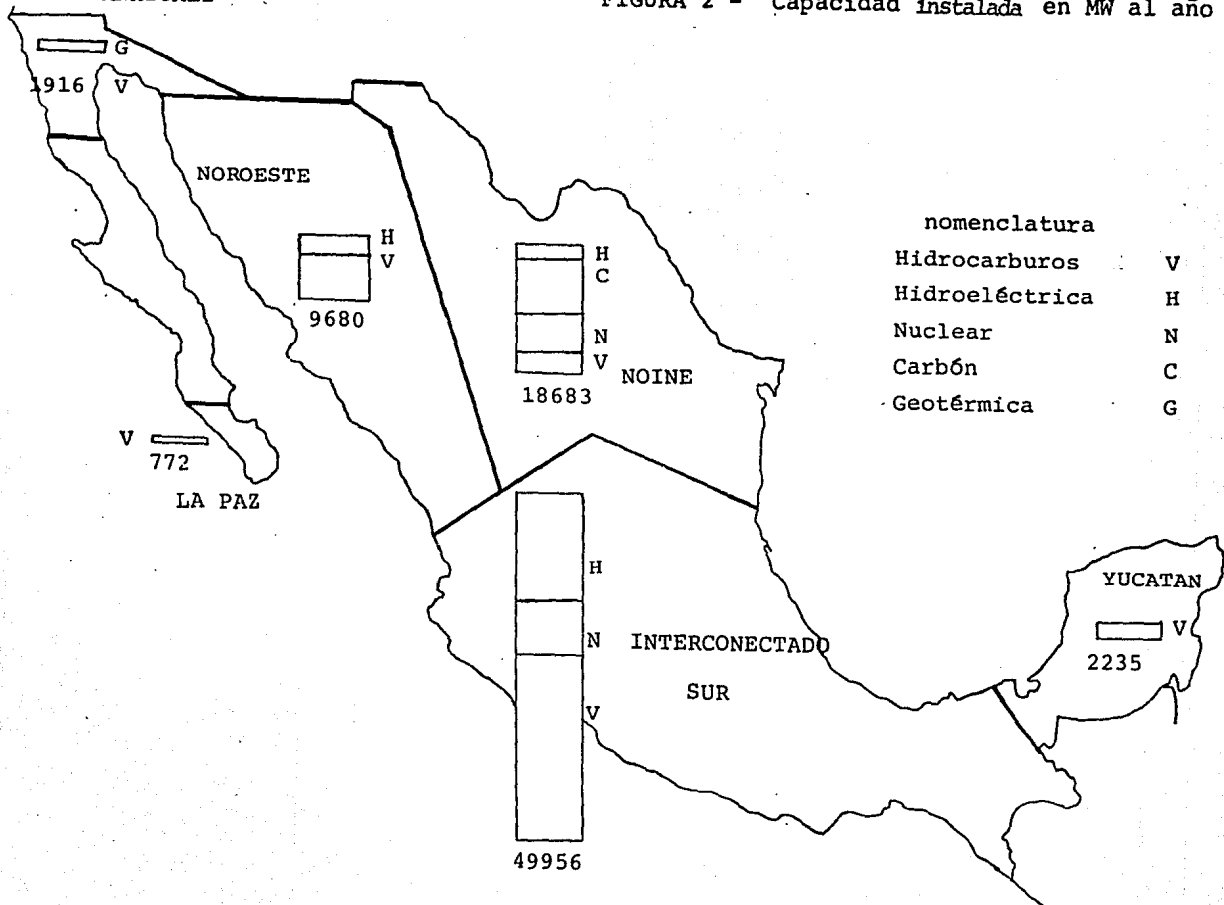
TIJUANA-MEXICALI

FIGURA 1 - Distribución regional de la demanda expresada en MW del año 2000



TIJUANA-MEXICALI

FIGURA 2 - Capacidad instalada en MW al año 2000



Uno de los aspectos más importantes del pronóstico de la demanda de energía eléctrica es su distribución regional, Fig. (1) y (2). En estas figuras se puede observar que para el año 2000 el Sistema Interconectado Sur representará la parte más importante del Sistema Nacional con un 60% de la demanda total y el Sistema Interconectado Nacional, que incluye los Interconectados del Sur y del Norte; integrará el 95% de la demanda de todo el país, quedando el 5% restante repartido entre los Sistemas de Baja California y Yucatán.

Después de determinar la capacidad y tipo de unidades generadoras que se requieren para satisfacer la demanda prevista, posteriormente se define su localización geográfica. Las unidades generadoras de tipo hidráulico o geotérmico se encuentran definidas por las características del lugar, es decir, su localización geográfica está bien definida. En la Fig. (3) se muestra la localización de la capacidad de generación a instalar durante el período 1978-1990, y en la Fig. (4) el sistema de generación que se espera tener para el año 2000 (PESE 2000).

De acuerdo a una localización ya definida de la capacidad de generación a instalar en cada lugar y con una red base del sistema, se determina cuales líneas de transmisión deben de añadirse para asegurar que la transmisión de energía llegue hasta los centros de consumo. En la Fig. (5) se muestra la red Nacional esperada para el año 1982 y en la Fig. (6) muestra la red que se espera para el año 2000.

Al planear la expansión de una red eléctrica es necesario realizar estudios exhaustivos de su comportamiento para poder asegurar que las adiciones propuestas permitan satisfacer la siempre creciente demanda de energía eléctrica con niveles adecuadas de confiabilidad.

FIGURA 3 - Localización de la capacidad de generación a instalar de 1978 a 1990.

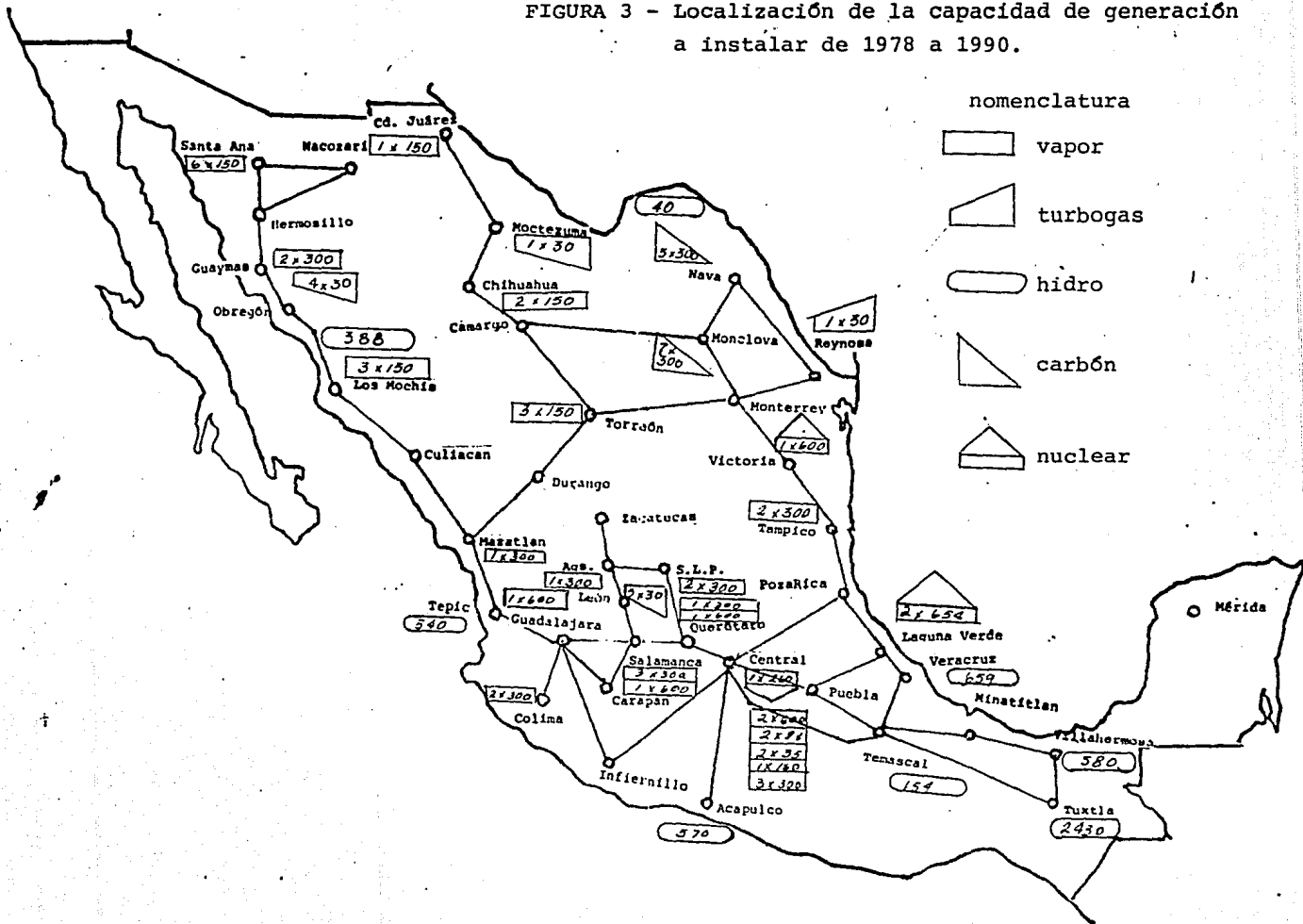
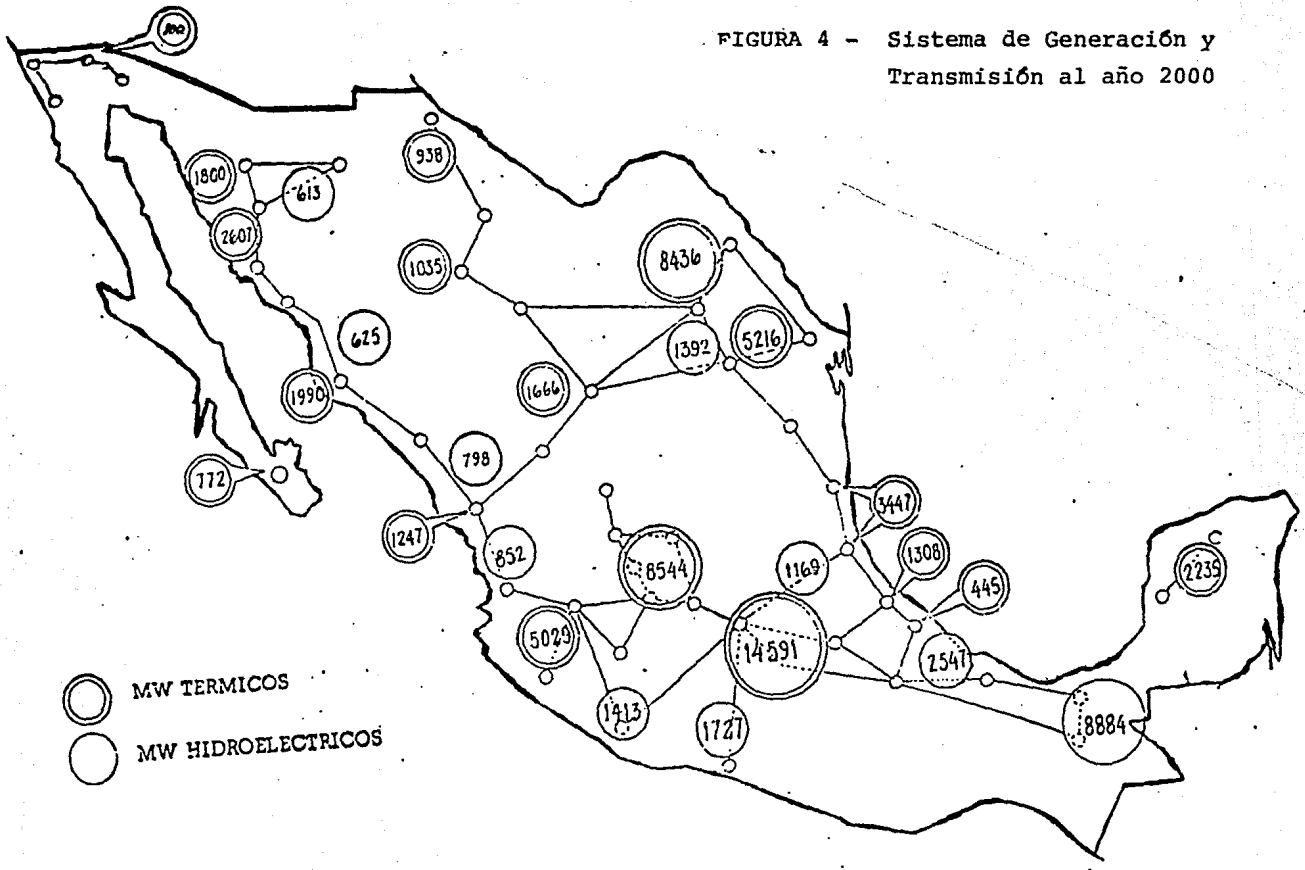


FIGURA 4 - Sistema de Generación y Transmisión al año 2000



La operación día a día del sistema debe ser tal que se pueda obtener la máxima economía y seguridad que permitan las limitaciones del propio sistema. Para cumplir con este requisito se creó, en México, El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) a principios de los años 70's. Este centro coordina la operación del Sistema Interconectado Nacional. Actualmente la coordinación de la operación económica del sistema se desarrolla a través de comunicaciones telefónicas entre los operadores de sistema y los operadores de plantas. Para desarrollar la función seguridad, el operador del sistema depende de las comunicaciones con los operadores de plantas y subestaciones para monitorear o supervisar el sistema.

Los operadores del sistema pueden tener entonces acceso a los valores de frecuencia y voltaje en su localidad, pudiendo llegar a ser posible detectar anomalías en el sistema. Sin embargo, tienen que confiarse en la información del personal de las plantas y subestaciones para poder llegar a detectar anomalías.

Por lo tanto, un aspecto básico muy importante de los sistemas eléctricos de potencia es la necesidad de poder llegar a ejercer un control adecuado sobre el mismo, ya que como se puede ver nuestro Sistema Interconectado Nacional en los próximos 20 años estará integrado por el 95% del sistema eléctrico total, lo que aumentará notablemente su complejidad, como se dijo anteriormente.

Para poder llegar a ejercer este control es necesario contar con un control jerárquico digital que procese la información del sistema y determinar que acciones deben de realizarse para garantizar el suministro de energía en forma

FIGURA 5 - Red inicial del año 1982

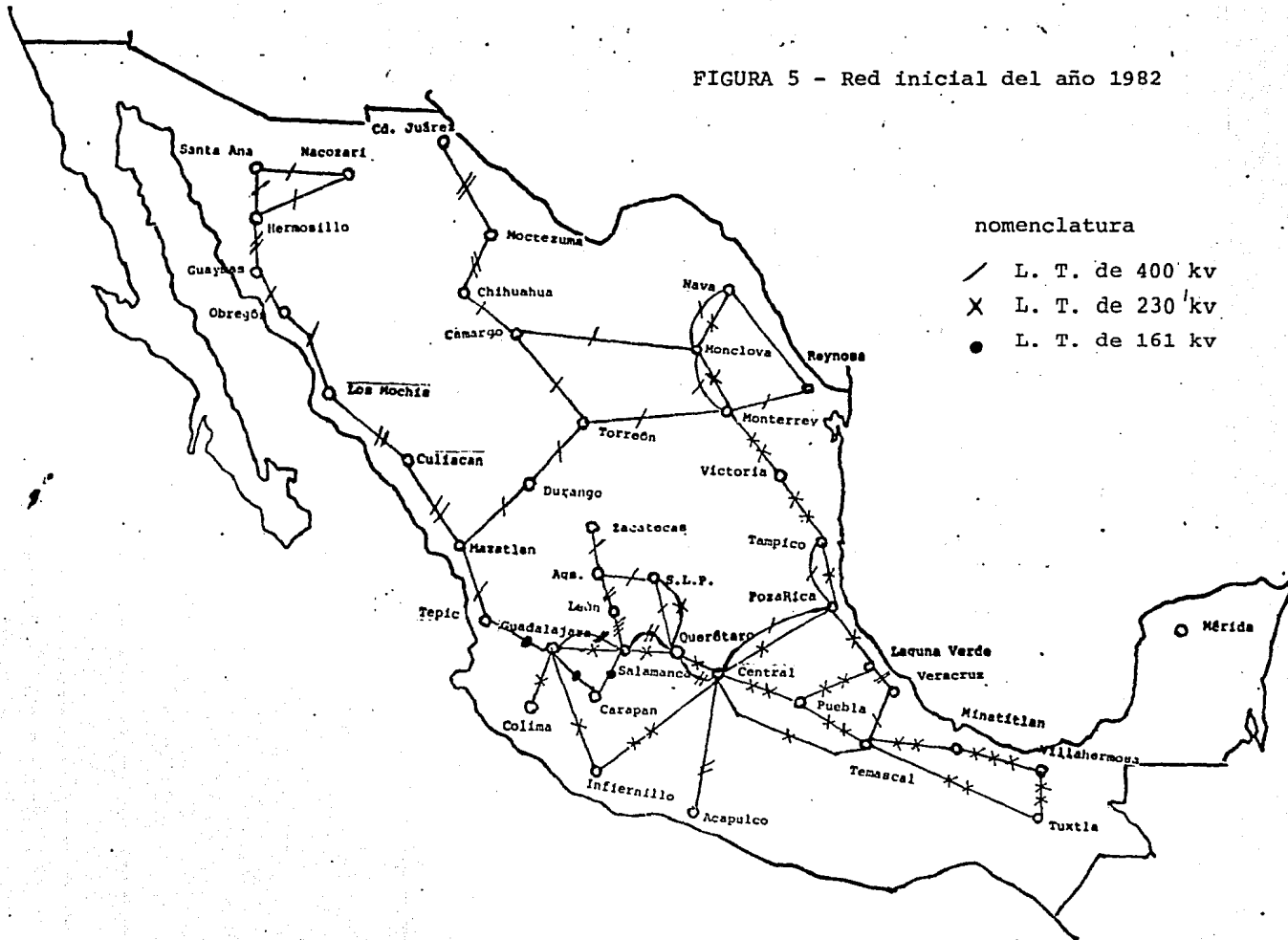
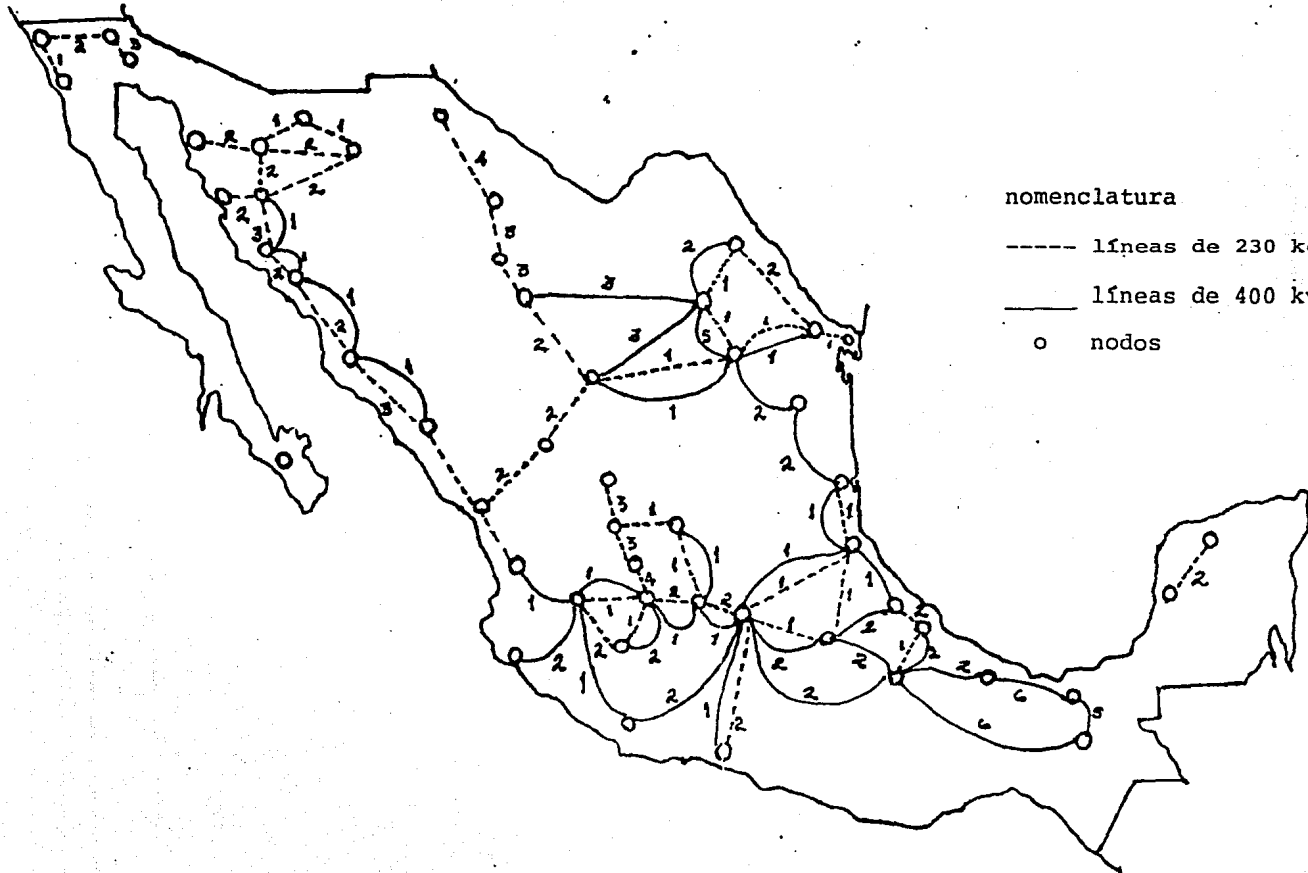


FIGURA 6 - Sistema de Transmisión al año 2000



nomenclatura

----- líneas de 230 kv

———— líneas de 400 kv

o nodos

económica y confiable.

Este control jerárquico se esta realizando en un proyecto de Comisión Federal de Electricidad (CFE) denominado como: "Proyecto en tiempo real", el cual se esta llevando a cabo por el CENACE y con participación del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE). Este proyecto se espera tener terminado e implementado a finales de este sexenio.

Algunos de los aspectos más importantes que abarca este control jerárquico son:

- Monitoreo del sistema eléctrico de potencia.
- Estrategias correctivas.
- Análisis de seguridad en tiempo real.
- Despacho económico.

Con el monitoreo del sistema se debe tener un completo conocimiento de las diferentes variables del sistema como corriente, voltaje, etc, para conocer las condiciones que presenta nuestro sistema. Para esto se deberá de contar con una serie de programas de computadora tales como flujos en tiempo real, programa de detección de errores, estimación de estado y otros, así como una adecuada instrumentación que es básica para poder monitorear los diferentes procesos físicos.

El análisis de seguridad o de contingencias es una de las

herramientas de análisis más empleadas en la planeación de los sistemas eléctricos de potencia. Su función consiste en simular salida de unidades generadoras, salida de líneas para estudiar su efecto sobre el voltaje de los nodos, flujos de potencia y estabilidad del sistema.

Existen diferencias fundamentales entre los diferentes estudios de contingencias desarrollados en un centro de control dependiendo de los diferentes propósitos de la planeación.

Una de las herramientas cada vez más utilizadas en el análisis de contingencias son los equivalentes eléctricos. Esto se debe al constante crecimiento de los sistemas eléctricos, lo cual hace necesario contar con formulaciones matemáticas adecuadas y técnicas de solución eficientes.

La función de los equivalentes eléctricos es reducir una parte del sistema en la que por alguna razón no se tenga un monitoreo directo o bien no deseamos incluir en nuestro estudio, pero que deseamos que de alguna forma se encuentre presente. Por consiguiente con esta herramienta se estará reduciendo tiempo y memoria de computadora con el fin de optimizar los recursos computacionales con que se cuenta.

El motivo que originó este trabajo fue la inquietud de conocer y saber utilizar esta técnica para el análisis de contingencias principalmente; ya que es una de las herramientas de análisis de sistemas eléctricos de potencia que día a día es más necesaria de emplear por la complejidad y la dimensionalidad que presentan los sistemas eléctricos de potencia.

En este trabajo se estudian dos de las técnicas más conocidas y utilizadas en diversos sistemas eléctricos de potencia del

mundo: El equivalente Clásico o de Ward y el equivalente REI o de DIMO.

El objetivo de este trabajo es conocer las ventajas y desventajas que presentan los equivalentes eléctricos para el análisis de contingencias en los sistemas eléctricos de potencia.

Para poder realizar este objetivo se lleva a cabo un análisis de cada una de las técnicas de equivalentes aquí presentadas, el equivalente de Ward y el equivalente REI, en los capítulos II y III; posteriormente son aplicadas a un breve análisis de contingencias, cuyos resultados son mostrados en el capítulo IV. Finalmente con el análisis de cada una de estas técnicas y los resultados obtenidos en el capítulo IV, se obtiene una serie de conclusiones que nos indican las desventajas y ventajas del uso de equivalentes eléctricos en el análisis de contingencias en los sistemas eléctricos de potencia, esta serie de conclusiones se encuentran resumidas en los capítulos V y VI.

CAPITULO I

GENERALIDADES DE LOS EQUIVALENTES ELECTRICOS.

I.1) INTRODUCCION.

Los equivalentes eléctricos utilizados en el análisis de flujos de potencia, estabilidad transitoria y otras aplicaciones han ocupado un lugar importante porque aún con la ayuda de computadoras digitales es necesario tener formulaciones matemáticas adecuadas y técnicas de solución eficientes.

Los equivalentes eléctricos tienen como objetivo principal reducir la memoria y el tiempo de computadora requerido para el análisis de sistemas de potencia haciendo posible - aprovechar al máximo los recursos computacionales con que se cuenta.

En este capítulo se definen los conceptos fundamentales empleados en las técnicas de equivalentes, así como el algoritmo general que se sigue en la obtención de redes equivalentes.

I.2) TECNICAS ORIENTADAS A DISPERSIDAD.

La dimensionalidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia actuales, así como la poca conectividad de sus elementos, produce matrices de coeficientes de grandes dimensiones y con mínimo de elementos diferentes de cero, las matrices que cum

plen con esta característica se les conoce como matrices dispersas. Esta característica ha motivado a desarrollar técnicas especiales de programación, conocidas como técnicas de dispersidad, a fin de procesar únicamente los elementos no nulos de las matrices y mantener la característica de dispersidad durante el proceso de solución de los problemas en los Sistemas Eléctricos de Potencia.

El resultado de la aplicación de estas técnicas es la minimización del tiempo de procesamiento y capacidad de memoria empleada en la solución de problemas.

Aun cuando las técnicas de dispersidad permiten analizar sistemas de gran tamaño, en algunos casos es necesario aplicar otro tipo de herramienta más eficiente para mejorar el uso de los recursos computacionales con que se cuenta.

Las técnicas más utilizadas para mejorar la eficiencia computacional de los métodos son:

a) Desacoplamiento [6, 7]. - En esta técnica se explota el débil acoplamiento que existe entre las ecuaciones de flujo. Este desacoplamiento origina la formación de dos subproblemas independientes: Uno corresponde a la potencia activa y el otro a la potencia reactiva del sistema. Este método resulta en una solución rápida y exacta para el análisis de redes de cualquier tamaño y puede ser implementado eficientemente en computadoras de memoria restringida.

b) Diakóptica [8, 9]. - Palabra de origen griego que significa partir, separar. Esta técnica subdivide al sistema original "removiendo" o "rompiendo" algunas de las interconexiones del sistema, y por esta razón este método es conocido también como Partición.

Cada parte en que se subdivide el sistema se analiza independientemente, junto con un conjunto de ecuaciones que reensambla al sistema original para obtener una solución global del estudio. Si no existen ecuaciones de liga entre los subsistemas se dice que el sistema esta desacoplado. La diakóptica conduce a soluciones exactas y permite analizar en forma paralela los diferentes subsistemas formados. Si se cuenta con procesadores [1], o bien con un procesador en serie, es posible analizar sistemas de dimensiones mayores que los que se pudieran resolver utilizando únicamente las técnicas de dispersidad [10].

c) Equivalentes.- También conocida como técnica de Reducción. Esta técnica subdivide al sistema original en dos partes, una que es de interés directo y otra que no es de interés en el estudio pero que nos interesa tener una representación de ella, de tal forma que se reduce a un equivalente. La solución para la red resultante del sistema original será aproximada a menos que la parte a reducir sea lineal [2].

I.3) EQUIVALENTES ELECTRICOS TOPOLOGICOS

Varias técnicas [14-17, 3-5], se han desarrollado últimamente para equivalentes de redes en estado estable. Estas técnicas pueden clasificarse en dos tipos:

a) En la primera clasificación se encuentran aquellas técnicas que requieren prioridad de los datos de la red, generalmente como salidas de líneas o bien cambios de generación; para su elaboración se emplean métodos de teoría de circuitos. Estas técnicas son muy utilizadas en la Planeación de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

b) En la segunda clasificación se encuentran aquellas técnicas diseñadas específicamente para la operación, las cuales requieren el uso de datos en tiempo real para la elaboración del equivalente, sin descripción detallada de la red.

Los equivalentes que corresponden a la primera clasificación son obtenidos por transformaciones topológicas como en la teoría de grafos, por esta razón nos referimos a ellos como equivalentes topológicos. En cambio en la segunda clasificación la elaboración de los equivalentes no depende del conocimiento de la topología del sistema y por tal motivo se les conoce como equivalentes no topológicos.

Las técnicas de equivalentes que se analizan en este trabajo corresponden a la clasificación de equivalentes topológicos [1]. La razón de su preferencia será más objetiva después de presentar algunas características de los equivalentes topológicos, como son:

1. Los equivalentes eléctricos deberán tener un mínimo conjunto de nodos, en el cual se preserven características de dispersidad; haciendo posible aprovechar técnicas y algoritmos computacionales las cuales puedan usarse en el modelo obtenido.

2. Los nodos y las líneas las cuales son consideradas como esenciales son retenidas en el equivalente con su identidad original.

3. Los equivalentes eléctricos poseen una fácil relación física identificable con la composición de la generación y la carga del sistema original.

4. Los equivalentes son útiles para estudios de intercambio ya que también las pérdidas del sistema así como los flujos de potencia del equivalente son aproximadamente cercanos a los del sistema original.

5. Los equivalentes deben de ser capaces de ajustarse a un rango superior de las condiciones de operación con - muy poco o sin nungún conocimiento de las condiciones actuales del sistema representado por el equivalente.

Las características uno y cinco quizás no requieran de comentario adicional ya que resultan ser muy obvias.

La característica dos de los equivalentes topológicos es necesaria por varias razones. Una de ellas es la necesidad de simular contingencias en el sistema externo (parte del sistema que no es de interés) sobre el modelo obtenido. Otra es la necesidad de mantener en el modelo líneas externas críticas las cuales pueden afectar adversamente el estado del sistema si llegase a presentarse alguna falla o bien por la acción de corrección después de una falla o una contingencia.

La característica tres es deseable desde el punto de vista de usuario, para los operadores del sistema o en la planeación. Esta característica es deseable para poder hacer cambios en el total de la generación y carga en una forma racional y real. Además es necesaria para cuando se desee hacer cambios en la generación y en la carga por área geográfica o por compañía; por tipo de generación tales como hidráulica, térmica, nuclear, etc; y por regulación y no regulación de la carga o por -

alguna otra característica.

La característica cuatro es importante para los operadores de sistemas de potencia; para que sea posible evaluar el estado de cuentas causado por pérdidas incidentales ocurridas entre áreas de intercambio, considerando algún factor preestablecido. Esta estimación de pérdidas son coeficientes de intercambio para los costos actuales de combustible; entonces, una mejor estimación de las pérdidas basada en las condiciones reales del sistema podría ser ideal para poder operar el sistema en condiciones cada vez más satisfactorias.

Las características dos, tres y cuatro son razones dominantes por las cuales se prefiere desarrollar equivalentes topológicos.

I.4) EQUIVALENTES ELECTRICOS.

Se ha hablado en forma muy general de los equivalentes eléctricos pero antes de seguir más a fondo en su problemática es necesario definir ciertos conceptos [12] importantes, relacionados con equivalentes como son: Sistema externo, sistema en estudio, líneas de enlace, nodos esenciales, etc.

Los equivalentes eléctricos dividen al sistema original en dos partes: Una de estas partes es aquella que deseamos preservar intacta con todos sus detalles que la conoceremos como "sistema en estudio" y la otra parte, el resto del sistema que no nos interesa pero, que deseamos que de alguna forma se encuentre presente con sus influencias, a esta parte la conoceremos como "sistema externo". El sistema externo y el sistema en estudio se encuentran conectados por líneas las cuales las definiremos como "líneas de enlace" ya que si estas se removieran separarían a los dos sistemas, excepto por el sistema neutro que es

común.

Los nodos del sistema externo se clasifican en nodos esenciales y nodos no esenciales. Un nodo esencial en el sistema externo es cualquier nodo en el cual un cambio en su inyección de potencia podría tener un efecto significativo en el estado de los nodos vecinos del sistema en estudio, de tal forma que es preferible retenerlos en el equivalente. Por definición un nodo vecino es un nodo esencial y por lo tanto, el mínimo conjunto de nodos esenciales es el conjunto de nodos vecinos. Un nodo vecino es la terminación de las líneas de enlace en el sistema en estudio.

Una línea esencial es aquella que su salida podría provocar un estado de emergencia en la operación del sistema.

Definiremos como "líneas ficticias" a las líneas que se crean por el proceso matemático por medio del cual se obtiene el equivalente. Estas líneas no tienen ningún significado físico, sólo tienen significado matemático ya que llenan espacios vacíos de las matrices dispersas pero, generalmente estos elementos son muy pequeños comparados con los elementos de las líneas que en realidad existen.

En las figuras (I.1) y (I.2) se muestran esquemáticamente los principales conceptos que se han definido anteriormente.

En la fig. (I.1) se muestra un sistema de 14 nodos del IEEE, en el cual el sistema en estudio esta formado por los nodos 1, 2, 3, 4 y 5, el sistema externo por los nodos 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 y 14. Las líneas de enlace entre ambos subsistemas son: 5-6, 4-9 y 4-7, entonces el conjunto de nodos vecinos serán los nodos 5 y 4.

El Sistema Nacional se presenta en la Fig. (I.2) muestra también esquemáticamente los principales conceptos anteriores. En este sistema el sistema en estudio se encuentra formado por los nodos Guadalajara, Zacatecas, Aguascalientes, S.L.P., León, Querétaro, Salamanca, Colima, Infiernillo, Acapulco, Carapan y Central; el resto de nodos del sistema pertenecen al sistema externo. Las líneas de enlace son: Guadalajara-Tepic, Central-Poza Rica, Central-Puebla y Central-Temascal.

1.5) ALGORITMO GENERAL DEL EQUIVALENTE.

Con los conceptos adquiridos hasta este momento es posible realizar en forma general el proceso de elaboración de cualquier equivalente, el cual consiste en las siguientes etapas:

- 1) Caso base de un estudio de flujos de potencia.

En esta etapa se obtiene la solución del problema de flujos de potencia del sistema original antes de cualquier reducción.

Las condiciones del caso base generalmente son las de un sistema en condiciones normales, por ejemplo: Con todos los circuitos en servicio y con la generación y la carga muy cercanos de las condiciones reales de pico de demanda. En algunas ocasiones se prefiere tener diferentes representaciones de condiciones del sistema.

Con el estudio de flujos de potencia del caso base se obtienen los valores de voltaje complejo del sistema externo, los cuales son utilizados posteriormente para la elaboración de cualquier técnica de equivalentes.

Para obtener la solución al problema de flujos de potencia se utilizó en este trabajo el Método Newton [13] que es - mucho más poderoso por tener una convergencia más rápida permitiendo una fácil inclusión de restricciones como límites de operación, transformadores con cambios de derivaciones bajo carga, etc.

2) Selección de nodos esenciales.

En la sección anterior se definió que el mínimo conjunto de nodos esenciales es el conjunto de nodos vecinos. Sin embargo, pueden existir razones importantes para considerar otros nodos del sistema externo como esenciales.

La selección de nodos esenciales obviamente debe de estar basada en algún criterio. Uno de los métodos más utilizados para la selección de nodos esenciales es el que utiliza matrices de sensibilidad el cual se encuentra descrito brevemente en el Apéndice A. Para el objetivo de este trabajo es suficiente saber que los nodos esenciales se seleccionaron por algún criterio razonable. Después de haber realizado esto es posible tener entonces bien definido el conjunto de nodos que forman los sistemas en estudio y externo.

3) Uso de las técnicas del equivalentes.

Por el constante desarrollo de los sistemas de Potencia los equivalentes han tenido una notable importancia desarrollándose varias técnicas entre las que se encuentran:

a) Equivalentes de Ward o de Reducción Clásica.

- b) Equivalente REI.
- c) Reducción linealizada basada en el Jacobiano.
- d) Reducción basada en flujos desacoplados.

Las dos primeras técnicas son las más conocidas y por lo tanto las más utilizadas en la Bonneville Power Administration (BPA) [17-19] con excelentes resultados; sin embargo, esto no descarta la posibilidad de utilizar las últimas dos en un futuro no muy lejano, sobre todo cuando se tenga completo dominio de ellas.

4) Estudios posteriores.

Después de haber aplicado cualquier técnica de equivalentes o reducción y obtenido así un modelo equivalente del sistema original pero de menores dimensiones es necesario realizar un análisis de contingencias, el cual puede consistir en salidas de líneas, pérdidas de generación de un nodo, etc, con el fin de ver que tan confiable es el uso de equivalentes para el análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia, verificando los resultados obtenidos con los del sistema original.

Este paso aunque no forma parte del algoritmo del equivalente es la aplicación del mismo para comprobar los objetivos que contienen las técnicas de equivalentes.

I.6) PRINCIPALES DESVENTAJAS DE LOS EQUIVALENTES.

Cualquier técnica de equivalentes tiene las siguientes desventajas unas en mayor gravedad que las otras.

a) Como se mencionó, la selección de nodos esenciales está basada en algún criterio; una de estas formas es heurísticamente, pero si esta parte es impropia seleccionada la

cantidad de memoria y tiempo de computadora requeridos para analizar el sistema equivalente puede ser mayor que la cantidad requerida para analizar el sistema original. Esto se debe a que el proceso de reducción destruye el ordenamiento natural requerido para preservar la dispersidad del sistema. Todas las técnicas de reducción o equivalentes tienen inherente esta desventaja; en unas es más acentuado que en otras.

b) Si la parte del sistema a reducir contiene elementos no lineales, cargas o generadores, la reducción incluye una aproximación de estos elementos. En la mayoría de las técnicas de equivalentes se obtiene un sistema equivalente que concuerda perfectamente con el sistema original bajo un conjunto de condiciones, esto es, bajo un punto de operación conocido (caso base). Sin embargo, si las condiciones de la parte retenida (sistema en estudio) cambian, por ejemplo salidas de líneas o cambios de carga, entonces la solución obtenida del modelo equivalente no concuerda; estos errores pueden ser significativos dependiendo de las técnicas del equivalente usadas.

CAPITULO II

EQUIVALENTE WARD

II.1) INTRODUCCION.

Hasta mediados de los años cincuenta el análisis de los Sistemas de Potencia se realizaba con el analizador de redes de corriente alterna que consiste en una réplica a escala del sistema.

Con la ayuda del analizador de redes de corriente alterna - el trabajo del ingeniero adquirió un excelente acercamiento, un "sentir" cualitativo del sistema de potencia que le ayudo mucho en la toma de decisiones, anticipándose a interpretar resultados.

Hace treinta años J.B. Ward se dió cuenta de las limitaciones de los analizadores de redes de corriente alterna, principalmente por la imposibilidad de representar grandes sistemas de potencia, fue entonces cuando formuló un equivalente para estudios de flujos de potencia conocido como Reducción Clasica o equivalente de Ward [16]. Esta técnica posteriormente fue adaptada para estudios de flujos de potencia en computadoras digitales.

La aplicación de las computadoras digitales para el análisis de los sistemas de potencia dió lugar a que se crearan programas de cálculo automatizados de tal manera que se obtuvieran resultados más rápidos, a menor costo, además haciendo posible incrementar las dimensiones de los sistemas de potencia a analizar. Todo esto trajo como consecuencia que caye-

ra en desuso el analizador de redes de corriente alterna.

Sin embargo, debido al continuo crecimiento de los Sistemas de Potencia se hace necesaria la representación de sistemas cada vez más grandes teniendo que exigir formulaciones matemáticas y técnicas cada vez más eficientes. Fue entonces cuando los equivalentes volvieron a adquirir un lugar considerablemente importante en el análisis de los sistemas de potencia.

II.2) FORMULACION DEL EQUIVALENTE DE WARD [2, 16, 20].

Un Sistema Eléctrico de Potencia en condiciones en estado estable es generalmente modelado como una red lineal pasiva con componentes no lineales (cargas y generadores) y generación constante (componentes P-Q constantes); de tal manera que podamos aproximar estas componentes como fuentes de corriente o por impedancias constantes entonces, se puede efectuar la Reducción Clásica o el Equivalente de Ward.

Las leyes de corriente de Kirchoff establecen la relación que existe entre el vector de voltaje nodal $[V]$ y el vector de inyección de corriente nodal $[I]$ en la red pasiva, siendo $[Y]$ la matriz de admitancia nodal:

$$[Y] [V] = [I] \quad (2.1)$$

Sea n la dimensión del sistema original y m el conjunto de nodos del sistema externo (nodos a eliminar) por lo tanto, $n-m$ es el conjunto de nodos del sistema en estudio (nodos retenidos). Si reordenamos los nodos del sistema original de forma tal que al principio queden los nodos del sistema a eliminar y al final los nodos retenidos, procurando mejorar o

mantener la dispersidad del sistema.

Con el subíndice uno denotaremos los subvectores de voltajes e inyecciones de corrientes a reducir y con el subíndice dos denotaremos los subvectores de voltajes y corrientes de los nodos retenidos. De tal manera que la ecuación (2.1) la podemos escribir de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

o en forma desarrollada.

$$\begin{bmatrix} Y_{11} \\ Y_{21} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{12} \\ Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (2.3a)$$

$$\begin{bmatrix} Y_{21} \\ Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{12} \\ Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_2 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (2.3b)$$

Supongase que $\begin{bmatrix} Y_{11} \\ Y_{21} \end{bmatrix}$, $\begin{bmatrix} Y_{12} \\ Y_{22} \end{bmatrix}$ e $\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$ son conocidas y constantes entonces la ecuación (2.3a) puede resolverse para $\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix}$ y sustituirse en la ecuación (2.3b).

De la ecuación (2.3a) tenemos:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} \\ Y_{21} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Y_{12} \\ Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \\ V_2 \end{bmatrix}$$
$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} \\ Y_{21} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Y_{11} \\ Y_{21} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} Y_{12} \\ Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (2.3c)$$

Sustituyendo entonces $\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix}$ en la ecuación (2.3b) tenemos:

$$[Y_{21}] \left\{ [Y_{11}]^{-1} [I_1] - [Y_{11}]^{-1} [Y_{12}] [V_2] \right\} + [Y_{22}] [V_2] = [I_2]$$

$$[Y_{21}] [Y_{11}]^{-1} [I_1] - [Y_{21}] [Y_{11}]^{-1} [Y_{12}] [V_2] + [Y_{22}] [V_2] = [I_2]$$

reagrupando términos

$$\left\{ [Y_{22}] - [Y_{21}] [Y_{11}]^{-1} [Y_{12}] \right\} [V_2] = [I_2] - [Y_{21}] [Y_{11}]^{-1} [I_1] \quad (2.4)$$

Definiendo:

$$[Y_{22eq}] = [Y_{22}] - [Y_{21}] [Y_{11}]^{-1} [Y_{12}] \quad (2.5a)$$

$$[I_{2eq}] = [I_2] - [Y_{21}] [Y_{11}]^{-1} [I_1] \quad (2.5b)$$

La ecuación (2.4) queda finalmente:

$$[Y_{22eq}] [V_2] = [I_2] - [D] [I_1] \quad (2.6a)$$

$$[Y_{22eq}] [V_2] = [I_2] - [I_1'] = [I_{2eq}] \quad (2.6b)$$

$[Y_{22eq}]$ es la matriz nodal de admitancia equivalente. El lado derecho de la ecuación (2.6b) se ve modificado por el vector de inyección de corriente, en donde $[D]$ es la matriz que distribuye a $[I_1]$ al conjunto de nodos vecinos, entonces $[I_1']$ es el vector de inyección de corriente el cual es cero excepto en el conjunto de nodos vecinos.

Eliminando todos los nodos en la parte reducida se crean ramas ficticias en los nodos vecinos de la parte retenida, Fig.

(II.1). Los nodos del sistema en estudio no sufren ningún cambio ya que estos no tienen ninguna conexión con los nodos a eliminar, esto es posible observarlo en la Fig. (II.1).

En términos de eliminación Gaussiana o LU el cálculo de $[Y_{22eq}]$ de la ecuación (2.5a) es equivalente a la factorización parcial de la matriz de admitancia $[Y_{bus}]$. De igual manera, el cálculo de $[I_{2eq}]$ en la ecuación (2.5b) es equivalente a la sustitución parcial hacia atrás.

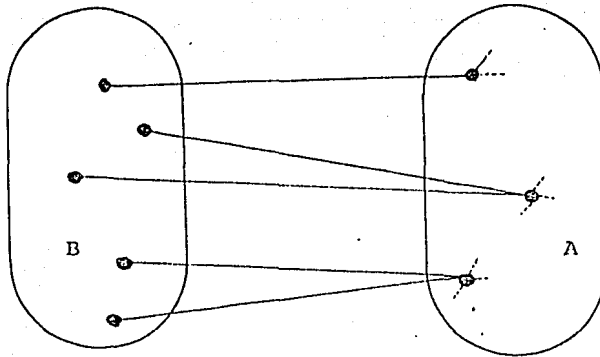
II.3) REDUCCION CLASICA - Y.

El desarrollo del equivalente Ward que se expuso en la sección anterior es conocido como Reducción Clásica - I porque el punto de operación del sistema equivalente depende de la inyección de corriente $[I_{2eq}]$ y además en este método la eliminación de cargas y generadores ha sido por medio de inyecciones de corriente.

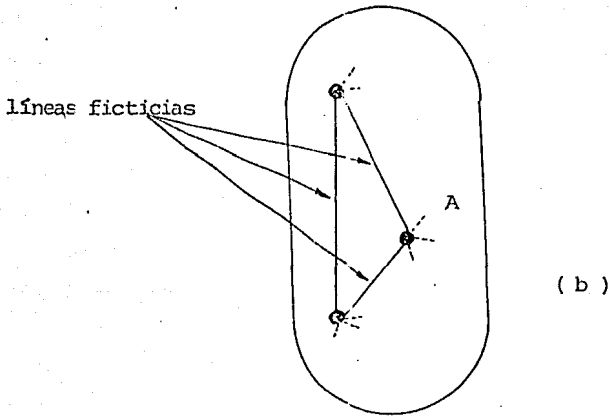
Otra forma alternativa de obtener el equivalente de Ward es reemplazar el vector de corriente $[I_1]$ por una admitancia shunt calculada desde algún punto de operación conocido (caso base), en donde $[V_1]$ es conocido. De tal forma que cada elemento de la diagonal de la matriz $[Y_{11}]$ de la ecuación (2.2) es aumentada por el término $[\Delta Y_{ii}]$.

$$\Delta Y_{ii} = -\frac{I_i}{V_i} = -\frac{S_i^*}{|V_i|^2} \quad (2.7)$$

Después de realizar este incremento de $[\Delta Y_{ii}]$ a la matriz $[Y_{11}]$, el vector de inyección de corriente $[I_1]$ es igual a ce-



(a)



(b)

FIGURA II.1 - (a)- El sistema A es el sistema en estudio y el sistema B es el sistema externo.
(b)- Red equivalente después de eliminar el sistema B.

ro; entonces, el desarrollo matemático del equivalente queda:

De la ecuación (2.3a):

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} Y_{11} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{12} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \end{bmatrix} &= + \frac{\begin{bmatrix} I_1 \end{bmatrix}}{\begin{bmatrix} V_1 \end{bmatrix}} \begin{bmatrix} V_1 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \Delta Y_{ii} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \end{bmatrix} \\ \left\{ \begin{bmatrix} Y_{11} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta Y_{ii} \end{bmatrix} \right\} \begin{bmatrix} V_1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{12} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 0 \end{bmatrix} \quad (2.8) \end{aligned}$$

Definiendo:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta Y_{ii} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11}' \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

La ecuación (2.8) queda:

$$\begin{bmatrix} Y_{11}' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{12} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Ahora despejando $\begin{bmatrix} V_1 \end{bmatrix}$ de la ecuación (2.10) y sustituyéndola en la ecuación (2.3b) obtenemos:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} Y_{11}' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \end{bmatrix} &= - \begin{bmatrix} Y_{12} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} V_1 \end{bmatrix} &= - \begin{bmatrix} Y_{11}' \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} Y_{12} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \end{bmatrix} \\ - \begin{bmatrix} Y_{21} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_{11}' \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} Y_{12} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} I_2 \end{bmatrix} \end{aligned}$$

de tal manera obtendremos:

$$\left\{ \begin{bmatrix} Y_{22} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Y_{21} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_{11}' \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} Y_{12} \end{bmatrix} \right\} \begin{bmatrix} V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_2 \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

sustituyendo la definición de $[Y_{22eq}]$ de la ecuación (2.5a) en la ecuación (2.11)

$$[Y_{22eq}] [V_2] = [I_2] \quad (2.12)$$

Entonces $[I_{2eq}]$ es igual a la inyección de corriente original $[I_2]$. Pero, ahora las ramas de $[Y_{22eq}]$ son función -- del punto de operación ya que la eliminación de las cargas y generadores en la parte a eliminar se han reemplazado por una admitancia constante $[\Delta Y_{ii}]$ y por esta razón la reducción es conocida como Reducción Clásica - Y.

II.4) ALGORITMO.

Hemos de recordar que en el Capítulo I se dieron a conocer los lineamientos generales para la elaboración de cualquier técnica de equivalente a usar por lo tanto, es ahora necesario desglosar más ampliamente este algoritmo pero ahora aplicado al equivalente de Ward o Reducción Clásica.

El algoritmo que se desarrolla en esta sección es el del Equivalente de Ward - I o Reducción Clásica - I por ser más general que la Reducción Clásica - Y; sin embargo, en la siguiente sección se muestran las variantes que tiene este algoritmo de la Reducción Clásica - I.

1.- Caso Base.

En este se resuelve el problema de flujos de potencia para el sistema original por el método de Newton Raphson [7]; esta solución nos sirve como base para obtener los valores de voltaje complejo del sistema que son empleados posterior-

mente.

2.- Selección de nodos esenciales.

Anteriormente hemos señalado que la selección de nodos esenciales se realiza en este trabajo por algún criterio de sensibilidad razonable. Sin embargo, si se desea mejorar esta selección de nodos esenciales se puede usar la técnica que emplea elementos de sensibilidad de matrices, descrita en el Apéndice A.

3.- Reordenación de nodos.

Para poder realizar el equivalente de Ward es necesario hacer un nuevo ordenamiento de los nodos del sistema, ordenando los nodos a eliminar al principio y al final los nodos retenidos tal como se plantea en la ec. (2.2). En este nuevo ordenamiento se procura preservar o mejorar, si es posible, la dispersidad [6] del sistema.

4.- Elaboración del Equivalente de Ward - I

4.1).- Cálculo de $[I_{2eq}]$. El cálculo del vector de inyección de corriente $[I_{2eq}]$ está dado por la ec.(2.5b), por lo tanto es necesario conocer los términos que participan en su cálculo. Estos son obtenidos de la siguiente forma:

a) El vector de inyección de corriente $[I]$ se encuentra formado por los subvectores de corriente $[I_1]$ e $[I_2]$, que pertenecen a los nodos a eliminar y a los nodos retenidos, respectivamente.

El cálculo del vector de inyección de corriente $[I]$ se puede efectuar de dos formas a partir de los resultados obtenidos de la solución del caso base; una de ellas es como lo plantea

la ec. (2.3a) y (2.3b) y la otra es como se muestra en la ec. (2.13):

$$[I] = \frac{[S]^*}{[V]} \quad (2.13)$$

b) ahora es necesario obtener la matriz $[Y_{11}]$, ésta es la matriz de admitancia nodal de los nodos a eliminar. La matriz $[Y_{11}]$ tiene ciertas características como la de ser una matriz simétrica y dispersa siendo entonces posible aplicarle técnicas de empaquetamiento [8] de matrices.

Obteniendo la matriz $[Y_{11}]$ en forma empaquetada, por inspección de la matriz $[Y_{bus}]$ del sistema original; es posible obtener su inversa que es la que se requiere en la ec. (2.5b) lista se obtiene del sistema planteado por la ec. (2.14) para el vector $[X]$ como lo indica la ec. (2.15)

$$[Y_{11}] \cdot [X] = [b] \quad (2.14)$$

resolviendo para $[X]$:

$$[X] = [Y_{11}]^{-1} [b] \quad (2.15)$$

Pero debido a que la matriz $[Y_{11}]$ es una matriz positiva definida, es posible factorizarla en el producto de dos matrices, la cual una resulta ser la transpuesta de la otra, ec. (2.16), entonces es posible sustituir $[Y_{11}]$ en la ec. (2.14) por el producto de dos matrices y resolver el sistema para $[X]$ con dos sustituciones una hacia adelante y la otra hacia atrás. Este método de solución se encuentra descrito en el Apéndice B.

$$[Y_{11}] = [L] [L]^t \quad (2.16)$$

Si sustituimos en la ec. (2.14) el vector $[b]$ por el vector de inyección de corriente $[I_1]$ entonces, al resolver el sistema planteado por la ec. (2.14) para el vector $[x]$ nos dará el producto:

$$[x] = [y_{11}]^{-1} [I_1] \quad (2.17)$$

el cual es una parte del segundo término de la ec. (2.5b)

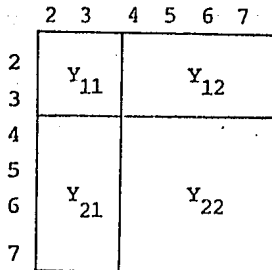
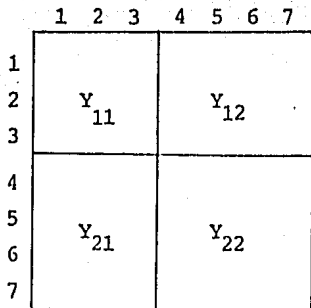
c) El único elemento que desconocemos de la ec. (2.5b) hasta ahora es la matriz $[Y_{21}]$, que corresponde a la admitancia de las líneas de enlace entre el sistema en estudio y el sistema externo. Esta matriz es dispersa por lo cual es posible aplicarle técnicas de empaquetamiento de matrices $[8]$. Esta matriz se obtiene de la matriz $[Y_{bus}]$ del sistema.

d) Conocidos todos los elementos que participan en el cálculo de $[I_{2eq}]$ es posible obtenerla como se indica en la ec. (2.5b).

4.2).- Cálculo de la matriz $[Y_{22eq}]$. El cálculo de la matriz $[Y_{22eq}]$ es una factorización parcial de la matriz $[Y_{bus}]$ en términos de eliminación Gaussiana o LU.

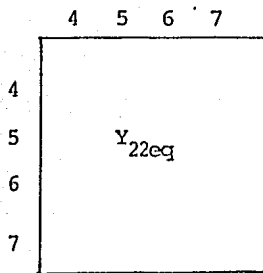
Primeramente para obtener la matriz $[Y_{22eq}]$ es necesario ordenar la matriz $[Y_{bus}]$ del sistema original con el nuevo ordenamiento, como se realizó en el paso No. 3

La factorización parcial de la matriz $[Y_{bus}]$ se realizó usando técnicas de solución directa de redes dispersas $[9]$. Esta factorización en forma muy burda puede implementarse recursivamente renglón y columna al mismo tiempo, tal como se indica en la Fig. II.2 Este método se menciona en el Apéndice B.



etc.

hasta obtener



esto puede visualizarse de la siguiente manera

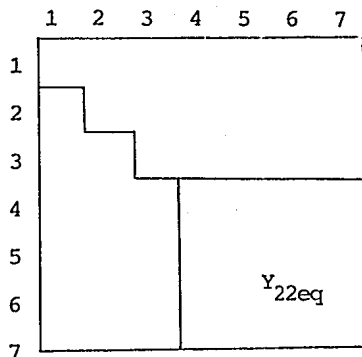
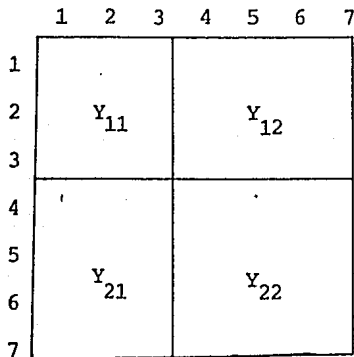


FIGURA II.2 Factorización parcial de la matriz Y_{bus}

5.- Inyección de potencia en los nodos vecinos.

Es necesario calcular la nueva inyección de corriente en los nodos vecinos, ya que esta inyección se ha modificado tal como lo indica la ec. (2.6b); por lo tanto, el incremento de inyección de potencia será proporcional al vector de inyección de corriente $[I_1^i]$.

$$[\Delta P_i + j\Delta Q_i] = [V_2] [I_1^i] \quad (2.18)$$

Este incremento de potencia es sumado a la potencia original de los nodos vecinos, ya que para los demás nodos del sistema en estudio es cero la inyección de corriente $[I_1^i]$.

6.- Estudios posteriores.

Los estudios posteriores son realizados para darnos cuenta que tan efectivo es el uso de equivalentes en el análisis de los sistemas de potencia. La veracidad de los resultados del equivalente se podrán comprobar comparando la solución obtenida del equivalente con la del sistema original.

II. 5) ALGORITMO DEL EQUIVALENTE WARD - Y.

El algoritmo de la Reducción Clásica - Y difiere del Algoritmo planteado anteriormente en el paso no. (4.1) en el cálculo de $[I_{2eq}]$; en lugar de realizar este cálculo que no es necesario en este algoritmo se realiza el cálculo del vector $[\Delta Y_{ii}]$ para los nodos del sistema externo tal como lo indica la ecuación no. (2.7) para poder obtener así la nueva matriz de admitancia nodal del sistema externo, $[Y_{11}^i]$.

Al obtener la matriz $[Y_{11}^i]$ se prosigue de igual forma que en

la reducción Clásica - I, hasta el final pero sin realizar el paso no. (5) ya que esto no es necesario dado que en este - equivalente el vector $[I_1']$ es igual a cero.

II.6) EJEMPLO

Los algoritmos desarrollados en la sección anterior, el de Ward-I y el de Ward-Y, fueron implementados para utilizarse en la computadora, obteniendo finalmente un programa por - cada equivalente. La efectividad de estos programas fue pue-
ta a prueba con los sistemas eléctricos de AEP [28] para 30 y 57 nodos. Los datos de los sistemas se encuentran en el -
apéndice C.

En los programas elaborados se supuso que la selección de nodos esenciales se había realizado por algún criterio ra-
zonable quedando entonces bien establecido en el equivalente que nodos iban a formar parte del sistema en estudio y del sistema externo. Para los sistemas eléctricos con los cuales se probaron los equivalentes los nodos retenidos (sistema en estudio) está formado por el conjunto de nodos:

- Sistema de 30 nodos:

1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 28

- Sistema de 57 nodos:

1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 13, 14, 15, 16 y 17

El objetivo en esta sección es mostrar los errores de trun-
camiento, acarreo y tolerancia que se originan al efectuar la reducción del sistema original utilizando el equivalen-
te Ward; ya que el punto de operación de la red equivalente es obtenida a partir de las condiciones del caso base. Por

lo tanto, lo único que se realiza en el sistema equivalente es un estudio de flujos de carga a partir de las condiciones iniciales. Estos resultados obtenidos del equivalente y del sistema original se encuentran resumidos en las tablas de (II.1) a la (II.8) para los sistemas de la AEP.

Al final de cada una de las tablas se resumen dos índices con los cuales podemos juzgar, en este caso, los errores antes mencionados. Uno consiste en evaluar la máxima diferencia absoluta que existe entre las magnitudes de voltaje, ángulo o flujo de potencia exacta (caso base), y la magnitud de voltaje, ángulo o flujo de potencia aproximado (la del equivalente) conocido como $|\text{Máximo error}|$; y el otro es la suma de los valores absolutos de estas diferencias para todos los nodos conocido como $\Sigma |\text{Error}|$.

Los estudios posteriores que se mencionan en el paso no. (6) del algoritmo fueron realizados en el capítulo IV.

En las tablas los nodos de tipo PV se encuentran indicados por un * y el nodo slack o compensador por +.

SISTEMA DE 30 NODOS			
VOLTAJE en p.u.			
Nodos	Caso base	CLASICO - I	CLASICO - Y
2*	1.045	1.045	1.045
3	1.2343	1.02343	1.0238
4	* 1.01807	1.01807	1.01807
5*	1.01	1.01	1.01
6	1.01346	1.01346	1.01344
7	1.00427	1.00426	1.00426
8*	1.01	1.01	1.01
28	1.00964	1.00962	1.00962
1 ⁺	1.06	1.06	1.06
MAXIMO ERROR		2×10^{-5}	2×10^{-5}
Σ ERROR		3×10^{-5}	7×10^{-5}

TABLA No. II.1

SISTEMA DE 30 NODOS			
ANGULO en grados			
Nodos	Caso base	CLASICO - I	CLASICO -Y
1 ⁺	0.	0.	0.
2 [*]	-5.9048	-5.90341	-5.90324
3	-9.18318	-9.18189	-9.18160
4	-10.64205	-10.64047	-10.64008
5 [*]	-14.93391	-14.93167	-14.93138
6	-12.19033	-12.13833	-12.18792
7	-13.8420	-13.84123	-13.84085
8 [*]	-12.88336	-12.88091	-12.88046
28	-12.80278	-12.80074	-12.80029
MAXIMO ERROR		2.45×10^{-3}	2.9×10^{-3}
Σ ERROR		1.516×10^{-2}	1.796×10^{-2}

TABLA No. II.2

SISTEMA DE 30 NODOS			
FLUJO DE POTENCIA REAL en MW			
Líneas	Caso base	CLASICO - Y	CLASICO - I
2-4	51.09	51.09	51.09
2-5	84.691	84.691	84.691
2-6	65.959	65.959	65.959
3-4	67.176	67.176	67.176
4-6	65.437	69.233	69.105
5-7	12.614	12.614	12.614
6-7	35.863	35.863	35.863
6-8	29.491	29.491	29.491
6-9	18.624	19.209	19.163
MAXIMO ERROR		3.796	3.699
Σ ERROR		4.381	4.208

TABLA No. II.3

SISTEMA DE 30 NODOS			
FLUJO DE POTENCIA REACTIVA en MVAR			
Línea	Caso base	CLASICO - Y	CLASICO - I
2-4	0.459	1.551	1.551
2-5	2.599	4.881	4.881
2-6	1.459	0.583	0.583
3-4	8.507	8.067	8.067
4-6	7.064	6.423	5.991
5-7	9.116	10.157	10.157
6-7	0.693	0.18	0.18
6-8	0.416	0.045	0.046
6-9	0.629	0.663	0.732
MAXIMO ERROR		2.282	2.282
Σ ERROR		6.991	7.497

TABLA No. II.4

SISTEMA DE 57 NODOS			
VOLTAJE en p.u.			
Nodos	Caso base	CLASICO - I	CLASICO - Y
1 [†]	1.04	1.04	1.04
2*	1.01	1.01	1.01
3*	0.985	0.985	0.985
4	0.99541	0.99541	0.99541
5	0.98308	0.98309	0.98309
6*	0.98	0.98	0.98
7	0.98347	0.98348	0.98348
8*	1.005	1.005	1.005
9*	0.98	0.98	0.98
10	0.98424	0.98425	0.98424
12*	1.015	1.015	1.015
13	0.98707	0.98708	0.98708
14	0.98304	0.98305	0.98306
15	1.00104	1.00105	1.00105
16	1.01557	1.01559	1.01559
17	1.01999	1.02001	1.02001
MAXIMO ERROR		2.0×10^{-5}	2.0×10^{-5}
Σ ERROR		1.0×10^{-4}	1.1×10^{-4}

TABLA No. II.5

SISTEMA DE 57 NODOS			
ANGULO en grados			
Nodos	Caso base	CLASICO - I	CLASICO - Y
1 ⁺	0.	0.	0.
2*	-0.49808	-0.49496	-0.4944
3*	-1.80297	-1.80004	-1.79953
4	1.66478	1.66809	1.66868
5	4.0347	4.03823	4.03885
6*	5.27598	5.27954	5.28017
7	3.22909	3.23250	3.23311
8*	4.87385	4.87716	4.87774
9*	-2.60523	-2.60209	-2.60154
12*	-6.41096	-6.40842	-6.40799
13	-5.32207	-5.31949	-5.31902
14	-5.30073	-5.29832	-5.29787
15	-3.90266	-3.90061	-3.90022
16	-5.95822	-5.95641	-5.95610
17	-3.88683	-3.88596	-3.88580
10	-6.27181	-6.26900	-6.26850
MAXIMO ERROR		4.152×10^{-3}	4.190×10^{-3}
Σ ERROR		4.2431×10^{-2}	4.8712×10^{-2}

TABLA No. II.6

SISTEMA DE 57 NODOS			
FLUJO DE POTENCIA REAL en MW			
Línea	Caso base	CLASICO - Y	CLASICO - I
1-2	37.125	37.100	37.103
1-14	83.884	83.835	83.843
1-15	53.930	53.911	53.914
1-16	68.021	68.002	68.004
3-4	22.448	22.46	22.458
3-14	54.355	54.379	54.376
4-5	21.04	21.205	21.205
5-6	24.686	24.683	24.684
7-8	43.866	43.862	43.863
8-9	256.988	256.995	256.994
9-10	34.773	34.898	34.895
9-12	25.529	25.371	25.318
11-15	9.624	9.679	9.681
12-13	1.787	1.825	1.783
12-14	30.087	32.24	32.039
13-14	49.044	52.028	51.794
MAXIMO ERROR		2.984	2.750
Σ ERROR		5.944	5.383



TABLA No. II.7

SISTEMA DE 57 NODOS			
FLUJO DE POTENCIA REACTIVA en MVAR			
Línea	Caso base	CLASICO - Y	CLASICO - I
1-2	5.454	5.382	5.392
1-14	25.428	25.419	25.421
1-15	0.263	0.259	0.259
1-16	4.989	4.978	4.979
3-4	43.722	45.619	45.618
3-14	106.027	105.203	105.200
4-5	18.682	19.966	19.965
5-6	16.112	16.719	16.718
7-8	21.536	20.595	20.595
8-9	13.197	15.964	15.964
9-10	11.055	9.061	9.018
9-12	13.418	11.417	11.297
11-15	0.355	1.450	1.452
12-13	8.078	9.189	9.157
12-14	7.326	6.913	7.024
13-14	17.189	17.44	17.572
MAXIMO ERROR		4.710	4.710
Σ ERROR		34.528	34.157

TABLA No. II.8

CAPITULO III

EQUIVALENTE REI

III.1) INTRODUCCION.

En 1958 este nuevo método fue presentado bajo el título de "Analizador Gráfico", en la conferencia de CIGRE. Este método en su forma inicial fue aplicable solo a redes con configuración radial, y posteriormente a cualquier sistema con pocas mallas de tal forma que podría transformarse a una red radial equivalente.

Posteriormente con la ayuda de computadoras digitales para el análisis de sistemas de potencia este método sufrió una espectacular evolución porque asoció la posibilidad de mantener el razonamiento directo que ofrecía el método gráfico a un nuevo método de cálculo numérico, el cual se denota por "REI". Este método fue presentado en 1964 en la conferencia de CIGRE [17] por el Dr. Paul Dima bajo el título: "Simplificación del problema de redes por la introducción de un nuevo concepto: el equivalente REI y su imagen".

Los términos REI son siglas derivadas de las palabras "radial, equivalente e independiente".

En este trabajo se presenta la idea básica de la aproximación REI desde un punto de vista más general que la presentada por Dima [20].

En la aproximación REI el grupo de nodos activos de la parte a eliminar del sistema original (sistema externo) es reemplazado por un nodo equivalente, éste es conectado a estos nodos por una red ficticia y después de esta conexión los nodos activos pasan a ser pasivos, por lo tanto la inyección de potencia real y reactiva del nodo equivalente es la suma algebraica de la inyección de los nodos activos en la parte a eliminar del sistema.

Este equivalente supera al de Ward, ya que evita la posibilidad de eliminar nodos que tienen generadores como fuentes de voltaje controlado, ya que el nodo activo equivalente único en el sistema externo es retenido en el equivalente.

III. 2) FORMULACION DEL EQUIVALENTE REI [26]

La idea básica de la metodología del equivalente REI puede ser mejor explicada con la ayuda de los diagramas de las figuras (III.1), (III.2) y (III.3). En la figura (III.1) se muestra al sistema eléctrico de potencia dividido en dos partes; una corresponde al sistema en estudio (red retenida) y la otra el sistema externo (red a eliminar). En la parte del sistema externo se distingue un subconjunto de nodos activos N con inyecciones de potencia S_1 y S_2, \dots, S_N las cuales son transformadas a un equivalente REI. El primer paso es como se muestra en la Fig. (III.2), en donde una red REI no tiene estructura específica interna, pero esta compuesta de elementos pasivos sin conexión a tierra. Después de realizar esta conexión con la red REI los nodos activos son pasivos, y esta red solo tiene un solo nodo activo, R , con inyección de potencia S_R que es igual a la suma algebraica de las N inyecciones de potencia S_1, S_2, \dots, S_N . Por ser R el -

Único nodo activo en el sistema externo se prefiere re-
tener en la red con las características anteriores.

La red REI tiene pérdidas de potencia real y reactiva --
igual a cero y su conexión no debe cambiar las condiciones
eléctricas de la red original en el punto de operación co-
nocido. Por lo tanto, los flujos de potencia de la red
REI a los N nodos conectados debe ser la misma que las N
inyecciones originales. De igual manera los voltajes V_i
deben también ser iguales. Entonces, cualquier nodo den-
tro de la red REI, así como los N nodos conectados son pa-
sivos y pueden ser eliminados sin afectar las condiciones
mantenidas en los nodos de la red original.

Después de efectuar la eliminación el estado de la red que
da modificado como se muestra en fig. (III.3) que tiene --
exactamente el mismo punto de operación del sistema origi-
nal. Entonces, S_R sustituye las N inyecciones de potencia,
las relaciones entrada-salida de la red equivalente es tam-
bién la misma para la red original.

La figura (III.4) muestra un caso general para una red REI
con N nodos conectados con inyecciones de potencia y volta-
je en un punto de operación conocido, de tal manera que la
red REI debe satisfacer las condiciones en sus terminales.

La configuración estrella que se muestra en la fig. (III.5)
llena los requisitos necesarios para una red REI, en esta
se muestra un nodo pasivo G cuyo voltaje V_G puede asignar
selé cualquier valor, pero en este trabajo se le prefiere
asignar, al igual que Dima [20], un voltaje de cero por
ser una forma más general del equivalente REI.

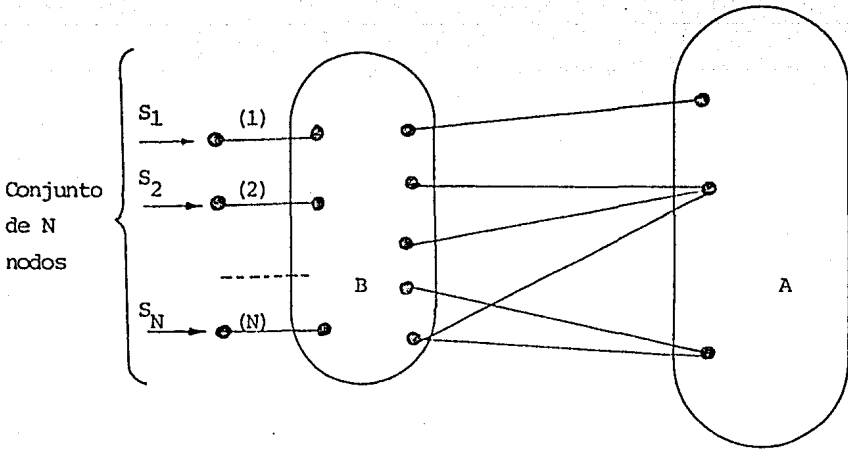


FIGURA III.1 - El sistema A es el sistema en estudio y el sistema B es el sistema externo.

Cada inyección de corriente I_i en los nodos i activos debe ser:

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} \quad (3.1)$$

Por lo tanto, la inyección de corriente I_R que entra al nodo R debe de ser la suma de las inyecciones de cada nodo:

$$I_R = \sum_{i=1}^N I_i \quad (3.2)$$

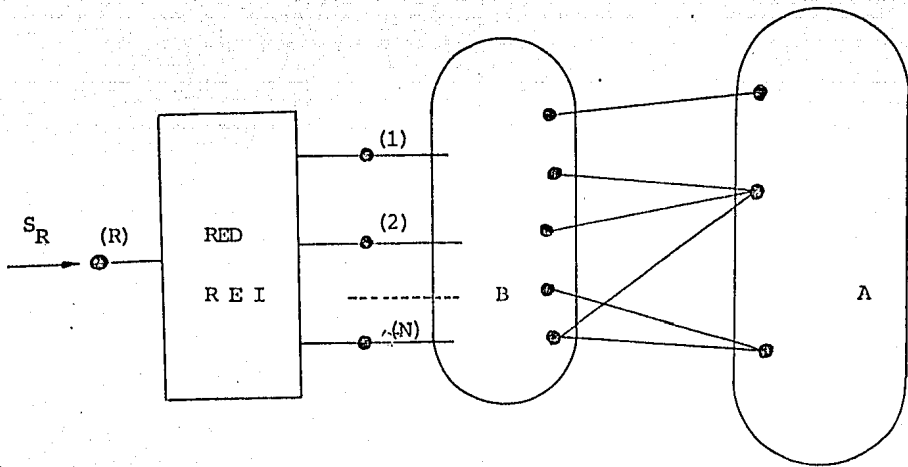


FIGURA III.2 - Red REI conectada a los nodos del sistema B

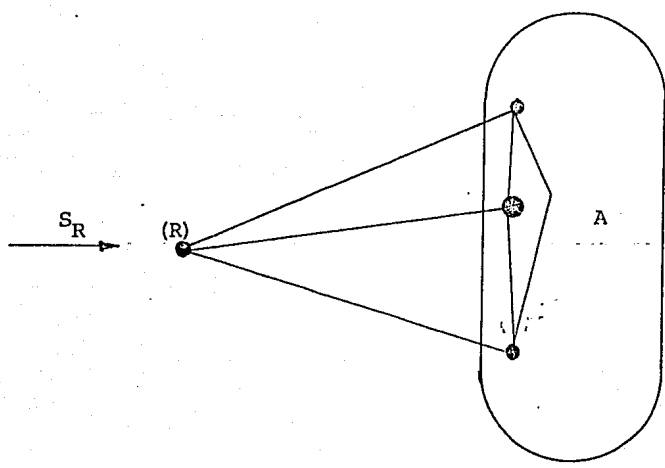


FIGURA III.3 - Red equivalente después de eliminar los nodos pasivos del sistema B

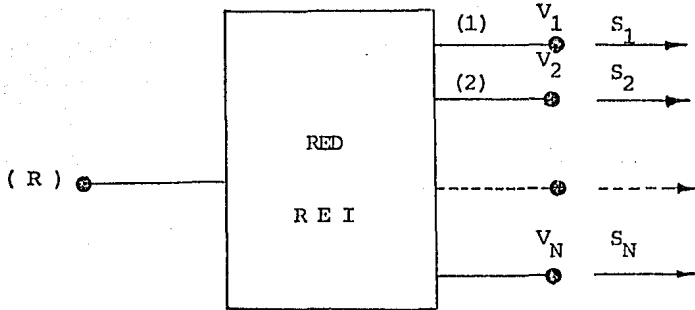


FIGURA III.4 - Red REI con valores conocidos de operación en sus terminales

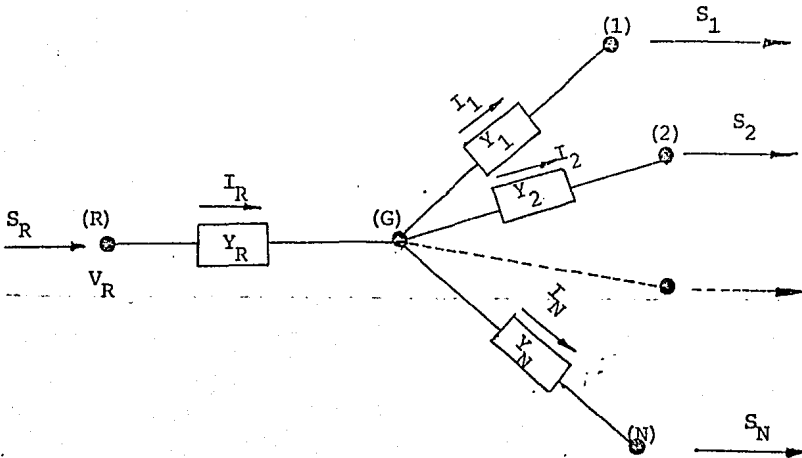


FIGURA III.5 - Red de configuración estrella

y la inyección de potencia compleja será:

$$S_R = \sum_{i=1}^N S_i \quad (3.3)$$

pudiendo entonces calcular el voltaje V_R .

$$V_R = \frac{S_R}{I_R^*} \quad (3.4)$$

Si el voltaje del nodo G se escogiera igual a cero la admitancia entre el nodo i y el nodo G se calcularía como la inyección de corriente a el voltaje de cada nodo conocido del caso base, esto es:

La inyección de corriente en cada nodo i es,

$$I_i = (V_G - V_i) Y_i \quad (3.5.1)$$

ahora bien, si $V_G=0$

$$I_i = (0 - V_i) Y_i \quad (3.5.2)$$

De esta última ec (3.5.2) se despeja la admitancia Y_i :

$$Y_i = \frac{-I_i}{V_i} = \frac{-S_i^*}{|V_i|^2} \quad (3.5.3)$$

en donde Y_R será entonces:

$$Y_R = \frac{I_R}{S_R} = \frac{S_R^*}{|V_R|^2} \quad (3.6)$$

y si por alguna razón el voltaje en el nodo G se escogiera diferente de cero tendríamos:

$$Y_i = \frac{I_i}{V_G - V_i} \quad (3.7)$$

$$Y_R = \frac{I_R}{V_R - V_G} \quad (3.8)$$

Como se observa en las ecuaciones (3.1) a la (3.4) no dependen de la topología de la red o de la configuración de las ramas de admitancia, pero las ecuaciones (3.5) y (3.8) si se encuentran aplicadas a la configuración estrella que sirve como ejemplo de una red REI.

III. 3) ALGORITMO

Existen algunos pasos en el desarrollo del algoritmo del -- equivalente REI que no difieren en nada del algoritmo de -- Ward, por lo que se mencionara brevemente, dando conocimiento de que ya han sido desarrolladas en el algoritmo de Ward.

El algoritmo que se desarrolla en esta sección es conocido como Reducción o Equivalente REI - I. Se prefiere desarrollar este por ser más general que el equivalente REI - Y.

El equivalente REI - I es conocido de esta forma porque el punto de operación del sistema eléctrico equivalente obtenido finalmente depende de la inyección de corriente $[I_{2eq}]$ y porque las cargas y generadores en la parte a eliminar del sistema original (sistema externo) son, sustituidas por inyecciones de corriente.

1. Caso Base

Solución al problema de flujos de potencia en un - punto de operación conocido del sistema eléctrico original, obteniendo de esta forma los valores de voltaje complejo que son utilizados posteriormente en la elaboración del equivalente.

2. Selección de Nodos Esenciales

Se realiza por algún criterio corto razonable al igual que el algoritmo del equivalente Ward.

3. Vector de Inyección de Corriente

La inyección de corriente para cada nodo se calcula como lo indica la ecuación (3.1) formando así el vector de inyección de corriente, o bien se puede calcular en base a las ecuaciones (2.3a) y (2.3b).

4. Formación de la Red REI

Esta se realiza en varias etapas:

4.1. Nodos activos en el sistema externo. Para poder formar la red REI, tal como se observa en la fig. (III.5), es indispensable conocer cuantos nodos activos del sistema externo son conectados a la red REI. Este puede ser un dato exterior.

4.2. Calculo de los parámetros del nodo R. Para cada red REI que se crea se forman dos nodos adicionales, el nodo G y el nodo R; por lo cual es necesario conocer sus parámetros.

Los parámetros de inyección de corriente, inyección de potencia compleja y voltaje del nodo R se pueden calcular de acuerdo a las ecuaciones (3.2), (3.3) y (3.4) respectivamente.

El voltaje del nodo G se escogió igual a cero, $V_G = 0.0$, entonces la admitancia entre el nodo G y R se puede calcular como lo indica la ecuación (3.6).

4.3. Admitancia de la red REI. Habiendo escogido el voltaje de G, es posible calcular la admitancia entre el nodo G y los nodos i, - conectados a la red REI, como se expresa en la ecuación (3.5)

Las admitancias mutuas y propias de la red - REI pasan a formar parte de la matriz Y_{bus} del sistema original.

Después de haber efectuado todos los pasos anteriores los nodos activos del sistema -- externo conectados a la red REI pasan a ser pasivos y solo se tiene en el sistema exter no un solo nodo activo, G.

5. Reordenación de Nodos

Dado que el nodo 3 es el único nodo activo en la parte del sistema original a eliminar se prefiere retener y por lo tanto pasa a formar parte del conjunto de nodos del sistema en estudio (nodos rete nidos).

Después de tomar la decisión anterior es posible realizar la reordenación de los nodos del sistema, ordenando los nodos a eliminar al principio y al final los nodos retenidos tal como se plantea en la ecuación (2.2). En este nuevo ordenamiento se procura preservar la dispersidad del sistema.

6. Cálculo de I_{2eq}

Se realiza de la misma forma que en el algoritmo de Ward.

7. Cálculo de Y_{2eq}

Se realiza de la misma forma que en el algoritmo de Ward.

8. Inyección de potencia en los nodos vecinos

Este se efectúa de igual forma que en el algoritmo de Ward.

9. Estudios posteriores

Estos estudios casi siempre se concretan a hacer un análisis corto de contingencias de la red equivalente para comprobar que tan útil es el uso de equivalentes en los estudios de sistemas de potencia.

El algoritmo de la reducción o equivalente REI - Y se realiza de igual forma que el equivalente REI - I hasta el paso núm. 5, después el algoritmo sigue las mismas variantes que realiza el algoritmo de Ward - Y, es decir, el paso núm. 6 no es necesario y en lugar del cálculo de I_{2eq} se realiza el cálculo del vector $[\Delta Y_{ii}]$ como lo indica la ecuación (2.7) para poder obtener así la nueva matriz de admitancia nodal del sistema externo, $[\bar{Y}_{11}]$. El paso núm. (7) y (8) son realizados exactamente igual y el paso núm. (8) se omite ya que la inyección de corriente en los nodos vecinos no cambia.

III. 4) EJEMPLO

Los algoritmos del equivalente REI, REI - I y REI - Y, fueron implementados para utilizarse en la computadora. En el apéndice D se muestra la forma correcta de utilizar estos programas que forman parte de la biblioteca de programas de la sección de potencia de la DEFFI - UNAM.

La efectividad de los programas fue puesta a prueba con los sistemas eléctricos de potencia de la AEP [28] para -

30 y 57 nodos. Los datos de este sistema se encuentran resumidos en el apéndice C.

En los programas se supuso que la selección de nodos esenciales (sistema en estudio) fue realizada exteriormente a ellos, por lo tanto se introdujeron al programa como información de entrada (datos). Los nodos esenciales para los sistemas utilizados fueron los siguientes:

- Sistema de 30 nodos:

1,2,3,4,5,6,7,8y 28

- Sistema de 57 nodos:

1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,12,13,14,15,16 y 17

El objetivo en esta sección es mostrar los errores de truncamiento, acarreo y tolerancia que se originan al efectuar la reducción del sistema original utilizando el equivalente REI; ya que el punto de operación del sistema equivalente es obtenida a partir de las condiciones del caso base. Por lo tanto, lo único que se realiza en esta sección es un estudio de flujos de carga a partir de las condiciones iniciales. Estos resultados obtenidos del equivalente REI y del caso base (sistema original) se encuentran resumidos en las tablas (III.1) a la (III.8); al final de cada una de las tablas se resumen dos índices con los cuales podemos juzgar, en este caso, los errores antes mencionados. Uno de estos índices es el $|\text{Máximo error}|$ que se calcula como la diferencia máxima absoluta que existe entre la magnitud de voltaje y ángulo o flujo de potencia exacto (datos del caso base) y la magnitud de voltaje de potencia aproximada (datos del equivalente) y el otro índice conocido como $\Sigma|\text{Error}|$ el cual es la suma de los valores absolutos de las diferencias anteriores.

Los nodos tipo PV están marcados por * en las tablas y el nodo slack o compensador por +.

SISTEMA DE 30 NODOS			
VOLTAJE en p.u.			
Nodos	Caso base	R E I - I	R E I - Y
1 +	1.06	1.06	1.06
2 *	1.045	1.045	1.045
3	1.02343	1.02338	1.02338
4	1.01807	1.01807	1.01807
5 *	1.01	1.01	1.01
6	1.01346	1.01345	1.01344
7	1.00427	1.00427	1.00427
8 *	1.01	1.01	1.01
28	1.00964	1.00964	1.00962
MAXIMO ERROR		1.0×10^{-4}	2.0×10^{-4}
Σ ERROR		1.5×10^{-4}	5.5×10^{-4}

TABLA No. III.1

SISTEMA DE 30 NODOS			
ANGULO en grados			
Nodos	Caso base	R E I - I	R E I - Y
1 ⁺	0.	0.	0.
2 [*]	-5.9048	-5.90335	-5.90319
3	-9.1832	-9.18171	-9.18153
4	-10.6421	-10.64022	-10.63997
5 [*]	-14.9339	-14.93152	-14.93120
6	-12.1903	-12.18805	-12.18778
7	-13.8434	-13.84101	-13.84078
8 [*]	-12.8834	-12.88063	-12.88034
28	-12.8028	-12.80040	-12.80012
MAXIMO ERROR		2.73×10^{-3}	3.06×10^{-2}
Σ ERROR		1.692×10^{-2}	1.887×10^{-2}

TABLA No. III.2

SISTEMA DE 30 NODOS			
FLUJO DE POTENCIA REAL, . en MW			
Líneas	Caso base	R E I - Y	R E I - I
2-4	51.09	51.09	51.09
2-5	84.691	84.691	84.691
2-6	65.959	65.959	65.959
3-4	67.176	67.176	67.176
4-6	65.437	65.625	65.573
5-7	12.614	12.614	12.614
6-7	35.863	35.863	35.863
6-8	29.491	29.491	29.491
6-9	18.624	18.809	18.795
MAXIMO ERROR		0.183	0.171
Σ ERROR		0.373	0.307

TABLA No. III.3

SISTEMA DE 30 NODOS

FLUJO DE POTENCIA REACTIVA en MVAR

Líneas	Caso base	R E I - Y	R E I - I
2-4	0.459	1.551	1.551
2-5	2.599	4.881	4.881
2-6.	1.459	0.583	0.583
3-4	8.507	8.067	8.067
4-6	7.064	7.219	7.134
5-7	9.116	9.29	9.29
6-7	0.693	0.693	0.693
6-8	0.416	0.046	0.046
6-9	0.629	1.342	1.350
MAXIMO ERROR		2.282	2.282
Σ ERROR		7.232	7.255

TABLA No. III.4

SISTEMA DE 57 NODOS			
VOLTAJE en p.u.			
Nodos	Caso base	R E I - I	R E I - Y
1 ⁺	1.04	1.04	1.04
2*	1.01	1.01	1.01
3*	0.985	0.985	0.985
4	0.99541	0.99541	0.99541
5	0.98308	0.98309	0.98309
6*	0.98	0.98	0.98
7	0.98347	0.98347	0.98348
8*	1.005	1.005	1.005
9*	0.98	0.98	0.98
10	0.98424	0.98425	0.98425
12*	1.015	1.015	1.015
13	0.98707	0.98708	0.98708
14	0.98304	0.98306	0.98306
15	1.00104	1.00106	1.00106
16	1.01557	1.01559	1.01559
17	1.01999	1.02001	1.02001
MAXIMO ERROR		2.0×10^{-5}	2.0×10^{-5}
Σ ERROR		0.9×10^{-4}	1.0×10^{-4}

TABLA No. III.5

SISTEMA DE 57 NODOS			
ANGULO en grados			
Nodos	Caso base	R E I - I	R E I - Y
1+	0.	0.	0.
2*	-0.49808	-0.49351	-0.49349
3	-1.80297	-1.79880	-1.79859
4	1.66478	1.66900	1.66977
5	4.03470	4.04000	4.04005
6*	5.27598	5.28200	5.28140
7	3.22909	3.23467	3.23435
8*	4.87385	4.87901	4.87894
9*	-2.60523	-2.60010	-2.60040
10	-6.27181	-6.26650	-6.26748
12*	-6.41096	-6.40701	-6.40712
13	-5.32207	-5.31799	-5.31809
14	-5.30073	-5.29694	-5.29700
15	-3.90266	-3.90010	-3.89951
16	-5.95822	-5.95590	-5.95547
17	-3.88685	-3.88490	-3.88547
MAXIMO ERROR		6.06×10^{-3}	5.4×10^{-3}
Σ ERROR		6.415×10^{-2}	6.299×10^{-2}

TABLA NO. III.6

SISTEMA DE 57 NODOS			
FLUJO DE POTENCIA REAL en MW			
Línea	Caso Base	R E I - Y	R E I - I
1-2	37.125	37.093	37.099
1-14	83.88	83.821	83.833
1-15	53.930	53.906	53.910
1-16	68.021	67.996	68.
3-4	22.448	22.462	22.459
3-14	53.355	54.383	54.379
4-5	21.04	24.206	24.205
5-6	24.686	24.683	24.684
7-8	43.866	43.861	43.862
8-9	256.988	256.997	256.995
9-10	34.773	34.77	34.78
9-12	25.529	24.890	24.872
11-15	9.624	9.675	9.678
12-13	1.787	1.825	1.794
12-14	30.087	31.849	31.746
13-14	49.044	51.783	51.532
MAXIMO ERROR		2.739	2.488
Σ ERROR		5.002	5.054

TABLA No. JII.7

SISTEMA DE 57 NODOS			
FLUJO DE POTENCIA REACTIVA en MVAR			
Línea	Caso Base	REI - Y	REI - I
1-2	5.454	5.363	5.379
1-14	25.428	25.415	25.417
1-15	0.263	0.258	0.259
1-16	4.989	4.976	4.978
3-4	43.722	45.621	45.619
3-14	106.027	105.217	105.218
4-5	18.682	19.968	19.966
5-6	16.112	16.72	16.719
7-8	21.536	20.591	20.592
8-9	13.191	15.964	15.964
9-10	11.055	8.970	8.965
9-12	13.418	11.180	11.152
11-15	0.355	1.446	1.449
12-13	8.078	9.109	9.092
12-14	7.326	6.754	6.827
13-14	17.189	17.309	17.419
MAXIMO ERROR		4.709	4.708
Σ ERROR		18.532	22.439

TABLA No. III.8

III.5) CONSIDERACIONES DE DISPERSIDAD.

Se puede concluir de algoritmo del equivalente REI que - el número de nodos retenidos se reduce a uno en el sistema externo, ya que solo se retiene el nodo equivalente - de la red REI. Esta es una ventaja para los métodos convencionales de matrices pero, aquellos métodos orientados a dispersidad la reducción de nodos retenidos puede afectarles adversamente, dado que esta reducción trae como - consecuencia el incremento en el número de ramas ficticias [6, 11, 26] . Por eso en algunos casos es preferible preservar algunos nodos que puedan ser eliminados en el sistema para mejorar o preservar la dispersidad del mismo. Algún tipo de estrategia de dispersidad debe ser utilizada para reconocer este tipo de nodos.

Este tipo de nodos que no necesariamente son eliminados - pueden ser algunos nodos activos, por ejemplo, del sistema externo que por alguna razón no fueron conectados a la red equivalente REI.

Es preferible que la subred del sistema original a eliminar (sistema externo) tenga un débil acoplamiento entre sus - nodos, para mejorar el uso de técnicas orientadas a dispersidad.

El conjunto de nodos a eliminar del sistema externo puede - estar formado por una o más subredes independientes, con un acoplamiento interno débil, pudiendo entonces conectar cada subred a una o más redes REI.

La forma en la cual la dispersidad del sistema puede verse sacrificada en una red REI que se conecta a dos subredes -- es como se muestra en la fig. (III.6) La fig. (III.6a) -- muestra las subredes a eliminar, B y C, cada una conectada a tres diferentes nodos de A. Si el conjunto de N nodos activos de B y C (N puede ser diferente para B y C) son conectados a una sola red REI, entonces se tendrá la creación (fill-in) de 21 ramas ficticias como se muestra en la fig. (III.6b) después del proceso de reducción del sistema original. Sin embargo, se prefiere formar una red REI para cada subred B y C como se muestra en la fig. (III.7a), entonces se tendrá solo la creación de 12 ramas ficticias como se observa en la fig. (III.7b), después del proceso de reducción del sistema eléctrico.

Si todos los nodos que forman una subred son eliminados, será mayor el número de ramas ficticias adicionales conectadas de cada nodo vecino a otro nodo vecino. Para M nodos vecinos del sistema en estudio A, el máximo número de ramas adicionales será $(M^2 - M)/2$. Sin embargo es posible que algunas de estas ramas puedan ya existir en el sistema disminuyendo así el número de ramas ficticias adicionales.

Si una red se conecta a una subred a eliminar que ha sido -- propiamente identificada, las ramas adicionales de los -- nodos vecinos después del proceso de reducción es el mismo que si se aplicará métodos convencionales de reducción de redes (WARD), pero existen M ramas adicionales conectadas -- de los M nodos vecinos del sistema en estudio a el nodo R o G. Esto es mostrado esquemáticamente en las figuras (III.8) y (III.9).

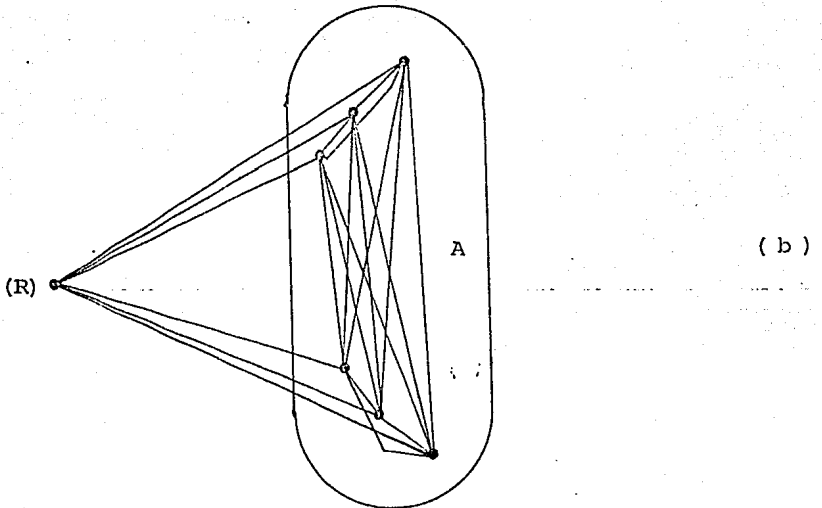
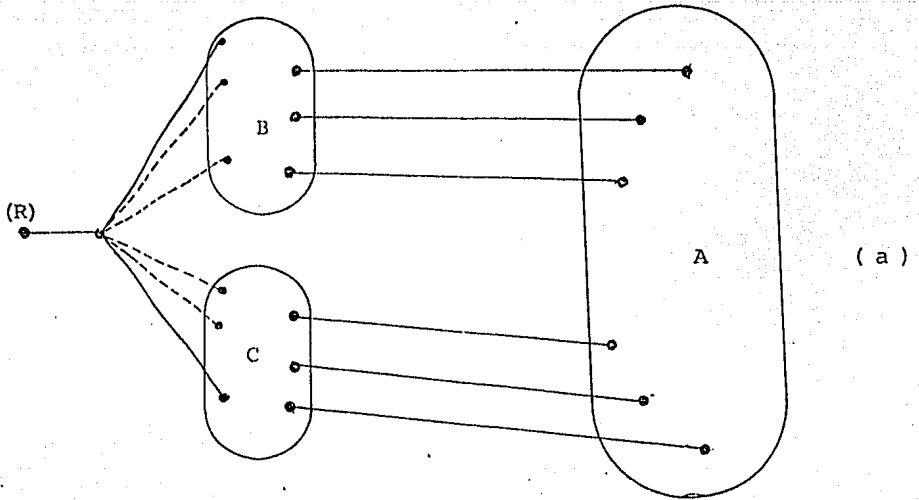


FIGURA III.6 - (a)- Sistema en estudio A conectado radialmente a las subredes a eliminar B y C, y esta a su vez conectada a una sola red REI.

(b)- Situación que se presenta después de la eliminación de los sistemas externos B y C.

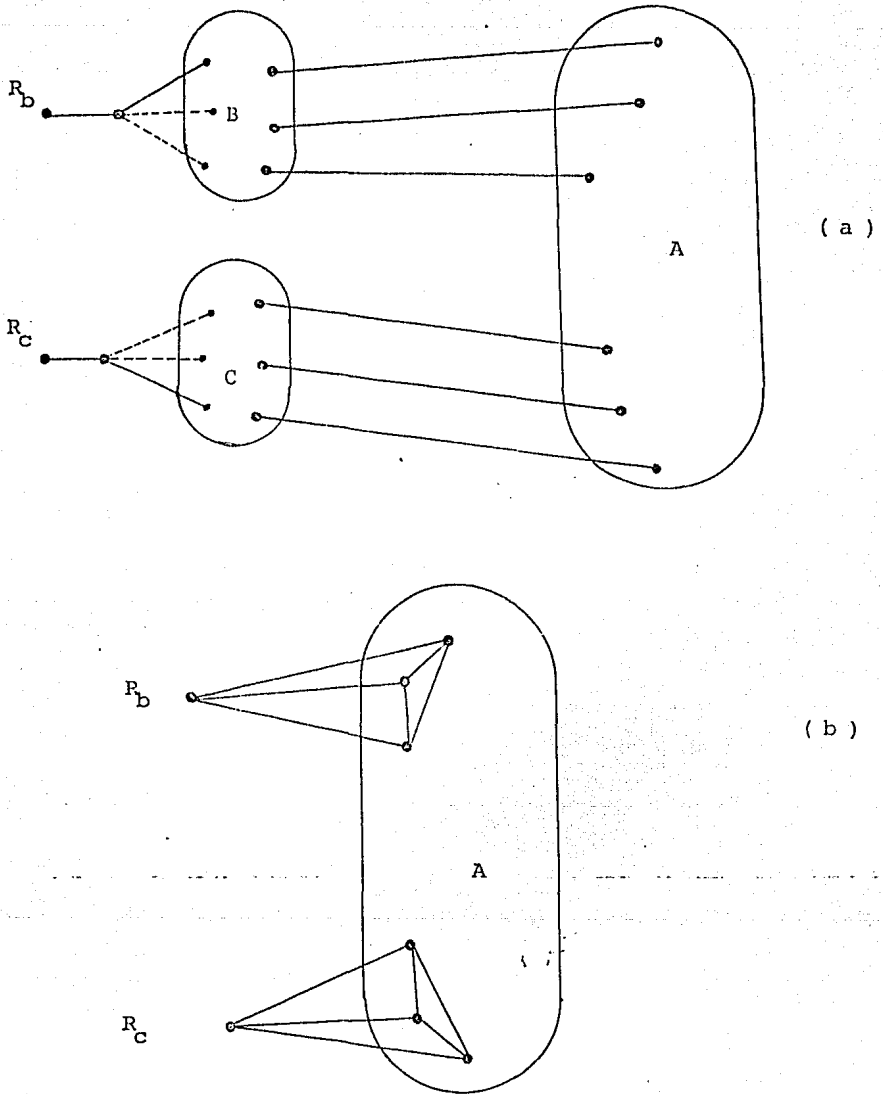


FIGURA III.7 - (a)- Sistema en estudio A conectado radialmente a las subredes a eliminar B y C, y estas a su vez conectadas cada una a una red REI
(b) - Situación que se presenta después de eliminar los subsistemas B y C.

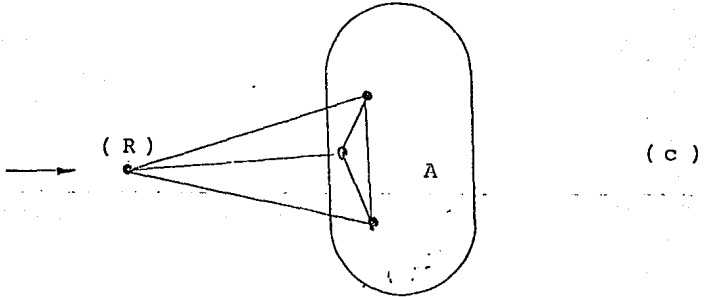
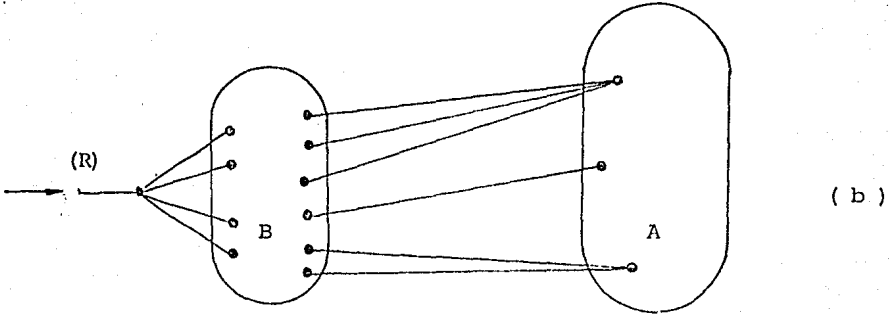
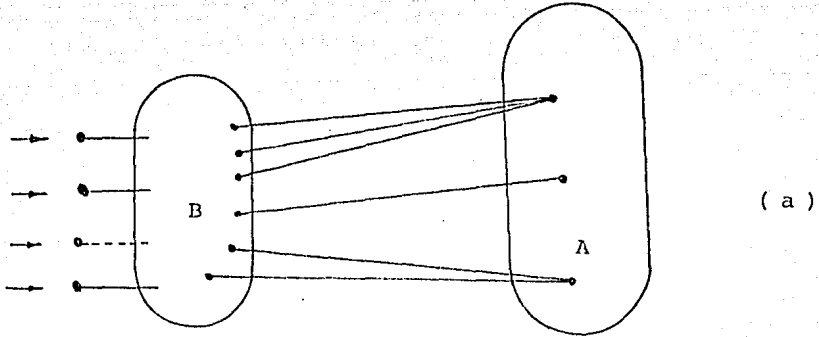
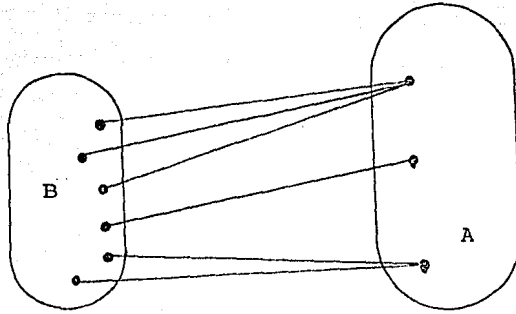
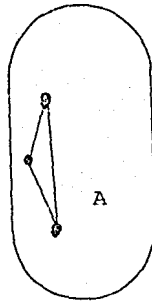


FIGURA III.8 - (a)- Sistema en estudio A conectado al subsistema B a eliminar.
(b)- Conexión de la red REI a un grupo de nodos activos del sistema B.
(c)- Situación de la red equivalente después del proceso de eliminación de la red B; mostrándose las ramas ficticias creadas.



(a)



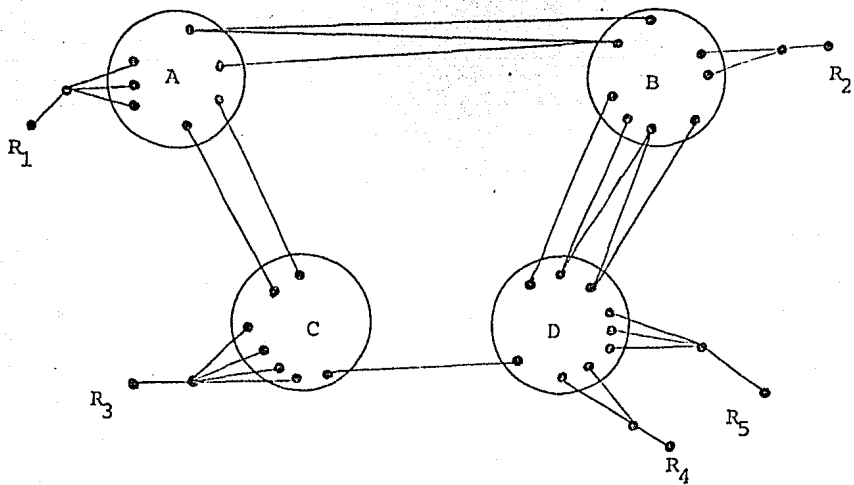
(b)

FIGURA III.9 - (a)- Sistema en estudio A conectado al Sistema externo a eliminar B.
(b)- Situación de la red equivalente después del proceso de eliminación de la red B; mostrándose las ramas ficticias creadas por el proceso de reducción.

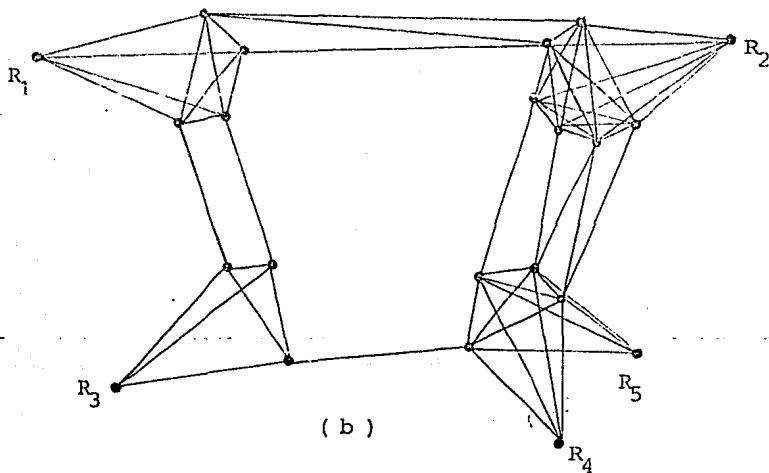
Este conjunto de ramas adicionales en el equivalente REI no afecta demasiado la dispersidad del sistema por ser ramas radiales, y además este método tiene la ventaja de preservar la generación del sistema externo en el nodo G o R que son finalmente retenidos en el equivalente.

Si por alguna razón el nodo G se prefiere retener, existirá una rama adicional RG y un nodo adicional G. Esta rama es radial con lo cual no se afecta gravemente la dispersidad del sistema.

El objetivo principal de la estrategia de dispersidad usada al seleccionar los nodos REI debe ser evitar unir las subredes a eliminar tanto como sea posible. Un ejemplo simplificado es mostrado en la figura (III.10). La figura (III.10a) muestra 4 subredes con 5 subredes REI. La figura (III.10b) muestra la situación después de eliminar todos los nodos pasivos y activos pasivos interiores no mostrados y nodos G de las redes REI solamente los nodos R y los nodos vecinos (nodos que conectan a las redes) de las subredes son retenidos. La reducción convencional ha sido combinada con la aproximación REI. El punto G fue eliminado por que desde el punto de dispersidad no existía razón para retenerlo.



(a)



(b)

FIGURA III.10 - (a)- El sistema dividido en cuatro subredes y conectado a cinco diferentes redes REI.

(b)- Situación de la red después de eliminar todos los nodos a excepción de los nodos vecinos y nodos R de las redes REI.

CAPITULO IV

USO DE EQUIVALENTES EN EL ANALISIS DE CONTINGENCIAS

IV.1) INTRODUCCION.

El análisis de contingencias ha sido una función desarrollada para la planeación de los sistemas desde los días del - analizador de redes. Esta función consiste en simular salidas de unidades generadoras y/o salidas de líneas para estudiar los efectos sobre flujos de carga, voltaje en los no dos y la estabilidad del sistema.

Con el uso de computadoras digitales para el análisis de sistemas de potencia, programas tales como flujos de carga y estabilidad transitoria fueron realizados a finales de -- los años 50's y a principios de los 60's para desarrollar la función del análisis de contingencias.

Se han logrado progresos considerables en la formulación de estos programas, tanto en términos de su velocidad de cálculo como de su habilidad de simular con mayor precisión las diferentes componentes del sistema. Por ejemplo el primer programa de flujos de carga usa la matriz de admittancia nodal para su formulación y para su solución numérica el método Gauss Seidel, evolucionando hasta la solución por el método Newton, explotando la dispersidad de la matriz Jacobiana hasta llegar a técnicas desacopladas. En

esta técnica la matriz Jacobiana es supuestamente constante y las variables del programa pueden desacoplarse.

Estas técnicas han mejorado considerablemente la velocidad de cálculo del programa de flujos de carga. En el área de estabilidad transitoria han mejorado los modelos matemáticos de la máquina síncrona, gobernadores, etc.

Para la seguridad de la operación de los sistemas eléctricos de potencia, muchos centros de control tienen acceso a estos programas fuera de línea y algunos están siendo adaptados para usarse en tiempo real.

Como se ha mencionado anteriormente los equivalentes eléctricos constituyen una de las herramientas cada vez más utilizadas en el análisis de contingencias por permitir analizar sistemas eléctricos de mayores dimensiones, reduciendo la memoria y el tiempo de computadora requerido para su análisis.

En este Capítulo se hace un breve análisis de contingencias para los sistemas de 30 y 57 nodos de la AEP [28] utilizando las técnicas de equivalentes estudiadas en los Capítulos II y III, con el objetivo de evaluar que tan confiables son los resultados obtenidos cuando se hace uso de equivalentes.

La evaluación de los resultados obtenidos de los equivalentes se puede realizar de dos formas:

- 1.- Comparando los resultados obtenidos del equivalente con los resultados obtenidos del sistema original sin reducción.
- 2.- Evaluando dos índices:
 - a) |Máximo error|. Se evalúa la máxima diferencia absoluta que existe entre las magnitudes de voltaje, ángulo

o flujo de potencia obtenida de la contingencia exacta (sistema original sin reducir) y la magnitud de voltaje, ángulo o flujo de potencia obtenida cuando se usan equivalentes.

- b) $\sum |\text{Error}|$. Este índice es la suma de los valores absolutos de las diferencias anteriores.

Las contingencias efectuadas en este trabajo fueron seleccionadas arbitrariamente; sin embargo, existen programas de computadora donde la selección automática de contingencias [33] se puede realizar antes de efectuar un estudio de contingencias.

IV.2) CONTINGENCIAS EFECTUADAS.

Los algoritmos del equivalente Ward o Clásico y REI vistos anteriormente en los Capítulos II y III fueron implementados en la computadora para comprobar la efectividad del uso de equivalentes en el análisis de contingencias. El manejo de estos programas se encuentra descrito en el Apéndice D, estando a la disposición de cualquier alumno de la sección de Ingeniería Eléctrica de DEPEI-UNAM ya que forman parte de la biblioteca de programas.

La efectividad de estos programas fue puesta a prueba realizando un corto estudio de contingencias para los sistemas eléctricos de potencia de la AEP [28] para 30 y 57 nodos. Los datos de estos sistemas se encuentran resumidos en el Apéndice C.

La contingencia más común en los sistemas eléctricos de potencia es la salida de una línea; sin embargo, en este trabajo se prefirió realizar contingencias más severas para observar como respondían las técnicas de equivalentes ante estas circunstancias.

Sistema de 30 nodos:

En este sistema los siguientes nodos fueron retenidos en el equivalente.

1,2,3,4,5,6,7,8 y 28

Por lo tanto, estos nodos forman parte del sistema en estudio y los nodos 6,4, y 28 son los nodos vecinos. En la Fig. (4.1) se encuentra el sistema en estudio formado por estos nodos. Las siguientes contingencias fueron efectuadas en este sistema:

Contingencia No. 1 - Salida simultánea de las líneas:

(2-4) y (4-6)

Contingencia No. 2 - Salida simultánea de las líneas:

(2-6) y (6-8)

Contingencia No. 3 - Salida simultánea de las líneas:

(3-4), (5-7) y (6-8)

Contingencia No. 4 - Salida simultánea de las líneas:

(1-2), (2-5) y (6-8)

Sistema de 57 nodos:

En este sistema los siguientes nodos fueron retenidos en el equivalente:

1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,12,13,14,15,16 y 17

Por lo tanto estos nodos forman parte del sistema en estudio y los nodos 4,7,9,10,13,14 y 15 son los nodos vecinos. En la Fig. (4.2) se encuentra el sistema en estudio formado por estos nodos. Las siguientes contingencias fueron efectuadas en este sistema:

FIGURA 4.1 - Sistema equivalente del Sistema de 30 nodos de la AEP.

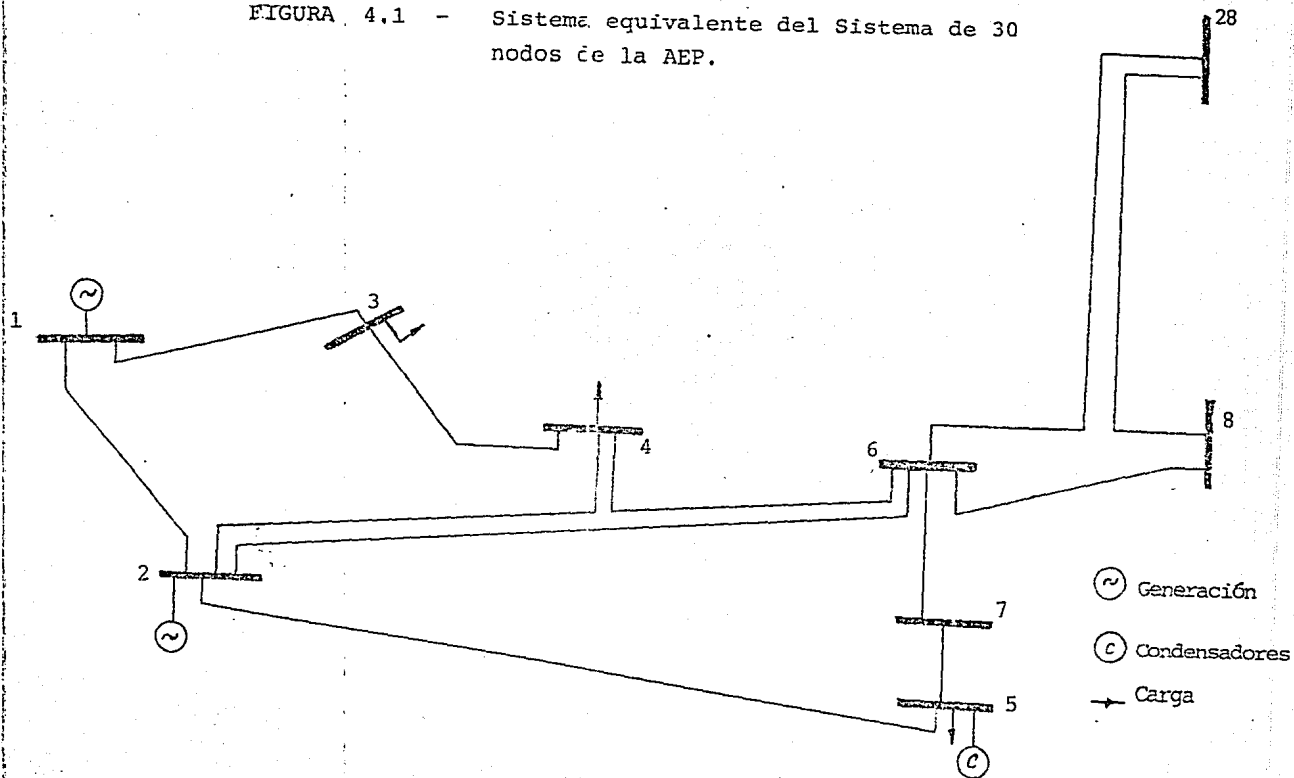
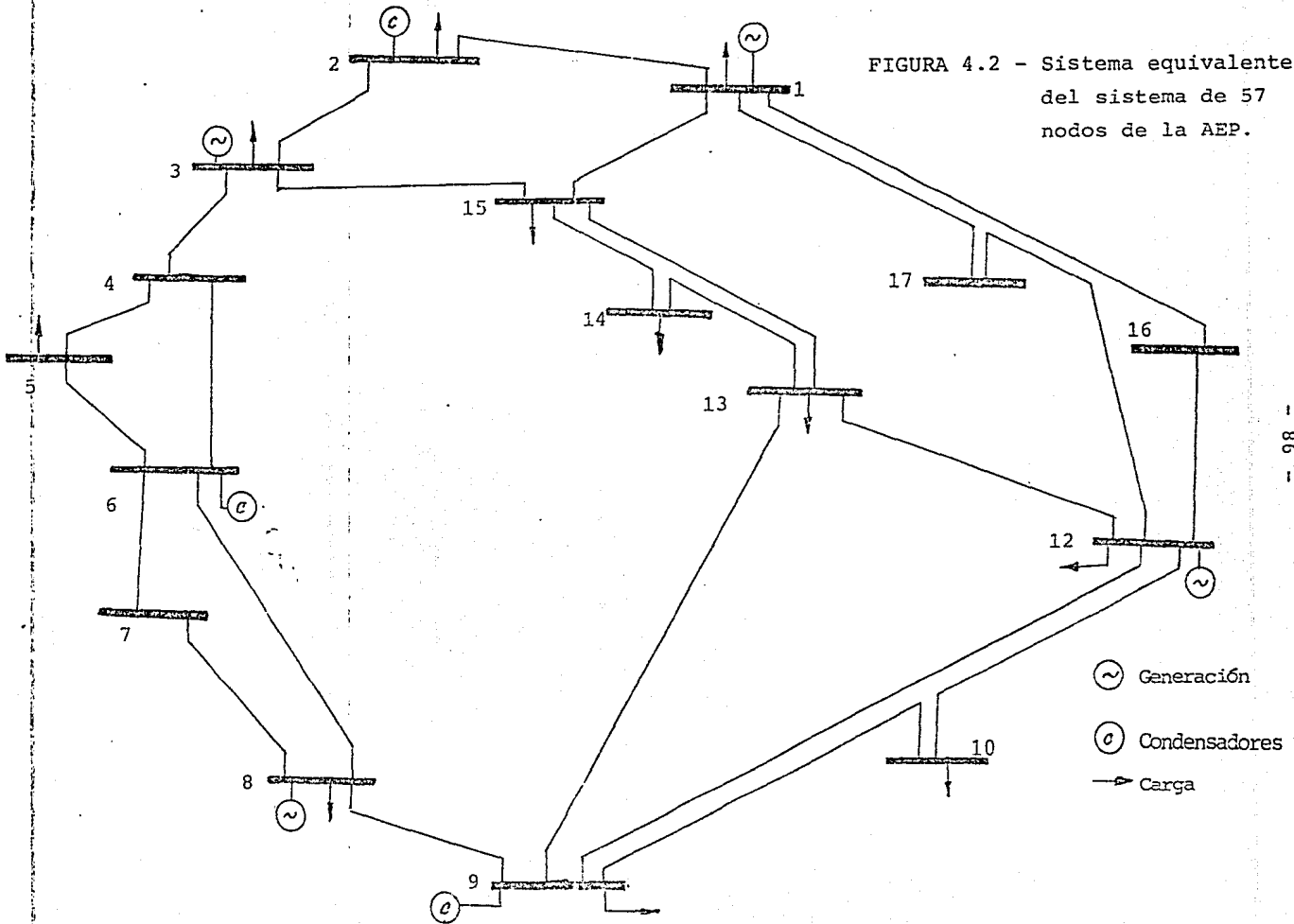


FIGURA 4.2 - Sistema equivalente del sistema de 57 nodos de la AEP.



Contingencia No. 1 - Salida simultánea de las líneas:
(1-16), (9-12) y (6-8)

Contingencia No. 2 - Salida simultánea de las líneas:
(1-2), (6-4), (9-10) y (15-13)

Contingencia No. 3 - Salida simultánea de las líneas:
(1-2) y (6-4)

Contingencia No. 4 - Salida simultánea de las líneas:
(8-7), (2-3) y (9-13)

Contingencia No. 5 - Salida simultánea de las líneas:
(15-13) y (1-15)

Como se menciona anteriormente una de las formas de evaluar los resultados obtenidos de los equivalentes es comparar es tos con la solución exacta sin reducción. Los resultados obtenidos para cada una de las contingencia anteriores se en-cuentan resumidos en las tablas IV.1 a la IV.36

En cada tabla se especifica si los resultados pertenecen a los sistemas de 30 o de 57 nodos de la AEP, el número de - contingencia efectuada en cada sistema, la variable a la - que se refiere la tabla (magnitud de voltaje, ángulo o flujo de potencia real o reactiva) así como en las unidades en que esta dada. Cada tabla esta formada por las siguientes columnas:

1ra. Columna - Indica el nodo o línea del sistema en estudio
(con la misma numeración del sistema original).

2da. Columna - En esta columna tenemos la contingencia exacta

ta del sistema original sin reducción.

- 3a. Columna - Resultado obtenido del equivalente Ward o Clásico - I a la contingencia indicada.
- 4o. Columna - Resultado obtenido del equivalente Clásico - Y a la contingencia indicada.
- 5o. Columna - Resultado obtenido del equivalente REI - I a la contingencia indicada.
- 6o. Columna - Resultado obtenido del equivalente REI - Y a la contingencia indicada.

En las tablas que se refieren a los flujos de carga del sistema de 57 nodos no se encuentran resumidas todas las líneas del sistema en estudio.

La otra forma de evaluar los resultados del equivalente es obteniendo los índices de $|\text{Máximo error}|$ y $\Sigma|\text{Error}|$.

Los índices se obtienen para las variables de magnitud de - voltaje, ángulo, flujo de potencia real o reactiva, para cada una de las técnicas de equivalentes vistas y para cada una de las contingencias antes mencionadas. Los resultados de estos índices para los sistemas de 30 y 57 nodos de la AEP se encuentran resumidos en las tablas IV.37 a la IV.40.

IV.3) CONCLUSIONES.

Topológicamente hablando los dos métodos el de Ward y el REI requieren de las mismas operaciones dado que ambos métodos - requieren de una factorización parcial de la matriz Y_{bus} .

Sin embargo, al comparar los resultados obtenidos de los equivalentes eléctricos es posible observar una mejor exactitud en los resultados del equivalente REI; esto es de esperarse ya

que existen algunas ventajas del equivalente REI sobre el equivalente WARD que hace que sus resultados sean más exactos; una de estas razones es la posibilidad de mantener la generación de la parte a eliminar y algunas otras que son mencionadas en el Capítulo siguiente.

La diferencia en la exactitud de los resultados obtenidos del equivalente es más clara y sencilla al observar las tablas de índices para cada una de las variables; llegando a la misma conclusión anterior, es decir, son más exactos los resultados obtenidos del equivalente REI. Sin embargo, en algunas contingencias se obtienen resultados más exactos con las técnicas del equivalente WARD o Clásico, pero esto sucede en pocos casos.

También se puede observar en estas tablas que los índices correspondientes a los índices de potencia reactiva, para ambos sistemas son más altos; esto se debe a que cuando se reduce el sistema se pierden ciertos puntos de voltaje para la distribución de potencia reactiva y esto se agudiza más al efectuarse una contingencia en el sistema equivalente.

En ambas técnicas de equivalentes, el de Ward y el REI, se han desarrollado dos métodos: el de WARD-Y o WARD-I y el REI-Y o REI-I. Afirmando que uno de los dos métodos, Y o I, es mejor que el otro es tal vez caer en un error ya que ambos métodos son equivalentes y casi se obtienen los mismos resultados (ver tablas).

Nota: Los nodos tipo PV en las tablas están marcados con un * y el nodo slack o compensador por un +.

SISTEMA DE 30 NODOS					
CONTINGENCIA No. 1					
VOLTAJE EN p.u.					
Nodo	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		I	Y	I	Y
1 +	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06
2 *	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045
3	1.0166	1.0269	1.0274	1.0153	1.0154
4	1.0097	1.0218	1.0225	1.0082	1.0083
5 *	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
6	1.0093	1.0076	1.0075	1.002	1.0100
7	1.0015	1.0140	1.0031	1.0020	1.0020
8 *	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
28	1.0064	1.0052	1.0047	1.0074	1.0072

TABLA No. IV.1

SISTEMA DE 30 NODOS					
CONTINGENCIA No. 1					
ANGULO en grados					
Nodos	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		I	Y	I	Y
1 ⁺	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2 [*]	-6.09342	-6.56354	-6.59156	-6.09209	-6.0972
3	-8.77904	-7.52859	-7.510307	-8.77771	-8.83059
4	-10.14948	-8.62667	-8.60789	-10.18818	-10.2127
5 [*]	-17.0746	-18.02487	-18.08137	-17.07225	-17.08296
6	-16.32591	-17.72242	-17.8056	-16.32331	-16.33746
7	-17.16548	-18.37927	-18.45153	-17.16293	-17.17567
8 [*]	-17.06483	-18.49638	-18.58248	-17.06195	-17.07799
28	-16.89568	-18.24286	-18.32903	-16.89302	-16.90689

TABLA No.- IV.2

SISTEMA DE 30 NODOS

CONTINGENCIA No. 1

FLUJO DE POTENCIA REAL EN MW

Lineas	Caso base	CLASICO		R E I	
		Y	I	Y	I
1-2	196.120	211.087	210.212	195.672	195.513
1-3	91.698	78.023	78.208	91.667	91.520
2-5	102.499	106.894	106.636	102.342	102.291
2-6	105.241	114.754	114.207	105.000	104.903
3-4	64.334	51.604	51.778	64.285	63.808
5-7	3.7575	7.759	7.525	3.618	3.572
6-7	19.162	15.140	15.374	19.297	19.344
6-8	29.131	28.827	28.803	29.112	29.109
8-28	0.968	1.272	1.295	0.973	0.976

TABLA No. - IV.3

SISTEMA DE 30 NODOS					
CONTINGENCIA No. 1					
FLUJO DE POTENCIA REACTIVA en MVAR					
Líneas	Caso base	CLASICO		R E I::	
		Y	I	Y	I
1-2	-29.850	-33.064	-32.880	-29.754	-29.719
1-3	7.092	2.347	2.622	7.377	7.827
2-5	1.549	3.667	3.676	3.838	3.840
2-6	-6.020	-4.173	-4.183	-4.353	-4.401
3-4	-3.572	-3.893	-3.674	-2.509	-2.769
5-7	4.845	5.377	5.390	4.696	4.568
6-7	2.634	3.945	3.933	2.948	2.987
6-8	-10.168	-14.078	-13.743	-7.982	-7.723
8-28	-0.053	-0.874	-0.657	-1.716	-1.649

TABLA No. - IV.4

SISTEMA DE 30 NODOS					
CONTINGENCIA No. 2					
VOLTAJE en p.u.					
Nodos	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		I	Y	I	Y
1 ⁺	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06
2 [*]	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045
3	1.0156	1.01443	1.01392	1.01662	1.01646
4	1.0095	1.00805	1.0075	1.01075	1.01056
5 [*]	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
6	1.0052	1.00359	1.00288	1.00693	1.00669
7	0.999	0.9981	0.99767	1.00008	0.9993
8 [*]	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
28	1.0030	1.00171	1.00091	1.00473	1.0045

TABLA No.- IV.5

SISTEMA DE 30 NODOS					
CONTINGENCIA No. 2					
ANGULO en grados					
Nodos	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		I	Y	I	Y
1 ⁺	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2*	-5.3688	-5.33041	-5.375	-5.35404	-5.3672
3	-11.2473	-11.13657	-11.2353	-11.22881	-11.2584
4	-13.1606	-13.02649	-13.14716	-13.13749	-13.17362
5*	-16.5183	-16.44552	-16.54436	-16.4805	-16.50822
6	-15.8381	-15.69014	-15.82996	-15.81228	-15.85117
7	-16.6486	-16.53194	-16.65492	-16.61866	-16.65321
8*	-21.4308	-21.31335	-21.48293	-21.36237	-21.40697
28	-17.5247	-17.37802	-17.52958	-17.49496	-17.53453

TABLA No.- IV.6

SISTEMA DE 30 NODOS					
CONTINGENCIA No. 2					
FLUJO DE POTENCIA REAL en MW					
Líneas	Caso base	CLASICO		R E I	
		Y	I	Y	I
1-2	73.014	73.206	71.840	72.964	72.555
1-3	115.426	115.394	114.366	115.516	115.220
2-4	82.319	82.334	81.524	82.357	82.110
2-5	103.820	103.990	103.510	103.749	103.612
3-4	86.096	85.999	85.110	86.160	85.893
4-6	109.285	115.600	114.666	109.494	109.317
5-7	4.980	5.128	4.683	4.900	4.775
6-7	17.915	17.796	18.242	16.014	18.138
8-28	-29.975	-29.975	-29.976	-29.976	-29.977

TABLA No. - IV.7

SISTEMA DE 30 NODOS

CONTINGENCIA No. 2

FLUJO DE POTENCIA REACTIVA en MVAR

Líneas	Caso base	CLASICO		R E I	
		Y	I	Y	I
1-2	-24.635	-24.679	-24.357	-24.623	-24.528
1-3	6.101	7.050	6.813	5.632	5.553
2-4	-2.071	-1.113	-0.938	-0.674	-0.736
2-5	1.496	3.771	3.791	3.781	3.787
3-4	-12.565	-11.261	-11.118	-12.689	-12.655
4-6	-18.613	-17.562	-17.035	-20.335	-20.285
5-7	6.531	8.705	8.503	5.957	5.881
6-7	0.961	0.702	0.907	1.688	1.764
8-28	12.061	13.143	12.729	13.467	13.350

TABLA No. - IV, 8

SISTEMA DE 30 NODOS					
CONTINGENCIA No. 3					
VOLTAJE en p.u.					
Nodos	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		I	Y	I	Y
1 ⁺	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06
2 [*]	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045
3	1.0507	1.05185	1.05186	1.05186	1.05186
4	1.0078	1.00549	1.00456	1.00899	1.00866
5 [*]	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
6	1.0054	1.00323	1.00238	1.0069	1.00662
7	0.9908	0.9886	0.98773	0.99317	0.99289
8 [*]	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
28	1.0032	1.00138	1.0053	1.00464	1.0044

TABLA No. - IV.9

SISTEMA DE 30 NODOS

CONTINGENCIA No. 3

ANGULO en grados

Nodos	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		I	Y	I	Y
1 ⁺	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2 [*]	-8.4206	-8.33725	-8.42362	-8.39749	-8.42233
3	-2.3121	-2.31662	-2.31677	-2.31675	-2.31684
4	-16.4317	-16.20271	-16.40173	-16.38584	-16.44213
5 [*]	-18.9685	-18.85423	-18.97061	-18.9445	-18.96934
6	-17.1951	-16.97007	-17.17683	-17.15319	-17.21244
7	-18.1159	-17.89469	-18.10306	-18.0857	-18.14547
8 [*]	-22.8148	-22.63594	-22.87687	-22.7368	-22.80375
28	-18.913	-18.69329	-18.91506	-18.86744	-18.92901

TABLA No. - IV.10

SISTEMA DE 30 NODOS

CONTINGENCIA No. 3

FLUJO DE POTENCIA REAL en MW.

Líneas	Caso base	CLASICO		R E I	
		Y	I	Y	I
1-2	268.353	268.447	265.735	268.406	267.626
1-3	24.238	24.156	24.154	24.156	24.155
2-4	84.663	84.667	83.461	84.665	84.321
2-5	98.338	98.381	98.380	98.381	98.381
2-6	91.049	91.126	89.877	91.092	90.731
4-6	31.721	33.709	33.432	31.913	31.824
6-7	22.469	22.465	22.964	22.958	22.957
6-8	47.943	49.555	49.151	48.507	48.453
8-28	- 29.977	- 29.974	- 29.975	-29.976	-29.977

TABLA No. - IV.11

SISTEMA DE 30 NODOS					
CONTINGENCIA No. 3					
FLUJO DE POTENCIA REACTIVA en MVAR					
Líneas	Caso base	CLASICO		R E I	
		Y	I	Y	I
1-2	-44.153	-44.170	-43.687	-44.162	-44.024
1-3	-2.385	-3.035	-3.033	-3.035	-3.034
2-4	1.515	2.393	2.073	0.120	0.114
2-5	1.737	4.020	4.020	4.020	4.020
2-6	-1.629	-2.152	-1.875	-0.265	-0.364
4-6	-3.552	-3.577	-3.118	-4.263	-4.096
6-7	9.721	10.586	10.584	8.690	8.688
6-8	-9.648	-10.669	-10.374	-9.054	-8.954
8-28	11.959	13.337	15.019	13.521	13.396

TABLA No. - IV.12

SISTEMA DE 30 NODOS					
CONTINGENCIA No. 4					
VOLTAJE en p.u.					
Nodos	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		I	Y	I	Y
1 +	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06
2 *	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045
3	0.9345	0.93592	0.91664	0.94097	0.93491
4	0.9513	0.95132	0.93625	0.9595	0.95482
5 *	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
6	0.9719	0.96883	0.95748	0.97857	0.97525
7	0.9743	0.97232	0.96512	0.97848	0.97638
8 *	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
28	0.9777	0.97423	0.96444	0.98392	0.9813

TABLA No. - IV.13

SISTEMA DE 30 NODOS					
CONTINGENCIA No. 4					
ANGULO en grados					
Nodos	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		I	Y	I	Y
1 ⁺	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2 [*]	-50.177	-47.13197	-51.65763	-47.94758	-49.44826
3	-38.8305	-36.33189	-39.6451	-37.21532	-38.33032
4	-46.7752	-43.79049	-47.85004	-44.78977	-46.15229
5 [*]	-67.7344	-64.7163	-69.64741	-65.2864	-66.90025
6	-52.2687	-49.12135	-53.55692	-50.10994	-51.58305
7	-59.2591	-56.17611	-60.86081	-56.95519	-58.49847
8 [*]	-58.66	-55.55504	-60.35762	-56.31347	-57.88045
28	-54.1478	-50.97983	-55.5469	-51.96793	-53.47349

TABLA No.- IV.14

SISTEMA DE 30 NODOS					
CONTINGENCIA No. 4					
FLUJO DE POTENCIA REAL en MW					
Líneas	Caso base	CLASICO		R E I	
		Y	I	Y	I
1-3	359.355	362.613	339.925	356.244	348.375
2-4	-13.654	-14.018	-13.132	-13.455	-13.208
2-6	31.956	32.481	31.506	31.834	31.571
3-4	279.055	280.667	266.086	277.342	272.210
4-6	187.601	200.559	194.139	186.658	184.939
5-7	-94.199	-94.150	-94.178	-94.179	-94.183
6-7	128.78	128.601	128.916	128.504	128.310
6-8	46.216	48.384	46.663	46.977	46.684
8-28	-30.0	-29.954	-29.976	-29.972	-29.975

TABLA No. - IV.15.

SISTEMA DE 30 NODOS

CONTINGENCIA NO. 4

FLUJO DE POTENCIA REACTIVA en MVAR

Línea	Caso base	CLASICO		R E I	
		Y	I	Y	I
1-3	101.800	111.923	89.934	97.746	90.480
2-4	59.864	71.267	61.639	59.619	56.651
2-6	31.119	41.484	35.111	31.257	29.389
3-4	-126.029	-122.010	-110.866	-124.040	-120.016
4-6	-91.552	-95.251	-85.020	-92.742	-89.337
5-7	76.689	86.275	79.544	74.876	72.920
6-7	-36.918	-41.975	-37.396	-35.551	-34.169
6-9	-21.053	-24.778	-21.732	-22.233	-21.029
8-28	25.541	32.067	26.978	25.492	24.133

TABLA No. - IV.16

SISTEMA DE 57 NODOS
CONTINGENCIA No. 1

VOLTAJE en p.u.

Nodos	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		I	Y	I	Y
1 +	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
2 *	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
3 *	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985
4	1.004	0.995	0.995	0.995	0.995
5	0.986	0.983	0.983	0.983	0.983
6 *	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
7	0.984	0.984	0.984	0.984	0.984
8 *	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005
9 *	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
10	0.983	0.983	0.983	0.983	0.983
12 *	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015
13	0.986	0.986	0.986	0.986	0.986
14	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982
15	1.0006	1.0006	1.0006	1.0006	1.0006
16	1.005	1.007	1.007	1.007	1.007
17	1.018	1.017	1.017	1.017	1.017

TABLA No. IV.17

SISTEMA DE 57 NODOS

CONTINGENCIA No. 1

ANGULO en grados

Nodos	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		I	Y	I	Y
1 ⁺	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2 [*]	-1.5497	-1.4388	-1.44732	-1.44331	-1.44517
3 [*]	-3.0747	-3.0707	-3.08233	-3.07548	-3.07980
4	0.2536	0.2642	0.2454	0.2584	0.24905
5	3.0523	2.5766	2.5576	2.5703	2.56156
6 [*]	3.6478	3.7885	3.7694	3.7820	3.77345
7	1.5742	1.5862	1.5673	1.5797	1.57155
8 [*]	3.2941	3.1469	3.1305	3.1407	3.13396
9 [*]	-2.6348	-4.3580	-4.3729	-4.3640	-4.36997
10	-7.716	-9.0468	-9.0580	-9.0524	-9.05643
12 [*]	-9.0123	-10.089	-10.100	-10.194	-10.0983
13	-6.3856	-7.5758	-7.5870	-7.5810	-7.58585
14	-6.0889	-7.1894	-7.2020	-7.1944	-7.20047
15	-4.3726	-5.3209	-5.3327	-5.3250	-5.33060
16	-10.956	-12.057	-12.068	-12.0619	-12.0662
17	-4.8536	-5.2539	-5.2580	-5.25570	-5.25735

SISTEMA DE 57 NODOS

CONTINGENCIA No. 1

FLUJO DE POTENCIA REAL en MW

Líneas	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		Y	I	Y	I
1-2	43.779	43.793	43.732	43.778	43.765
1-16	93.106	111.777	111.548	111.733	111.627
1-17	84.227	91.021	90.952	91.010	90.984
2-3	37.474	39.163	39.106	39.156	39.110
3-15	60.568	59.064	59.066	59.070	59.047
4-5	-27.019	-20.765	-20.760	-20.767	-20.757
4-6	-34.941	-34.384	-34.381	-34.386	-34.376
6-7	32.261	34.464	34.470	34.461	34.710
7-8	-37.957	-41.972	-41.920	-41.954	-41.927
8-9	271.988	257.798	257.851	257.817	257.840
9-13	59.612	60.736	60.061	59.609	59.578
10-12	11.873	8.532	8.568	8.536	8.562
12-17	-40.021	-46.326	-46.262	-46.316	-46.289
13-12	-8.027	-12.018	-12.055	-11.924	-11.960
13-15	-40.765	-48.402	-48.129	-47.814	-47.680
14-15	-58.125	-66.300	-65.986	-65.994	-65.793

TABLA NO. - IV.19

SISTEMA DE 57 NODOS
CONTINGENCIA No. 1

FLUJO DE POTENCIA REACTIVA en MVAR

Líneas	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		Y	I	Y	I
1-2	- 24.475	-24.167	-24.	-24.125	-24.089
1-15	24.949	22.738	22.78	22.777	22.726
1-17	4.085	3.929	3.931	3.927	3.942
2-3	14.111	16.452	16.470	16.455	16.469
3-15	-108.187	-85.666	-85.636	-85.695	-85.623
4-5	16.363	19.237	19.255	19.242	19.247
4-6	20.974	20.972	20.998	20.979	20.987
6-7	-13.334	-10.333	-10.311	-10.334	-10.312
7-8	-25.105	-21.017	-21.062	-21.029	-21.059
8-9	12.309	15.914	15.911	15.913	15.911
9-13	-26.434	-24.452	-24.244	-23.980	-23.930
10-12	-28.968	-26.640	-26.493	-26.609	-26.492
12-17	5.944	10.765	10.741	10.760	10.759
13-14	11.080	13.345	13.306	13.260	13.255
13-15	-3.965	-1.822	-1.963	-1.656	-1.736
14-15	-14.540	-13.089	-13.227	-12.926	-13.046

TABLA No. - IV, 20.

SISTEMA DE 57 NODOS
CONTINGENCIA No. 2

VOLTAJE en p.u.

Nodos	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		I	Y	I	Y
1 ⁺	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
2 [*]	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
3 [*]	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985
4	0.9958	0.9915	0.9912	0.9912	0.9913
5	0.9811	0.9809	0.9808	0.9808	0.9808
6 [*]	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
7	0.9833	0.9835	0.9837	0.9836	0.9836
8 [*]	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005
9 [*]	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
10	0.9827	0.9866	0.9859	0.9860	0.9860
12 [*]	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015
13	0.9825	0.9837	0.9837	0.9837	0.9838
14	0.9814	0.9829	0.9830	0.9830	0.9831
15	1.0035	1.0051	1.0051	1.0051	1.0051
16	1.0023	1.0150	1.0150	1.0150	1.0150
17	1.0177	1.0193	1.0193	1.0193	1.0193

TABLA No. - IV.21

SISTEMA DE 57 NODOS

CONTINGENCIA No. 2

ANGULO en grados

Nodos	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		I	Y	I	Y
1 ⁺	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2 *	-5.0789	-4.75901	-4.76092	-4.77220	-4.77244
3 *	-4.4027	-4.09787	-4.10808	-4.10979	-4.11184
4	-0.9756	-1.40480	-1.40533	-1.41623	-1.40638
5	5.2086	3.48204	3.46414	3.47117	3.47212
6 *	6.2281	5.95834	5.93162	5.94184	5.94480
7	4.7433	3.62869	3.59258	3.61862	3.61037
8 *	5.7417	5.20209	5.17267	5.19213	5.18627
9 *	-2.7873	-2.42880	-2.45543	-2.43850	-2.44413
10	-12.033	-9.90548	-9.88983	-9.88837	-9.86399
12 *	-10.292	-7.86672	-7.87737	-7.86385	-7.86267
13	-7.8825	-6.63857	-6.65889	-6.63979	-6.64596
14	-7.3844	-6.47714	-6.49152	-6.48240	-6.48716
15	-5.3725	-4.87664	-4.88218	-4.88626	-4.88711
16	-12.334	-6.99712	-7.00471	-6.99507	-6.99421
17	-5.3293	-4.42775	-4.43111	-4.42663	-4.42624

TABLA No. - IV.22

SISTEMA DE 57 NODOS					
CONTINGENCIA No. 2					
FLUJO DE POTENCIA REAL en MW					
Líneas	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		Y	I	Y	I
1-15	112.228	112.453	112.351	112.550	112.545
1-16	61.833	63.054	62.987	62.962	62.970
1-17	82.216	77.136	77.070	77.044	77.053
2-3	-3.000	-2.724	-2.728	-2.718	-2.751
3-15	13.314	12.663	12.831	12.723	12.800
4-5	-47.191	-47.034	-47.173	-47.117	-47.178
5-6	63.185	51.799	51.944	51.886	51.952
6-7	35.032	36.629	36.504	36.550	36.497
7-8	-38.895	-42.326	-42.208	-42.239	-42.211
8-9	292.009	261.957	262.049	262.033	262.641
9-13	79.772	80.948	80.918	79.386	79.315
10-12	-28.183	-31.215	-31.473	-31.062	-31.293
13-12	-19.670	-17.950	-18.223	-17.985	-18.166
12-17	-37.437	-33.406	-33.343	-33.320	-33.325
13-13	-6.569	-5.926	-5.657	-5.506	-5.416
15-14	-58.590	-60.865	-60.296	-59.235	-59.927

TABLA No. IV.23

SISTEMA DE 57 NODOS
CONTINGENCIA No. 2

FLUJO DE POTENCIA REACTIVA en MVAR

Líneas	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		Y	I	Y	I
1-15	19.413	18.618	18.694	18.665	18.753
1-16	- 0.438	-0.396	-0.391	-0.391	-0.385
1-17	3.887	4.307	4.313	4.311	4.326
2-3	26.667	30.739	30.740	30.737	30.749
3-15	- 60.943	-41.139	-41.084	-41.062	-40.939
4-5	40.911	32.709	32.930	32.786	32.931
5-6	33.002	27.085	27.281	27.151	27.280
6-7	-13.529	-10.838	-10.654	-10.781	-10.653
7-8	-25.070	-20.698	-20.958	-20.782	-20.958
8-9	11.308	15.658	15.652	15.653	15.653
9-13	-16.230	-25.922	-25.626	-25.531	-25.412
10-12	-20.592	-15.341	-14.777	-15.343	-14.862
13-12	70.569	60.786	60.842	60.515	60.641
12-17	6.728	6.006	5.986	5.976	5.987
14-13	7.213	3.369	3.373	3.414	3.478
15-14	-17.932	-22.455	-22.648	-22.153	-22.327

TABLA No. IV.24

SISTEMA DE 57 NODOS

CONTINGENCIA No. 3

VOLTAJE en p.u.

Nodos	Conting.	CLASICO		R E I	
	Exacta	I	Y	I	Y
1 ⁺	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
2*	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
3*	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985
4	0.9926	0.9911	0.9908	0.9911	0.9809
5	0.9806	0.9808	0.9808	0.9808	0.9808
6*	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
7	0.9835	0.9835	0.9836	0.9835	0.9836
8*	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005
9*	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
10	0.9844	0.9844	0.9845	0.9844	0.9845
12*	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015
13	0.9871	0.9873	0.9874	0.9873	0.9874
14	0.9832	0.9835	0.9835	0.9835	0.9835
15	1.0014	1.0017	1.0017	1.0017	1.0017
16	1.0155	1.0153	1.0153	1.0153	1.0153
17	1.0199	1.0197	1.0197	1.0197	1.0197

TABLA No.- IV.25

SISTEMA DE 57 NODOS

CONTINGENCIA No. 3

ANGULO en grados

NODOS	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		I	Y	I	Y
1 [†]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2 *	-4.7345	-5.23102	-5.23752	-5.23788	-5.23730
3 *	-4.0583	-4.05988	-4.05658	-4.05536	-4.05607
4	-1.9027	-1.93634	-1.92282	-1.94191	-1.92476
5	3.4272	2.84920	2.84985	2.84330	2.85192
6 *	4.1175	5.27523	5.26928	5.26924	5.27331
7	4.3425	2.92673	2.91463	2.92083	2.92120
8 *	4.6535	4.44150	4.43348	4.43589	4.43786
9 *	-2.3660	-2.25274	-2.25918	-2.25082	-2.25607
10	-6.3290	-6.98218	-6.98836	-6.98688	-6.98630
12*	-6.8593	-7.08960	-7.09360	-7.09369	-7.09202
13	-5.7211	-6.29147	-6.29579	-6.29630	-6.29533
14	-5.9273	-6.44573	-6.44893	-6.45036	-6.44955
15	-4.8467	-5.28031	-5.28313	-5.28433	-5.28399
16	-6.4854	-6.44253	-6.44510	-6.44545	-6.44424
17	-3.9531	-4.03903	-4.04037	-4.04050	-4.03993

TABLA No.- IV.26

SISTEMA DE 57 NODOS					
CONTINGENCIA No. 3					
FLUJO DE POTENCIA REAL en MW					
Líneas	Conting.	CLASICO		R E I	
	Exacta	Y	I	Y	I
1-15	110.214	110.688	110.632	110.702	110.711
1-16	55.038	58.174	58.151	58.166	58.177
1-17	69.127	72.261	72.239	72.254	72.265
2-3	-3.000	-2.724	-2.728	-2.718	-2.751
3-15	14.947	12.358	12.471	12.368	12.429
4-5	-46.221	-46.118	-46.214	-46.156	-46.212
5-6	-50.593	-50.833	-50.932	-50.873	-50.933
6-7	43.620	36.890	36.807	36.853	36.806
7-8	-36.100	-40.923	-40.851	-40.878	-40.858
8-9	275.009	264.109	264.162	264.152	264.151
9-12	21.440	19.230	19.246	19.241	19.240
10-12	-3.585	-3.601	-3.582	-3.591	-3.590
12-17	-28.813	-28.788	-28.767	-28.782	-28.790
14-13	9.032	8.369	8.346	8.343	8.306
13-13	-24.392	-24.525	-24.328	-24.219	-24.138
15-14	-44.142	-45.199	-44.973	-44.987	-44.860

TABLA No. - IV.27

SISTEMA DE 57 NODOS
CONTINGENCIA No. 3

FLUJO DE POTENCIA REACTIVA en MVAR

Líneas	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		Y	I	Y	I
1-15	22.864	21.639	21.639	21.610	21.635
1-16	0.069	0.067	0.065	0.068	0.062
1-17	4.981	4.654	4.657	4.652	4.667
2-3	30.667	30.739	30.740	30.737	30.749
3-15	-95.733	-94.676	-94.718	-94.724	-94.699
4-5	35.225	31.971	32.156	32.000	32.149
5-6	26.646	26.458	26.624	26.483	26.616
6-7	-12.099	-10.794	-10.686	-10.769	-10.686
7-8	-23.289	-21.131	-21.293	-21.169	-21.231
8-9	12.145	15.529	15.525	15.526	15.089
9-12	-24.005	-24.720	-24.444	-24.231	-24.129
10-12	-25.196	-23.009	-23.083	-23.014	-23.082
12-17	4.094	4.490	4.490	4.492	4.504
14-13	5.330	6.843	6.819	6.743	6.760
13-14	-10.919	-9.889	-9.984	-9.722	-9.776
15-14	-20.538	-20.155	-20.286	-20.009	-20.112

SISTEMA DE 57 NODOS

CONTINGENCIA No. 4

VOLTAJE en p.u.

Nodos	Conting.	CLASICO		R E I	
	Exacta	I	Y	I	Y
1 ⁺	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
2 [*]	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
3 [*]	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985
4	1.0034	1.0030	1.0006	1.0003	1.0004
5	0.9855	0.9845	0.9846	0.9845	0.9845
6 [*]	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
7	0.9540	0.9529	0.9556	0.9557	0.9555
8 [*]	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005
9 [*]	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
10	0.9839	0.9841	0.9836	0.9837	0.9842
12 [*]	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015
13	0.9873	0.9899	0.9900	0.9901	0.9901
14	0.9830	0.9847	0.9848	0.9850	0.9850
15	1.0011	1.0022	1.0023	1.0024	1.0023
16	1.0157	1.0154	1.0155	1.0154	1.0154
17	1.0203	1.0198	1.0199	1.0198	1.0198

SISTEMA DE 57 NODOS
CONTINGENCIA No. 4

ANGULO en grados

Nodos	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		I	Y	I	Y
1 ⁺	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2 [*]	4.0371	4.04785	4.04740	4.0444	4.04862
3 [*]	-4.2973	-4.29344	-4.21714	-4.23469	-4.29678
4	1.8397	0.01269	0.14074	0.06784	0.06394
5	2.6637	2.74526	2.94031	2.84074	2.67151
6 ^{**}	6.4383	4.18404	4.04001	4.28702	4.09876
7	0.3452	0.39279	0.67013	0.55129	0.50218
8 [*]	7.8577	8.06848	8.25938	8.08691	7.92628
9 [*]	0.4223	0.50032	0.68390	0.49420	0.43159
10	-5.2939	-5.52469	-5.39155	-5.47811	-5.58633
12 [*]	-6.0456	-6.80680	-6.72857	-6.75728	-6.81986
13	-7.4583	-7.17951	-7.11217	-7.09684	-7.14993
14	-7.5698	-7.03654	-6.97328	-6.97115	-7.02208
15	-5.5312	-5.55010	-5.49317	-5.49716	-5.54316
16	-5.6975	-6.24074	-6.18490	-6.20539	-6.25004
17	-3.7511	-4.03397	-4.00491	-4.01552	-4.03882

SISTEMA DE 57 NODOS

CONTINGENCIA No. 4

FLUJO DE POTENCIA REAL en MW

Líneas	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		Y	I	Y	I
1-2	9.583	9.526	9.544	9.522	9.544
1-19	92.794	115.847	115.764	115.699	115.793
1-17	65.751	70.482	70.011	70.563	70.175
3-4	-29.695	-29.330	-29.859	-28.948	-29.423
3-15	28.990	28.56	29.080	28.180	28.643
4-5	-26.595	-24.372	-24.741	-24.184	-24.521
4-6	-44.294	-40.547	-41.149	-40.230	-40.778
6-7	62.160	63.589	62.309	63.595	62.393
6-8	-36.220	-39.567	-39.331	-39.031	-38.770
8-9	253.699	259.958	260.200	260.509	260.770
9-12	46.480	39.049	39.647	33.215	38.731
10-12	11.843	11.891	12.524	11.257	11.786
12-17	-22.594	-27.097	-26.648	-27.174	-26.803
14-13	6.697	2.075	2.009	1.534	1.4888
13-15	-34.264	-35.879	-35.490	-35.012	-34.775
15-14	-53.551	-54.550	-54.119	-54.039	-53.735

SISTEMA DE 57 NODOS

CONTINGENCIA No. 4

FLUJO DE POTENCIA REACTIVA en MVAR

Líneas	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		Y	I	Y	I
1-2	85.253	85.571	85.503	85.587	85.502
1-15	20.250	20.596	20.623	20.421	20.486
1-17	5.176	4.792	4.839	4.784	4.827
3-4	61.191	56.082	57.102	55.456	56.381
3-15	-40.354	-40.199	-40.474	-40.403	-40.570
4-5	25.995	24.347	24.732	24.099	24.443
4-6	29.141	27.278	27.731	26.975	27.379
6-7	12.638	14.640	12.232	14.027	12.094
6-8	13.066	5.101	5.164	5.244	5.213
8-9	11.698	15.780	15.765	15.746	15.729
9-12	-17.608	-17.466	-17.519	-17.391	-17.433
10-12	-26.822	-26.511	-27.012	-26.346	-26.775
12-17	4.098	3.957	3.821	3.980	3.870
14-13	12.177	13.199	12.935	12.716	12.627
13-15	-3.100	-3.681	-3.910	-3.703	-3.821
15-14	-15.611	-15.629	-15.749	-15.430	-15.330

SISTEMA DE 57 NODOS

CONTINGENCIA No. 5

VOLTAJE en p.u.

NODOS	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		I	Y	I	Y
1 +	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
2 *	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
3 *	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985
4	1.0093	0.9964	0.9964	0.9964	0.9964
5	0.9871	0.9834	0.9834	0.9834	0.9834
6 *	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
7	0.9828	0.9832	0.9831	0.9832	0.9832
8 *	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005
9 *	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
10	0.9703	0.9839	0.9840	0.9840	0.9841
12 *	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015
13	0.9783	0.9798	0.9794	0.9830	0.9798
14	0.9711	0.9734	0.9728	0.9737	0.9732
15	0.9846	0.9877	0.9871	0.9878	0.9875
16	1.015	1.0130	1.0129	1.030	1.0129
17	1.0194	1.0171	1.0169	1.0170	1.0169

TABLA No. - IV.33

SISTEMA DE 57 NODOS

CONTINGENCIA No. 5

ANGULO en grados

Nodos	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		I	Y	I	Y
1 ⁺	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2 [*]	-5.4066	-5.2533	-5.39866	-5.30570	-5.40087
3 [*]	-8.8187	-8.03007	-8.21382	-8.09499	-8.21169
4	2.1001	4.36299	4.55695	4.43286	4.56058
5	2.6799	-1.90003	-2.09768	-1.97101	-2.10001
6 [*]	7.5408	0.61181	0.81137	0.68329	0.81306
7	4.1500	2.59410	2.79817	2.66811	2.80032
8 [*]	5.1626	0.88584	1.08571	0.95549	-1.08523
9 [*]	-8.3216	-8.28138	-8.47803	-8.34779	-8.47575
10	-11.4456	-11.46054	-11.65332	-11.52463	-11.64690
12 [*]	-11.7121	-11.02860	-11.18576	-11.07860	-11.18202
13	-11.1932	-11.27796	-11.47206	-11.34583	-11.47419
14	-11.5321	-11.68896	-11.89154	-11.76206	-11.89842
15	-9.6496	-10.86227	-11.06346	-10.94092	-11.07312
16	-9.3869	-9.25740	-9.37009	-9.29359	-9.36740
17	-4.3703	-5.60308	-5.66140	-5.62180	-5.66064

SISTEMA DE 57 NODOS

CONTINGENCIA No. 5

FLUJO DE POTENCIA REAL en MW

Líneas	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		Y	I	Y	I
1-2	74.794	74.830	73.617	74.872	74.062
1-16	82.028	83.709	82.725	83.683	83.041
1-17	76.114	77.808	76.823	77.784	77.139
2-3	60.661	60.907	60.198	60.924	60.429
3-15	83.486	82.938	82.345	82.972	82.520
4-5	-21.357	-21.960	-21.987	-21.970	-21.979
4-6	-52.269	-36.416	-36.465	-36.433	-36.452
6-7	31.081	31.077	30.999	31.071	31.071
7-8	-29.330	-45.513	-45.406	-45.550	-45.496
8-9	290.515	254.098	254.203	254.036	254.096
9-13	58.177	58.388	58.170	57.249	57.124
10-12	-10.708	-11.213	-10.825	-11.200	-10.933
12-16	-37.376	-37.507	-36.605	-37.486	-36.891
12-17	-52.429	-52.571	-51.668	-52.550	-51.956
14-13	19.402	20.019	19.429	19.994	19.552
15-14	-31.313	-32.194	-31.796	-31.919	-31.673

TABLA No. - IV.35

SISTEMA DE 57 NODOS

CONTINGENCIA No.5

FLUJO DE POTENCIA REACTIVA en MVAR

Líneas	Conting. Exacta	CLASICO		R E I	
		Y	I	Y	I
1-2	-99.945	-100.793	-98.013	-100.833	-99.015
1-16	-0.815	-0.897	-0.898	-0.895	-0.893
1-17	3.913	3.909	3.900	3.901	3.913
2-3	11.19	9.765	9.975	9.760	9.907
3-15	-83.383	-27.049	-27.961	-27.734	-28.245
4-5	21.996	20.886	20.938	20.903	20.920
4-6	36.436	23.001	23.066	23.022	23.042
6-7	-12.906	-9.451	-9.478	-9.537	-9.535
7-8	-20.586	-20.712	-20.681	-20.579	-20.587
8-9	16.376	16.149	16.297	16.153	16.150
9-12	-10.126	-15.369	-15.612	-15.499	-15.712
10-12	-22.122	-21.662	-21.834	-21.599	-21.750
12-16	12.840	11.561	11.192	11.550	11.320
12-17	13.253	13.250	12.883	13.240	13.007
14-13	10.832	9.990	9.529	9.603	9.341
15-14	-14.739	-16.825	-16.801	-16.504	-16.493

TABLA No. - IV. 36

SISTEMA DE 30 NODOS					
Conting.	METODO	MAXIMO ERROR		Σ ERROR	
		E x 10 ⁻²	δ x 10 ⁻²	E x 10 ⁻²	δ x 10 ⁻²
1	CLASICO I	1.25	152.281	3.781	958.808
	CLASICO Y	1.274	154.159	2.825	2.92
	REI I	0.152	0.6479	0.496	2.1129
	REI Y	0.14	1.316	0.462	6.9955
2	CLASICO I	0.166	14.597	0.642	88.476
	CLASICO Y	0.232	6.2	0.942	18.497
	REI I	0.273	6.843	0.681	24.809
	REI Y	0.149	2.383	0.521	8.714
3	CLASICO I	0.231	22.899	0.989	127.594
	CLASICO Y	0.324	29.97	1.228	16.219
	REI I	0.237	7.8	0.757	29.32
	REI Y	0.209	2.957	0.653	91.71
4	CLASICO I	0.542	316.797	1.3242	24.04342
	CLASICO Y	1.505	191.301	6.507	1126.973
	REI I	1.047	244.80	3.644	1341.507
	REI Y	0.431	83.415	1.756	558.541

TABLA No. - IV.37

SISTEMA DE 30 NODOS					
Contingencia	METODO	MAXIMO ERROR		Σ ERROR	
		Potencia Real	Potencia Reactiva	Potencia Real	Potencia Reactiva
		1	CLASICO I	14.092	9.883
CLASICO Y	14.967		10.334	69.675	29.154
R E I I	4.693		10.641	6.947	21.299
R E I Y	4.680		10.603	5.904	20.311
2	CLASICO I	5.375	2.295	11.513	10.060
	CLASICO Y	6.315	2.278	8.629	10.755
	R E I I	0.519	2.191	2.267	9.444
	R E I Y	1.901	2.285	3.047	9.367
3	CLASICO I	2.618	3.060	3.866	9.264
	CLASICO Y	1.988	2.283	8.008	7.670
	R E I I	0.724	2.283	2.104	10.700
	R E I Y	0.564	2.283	0.896	9.707
4	CLASICO I	19.430	15.163	40.542	44.777
	CLASICO Y	12.958	11.403	21.801	64.512
	R E I I	10.980	11.320	7.175	12.031
	R E I Y	3.111	4.054	22.297	32.443

SISTEMA DE 57 NODOS					
Conting.	METODO	MAXIMO ERROR		Σ ERROR	
		$\frac{ E }{x 10^{-3}}$	$ \delta $	$\frac{ E }{x 10^{-4}}$	$ \delta $
1	CLASICO I	27.800	3.85935	137.55	25.90527
	CLASICO Y	27.900	3.8784	135.26	26.13131
	REI I	27.900	3.8658	137.94	25.98341
	REI Y	27.900	3.87435	136.560	26.12778
2	CLASICO I	7.720	5.33758	247.400	20.70194
	CLASICO Y	7.711	5.3299	240.900	20.727
	REI I	4.350	5.33963	196.200	20.727
	REI Y	4.550	5.34049	187.80	20.72124
3	CLASICO I	1.500	1.84227	39.000	12.19647
	CLASICO Y	1.730	1.84822	42.100	12.25202
	REI I	1.510	1.84829	39.200	12.27022
	REI Y	1.720	1.84419	42.600	12.26581
4	CLASICO I	2.590	2.25427	90.84	15.85256
	CLASICO Y	3.000	2.09188	120.300	14.97419
	REI I	3.080	2.34534	126.600	15.16612
	REI Y	3.00	2.33954	113.600	16.68514
5	CLASICO I	13.620	6.92899	418.300	54.63138
	CLASICO Y	13.730	6.72943	405.600	55.65895
	REI I	13.700	6.85751	409.900	55.72018
	REI Y	13.8200	6.72744	415.86	55.66741

TABLA No. - IV.39

SISTEMA DE 57 NODOS						
Conting.	METODO		MAXIMO ERROR		Σ ERROR	
			Potencia Real	Potencia Reactiva	Potencia Real	Potencia Reactiva
1	CLASICO	I	18.676	22.551	98.224	92.688
	CLASICO	Y	18.448	22.520	99.842	92.156
	REI	Y	18.633	22.564	94.849	92.519
	REI	I	18.527	22.492	95.428	92.408
2	CLASICO	I	30.052	14.890	133.878	121.716
	CLASICO	Y	29.260	14.909	133.177	121.987
	REI	I	29.976	14.921	132.654	121.304
	REI	Y	29.968	14.903	133.677	121.463
3	CLASICO	I	25.026	9.715	81.094	55.107
	CLASICO	Y	25.099	9.435	82.202	55.693
	REI	I	24.010	9.226	80.238	55.235
	REI	Y	24.067	9.124	80.635	55.380
4	CLASICO	I	20.094	9.286	105.829	101.087
	CLASICO	Y	20.367	9.457	110.000	70.954
	REI	I	18.835	9.194	104.374	67.546
	REI	Y	19.081	9.329	108.087	71.080
5	CLASICO	I	36.312	56.334	165.017	151.644
	CLASICO	Y	36.417	55.422	174.196	151.982
	REI	I	36.419	55.649	166.652	151.427
	REI	Y	36.479	55.138	172.255	144.780

CAPITULO V

VENTAJAS, DESVENTAJAS Y APLICACIONES

DE LOS EQUIVALENTES

V.1) INTRODUCCION.

Los equivalente eléctricos usados en estabilidad transitoria, estudios de flujos de potencia y otras aplicaciones computacionales tienen actualmente un lugar sumamente importante por permitir analizar sistemas eléctricos de mayores dimensiones, empleando menor tiempo y memoria de computadora.

Sin embargo, es necesario tener presente las principales ventajas o dificultades que se presentan al hacer uso de ellas así como también conocer la infinidad de aplicaciones que pueden llegar a tener.

V.2) VENTAJAS, DESVENTAJAS Y APLICACIONES DEL EQUIVALENTE WARD.

Partamos de la definición del equivalente Clásico o de WARD para enumerar las deficiencias más graves o dificultades que pueden ocasionar el empleo del equivalente, por ejemplo, en la solución de flujos de potencia, la cual es una herramienta muy utilizada para el análisis de los sistemas de potencia.

En el equivalente WARD la parte a eliminar compuesta por cargas y generadores se aproximan por impedancias constantes o fuentes de corriente, esto puede traer como consecuencia las siguientes desventajas:

- 1) La eliminación de nodos críticos de generación (PV).
- 2) La gran diversidad en las magnitudes de inyección distribuidos en los nodos vecinos.
- 3) Valores anormales de los elementos de la matriz de admitancia.

Estas desventajas pueden dar lugar a que en la solución de flujos se presenten las siguientes contrariedades.

- 1) El problema del equivalente puede no llegar a converger para la solución de flujos de potencia.
- 2) El problema del equivalente puede tener solución para flujos de potencia pero esta solución puede ser extraña o ser una solución física irreconocible.
- 3) El problema del equivalente puede llegar a converger a la solución correcta de flujos de potencia pero tal vez puede llegar a requerir más tiempo que la del sistema original.
- 4) La seguridad de la solución de flujos de potencia del equivalente puede no ser aceptable.

De las desventajas con las que cuenta el equivalente WARD al menos es posible llegar a superar alguna de ellas, esta es la eliminación de nodos críticos de generación (PV). Se puede llegar a suprimir haciendo una selección de nodos esenciales correcta, ya que si estos nodos pueden o deben ser retenidos en el equivalente es obviamente preferible hacerlo superando o disminuyendo, al menos, esta desventaja. Por lo

tanto es recomendable y beneficioso realizar una correcta selección de nodos en el equivalente,

En algunas ocasiones es recomendable retener todos los nodos de generación del sistema eliminando la inconveniencia de eliminarlos como fuentes de corrientes o admitancias - constantes, superando así las desventajas con que cuenta el equivalente. Sin embargo, esta opción no es muy satisfactoria ya que el tamaño del sistema obtenido puede aumentar - considerablemente y frustrar el propósito del equivalente.

A pesar de todos los inconvenientes con que cuenta el equivalente de WARD en algunas ocasiones se puede llegar a tener convergencia rápida y buena aproximación en la solución de flujos de potencia y otras aplicaciones para el análisis de los sistemas de potencia.

Si la aproximación del equivalente que se tiene es buena y segura su objetivo principal consistirá entonces en reducir tiempo y memoria de computadora para el análisis de los sis temas de potencia.

En el Capítulo I se enumeraron las principales ventajas con que cuenta los equivalentes topológicos, ventajas con que cuen ta también el equivalente de WARD por pertenecer a este grupo. Una de las más utilizadas es en el estudio de intercambios ya que las pérdidas en el sistema así como los flujos de potencia del equivalente son aproximadamente muy cercanos a las del sistema original.

Una de las recomendaciones que se procura siempre realizar al hacer uso del equivalente WARD es obtener varias representacio nes del sistema original; como lo son el de tener diferentes re

presentaciones de generación y carga en los nodos, salida de líneas, etc.

V.3) VENTAJAS, DESVENTAJAS Y APLICACIONES DEL EQUIVALENTE REI.

En el equivalente REI la inyección de un grupo de nodos activos en la parte a eliminar del sistema es reemplazado por una inyección total equivalente en un nodo ficticio, R, de tal forma que este equivalente tiene dos únicas propiedades que lo distinguen del equivalente WARD.

- 1) Aproxima cercanamente las relaciones entrada-salida del sistema original.
- 2) Parcialmente preserva la identidad del sistema y aproxima el efecto de los nodos eliminados.

A causa de estas dos propiedades del equivalente REI es posible eliminar las dos primeras desventajas que tiene el método de WARD, haciendo posible obtener mayor seguridad y exactitud en los resultados del equivalente REI.

La aproximación REI es simple y efectiva y potencialmente útil en un amplio rango de aplicaciones. La idea básica del equivalente REI puede llegar a obtener formas muy diferentes dependiendo de su aplicación; solamente con pocos ejemplos es posible ver el rango tan amplio que puede darse.

Una aplicación típica es aquella en que los nodos que son conectados a la red REI no necesariamente tienen que ser de un solo tipo, aunque si de función similar para ser conectadas a una misma red REI, para esto debe utilizarse un criterio de grupo. Por lo tanto, es posible tener un grupo de nodos conec-

tados a dos o más diferentes redes REI, cada una teniendo un diferente tipo de nodo ficticio equivalente (R). Por ejemplo, la potencia real de la parte a eliminar del sistema podría ser agrupada en un nodo ficticio equivalente (R) y la potencia reactiva en otro. Estas solo son sugerencias posibles, sus aplicaciones prácticas deben de ser consideradas con más cuidado.

El grupo de nodos que se agrupa de acuerdo a un criterio determinado para formar una red equivalente REI es un problema sumamente importante que requiere de interés y de más estudio para no afectar gravemente la dispersidad ni las técnicas orientadas a dispersidad usadas en la elaboración del equivalente, pudiendo llegar así a perder de vista el objetivo principal de cualquier técnica de equivalente como es el de requerir menor tiempo y almacenamiento de computadora.

El nodo ficticio equivalente (R) que se crea de cada red REI que finalmente es retenido en el equivalente tiene un significado físico dado que este es una representación de un grupo de nodos eliminados. En problemas subsecuentes las variables del nodo ficticio equivalente (R) pueden ser monitoreadas de la misma forma como aquellos nodos individuales eliminados, los cuales tienen una representación significativa en el sistema original. Las variables independientes del nodo ficticio equivalente (R) pueden combinarse de acuerdo a las condiciones monitoreadas durante la solución del problema de flujos, por ejemplo, o bien a los requerimientos necesarios para cada solución. La habilidad de poder monitorear las variables del nodo (R), $(P, |V|)$, si este es un nodo de generación (por ejemplo), es casi el mismo efecto de poder monitorear y controlar las correspondientes variables de los nodos eliminados conectados a la red REI; ventaja que es única en el equivalente REI.

Podemos concluir que el equivalente REI es simple y efectivo y potencialmente útil en un amplio rango de aplicaciones. Su validez ha sido firmemente establecida en la práctica en varias compañías eléctricas de Estados Unidos y de Europa.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

VI.1) INTRODUCCION.

En este capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones que permiten utilizar más eficientemente los equivalentes eléctricos para el análisis de contingencias o en cualquier otra aplicación en los sistemas eléctricos de potencia.

Estas conclusiones y recomendaciones surgieron después de realizar el análisis de los equivalentes aquí estudiados (el equivalente Ward o Clásico y el equivalente REI) en conjunto con los resultados obtenidos del análisis de contingencias realizado en el capítulo IV. Algunas conclusiones se han mencionado en capítulos anteriores; sin embargo, conviene a volver a mencionar las más importantes.

VI.2) CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- 1.- Una de las primeras conclusiones que se hace al respecto a las dos técnicas de equivalentes presentadas en este trabajo es: desde el punto de vista topológico - las dos técnicas, la de Ward y la REI, requieren de las

mismas operaciones dado que ambos métodos emplean una factorización parcial de la matriz Y_{bus} .

- 2.- Una de las consideraciones más importantes que siempre se debe de tomar en cuenta al utilizar los equivalentes eléctricos es: realizar una correcta selección de nodos esenciales antes de utilizar cualquier técnica de equivalente, ya que si estos nodos son impropriadamente seleccionados podrá dar lugar a que se pierdan de vista los principales objetivos del equivalente.
- 3.- Una de las conclusiones a que se llega después de haber realizado el análisis de los equivalentes de Ward y REI y realizado el análisis de contingencias en el capítulo IV es:

El equivalente REI resulta tener dos ventajas únicas que no cuenta el equivalente Ward, que lo hacen ser más exactos en los resultados, estas ventajas ya fueron mencionadas en el capítulo anterior. Esto se puede ver al comparar los índices de $\Sigma|\text{Error}|$ para el equivalente Ward y REI resumidas en las tablas IV.37 a la IV.40, para todas las contingencias efectuadas de los sistemas de 30 y 57 nodos.

Es por tanto recomendable utilizar el equivalente REI cuando se desee más exactitud en los resultados y utilizar el equivalente Ward cuando se desee realizar un rápido análisis de contingencias ya que el equivalente REI requiere de operaciones adicionales como es la formación de las redes REI.

- 4.- Es recomendable que al utilizar el equivalente REI, se haga el mayor número de redes REI y que estas sean lo más independientes posibles y con un acoplamiento interno débil, lo que traerá como consecuencia que se creará menor número de ramas ficticias en el equivalente.
- 5.- Otra de las recomendaciones que se hace al equivalente REI es que los nodos que formen una red REI sean de un mismo tipo, es decir, este conjunto de nodos debe agruparse de acuerdo a un criterio determinado.
- 6.- Después de estudiar los resultados obtenidos del análisis de contingencias empleando las técnicas de equivalentes, se puede llegar a las siguientes conclusiones:

Quando se realiza una contingencia múltiple en el sistema equivalente obtenido, los resultados del análisis de contingencias no son muy exactos, sobre todo en los flujos de carga de líneas conectadas a los nodos vecinos; entendiéndose por contingencia múltiple la salida de dos o más líneas. Esto puede observarse en las siguientes tablas: Tabla IV.12 para la contingencia No. 3 en las líneas 2-4, 2-6,4-6, y en las tablas IV.15 y IV.16 para la contingencia No. 4, en líneas conectadas a los nodos vecinos para el sistema de 30 nodos; para el sistema de 57 nodos se presentan en las tablas IV.19 y IV.20 para la contingencia No. 1, tablas IV.23 y IV.24 para la

contingencia No. 2 y en las tablas IV.31 y IV.32 para la contingencia No. 4.

Estos errores pueden deberse a que cuando se reduce el sistema se pierden ciertos puntos de apoyo de voltaje para la distribución de potencia y esto se agrava aún más cuando se efectúa alguna contingencia. Otra razón puede ser a que alguna de las líneas que se saca por las contingencias sea esencial para el sistema, esto es, que su salida puede ocasionar o provocar una emergencia en la operación del sistema. Esto obviamente puede ser corregido si antes de efectuar cualquier contingencia esta es seleccionada previamente por algún análisis.

De todo lo anterior podemos concluir que para utilizar satisfactoriamente cualquier técnica de equivalente es necesario tomar en cuenta las siguientes observaciones:

- Realizar una buena selección de nodos esenciales.
- Procurar que las contingencias que se realicen en el sistema equivalente sean de líneas no conectadas a los nodos vecinos, ya que en estos se concentra toda la generación y carga del sistema externo eliminado y por lo tanto los resultados obtenidos por el equivalente pueden dar soluciones extrañas o soluciones físicas irreconocibles. Esta observación puede verificarse en las tablas IV.33 a la IV.36 para la contingencia No. 5 del sistema de 57 nodos de la AEP.

Si el equivalente REI es utilizado es necesario tomar en cuenta una observación adicional:

- Los nodos que formen una red REI deben de agruparse de acuerdo a un criterio determinado, esto es, que este grupo de nodos sea de un solo tipo, PV o PQ, o bien por área geográfica.

APENDICE A

CRITERIO PARA LA SELECCION DE NODOS ESENCIALES EN EQUIVALENTES DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

La selección de nodos esenciales generalmente se realiza - heurísticamente; sin embargo, es posible realizar una selección sistemática basada en algún criterio de sensibilidad.

Aquí se presenta un método [30] que establece un criterio para la selección de nodos esenciales usando elementos de matrices de sensibilidad.

A.1) EL CONCEPTO DE FUNCION EQUIVALENTE.

Las propiedades en un punto de operación de un sistema de potencia no se encuentran completamente desplegadas por - el modelo de la red pasiva, esto es, ni la matriz Y_{bus} ni su inversa, la matriz Z_{bus} , dan una completa imagen del - sistema. Y como otra representación topológica no contiene información suficiente acerca del sistema entonces es necesario definir otra herramienta de análisis. A esta herramienta se le conoce como: "función equivalente".

Considerando la ecuación:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix} \quad (\Delta.1)$$

asociadas con las conocidas ecuaciones de estado estable para un sistema de potencia:

$$I = Y U \quad (A.2)$$

$$S_i = U_i I_i^* \quad i \in N \quad (A.3)$$

donde N es el conjunto de nodos del sistema, incluyendo el nodo slack, ocupando el lugar N en la lista ordenada de buses. El sistema (A.1) contiene $(N-1)$ ecuaciones, este sistema puede reescribirse en la forma:

$$\Delta S = J \Delta V \quad (A.4)$$

Peschon [31] introdujo la matriz de sensibilidad, que es una matriz denotada por M , y es la inversa de J :

$$M = J^{-1} \quad (A.5)$$

Los elementos m_{kj} de la matriz, miden el impacto de las variaciones ΔS_j sobre la variable V_k :

$$\Delta V_k = \sum_j m_{kj} \Delta S_j \quad kj = 1, 2, \dots, N-1 \quad (A.6)$$

Peschon dice que la matriz asociada con (A.6) es la función equivalente de un sistema de potencia para un punto de operación dado y nos referimos a ella como el "equivalente M del sistema".

Se puede concluir que M:

- La matriz M no es dispersa, aunque muchos de sus elementos son pequeños.
- Dentro de un rango de linearización dado, M contiene la misma información que las ecuaciones (A.2) y (A.3), desde el punto de vista de las variaciones ΔS .
- La matriz M no es simétrica, como resultado de una matriz no simétrica J.

Si el elemento m_{kj} de la matriz M es pequeño, entonces el impacto de las variaciones ΔS_j sobre los parámetros asociados con el nodo k podrían despreciarse. A esto lo definiremos con "insignificancias". Si introducimos el número ξ_{kj} llamándole "criterio de sensibilidad" asociado con la matriz M dependiendo de ambos índices k y j. Este criterio de sensibilidad es usado en el análisis de sensibilidad para la selección de nodos esenciales.

Aunque M contiene toda la información requerida para calcular las variaciones de los parámetros nodales, existen dos razones para simplificar este modelo:

- El desacoplamiento entre la potencia activa y reactiva, en el sentido que las variaciones de potencia activa son más sensitivas a las variaciones del ángulo de potencia, mientras que las variaciones de potencia reactiva son más sensitivas a las variaciones del módulo del voltaje.

- La filosofía de la corriente de operación consiste en separar el control de potencia activa y reactiva.

Por lo tanto, separando la función equivalente, esta puede definirse para potencia activa y reactiva.

Sea ΔQ las variaciones de inyección de potencia reactiva, y - suponiendo constante la inyección de potencia activa, tendremos:

$$\begin{bmatrix} Q \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix} \quad (A.7)$$

por eliminación Gaussiana

$$\Delta Q = W_1 U \quad (A.8)$$

suponiendo que W_1 existe tenemos:

$$\Delta U = W \Delta Q \quad (A.9)$$

donde $W = W_1^{-1}$

La matriz del sistema lineal (A.9) es llamada "el equivalente W del sistema de potencia" y muestra la distribución de potencia reactiva a través de la red del sistema.

Los elementos w_{kj} del equivalente W miden el impacto de las variaciones ΔQ_j de la inyección de potencia reactiva en el bus j sobre el módulo del voltaje en el bus k , esto es:

$$\Delta U_k = \sum_j w_{kj} \Delta Q_j \quad j \in N \quad (A.10)$$

donde $N=1, 2, \dots, N-1$

Si los elementos del equivalente w son pequeños, el impacto de las variaciones ΔQ_j sobre el módulo del voltaje en el bus k pueden despreciarse. El criterio de sensibilidad U lo definiremos por $\xi_{U_{kj}}$, que se utiliza para el desarrollo del análisis de sensibilidad.

En forma similar definiremos la función equivalente A . Considerando $\Delta Q=0$ para una variación ΔP dada y después reduciendo el Jacobiano por eliminación Gaussiana:

$$\Delta P = A_1 \Delta \delta \quad (A.11)$$

suponiendo que A_1^{-1} existe, tenemos:

$$\Delta \delta = A \Delta P \quad (A.12)$$

donde $A = A_1^{-1}$

de igual forma la matriz del sistema lineal (A.12) es llamada "el equivalente de A " y muestra la distribución de potencia real a través de la red del sistema.

Los elementos a_{kj} del equivalente A miden el impacto de las variaciones ΔP_j de inyección de potencia activa en el bus j sobre el ángulo de voltaje en el nodo k .

$$\Delta \delta = \sum_j a_{kj} \Delta P_j \quad j \in N \quad (A.13)$$

otra vez, si los elementos a_{kj} son pequeños pueden despreciarse; el criterio de sensibilidad δ lo definiremos por ξ_{kj}^{δ} .

A.2) ANALISIS DE SENSIBILIDAD

El conjunto de nodos vecinos lo denotaremos por B. Seleccionaremos aquellos nodos de N los cuales tienen una fuerte influencia en uno o más nodos vecinos de B. Esto es, seleccionaremos aquellos nodos que satisfagan el criterio de sensibilidad U, ξ_{kj}^U , o el criterio de sensibilidad δ , ξ_{kj}^{δ} en donde el subíndice k es elemento de B y j elemento de N.

Definiendo SU el conjunto de nodos sensitivos - U:

$$SU = \{j \mid |w_{kj}| > \xi_{kj}^U\} \quad k \in B \quad y \quad j \in N \quad (A.14)$$

y S_{δ} el conjunto de nodos sensitivos - δ :

$$S_{\delta} = \{j \mid |a_{kj}| > \xi_{kj}^{\delta}\} \quad k \in B \quad y \quad j \in N \quad (A.15)$$

Los miembros SU y S_{δ} forman el conjunto de nodos esenciales y puede consistir en la unión o intersección de ambos o de uno o de otro.

La determinación de ξ_{kj}^U y de ξ_{kj}^{δ} esta basada en:

$$\xi_{kj}^U = \frac{U_k \quad \epsilon_U}{|Q_j| \quad \epsilon_Q} \quad (A.16)$$

$$\epsilon_{kj}^{\delta} = \frac{100 \Delta \delta_k^{\circ}}{|P_j| \epsilon_p} \quad (A.17)$$

ϵ_U es el valor de la menor variación del voltaje en %, por lo cual el cambio del voltaje en k puede ser ignorado.

ϵ_Q es el máximo cambio en % de la inyección de potencia reactiva en j.

$\Delta \delta_k^{\circ}$ es el valor de menor variación del ángulo, por lo cual el cambio angular en k puede ser ignorado.

ϵ_p es el máximo cambio en % de la inyección activa en el nodo j.

El valor de ϵ_U debe de seleccionarse despues de un análisis corto de sensibilidad sobre el rango de 0.1 a 2 % al igual que ϵ_Q sobre un rango de variación de 5 a 100 %. Similarmen- te se hace con $\Delta \delta_k$ y ϵ_p .

De todo lo anterior se puede resumir un algoritmo para el cri- terio de sensibilidad.

- 1.- Considerar una topología típica y una configuración funcio- nal del sistema.
- 2.- Desarrollar un estudio de flujos de carga y un análisis pre- liminar de sensibilidad con ϵ_U variando desde 0.1 a 2 %, ϵ_p y ϵ_Q en un rango de 5 a 100 % y $\Delta \delta_k^{\circ}$ en dos o tres nive- les.
- 3.- Seleccionar los valores de ϵ_U , ϵ_Q , $\Delta \delta_j^{\circ}$ y ϵ_p .

4.- Para todos los subsecuentes estudios.

4.1 - Construir las funciones equivalentes W y A .

4.2 - Calcular ξ_{kj} y ξ_{kj}^{δ} en donde $j \in N$ y $k \in B$.

4.3 - Determinar el conjunto SU y S_{δ}

El equivalente M puede también usarse pero al parecer es más significativo el uso de los equivalentes λ y W .

A P E N D I C E B

TECNICAS DE DISPERSIDAD

En este apéndice se presentan aspectos generales relacionados con las técnicas de dispersidad utilizadas en la elaboración de los equivalentes desarrollados en este trabajo.

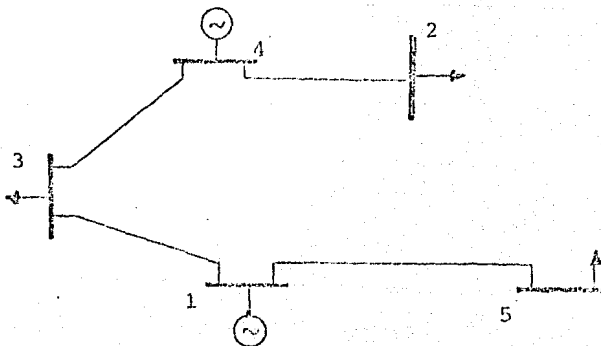
B.1) ALMACENAMIENTO DE MATRICES DISPERSAS [22]

Las matrices dispersas o ralas son aquellas que poseen la característica de tener muchos elementos iguales a cero; una matriz de este tipo es la matriz Y_{bus} en los sistemas eléctricos de potencia. Estas matrices generalmente son grandes y por lo tanto requieren de mucho almacenamiento de memoria para guardarlas en la computadora.

Por la naturaleza de las matrices dispersas es deseable solo almacenar los elementos diferentes de cero para lo cual es necesario diseñar almacenamientos en arreglos unidimensionales que puedan referirse al arreglo dimensional en forma sencilla. Esta técnica es conocida con el nombre de empaquetamiento de matrices. A cambio de la reducción de localidades de memoria utilizadas al empaquetar la matriz, se debe de aportar una lógica de programación más elaborada, ya que los arreglos utilizados para almacenar la matriz no corresponden usualmente a un arreglo de dos dimensiones como el empleado en procedimientos de programación convencionales.

Procuraremos con un ejemplo dar explícitamente la forma en que se empaquetan las matrices generalmente.

En la Fig. (1.B) se muestra el diagrama unifilar de un sistema eléctrico simple y elemental y la matriz nodal que lo representa.



Y_{11}	0	Y_{13}	0	Y_{15}
0	Y_{22}	0	Y_{24}	0
Y_{31}	0	Y_{33}	Y_{34}	0
0	Y_{42}	Y_{43}	Y_{44}	0
Y_{51}	0	0	0	Y_{55}

FIGURA 1.B - Sistema eléctrico y su matriz de admitancia nodal.

El uso de un arreglo de dos dimensiones para almacenar la matriz de admitancia del sistema de la Fig. (1.B), obligaría a

almacenar un número de ceros casi igual al número de elementos diferentes de cero.

En la Fig. (2.B) se presenta el empaquetamiento de la matriz de la Fig. (1.B) en un arreglo unidimensional. $N(I)$ es un apuntador a la localidad en que se inicia la información de la fila i en los arreglos $M(J)$ y $Y(J)$. $M(J)$ contiene el número de elementos diferentes de cero fuera de la diagonal en la fila i y en que columna j se encuentran. El vector $Y(J)$ contiene el valor de los elementos diagonales de la matriz nodal.

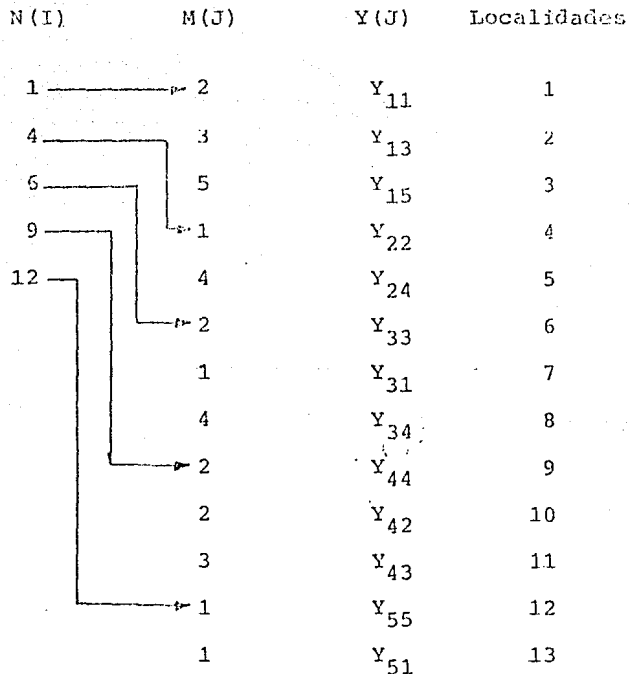


Figura 2.B - Almacenamiento de la matriz de admitancia nodal del sistema eléctrico de la Fig. (2.B)

Como se puede observar que en caso de matrices simétricas es posible solo almacenar únicamente una triangular de la matriz, reduciendo entonces en casi un 50% las localidades de memoria; sin embargo, en la medida de que un arreglo se complique puede resultar muy elaborada su lógica que utilice para tener acceso a estos elementos. De hecho las técnicas utilizadas para almacenar matrices dispersas, debe ser tal que se tenga fácil acceso a la información de empaquetamiento.

B.2) METODO DE FACTORIZACION LL^T . [13,32]

La solución de sistemas de ecuaciones lineales es un problema que se presenta muy frecuentemente en diferentes formulaciones para el análisis de sistemas eléctricos de potencia. En estas aplicaciones, la eficiencia computacional se mejora notablemente haciendo uso de métodos de descomposición matricial, algunos derivados de la eliminación gaussiana.

En el desarrollo de los equivalentes hacemos uso de métodos de factorización LL^T . Este método consiste en descomponer una matriz positiva definida en el producto de dos matrices, en donde una es la transpuesta de la otra, esto es:

$$Y = L L^T$$

donde:

Y es una matriz positiva definida

L es una matriz triangular inferior

L^T es la transpuesta de la matriz L

Para mostrar el método empleado en la factorización de la ma-

triz Y usaremos un ejemplo:

Sea la matriz A positiva definida de 4x4:

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & a_{14} \\ a_{21} & a_{22} & a_{32} & a_{42} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} & a_{43} \\ a_{41} & a_{42} & a_{43} & a_{44} \end{bmatrix}$$

La cual se va a transformar en el producto de dos matrices triangulares:

$$\begin{bmatrix} a_{11} & a_{21} & a_{31} & a_{41} \\ a_{21} & a_{22} & a_{32} & a_{42} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} & a_{43} \\ a_{41} & a_{42} & a_{43} & a_{44} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_{11} & 0 & 0 & 0 \\ l_{21} & l_{22} & 0 & 0 \\ l_{31} & l_{32} & l_{33} & 0 \\ l_{41} & l_{42} & l_{43} & l_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} l_{11} & l_{21} & l_{31} & l_{41} \\ 0 & l_{22} & l_{32} & l_{42} \\ 0 & 0 & l_{33} & l_{43} \\ 0 & 0 & 0 & l_{44} \end{bmatrix}$$

De ahí se tiene que:

de donde

$$a_{11} = l_{11}^2$$

$$a_{21} = l_{21} l_{11}$$

$$a_{22} = l_{21}^2 + l_{22}^2$$

$$a_{31} = l_{31} l_{11}$$

$$l_{11} = \sqrt{a_{11}}$$

$$l_{21} = a_{21} / l_{11}$$

$$l_{22} = \sqrt{a_{22} - l_{21}^2}$$

$$l_{31} = a_{31} / l_{11}$$

$$\begin{aligned}
 a_{32} &= l_{31}l_{21} + l_{32}l_{22} & l_{32} &= (a_{32} - l_{31}l_{21})/l_{22} \\
 a_{33} &= l_{31}^2 + l_{32}^2 + l_{33}^2 & l_{33} &= \sqrt{a_{33} - l_{31}^2 - l_{32}^2} \\
 a_{41} &= l_{41}l_{11} & l_{41} &= a_{41}/l_{11} \\
 a_{42} &= l_{41}l_{21} + l_{42}l_{22} & l_{42} &= (a_{42} - l_{41}l_{21})/l_{22} \\
 a_{43} &= l_{41}l_{31} + l_{42}l_{32} + l_{43}l_{33} & l_{43} &= (a_{43} - l_{41}l_{31} - l_{42}l_{32})/l_{33}
 \end{aligned}$$

Generalizando podemos obtener las siguientes relaciones:

n = orden de la matriz A .

Para toda $i=j=1$ se tiene:

$$l_{11} = \sqrt{a_{11}} \quad (B.1)$$

Para toda $j=1$ y $1 < i < n$ se tiene:

$$l_{ij} = a_{ij}/l_{11} \quad (B.2)$$

Para toda $1 < i < n$ y $1 < j < i$ se tiene:

$$l_{ij} = (a_{ij} - \sum_{k=1}^{j-1} l_{ik} l_{jk}) / l_{jj} \quad (B.3)$$

Para toda $j = i > 1$

$$l_{ii} = \sqrt{a_{ii} - \sum_{k=1}^{i-1} l_{ik}^2} \quad (\text{B.4})$$

De esta forma obtenemos los elementos de la matriz L y donde sea posible, solo almacenar esta ya que L^T es su traspuesta.

B.3) SOLUCION DE SISTEMAS DE ECUACIONES LINEALES. [13,32]

Utilizando los factores L y L^T , la solución de un sistema de ecuaciones lineales puede obtenerse de la siguiente forma:

$$L L^T X = b \quad (\text{B.5})$$

donde $A = L L^T$

Para resolver este sistema de ecuaciones, primero se resuelve el sistema de ecuaciones (B.6) con una sustitución progresiva, ya que L es una matriz triangular inferior.

$$L y = b \quad (\text{B.6})$$

donde y es un vector auxiliar que puede ser obtenido mediante el proceso de sustitución progresiva.

Una vez efectuada la sustitución progresiva se resuelve el siguiente sistema de ecuaciones,

$$L^T X = y \quad (\text{B.7})$$

Mediante un proceso de sustitución regresiva, ya que L^T es una matriz triangular superior.

Para ilustrar más explícitamente este método resolveremos el siguiente sistema de ecuaciones lineales.

$$\begin{bmatrix} a_{11} & a_{21} & a_{31} & a_{41} \\ a_{21} & a_{22} & a_{32} & a_{42} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} & a_{43} \\ a_{41} & a_{42} & a_{43} & a_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ b_3 \\ b_4 \end{bmatrix} \quad (\text{B.8})$$

$$A \quad X = b$$

Donde A es una matriz positiva definida que se puede descomponer en el producto de dos matrices de acuerdo a lo visto en la sección anterior:

$$A = L L^T$$

De tal forma que podemos reescribir nuestro sistema de ecuaciones (B.8):

$$L L^T X = b \quad (\text{B.9})$$

La solución del sistema de ecuaciones (B.9) se puede resolver en dos pasos:

- 1) Resolviendo el sistema de ecuaciones (B.10) con una sustitución progresiva:

$$L y = b$$

$$\begin{bmatrix} l_{11} & 0 & 0 & 0 \\ l_{21} & l_{22} & 0 & 0 \\ l_{31} & l_{32} & l_{33} & 0 \\ l_{41} & l_{42} & l_{43} & l_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ y_3 \\ y_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ b_3 \\ b_4 \end{bmatrix} \quad (B.10)$$

donde:

$$l_{11} y_1 = b_1$$

$$y_1 = b_1 / l_{11}$$

$$l_{21} y_1 + l_{22} y_2 = b_2$$

$$y_2 = (b_2 - l_{21} y_1) / l_{22}$$

$$l_{31} y_1 + l_{32} y_2 + l_{33} y_3 = b_3$$

$$y_3 = (b_3 - l_{31} y_1 - l_{32} y_2) / l_{33}$$

$$l_{41} y_1 + l_{42} y_2 + l_{43} y_3 + l_{44} y_4 = b_4$$

$$y_4 = (b_4 - l_{41} y_1 - l_{42} y_2 - l_{43} y_3) / l_{44}$$

Generalizando:

$$i=1 \quad y_1 = b_1 / l_{11}$$

y para toda $i > 1, n$ donde n es el orden de la matriz A

$$y_i = (b_i - \sum_{k=1}^{i-1} l_{ik} y_k) / l_{ii} \quad (B.11)$$

2) Resolver el sistema de ecuaciones (B.12) con una sustitución regresiva:

$$\begin{bmatrix} 1 & 1_{11} & 1_{21} & 1_{31} & 1_{41} \\ 0 & 1_{22} & 1_{32} & 1_{42} \\ 0 & 0 & 1_{33} & 1_{43} \\ 0 & 0 & 0 & 1_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ y_3 \\ y_4 \end{bmatrix} \quad (\text{B.12})$$

$$L^T x = y$$

donde:

$$1_{44}x_4 = y_4$$

$$x_4 = y_4 / 1_{44}$$

$$1_{33}x_3 + 1_{43}x_4 = y_3$$

$$x_3 = (y_3 - 1_{43}x_4) / 1_{33}$$

$$1_{22}x_2 + 1_{32}x_3 + 1_{42}x_4 = y_2$$

$$x_2 = (y_2 - 1_{32}x_3 - 1_{42}x_4) / 1_{22}$$

$$1_{11}x_1 + 1_{21}x_2 + 1_{31}x_3 + 1_{41}x_4 = y_1$$

$$x_1 = (y_1 - 1_{21}x_2 - 1_{31}x_3 - 1_{41}x_4) / 1_{11}$$

Generalizando:

$$i-k \quad x_i = y_n / 1_{nn}$$

y para toda $i=1, n-1$

$$x_i = (y_i - \sum_{k=i+1}^n 1_{ki}x_k) / 1_{ii} \quad (\text{B.13})$$

donde k =orden de la matriz A .

B.4) METODO DE BIFACTORIZACION. [13,22,32]

Este método consiste en ir transformando paso a paso la matriz de coeficientes en una matriz unitaria, mediante el uso de matrices elementales adecuadas. Estas matrices son tales que en

cada paso del proceso anulan los elementos fuera de la diagonal de la fila y columna "k", de la matriz de coeficientes y el elemento diagonal correspondiente toma un valor unitario. El procedimiento se aplica hasta que la matriz original se convierte en unitaria. El k-ésimo paso de bifactorización se puede escribir como:

$$Y^k = L^k Y^{k-1} R^k \quad (B.14)$$

Los elementos de la matriz L, R y Y para el k-ésimo paso del proceso serán:

$$l_{kk}^k = \frac{1}{y_{kk}^{k-1}} \quad l_{jj}^k = 1 \text{ para } j \neq k$$

$$l_{jk}^k = - \frac{y_{jk}^{k-1}}{y_{kk}^{k-1}} \quad \text{para } j = (k+1), \dots, n$$

$$l_{ij}^k = 0 \quad \text{para } i \neq j ; i, j \neq k$$

$$r_{kk} = 1 \quad \text{para } k=1, n$$

$$r_{ij} = 0 \quad \text{para } i \neq j ; i, j \neq k$$

$$r_{kj}^k = - \frac{y_{kj}^{k-1}}{y_{kk}^{k-1}} \quad \text{para } j = (k+1), n$$

A P E N D I C E C

DATOS DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS

DE LA A. E. P.

En este apéndice se presentan los datos de los nodos de los sistemas eléctricos de potencia de la AEP para 30 y 57 nodos.

C .1) Sistema de 30 nodos de la AEP.

TABLA C.1

Datos de impedancia y suceptancia de las líneas

Línea	Resistencia en p.u. *	Reactancia en p.u. *	Suceptancia en p.u. *
1-2	0.0192	0.0575	0.0264
1-2	0.0452	0.1852	0.0204
2-4	0.0570	0.1737	0.0184
3-4	0.0132	0.0379	0.0042
2-5	0.0472	0.1993	0.0209
2-6	0.0581	0.1763	0.0187
4-6	0.0119	0.0414	0.0045
5-7	0.0460	0.1160	0.0102
6-7	0.0267	0.0820	0.0085
6-8	0.0120	0.0420	0.0045
6-9	0.	0.2080	0.
6-10	0.	0.5560	0.
9-11	0.	0.2080	0.
9-10	0.	0.1100	0.
4-12	0.	0.2560	0.

* base en 100 MVA

Línea	Resistencia	Reactancia	Succeptancia
12-13	0.	0.1400	0.
12-14	0.1231	0.2559	0.
12-15	0.0662	0.1304	0.
12-16	0.0945	0.1987	0.
14-15	0.2210	0.1997	0.
16-17	0.0824	0.1923	0.
15-18	0.1070	0.2185	0.
18-19	0.0639	0.1292	0.
19-20	0.0340	0.0680	0.
10-20	0.0936	0.2090	0.
10-17	0.0324	0.0845	0.
10-21	0.0348	0.0749	0.
10-22	0.0727	0.1499	0.
21-22	0.0116	0.0236	0.
15-23	0.1000	0.2020	0.
22-24	0.1150	0.1790	0.
23-24	0.1320	0.2700	0.
24-25	0.1885	0.3292	0.
25-26	0.2544	0.3800	0.
25-27	0.1093	0.2087	0.
27-28	0.	0.3960	0.
27-29	0.2189	0.4153	0.
27-30	0.3202	0.6027	0.
29-30	0.2399	0.4533	0.

Línea	Resistencia	Reactancia	Suceptancia
8-28	0.0636	0.2000	0.0214
6-28	0.0169	0.0599	0.0065

TABLA C.2

Datos de los nodos del sistema

Nodo	Voltaje		Generación		Carga	
	Magnitud en p.u.	Angulo en grados	MW	MVAR	MW	MVAR
1*	1.06	0.	0.	0.	0.	0.
2	1.0	0.	40.0	0.	21.7	12.7
3	1.0	0.	0.	0.	2.4	1.2
4	1.0	0.	0.	0.	7.6	1.6
5	1.0	0.	0.	0.	94.2	19.0
6	1.0	0.	0.	0.	0.	0.
7	1.0	0.	0.	0.	22.8	10.9
8	1.0	0.	0.	0.	30.0	30.0
9	1.0	0.	0.	0.	0.	0.
10	1.0	0.	0.	0.	5.8	2.0
11	1.0	0.	0.	0.	0.	0.
12	1.0	0.	0.	0.	11.2	7.5
13	1.0	0.	0.	0.	0.	0.

*nodo slack o compensador

Nodo	Voltaje		Generación		Carga	
	Magnitud en p.u.	Angulo grados	MW	MVAR	MW	MVAR
14	1.0	0.	0.	0.	0.2	1.6
15	1.0	0.	0.	0.	8.2	2.5
16	1.0	0.	0.	0.	3.5	1.8
17	1.0	0.	0.	0.	9.0	5.8
18	1.0	0.	0.	0.	3.2	0.9
19	1.0	0.	0.	0.	9.5	3.4
20	1.0	0.	0.	0.	2.2	0.7
21	1.0	0.	0.	0.	17.5	11.2
22	1.0	0.	0.	0.	0.	0.
23	1.0	0.	0.	0.	3.2	1.6
24	1.0	0.	0.	0.	8.7	6.7
25	1.0	0.	0.	0.	0.	0.
26	1.0	0.	0.	0.	3.5	2.3
27	1.0	0.	0.	0.	0.	0.
28	1.0	0.	0.	0.	0.	0.
29	1.0	0.	0.	0.	2.3	0.9
30	1.0	0.	0.	0.	10.6	1.9

TABLA C.3

Datos de nodos tipo PV

Nodo	Magnitud del voltage en p.u.	Capacidad mínima en MVAR	Capacidad máxima en MVAR
2	1.045	-40.0	50.0
5	1.010	-40.0	40.0
8	1.010	-10.0	40.0
11	1.082	-6.0	24.0
13	1.071	-6.0	24.0

TABLA C.4

Datos de los transformadores

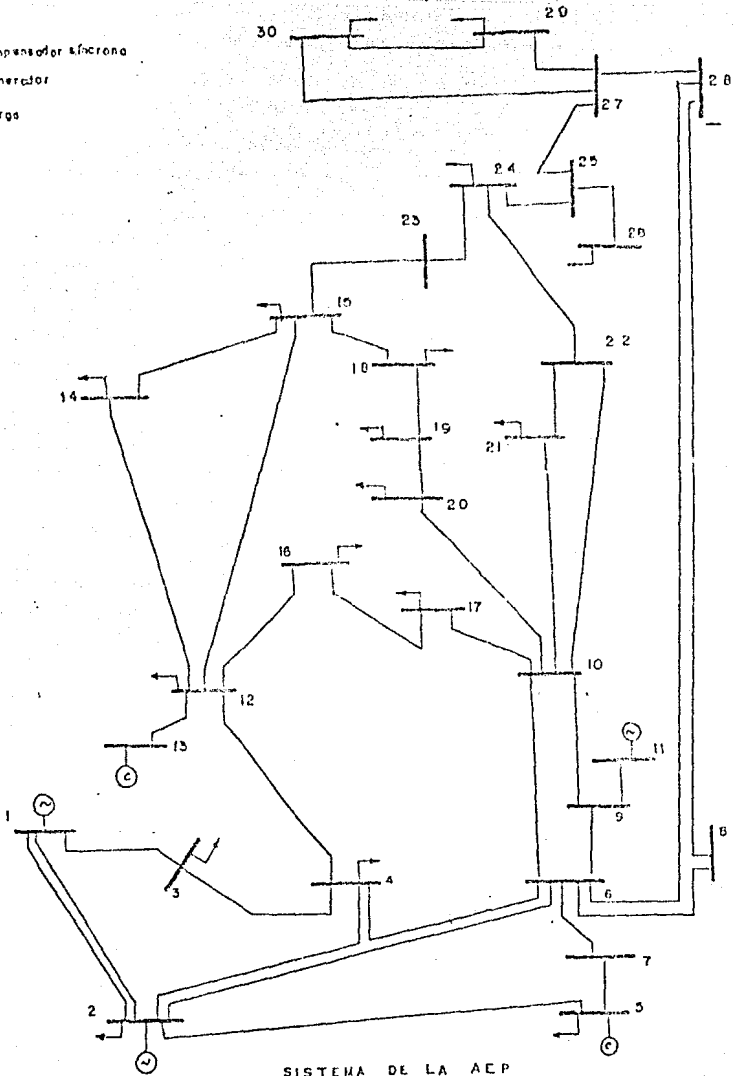
localización del transformador	posición del tap
4-12	0.932
6-9	0.978
6-10	0.969
28-27	0.968

TABLA C.5

Datos de capacitores estáticos

Nodo	Suceptancia en p.u.
10	0.19
24	0.043

- ⊖ compensador de potencia
- ⊕ generador
- ← carga



SISTEMA DE LA ACP

30 junio 88

C.2) Sistema de 57 nodos de la AEP.

TABLA C.6
Datos de la línea

Línea	Resistencia en p.u.*	Reactancia en p.u.*	Suceptancia en p. u.*
1-2	0.0083	0.0280	0.0645
2-3	0.0298	0.0850	0.0409
3-4	0.0112	0.0366	0.0190
4-5	0.0625	0.1320	0.0129
4-6	0.0430	0.1480	0.0174
6-7	0.0200	0.1002	0.0138
6-8	0.0339	0.1730	0.0235
8-9	0.0099	0.0505	0.0274
9-10	0.0369	0.1679	0.0220
9-11	0.0258	0.0848	0.0109
9-12	0.0649	0.2950	0.0386
9-13	0.0481	0.1580	0.0203
13-14	0.0132	0.0434	0.0055
13-15	0.0269	0.0869	0.0115
1-15	0.0178	0.0910	0.0494
1-16	0.0454	0.2060	0.0273
1-17	0.0238	0.1080	0.0143
3-15	0.0162	0.0530	0.0272

Línea	Resistencia	Reactancia	Suceptancia
4-18	0.	0.5550	0.
4-18	0.	0.4300	0.
5-6	0.0302	0.0641	0.0062
7-8	0.0139	0.0712	0.0970
10-12	0.0277	0.1262	0.0164
11-13	0.0223	0.0732	0.0094
12-13	0.0118	0.0580	0.0302
12-16	0.0180	0.0813	0.0102
12-17	0.0397	0.1790	0.0238
14-15	0.0171	0.0547	0.0074
18-19	0.4610	0.6850	0.
19-20	0.2830	0.4340	0.
20-21	0.	0.7767	0.
21-22	0.0736	0.1170	0.
22-23	0.0099	0.0152	0.
23-24	0.1660	0.2560	0.0042
24-25	0.	1.182	0.
24-25	0.	1.23	0.
24-26	0.	0.0473	0.
26-27	0.1650	0.2540	0.
27-28	0.0618	0.0954	0.
28-29	0.0418	0.0587	0.
7-29	0.	0.0648	0.
25-30	0.1350	0.2020	0.
30-31	0.3260	0.4970	0.
31-32	0.5070	0.7550	0.

Línea	Resistencia	Reactancia	Suceptancia
32-33	0.0392	0.0360	0.
32-34	0.	0.9530	0.
34-35	0.0520	0.0780	0.0016
35-36	0.0430	0.0537	0.0008
36-37	0.0290	0.0366	0.
37-38	0.0651	0.1009	0.0001
37-39	0.0239	0.0370	0.
36-40	0.0300	0.0466	0.
22-38	0.0192	0.0295	0.
11-41	0.	0.7490	0.
41-42	0.2070	0.3520	0.
41-43	0.	0.4120	0.
38-44	0.0289	0.585	0.0010
15-45	0.	0.1042	0.
14-46	0.	0.0735	0.
46-47	0.0230	0.0680	0.0016
47-48	0.0182	0.0233	0.
48-49	0.0834	0.1290	0.0024
49-50	0.0901	0.1280	0.
50-51	0.1386	0.2200	0.
10-51	0.	0.0712	0.
13-49	0.	0.1910	0.
29-52	0.1442	0.1870	0.
52-53	0.0162	0.0984	0.
53-54	0.1878	0.2320	0.

Línea	Resistencia	Reactancia	Suceptancia
54-55	0.1732	0.2265	0.
11-43	0.	0.1530	0.
44-45	0.0624	0.1242	0.0020
40-56	0.	1.195	0.
56-41	0.5530	0.5490	0.
56-42	0.2125	0.3540	0.
39-57	0.	1.355	0.
57-56	0.1740	0.2600	0.
38-49	0.1150	0.1770	0.0030
38-48	0.0312	0.0482	0.
9-55	0.	0.1205	0.

Tabla C.7

Datos de los nodos del sistema

Nodo	Voltaje		Generación		Carga	
	Magnitud en p.u.	Angulo grados	MW	MVAR	MW	MVAR
1*	1.04	0.	0.	0.	55.0	17.0
2	1.0	0.	0.	0.	3.0	88.0
3	1.0	0.	40.	0.	41.0	21.0
4	1.0	0.	0.	0.	0.	0.

* nodo slack o compensador

Nodo	Voltaje		Generación		Carga	
	Magnitud p.u.	Angulo grados	MW	MVAR	MW	MVAR
5	1.0	0.	0.	0.	3.0	4.0
6	1.0	0.	0.	0.	15.0	2.0
7	1.0	0.	0.	0.	0.0	0.
8	1.0	0.	450.0	0.	150.0	22.0
9	1.0	0.	0.	0.	121.0	26.0
10	1.0	0.	0.	0.	5.0	2.0
11	1.0	0.	0.	0.	0.	0.
12	1.0	0.	310.0	0.	377.0	24.0
13	1.0	0.	0.	0.	18.0	2.3
14	1.0	0.	0.	0.	10.5	5.3
15	1.0	0.	0.	0.	22.0	5.0
16	1.0	0.	0.	0.	43.0	3.0
17	1.0	0.	0.	0.	42.0	8.0
18	1.0	0.	0.	0.	27.2	9.8
19	1.0	0.	0.	0.	3.3	0.6
20	1.0	0.	0.	0.	2.3	1.0
21	1.0	0.	0.	0.	0.0	0.
22	1.0	0.	0.	0.0	0.	0.
23	1.0	0.	0.	0.	0.3	2.1
24	1.0	0.	0.	0.	0.	0.
25	1.0	0.	0.	0.	0.3	3.2
26	1.0	0.	0.	0.	0.	0.
27	1.0	0.	0.	0.	9.3	0.5
28	1.0	0.	0.	0.	4.6	2.3

Nodo	Voltaje		Generación		Carga	
	Magnitud p.u.	Angulo grados	MW	MVAR	MW	MVAR
29	1.0	0.	0.	0.	17.0	2.6
30	1.0	0.	0.	0.	3.6	1.8
31	1.0	0.	0.	0.	5.8	2.9
32	1.0	0.	0.	0.	1.6	0.8
33	1.0	0.	0.	0.	3.8	1.9
34	1.0	0.	0.	0.	0.	0.
35	1.0	0.	0.	0.	6.0	3.0
36	1.0	0.	0.	0.	0.	0.
37	1.0	0.	0.	0.	0.	0.
38	1.0	0.	0.	0.	14.0	7.0
39	1.0	0.	0.	0.	0.	0.
40	1.0	0.	0.	0.	0.	0.
41	1.0	0.	0.	0.	6.3	3.0
42	1.0	0.	0.	0.	7.1	4.4
43	1.0	0.	0.	0.	2.0	1.0
44	1.0	0.	0.	0.	12.0	1.8
45	1.0	0.	0.	0.	0.	0.
46	1.0	0.	0.	0.	0.	0.
47	1.0	0.	0.	0.	29.7	11.6
48	1.0	0.	0.	0.	0.	0.
49	1.0	0.	0.	0.	18.0	8.5
50	1.0	0.	0.	0.	21.0	10.5

Nodo	Voltaje		Generación		Carga	
	Magnitud p.u.	Angulo grados	MW	MVAR	MW	MVAR
51	1.0	0.0	0.	0.	18.0	5.3
52	1.0	0.	0.	0.	4.9	2.2
53	1.0	0.	0.	0.	20.0	10.0
54	1.0	0.	0.	0.	4.1	1.4
55	1.0	0.	0.	0.	6.8	3.4
56	1.0	0.	0.	0.	7.6	2.2
57	1.0	0.	0.	0.	6.7	2.0

TABLA C.8

Datos de los nodos PV

Nodo	Magnitud del voltaje	Capacidad mínima en MVAR	Capacidad máxima en MVAR
2	1.01	-17.0	50.0
3	0.985	-10.0	60.0
6	0.98	- 8.0	25.0
8	1.005	-140.0	200.0
9	0.98	- 3.0	9.0
12	1.015	-50.0	155.0

TABLA C.9

Datos de capacitores estáticos

Nodo	suceptancia en p.u.
18	0.1
25	0.059
53	0.063

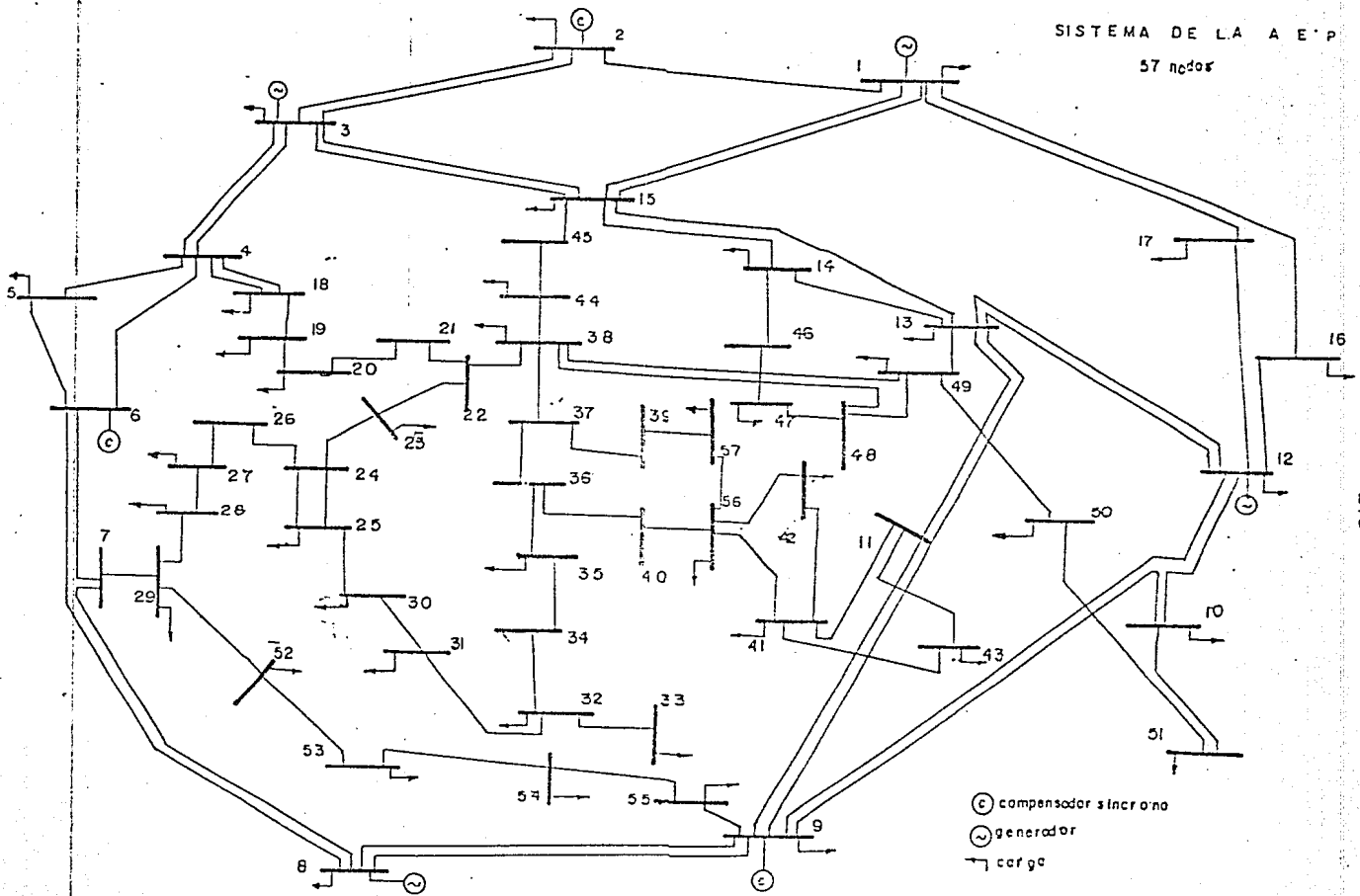
TABLA C.10

Datos de los transformadores

Localización	posición del tap
4-18	0.97
4-18	0.978
7-29	0.967
9-55	0.94
10-51	0.93
11-41	0.955
11-43	0.958
13-49	0.895
14-46	0.9
15-45	0.955
21-20	1.043
24-25	1.000

localización	posición del tap
24-25	1.000
24-26	1.043
34-32	0.975
39-57	0.98
40-56	0.958

SISTEMA DE LA A E P
57 nodos



- ⊖ compensador sincrónico
- ⊕ generador
- carga

APENDICE D

INSTRUCTIVO PARA LOS DATOS DE ENTRADA A LOS PROGRAMAS DE LOS EQUIVALENTES WARD Y REI

Este apéndice es un instructivo para la entrada de datos a los programas realizados para cada equivalente.

Los datos de cada programa están compuestos por dos partes fundamentales. La primera la forma el conjunto de datos del caso - base para el estudio de flujos de potencia y la segunda parte - se encuentra formada por los datos necesarios que componen el sistema externo de la red.

La primera parte es igual en todos los programas y no varía en nada, por lo tanto, esta es:

1ra.- Tarjeta de datos.

```
READ (5,*) NGEN
```

donde:

NGEN = número total de nodos de voltaje controlado

2da.- Tarjeta de datos.

```
READ (5,*) BASE
```

donde:

BASE= Base del sistema en MVA

3er.- Tarjeta de datos.

```
READ (5,*) NBUS, NELEM, IMAX, T, ALFA
```

NOTA: todos los datos de los programas estan dados en formato libre.

donde:

NBUS = Número total de nodos del sistema
NELEM = Número total de líneas del sistema
IMAX = Número máximo de iteraciones permitidas
T = Tolerancia de error
ALFA = Factor de aceleración.

4o.- Datos de las líneas (NELEM tarjetas)

```
READ (5,*) NP(I), NQ(I), RELEM(I), XELEM(I),  
YELEM(I), TAP(I).
```

donde: I = 1, NELEM

Significado de las variables:

NP(I), NQ(I) = Nodos conectados por la línea I
RELEM(I) = Resistencia en serie de la línea en p.u.
XELEM(I) = Reactancia en serie de la línea en p.u.
YELEM(I) = Suceptancia en derivación de la línea en p.u.
TAP(I) = Posición del Tap en p.u.

NOTA: El programa asume que el cambiador de Tap está colocado en el nodo NP(I), localizando el transformador de la línea NP(I) a NQ(I).

La Fig. D.1 muestra las variables correspondientes a las líneas de transmisión.

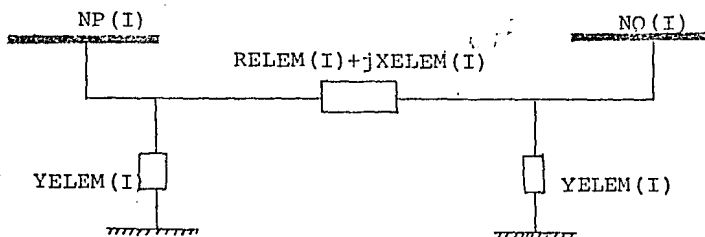


FIGURA D.1 - Parámetros de la línea de transmisión.

5o.- Datos de los nodos. (NBUS tarjeta)

```
READ (5,*) P(J), Q(J), E(J), F(J), V(J), QMAX(J),  
           QMIN(J), PMAX(J), PMIN(J), VMAX(J),  
           VMIN(J), L(J), SH(J).
```

Significado de las variables:

- J = Número asignado al nodo
- P(J) = Inyección de potencia real en el nodo j en p.u.
- Q(J) = Inyección de potencia reactiva en el nodo j en p.u.
- E(J) = Parte real del voltaje del nodo j en p.u.
- F(J) = Parte imaginaria del voltaje en el nodo j en p.u.
- V(J) = Magnitud de voltaje del nodo j en p.u.
- QMAX(J) = Límite máximo de la inyección de potencia reactiva en el nodo j en p.u.
- QMIN(J) = Límite mínimo de la inyección de potencia reactiva en el nodo j en p.u.
- PMAX(J) = Límite máximo de la inyección de potencia real en el nodo j en p.u.
- PMIN(J) = Límite mínimo de la inyección de potencia real en el nodo j en p.u.
- VMAX(J) = Límite máximo de la magnitud del voltaje del nodo j en p.u.
- VMIN(J) = Límite mínimo de la magnitud del voltaje del nodo j en p.u.
- L(J) = Indicador del tipo de nodo j.
- SH(J) = Suceptancia en p.u. del elemento en derivación (capacitor, reactor) conectado al nodo j.
- L(J) = 0 - Nodo de referencia (Slack)

- 1 - Nodo de voltaje controlado
- 1 - Nodo de carga.

NOTA: La inyección de potencia en el nodo j se define como la inyección de potencia neta, esto es:

$$P(J) = PG(J) - PD(J)$$

en donde:

$PG(J)$ = Potencia generada en el nodo j

$PD(J)$ = Demanda de potencia en el nodo j .

La segunda parte está compuesta por los datos necesarios para formar el equivalente del sistema, estos datos son diferentes dependiendo del equivalente que se desea usar, esto es, ya sea el de Ward o Clásico o bien el REI. No existe, sin embargo, diferencia en los datos si se trata del Clásico - Y o Clásico - I, idem para el equivalente REI.

La segunda parte para la Reducción clásica o Equivalente Ward está compuesta por:

6^a.- Tarjeta de Datos:

```
READ (5,*) NU
```

donde:

NU = Número total de nodos a eliminar

7^a.- Datos de los nodos a eliminar. (NU Datos)

```
READ (5,*) NAE(I) I=1,NU
```

donde:

NAE(I) - Nodo a eliminar del sistema original.

Los datos del equivalente REI son:

6ª TARJETA DE DATOS:

```
READ (5,*) NU, NEQ
```

donde:

NU = Número total de nodos a eliminar

NEQ = Número total de redes REI.

7ª TARJETA DE DATOS:

```
READ (5,*) NAG(I), NREI(I) I = 1,NU
```

Significado de las variables:

NAE(I) = Nodo a eliminar del sistema original

NREI(I) = Indicamos con esta variable si el nodo se encuentra conectado a alguna red REI.

NREI: 0 = El nodo I no se encuentra conectado a ninguna red REI.

1 = El nodo I se encuentra conectado a la red REI asignada el número 1.

2 = El nodo I se encuentra conectado a la red REI asignada el número 2.

3 = El nodo I se encuentra...

REFERENCIAS

1. EPRI Report, Exploring Application of Parallel Processing to Power System Analysis Problems, EPRI, EL-566-SR, Oct. 1977.
2. F.L. Alvarado, "Reduction in Power System", IEEE, Winter Meeting 1978.
3. D.R. Hockman, A.L. Toolston, D.D. Harker, "Loss Formula Determination by a New Method which Locates the Equivalent System Load Point", AIEE Trans., Vol. PAS-80, pp. 1090-1101, 1971.
4. H.A. Happs, "The Inter-Area Matrix: A Tie Flow Model for Power Pools", IEEE Trans., Vol. PAS-90, No. 1, pp. 36-45, 1971.
5. T.G. Doville, F.C., Scheweppe, "On-Line Identification of Interconnected Network Equivalents from Operating Data", IEEE PES Summer Meeting, CP72, pp. 464-6, San Francisco 1972.
6. Stott, B., "Decoupled Newton Load Flow", IEEE Trans. PAS-13, May/June 1970, pp. 854-869.
7. Peterson, N.M., Tinney, W.F., Bree, D.W., "Iterative Linear AC Power Flow Solution for Fast a Proximate Outage Studies", IEEE Trans., PAS-91, Sep/Oct 1972.
8. Happ, H.H., Young, C.C., "Tearing Algorithms for Large Scale Network Program", IEEE Trans. PAS-90, Nov/Dec. 1971, pp. 2639-2649.
9. Wu F.F., "Diakoptics and Triangular Factorization", IEEE Winter Power Meeting, New York, January 1975, Paper C-75-107-8.
10. Alvarado F.L., Reiton D.K., Bahariqshomi M., "Sparsity in Diakoptic Algorithms", IEEE Winter Power Meeting, New York, January 1977, Paper F-77-143-1.
11. Tinney W.F., Powell W.L., Peterson M.M., "Sparsity - Oriented Network Reduction", PICA PROC. 1973, pp. 384-390.
12. Dy Liacco T.E., Savulescu S.C., and Ramarao K.A., "An On-Line Topological Equivalent of a Power System", F 77-523-4, Presented at the 1977 IEEE PES Summer Meeting, Mexico City.

13. Tinney W.F., Hart C.E., "Power Flow Solution by Newton's Method", IEEE Trans, PAS-86, November 1967, pp. 1449-1460.
14. J.F. Dopazo, M.H. Dwarakanath, A.M. Sasson, "An External System Equivalent Model Using Real Time Measurements for System Security Evaluation", IEEE PES Summer Meeting, F 76-370-7, Portland 1976.
15. A.S. Debs, "Estimation of External Network Equivalents from Internal System Data", IEEE Trans., Vol. PAS-94, No. 2, March/April 1975
16. Ward, S.B., "Equivalent Circuit for Power Flow Studies", AIEE Trans. 68, 1949, pp. 373-382.
17. Dimo P., "Nodal Analysis of Power System", Abacus Press, Tunbridge Wells, Kent, England 1975.
18. P. Dimo, "REI Models, Computer Methods of Power System Analysis and Control", Joint Research Seminar, National Science Foundation USA, National Council for Science and Technology of Romania, Ministry of Electric Energy of Romania, pp. 1-17, Bucharest, June 3-6, 1974.
19. P. Dimo, L. Groza, S. Ionescu, B. Ungeneanu, I. Pectu, "Research Concerning the Generalized Utilization of a Single Equivalent to the Power System States Analysis", IBID pp. 18-36.
20. Tinney, W.F., Powell W.L., "The REI Approach to Power Network Equivalents", PICA Conference, Toronto, May, 1977.
21. R. Mota Palomino, F. Aboytes, "Técnicas Computacionales Eficientes Aplicadas al Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia", Parte I, Mexican 1980.
22. R. Mota Palomino, F. Aboytes, "Técnicas Computacionales Eficientes Aplicadas al Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia", Parte II, Mexican 1980.
23. Takahashi, Fagen, Chen, "Formation of a Sparse bus impedance Matrix and it's Application to short circuit studies", IEEE PICA Conference, 1973.
24. W.F. Tinney, Walter L. Powell, "Notes on Newton - Raphson Method for Solution of AC Power Flow Problem", VPA, Portland, Oregon, April 1971.

25. W.F. Tinney, J.W. Walter, "Direct Solution of Sparse Network Structure of a Power System", IEEE PICA Conference Proceeding, New Orleans, pp. 356-363, May 1975.
26. E.C. Ogbubiri, W.F. Tinney, J.W. Water, "Sparsity Direct Descomposition for Gaussian Elimination of Matrices", IEEE Trans. on Power Apparatus and System, Vol. PAS-89, No. 89, No. 1, pp. 141-149, June 1970.
27. F.D. Galiana, "Power-Voltage Limitations Imposed by the Network Structure of a Power System", IEEE PICA Conference Proceeding", New Orleans, pp. 356-363, May 1975.
28. L. Freris, A.M. Sasson, "Investigation of the Load Flow Problem", Proc. IEEG, Vol. 115, No. 10, Oct. 1968.
29. Gerencia de Estudios de Comisión Federal de Electricidad, Plan de Expansión del Sector Eléctrico al año 2000. (PE SE 2000).
30. Peschon, J., Piercy, D.S., Tinney, W.F., Tueit, O.J., "Sensitivity in Power System", Proc. of PICA 1967, Pittsburgh, PA, USA.
31. Dy Liacco, Goldenberg, C., Savu, C. Savulesco, "Criteria for the Selection of Essential Nodes in Equivalents of Electric Power System", IEEE PES Summer Meeting, April 1977.
32. W. F. Tinney, W. S. Meyer, "Solution of large sparse System", IEEE Trans. AC, Aug 1973
33. A. M. Sasson, "Automatic Selection for on-line security analysis.
34. Plan Nacional de Desarrollo Industrial de la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial, febrero de 1979.