

**BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO**

Distr.  
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.56  
8 de septiembre de 1987

ORIGINAL: ESPAÑOL

CATALOGADO

---

C E P A L

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

ANALISIS DE LA OPERACION INTERCONECTADA  
DE HONDURAS-NICARAGUA

## INDICE

	<u>Página</u>
Presentación	1
I. Conclusiones y recomendaciones	3
II. Descripción de los sistemas eléctricos de Honduras y Nicaragua	9
III. Análisis de flujos de potencia y estabilidad para los sistemas de Honduras y Nicaragua	11
1. Estudios para 1986	11
2. Estudios para 1987	15
3. Estudios para 1988	17
IV. Esquemas para desconexión de carga por baja frecuencia	22
1. Consideraciones conceptuales	22
2. Estudio preliminar	25
Cuadros estadísticos	27
Gráficos	37
Diagramas	95
Anexo: Datos de red y unidades generadoras, utilizados en los estudios de flujos de potencia y estabilidad transitoria de la operación interconectada Honduras-Nicaragua	125

## PRESENTACION

En este informe se presentan los resultados de los estudios de los sistemas de potencia eléctrica de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), de Honduras y del Instituto Nicaragüense de Energía (INE), efectuados en junio de 1986 en las instalaciones del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de la Comisión Federal de Electricidad de México. Dichos estudios fueron realizados por dos profesionales de la ENEE y dos del INE, con el apoyo de personal del CENACE y la asesoría de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Los estudios tuvieron como fin primordial evaluar la operación actual y ofrecer recomendaciones para mejorarla, así como estudiar las condiciones de operación típicas representativas para 1987 y 1988, tomando en consideración la entrada en servicio de las obras previstas. Se decidió, por último, incluir un estudio preliminar de los cuatro países interconectados: Honduras-Nicaragua-Costa Rica-Panamá, y ofrecer comentarios de su operación en paralelo y de posibles medidas para mejorar su seguridad operativa.

## I. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La configuración de las redes eléctricas susceptibles de operarse interconectadas: Honduras-Nicaragua-Costa Rica-Panamá, presenta características de extrema longitudinalidad. Los soportes de voltaje están eléctricamente muy alejados y en algunos casos son insuficientes o se debilitan por restricciones técnicas o por políticas de operación económica. Aun con el cambio de nivel de tensión de 138 kV a 230 kV de la línea de interconexión entre Honduras-Nicaragua: Suyapa-Pavana-León, la debilidad permanecerá. El Cajón es el principal soporte de voltaje de la red de Honduras; existen 466 km de separación entre El Cajón y la planta Nicaragua, que es la única central generadora de Nicaragua conectada directamente a la red de 230 kV. El efecto de las otras centrales de ambos países es reducido, desde el punto de vista de robustez del sistema interconectado, debido a que están conectadas en 138 kV. La distancia de la planta Nicaragua a la central hidroeléctrica Corobicí (Costa Rica), es de 328 km. El escaso número de fuentes de voltaje y la considerable lejanía entre ellas provoca que los problemas técnicos de control del voltaje y estabilidad transitoria y dinámica ocurran frecuentemente en la operación. Dicha configuración debería obligar a una cuidadosa supervisión coordinada de las condiciones de operación y análisis exhaustivos para definir los límites de transferencia entre países, detectar los riesgos latentes en la operación y definir la implantación de medidas para prevenir que el sistema sufra colapso, en todo o en parte, al ocurrir las contingencias que se detecten como críticas. Para ello sería necesario integrar un grupo de nivel técnico con participación de los cuatro países, que mantenga comunicación sistemática y abierta, y que aborde estudios conjuntos y establezca procedimientos operativos.

2. La red troncal de Honduras está formada por 700 km de líneas de 230 kV y 700 km de líneas de 138 kV que, en conjunto y excitadas en vacío, a voltaje nominal, generan aproximadamente 210 MVAR capacitivos. Actualmente, en demanda mínima diaria (de 100 a 120 MW) dicha red troncal queda casi en vacío; en tales condiciones se acostumbra mantener sincronizadas sólo una unidad de El Cajón, las cuatro unidades de Río Lindo, las dos de Cañaveral y en ocasiones la de El Nispero. Las unidades sincronizadas podrían absorber un máximo de 120 MVAR (suma aritmética, que no es adecuada en el caso de reactivos). Se concluye que no es posible, en esas condiciones de operación, lograr el balance de reactivos, por lo que se opta por abrir una línea de

El Cajón-Suyapa y una de El Cajón-Progreso. Esta política de operación reduce la confiabilidad de operación, ya que si la suma de los flujos de potencia de El Cajón-Suyapa más Cañaveral-Santa Fe excede los 60-70 MW, y se llega a disparar la única línea Cajón-Suyapa, los generadores sincronizados de Honduras perderían sincronismo con respecto a los de Nicaragua y Costa Rica, si estuvieran operando interconectados. En caso de que la pérdida de sincronismo provocara el disparo de la línea Cañaveral-Santa Fe, la carga de Tegucigalpa quedaría conectada a Nicaragua, y al no haber una desconexión de carga por baja frecuencia suficiente y oportuna, también el sistema del INE sufriría colapso.

3. Al quedar sincronizada sólo una unidad generadora en El Cajón, el nivel de corto circuito en Suyapa-230 y El Cajón-230 es de 629 y 660 MVA, respectivamente, mientras que con las cuatro unidades de El Cajón en operación dichos niveles de falla se elevan respectivamente a 1,002 y 1,414 MVA. Este parámetro es de suma importancia ya que representa una impedancia equivalente de Thévenin y es un índice directo de la robustez eléctrica del sistema. A menor nivel de corto circuito, le corresponde mayor impedancia y el sistema es más sensible a variaciones de carga; se afecta más por contingencias; es más difícil controlar el voltaje, y se presentan con mayor facilidad oscilaciones espontáneas (inestabilidad dinámica.)

4. La última medida operativa que se debería adoptar es la apertura de líneas, por la disminución de confiabilidad que produce y porque se aumenta la debilidad del sistema --se reduce el nivel de corto circuito al duplicar la impedancia, en el caso de abrir una de dos líneas en paralelo--; es recomendable que desde la etapa de planificación se tomen en cuenta las dificultades operativas para especificar adecuadamente el equipo; por ejemplo, si se anticipa que los generadores de una central hidroeléctrica deberán operar como condensadores síncronos, esto se debe especificar para que lo puedan hacer; el costo del proyecto prácticamente no cambiaría. De otra manera, se tendrían graves dificultades en la operación del sistema eléctrico y se incurriría en costos mayores para adecuar equipo que ya está en servicio.

5. Se recomienda invertir el máximo esfuerzo por mantener integrada la red troncal de Honduras y Nicaragua el mayor tiempo posible. Se recomienda también modificar el tap en dos transformadores de unidad de El Cajón de 240 a 228 kV y dejar los otros dos como están, en 240 kV. De esta manera, se

podrán satisfacer los requerimientos opuestos de reactivos (absorción en demanda mínima y generación en máxima); asimismo, se recomienda modificar el tap en los transformadores de El Cañaverál para que estos generadores también ayuden en la absorción de reactivos durante demanda mínima. El nuevo tap en El Cañaverál dependerá del nivel de subexcitación con que se acepte operar dichos generadores.

6. En sistemas débiles o longitudinales es común que se presenten requerimientos de reactivos opuestos en una misma subestación. Tal es el caso de Suyapa, ya que en demanda mínima ocurren sobretensiones que hacen evidente la necesidad de reactores para poder mantener armada la red, mientras que en demanda máxima --pese a tenerse armada toda la red, aun con las líneas Suyapa-Pavana-León en 230 kV-- se observa una caída de voltaje de El Cajón a Suyapa de 10 kV, lo que denota falta de capacitores. Este hecho confirma el bien conocido principio de que los reactivos no se deben transmitir sino compensar localmente: absorberlos donde sobran y generarlos donde faltan. Esta característica se refleja a su vez en la capacidad de transmisión de las líneas vecinas o conectadas a la subestación sin soporte de voltaje, en este caso, las de El Cajón-Suyapa y las de interconexión Suyapa-Pavana-León. En síntesis, la operación de los generadores de El Cajón como condensadores síncronos sería muy útil para mantener integrada la red de 230 kV de la ENEE; asimismo, la inercia del sistema se mantendría más alta y el sistema sería eléctricamente más robusto. Esta medida, sin embargo, no sería suficiente para enfrentar el problema de colapso de voltaje que se presenta en Tegucigalpa al ocurrir contingencias durante la demanda máxima. Por el tipo de respuesta dinámica de la fuente de reactivos en Tegucigalpa, sería útil un condensador síncrono o un compensador estático de vars (CEV). Se presenta en el informe un estudio preliminar para un CEV en Suyapa-230 que podría ser de -40 MVAR a 100 MVAR. Este equipo facilitaría la operación en demanda mínima y máxima y mejoraría la estabilidad del sistema interconectado. Para la justificación técnica del CEV sería necesario ampliar el período de estudio, ya que en estos trabajos --de tipo operativo-- sólo se analizó el futuro inmediato: 1987 y 1988.

7. Por las variaciones de voltaje a que es propensa la red de los sistemas eléctricos interconectados se recomienda evitar operar los reguladores de voltaje manualmente. Ello resulta peligroso ya que en una contingencia que

produzca rechazo de reactivos se pueden registrar sobretensiones que lleguen a provocar fallas.

8. De los estudios para 1987 y 1988 se detectaron como críticas la siguientes contingencias: i) disparo tripolar, para envío alto de la ENEE, de una línea Cajón-Suyapa; ii) disparo tripolar de la línea planta Nicaragua-Los Brasiles. Se recomienda poner en servicio particularmente los esquemas para disparo-recierre monopolar (DRM) que se tengan instalados. En todos los casos --excepto en las líneas Cajón-Suyapa-- se pueden utilizar tiempos muertos de 30 a 45 ciclos. Para las líneas Cajón-Suyapa se recomienda estudiar analíticamente el comportamiento del DRM, por tratarse de líneas considerablemente largas (201 km), no transpuestas, y por tenerse dos líneas en la misma torre, factores --los tres-- que favorecen el acoplamiento capacitivo, el que a su vez prolonga la duración del arco secundario. Pudiera incluso, con tal de garantizarse la operación correcta del DRM en estas líneas, realizarse pruebas de campo mediante falla intencional de fase a tierra con instrumentación adecuada para registrar las variables, tanto del fenómeno eléctrico como de los esquemas de protección. El disparo-recierre tripolar en las líneas Suyapa-Cajón también resulta útil, particularmente cuando se encuentran operando las dos líneas. Para este caso, el tiempo muerto puede ser menor: del orden de 12 ciclos. Se recomienda estudiar ampliamente la lógica de los esquemas de recierre e implantarlos a la brevedad.

9. Cuando se pasen a operar las líneas Suyapa-Pavana-León en 230 kV (previstas para el primer trimestre de 1987), el límite de transferencia (comparativamente) de la ENEE al INE sería de 125 MW si sólo se tomara en cuenta la separación angular, ya que resulta igual (de 26°) entre las barras de 230 kV de El Cajón y la planta Nicaragua, que para una transferencia de 60 MW con las líneas de interconexión operando en 138 kV. Sin embargo, con tal transferencia podrá presentarse --en función de las condiciones de demanda-- un abatimiento de voltaje no aceptable en Tegucigalpa. Asimismo, se tendrán como contingencias críticas latentes: i) el disparo tripolar de una línea Cajón-Suyapa; ii) el disparo tripolar de la línea planta Nicaragua-Los Brasiles, y iii) la pérdida de generación significativa en Costa Rica o Nicaragua. Se recomienda considerar como límite de 80 a 100 MW y tener presente la contingencia planta Nicaragua-Los Brasiles. Para mitigar las consecuencias de ésta última, sería útil poner en servicio desde 1987 la

línea de 138 kV Patricio Argüello-León y el segundo autotransformador de 230/138 kV en León.

10. Para los estudios de 1987 y 1988, los autotransformadores de 138/69 kV en Suyapa y Santa Fe quedarían a plena capacidad prácticamente desde 1987. Se podrían instalar bancos de capacitores switchables en 69 kV para liberar capacidad en dichos autotransformadores. De cualquier manera, se recomienda supervisar las condiciones de operación de aquéllos para prevenir una falla.

11. La fidelidad de los resultados con respecto al comportamiento real del sistema eléctrico en estudio depende de la veracidad de los datos, tanto de los parámetros para modelar los componentes como de las condiciones de operación. Se recomienda establecer una base de datos (no necesariamente computarizada) a nivel de cada empresa eléctrica, asignando la responsabilidad de su mantenimiento a un grupo de profesionales, de preferencia mezclando a los encargados de la operación y de la planificación. Asimismo, se recomienda instalar equipo de medición para supervisión de sistemas (flujos en líneas y transformadores y voltajes en barras) que también será útil para validar estudios de simulación y detectar errores en los parámetros. De especial importancia es instalar en el centro de control la telemedición del flujo de potencia activa y reactiva de el o los enlaces con sistemas vecinos, preferiblemente con capacidad de graficado.

12. Los problemas técnicos que presentan los sistemas eléctricos de América Central son de difícil comprensión. Para mejorar la operación es necesario fomentar el desarrollo de recursos humanos en los propios países. El personal de turnos debería apoyarse con personal capacitado y de mayor nivel académico (analistas de sistemas eléctricos) en la problemática particular de los sistemas eléctricos bajo su responsabilidad. Por la complejidad de los problemas relacionados con el control del voltaje, comportamiento dinámico y protecciones, se recomienda diseñar cursos ad hoc a los despachadores en cada país. El contenido de este informe y otros reportes similares podría utilizarse para ilustrar los conceptos que se expongan en dichos cursos.

13. La definición de límites de transmisión entre países, la implantación de esquemas para desconexión de carga por baja frecuencia (EDCBF) y la operación en paralelo de Honduras a Panamá, son todos temas estrechamente relacionados entre sí y con el de estabilidad dinámica. Se considera que la solución efectiva de estos problemas sólo podrá lograrse en la medida en que se formen



recursos humanos en los propios países, con responsabilidad explícita y tiempo y recursos de análisis para afrontarlos. El grupo no tiene que ser numeroso; uno o dos elementos por país sería suficiente. En el informe sólo se bosquejan algunos conceptos sobre el diseño de un EDCBF.

## II. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE HONDURAS Y NICARAGUA

Los sistemas eléctricos de Honduras y Nicaragua son los primeros que se interconectaron en América Central y han venido operando en paralelo desde hace diez años. Los centros de generación importantes están eléctricamente muy alejados unos de otros dando origen a un sistema de extrema longitudinalidad (véase el gráfico 1). <sup>1/</sup> Las líneas Suyapa-Pavana-León están aisladas a 230 kV pero se operan a 138 kV; se estima que a mediados de 1987 se pasarán a 230 kV. En el gráfico 1 dichas líneas se representaron a 230 kV.

El sistema eléctrico de Honduras registró en 1985 una demanda de energía eléctrica anual de 1,236 GWh, lo que representa un incremento del 6.2% con respecto a 1984. Adicionalmente, en 1985 se exportaron 136 GWh al INE y al ICE y se estima que en 1986 se habrán exportado 240 GWh. La energía generada en 1985 y la estimada a producir en 1986 es de origen 100% hidroeléctrico.

La demanda máxima de Honduras ascendió a 220 MW en 1985 y se calcula aumentaría a 234 MW para 1986. La red de transmisión troncal (longitudes y calibres) y las capacidades de las principales centrales generadoras y subestaciones de la ENEE se ilustran en el diagrama 1. El sistema eléctrico Hondureño cuenta con dos centros principales de consumo; uno en la parte norte que se refleja principalmente en la subestación Progreso, y otro en el sur (Tegucigalpa) en Suyapa y Santa Fe. El principal soporte de voltaje es la central hidroeléctrica El Cajón, que está a 201 km (longitud del doble circuito de 230 kV) de Tegucigalpa (véase nuevamente el diagrama 1). La nomenclatura utilizada en los diagramas unifilares de los sistemas de Honduras y Nicaragua se presenta en el cuadro 1. La capacidad instalada en Honduras llega a 544.6 MW (véase el cuadro 2), de los cuales 431 MW (el 79.1%) son hidroeléctricos. La demanda de potencia de Honduras para un día hábil varía de 115 MW a 220 MW (véase el gráfico 2).

La demanda de energía eléctrica bruta anual en Nicaragua en 1985 fue de 1,163 GWh, de los cuales 557 GWh se produjeron con centrales hidroeléctricas, 419 GWh con térmicas (bunker) y 187 se importaron. Para 1986 se estima un requerimiento anual de 1,232 GWh. La demanda máxima registrada durante 1985

---

<sup>1/</sup> Los gráficos, cuadros y diagramas se incluyen al final del documento.

en Nicaragua fue de 225 MW y se calcula en 238 MW para 1986. El comportamiento típico de la demanda en Nicaragua, durante un día hábil y un domingo, se ilustra en el gráfico 3.

La red troncal de Nicaragua está formada principalmente por líneas de transmisión de 138 kV que actualmente forman tres anillos (véase el diagrama 2). Adicionalmente, se tienen tres líneas de transmisión operando en 230 kV: León-Planta Nicaragua, Planta Nicaragua-Los Brasiles y la interconexión con Costa Rica (Los Brasiles-Liberia). En el diagrama 2 se incluyen datos de longitudes y calibres de las líneas de transmisión y capacidades de centrales generadoras y de subestaciones del INE.

La capacidad instalada en Nicaragua asciende a 325 MW con 30.8% de centrales hidroeléctricas y la central geotérmica Patricio Argüello de 35 MW (10.8%) (véase el cuadro 3). Conviene subrayar que las centrales generadoras de Nicaragua, a excepción de la planta Nicaragua, están conectadas a la red de 138 kV y representan poco soporte de voltaje para la red de interconexión de 230 kV. Desde el punto de vista de Nicaragua, se observa una configuración de red de transmisión-centrales generadoras con capacidad para soportar contingencia sencilla sin pérdida de estabilidad.

El interés principal de los estudios se centró en las condiciones actuales (1986) y para un horizonte de los próximos dos años. Las adiciones de generación-transmisión previstas en dicho horizonte son:

i) el cambio de voltaje de operación de 138 kV a 230 kV de las líneas Suyapa-Pavana-León, previsto para el primer semestre de 1987; ii) la puesta en servicio de la línea de 138 kV Patricio Argüello-León (1988) y del reactor de 20 MVAR en Los Brasiles (1987), y iii) la subestación Circunvalación y las líneas Bermejo-Circunvalación-La Puerta y Progreso-Circunvalación.

En los cuadros 4 a 7 se indican las cargas nodales, potencia activa y reactiva, al nivel de las redes eléctricas, que se modelaron para ambos sistemas eléctricos, tanto para día hábil (demanda máxima) como para domingo (demanda mínima) de los años 1986 a 1988.

### III. ANALISIS DE FLUJOS DE POTENCIA Y ESTABILIDAD PARA LOS SISTEMAS DE HONDURAS Y NICARAGUA

Se convino en utilizar los datos de red y condiciones de operación que aportaron los profesionales de la ENEE y el INE que realizaron los estudios. Es importante mencionar que tanto el problema de flujos de carga o potencia, como el de estabilidad transitoria, consiste en resolver un conjunto de ecuaciones, ya sean solamente algebraicas o mezcladas (algebraicas y diferenciales). La solución es exacta a pesar de resolverse mediante procesos iterativos. Los resultados serán semejantes al comportamiento real del sistema eléctrico, en la medida en que los parámetros de la red eléctrica y las condiciones de operación (cargas nodales y generación) representen al sistema en estudio; de aquí la enorme importancia de establecer una base de datos revisada y aprobada a nivel de cada empresa eléctrica. Bajo la misma justificación, se recomienda instalar suficiente equipo de medición para recabar información confiable de las condiciones de operación (flujos en líneas, cargas en transformadores y magnitudes de voltaje en barras).

#### 1. Estudios para 1986

En primer lugar se formaron los archivos de datos para cada país a fin de simular las condiciones de operación actuales y detectar y corregir posibles errores en los datos. El objetivo fundamental fue validar la simulación; una vez realizada ésta, se procedió a efectuar el vaciado de flujos de potencia y hacer los ajustes pertinentes (revisar datos, posicionar taps de transformadores, definir voltajes de generación, etc.), para que las condiciones de operación simuladas fueran lo más cercanas posible a la realidad, de acuerdo con la información disponible y la experiencia de los profesionales participantes de la ENEE y el INE.

Ambos sistemas se simularon aislados para condiciones de carga mínima y máxima (véanse los diagramas 3 al 6). Una vez aceptados los casos como representativos de la situación real, los profesionales de cada empresa efectuaron diversas simulaciones de estado estable y estabilidad transitoria de interés específico para cada país. Debido a que los estudios de los sistemas aislados no reportaron aspectos especiales, no se describen exhaustivamente en este informe. El comportamiento de los sistemas aislados durante contingencias críticas quedará comprendido en la operación

interconectada que se analizará más adelante. Una de las contingencias estudiadas para el sistema nicaraguense fue la simulación de una falla trifásica en la barra de 230 kV en la planta Nicaragua --utilizando como condiciones de predisturbio las representadas en el diagrama 6--, liberada mediante el disparo de la línea Nicaragua-Los Brasiles. El comportamiento dinámico de la posición angular de rotores, respuesta eléctrica (potencia) de unidades generadoras y del flujo de potencia activa en la línea Nicaragua-León (véanse los gráficos 4, 5 y 6) denota variaciones muy severas sin llegar a pérdida de sincronismo. La falla simulada es muy drástica y aunque se observa que la posición angular de la planta Nicaragua es creciente, se puede considerar que el sistema permanecerá en sincronismo ya que no está representado el efecto del excitador.

Para el sistema de la ENEE, las contingencias simuladas quedan englobadas en los estudios de la operación interconectada. Es conveniente ilustrar el beneficio de poner en servicio el autotransformador (AT) de 138/69 kV en Progreso. Partiendo de las condiciones operativas de carga máxima-86 (véase de nuevo el diagrama 5), se supuso abierto el AT de Progreso (véase el diagrama 7). Comparando ambos diagramas se observa el perfil de voltaje uniforme que se logra en las subestaciones de Bermejo, Bella Vista, La Puerta, Puerto Cortés y Bijao al estar cerrado el AT, hecho que permite mantener voltaje normal en Progreso-138 y no provocar sobretensiones en la red radial de 138 kV (TE, CT, RE, CC, IS, BO).

Una vez aceptados los casos de los sistemas aislados, se procedió a simular la operación interconectada. Las redes modeladas fueron las mismas que el caso aislado; se requirió un total de 120 nodos. En condiciones de carga mínima, se suelen enviar 40 MW de la ENEE al ICE. Del análisis de la simulación (véase el diagrama 8), se observa que la apertura (aun sin falla) de la línea Cajón-Suyapa provocaría un flujo de 100 MW a través de la línea Cañaveral-Santa Fe, que seguramente excede su límite de estabilidad.

Para observar el comportamiento dinámico --estabilidad transitoria--, se simuló falla y disparo de la línea Cajón-Suyapa. Definitivamente, los rotores de El Cajón, Río Lindo, Cañaveral y el Nispero perderían sincronismo con respecto a los generadores de Nicaragua y de Costa Rica si se encontraran interconectados los tres países (véase el gráfico 7). Es importante hacer notar que la escala de tiempo sólo alcanza 0.57 segundos --incluidos 5 ciclos de predisturbio-- debido a la pronunciada inestabilidad para la contingencia

y condiciones de operación simuladas. Al liberarse la falla en 6 ciclos, se presenta colapso de voltaje en la zona Tegucigalpa (véase el gráfico 8). El fenómeno de colapso de voltaje ocurre cuando los centros de generación quedan conectados súbitamente en forma radial a centros de carga que no disponen de fuentes de reactivos tal como el sistema ENEE-INE en consideración. Este abatimiento de voltaje tan severo facilita a su vez la pérdida de sincronismo.

El comportamiento dinámico de la potencia eléctrica en unidades generadoras (véanse los gráficos 9 y 10) pone de manifiesto que la potencia acelerante permanece después de liberada la falla, especialmente en El Cajón. Asimismo se observa que El Cajón —por la lejanía eléctrica resultante al quedar conectado a través de la línea de 138 kV CA-SF— no es capaz de sostener el voltaje de la zona de Tegucigalpa mediante el envío de reactivos (véase el gráfico 11). La pérdida de estabilidad también se manifiesta en un rápido crecimiento de la velocidad de los rotores de El Cajón, Río Lindo, Cañaveral y El Nispero (véase el gráfico 12).

Los diagramas unifilares para vaciar flujos de los sistemas ENEE-INE interconectados se simplificaron para mostrar lo más relevante; sin embargo, las corridas se efectuaron para las redes completas. La secuencia de estudios fue, en general, la simulación de las condiciones de operación en estado estable (predisturbio o prefalla), luego la simulación de estabilidad transitoria de la falla o fallas que se detectaron críticas y, por último, el caso resultante en estado estable (posfalla o posdisturbio). El caso de demanda mínima/86 con exportación de 41 MW de la ENEE resultó claramente inestable, como se mostró anteriormente. Para este caso —por la severidad de la contingencia—, no fue posible obtener solución para posdisturbio.

Para propósitos de comparación y análisis, a partir del caso prefalla demanda mínima/86, se redujo la exportación de la ENEE de 41 a 10 MW conservando las demás condiciones de operación (véase el diagrama 10). Se simuló la misma falla trifásica en Suyapa, liberada en 6 ciclos mediante el disparo tripolar de la única línea cerrada Cajón-Suyapa. Si bien el sistema resultó transitoriamente estable (véanse los gráficos 13, 14 y 15), las condiciones de posdisturbio muestran un severo abatimiento de voltaje en la zona Tegucigalpa (véase el diagrama 11). El voltaje en Suyapa-138 quedó en 115.9 kV y en Santa Fe-138 en 115.6 kV (véase de nuevo el diagrama 11).

Es importante hacer notar, del caso prefalla (diagrama 10), que la suma del flujo de potencia activa en las líneas Cajón-Suyapa más Cañaveral-Santa Fe es de 66 MW, mientras que en el gráfico 15 se observa que una vez liberada la falla, la línea Cañaveral-Santa Fe sólo alcanza un máximo de 36 MW, hecho que se debe tanto a la modelación de la carga (70% de corriente constante y 30% de impedancia constante), como a la respuesta eléctrica e inercial del sistema de Nicaragua, reflejado a través del enlace. Para este caso sí fue posible simular las condiciones de posdisturbio (véase de nuevo el diagrama 11).

En el diagrama 11 se observa que, a pesar de los bajos flujos de potencia que se tienen en las líneas de 138 kV cercanas a la zona Tegucigalpa, incluyendo las líneas de interconexión Suyapa-Pavana-León, se registra abatimiento muy severo de voltaje. Este hecho confirma la debilidad o falta de soporte de voltaje en el centro de consumo que representa la capital de Honduras.

Otra contingencia simulada fue el disparo de la única unidad de El Cajón que se encontraría sincronizada con cero exportación de la ENEE. Este caso no se incluye ya que sería necesario modelar el esquema para desconexión de carga por baja frecuencia. Sin embargo, se debe mencionar lo riesgoso de esta contingencia ya que se perdería el control del voltaje de la red de 230 kV de Honduras.

Para el caso base de carga máxima/86, se supuso que la ENEE estaría exportando 45 MW (30 MW al INE y 15 MW al ICE) (véase el diagrama 12). La red de Honduras, al igual que la del INE, se consideraron completas. Del análisis del caso base se concluyó que la contingencia que aparentaba ser crítica era de nuevo el disparo tripolar por falla de una de las dos líneas Cajón-Suyapa, por lo que se decidió evaluar si los sistemas perderían o no sincronismo ante esta falla, para esas condiciones de operación.

La falla se supuso trifásica y que ocurría cerca de Suyapa-230 y la liberación se simuló en 6 ciclos mediante el disparo tripolar de una línea Cajón-Suyapa. El comportamiento dinámico de rotores, voltajes nodales y flujos de potencia activa en líneas de transmisión (véanse los gráficos 16 al 20) denota que el caso es marginalmente estable. En los gráficos se incluyen 5 ciclos de predisturbio para facilitar la interpretación de resultados. La separación angular de El Nispero con respecto a Nicaragua alcanza 91 grados (véase de nuevo el gráfico 16) y se debe, además de a la falla, a la

impedancia tan alta de las líneas que sirven para conectar esta central al resto del sistema. Los rotores de El Cajón, Río Lindo y Cañaveral oscilan aproximadamente en coherencia, entre ellos, con respecto a la planta Nicaragua (véase de nuevo el gráfico 17).

Nuevamente se presenta abatimiento de voltaje severo en la zona Tegucigalpa; el voltaje de Suyapa-138 transitoriamente llega a ser menor del 80% del valor nominal (véase de nuevo el gráfico 18). En estado estable, después de la falla, el voltaje en Suyapa-138 y el de Santa Fe resultan en 119 y 117 kV, respectivamente (véase el diagrama 13).

## 2. Estudios para 1987

Al igual que para 1986, en primer lugar se simularon y revisaron los resultados de los sistemas aislados, tomando en cuenta las adiciones previstas para cada sistema que consisten en: i) la puesta en operación en 230 kV de las líneas Suyapa-Pavana-León; ii) la puesta en servicio de un reactor de 20 MVAR en el terciario del AT de Los Brasiles, y iii) la adición de las líneas Bermejo-Circunvalación-La Puerta, incluyendo la subestación Circunvalación. Luego se procedió a interconectar los sistemas, tanto para demanda mínima como máxima. En este informe sólo se incluyen casos para la operación interconectada ya que en general las contingencias de los sistemas aislados quedan cubiertas en la operación interconectada.

Como quedó demostrado, de los casos de 1986, no es recomendable controlar el voltaje mediante la apertura y cierre diario de líneas de transmisión porque se degrada la confiabilidad del sistema; la contingencia de la única línea cerrada Cajón-Suyapa es muy severa. Asimismo, al tener sincronizada sólo una unidad en El Cajón, se corre el riesgo de que ante su disparo se pierda el control del voltaje. Adicionalmente, en dichas condiciones el nivel de corto circuito es muy reducido, haciendo propenso al sistema de la ENEE a sobretensiones peligrosas durante maniobras de apertura-cierre de líneas que pudieran provocar fallas de pararrayos u otros equipos y, por lo tanto, disturbios extensos en el sistema. Sustentada en la premisa de mantener la red armada en su totalidad, se simularon las condiciones de carga mínima, observándose la conveniencia de modificar las posiciones de los taps en los transformadores de unidad de El Cajón. Además, fue necesario suponer la adición de un reactor de 20 MVAR en el terciario de uno de los autotransformadores de Suyapa (véase el diagrama 14). El perfil del voltaje



en la red de 230 kV de la ENEE depende fundamentalmente del voltaje definido --por el nivel de excitación y la posición de taps-- en El Cajón. El tap nominal de 240 kV en los transformadores elevadores de El Cajón obliga a operar durante demanda mínima muy subexcitados los generadores de El Cajón haciéndolos propensos a inestabilidad; en el diagrama 14 se modificaron los taps de los transformadores de unidad de 240 a 228 kV. Asimismo, el tap que se tiene en los transformadores elevadores de Cañaverl impide que estos generadores absorban reactivos en demanda mínima. El caso simulado como base para carga mínima/87 (véase de nuevo el diagrama 14) ilustra que sería posible mantener integrada la red troncal con dos unidades en El Cajón. Se consideró a la unidad dos generando 5 MW. Si fuera posible operar las unidades de El Cajón como condensadores síncronos, se podría prescindir del reactor de 20 MVAR supuesto en Suyapa; manteniendo sincronizados tres generadores en esas condiciones, dos podrían estar como condensadores síncronos.

Del análisis de estas condiciones se evaluó, con estabilidad transitoria, el impacto que tendría el disparo de CJ-U2 con 5 MW y -37.4 MVAR en el control del voltaje (véase el gráfico 21). Los voltajes se incrementarían en la red troncal de Honduras de un 5% a un 9% sobre su valor nominal; aunque no sería crítico, no convendría conservar estas condiciones de operación pues no habría reserva para absorción de reactivos; la única unidad de El Cajón en línea quedaría absorbiendo casi 60 MVAR (véase el diagrama 15) y su disparo ocasionaría que se perdiera el control del voltaje y, posiblemente, un disturbio extenso.

En el diagrama 15 resulta evidente que los generadores de Cañaverl no participan en el control del voltaje por la posición de taps en sus transformadores elevadores ya que, a pesar de tener en sus terminales 13.2 kV (el 5% abajo de su voltaje nominal), no absorben reactivos.

En general, se procuró simular las condiciones operativas extremas susceptibles de ocurrir diaria o semanalmente: en demanda mínima con cero exportación de la ENEE y en demanda máxima con alta exportación. En el diagrama 16 se presentan las condiciones operativas para demanda máxima/87 suponiendo que la ENEE exporta 85 MW (35 MW al INE y 50 MW al ICE). Del análisis de este diagrama, se puede comentar lo siguiente: 1) el alto gradiente de voltaje (de 9 kV) que se registra de El Cajón-230 a

Suyapa-230 kV; ii) la carga plena de los autotransformadores de 138/69 kV de Suyapa y Santa Fe, y iii) el riesgo que representaría el disparo de la línea de 230 kV planta Nicaragua-Los Brasiles ya que el AT de 75 MVA, 230/138 kV en León resultaría con una sobrecarga superior al 100%. Dado lo crítico de esta contingencia, se optó por simular sin falla sólo su apertura tripolar (véanse los gráficos 22 al 27). La zona de Managua sufriría un severo abatimiento de voltaje (véanse de nuevo los gráficos 23 al 24), pudiendo provocar disturbio extenso a los sistemas interconectados, pero principalmente al de Nicaragua. Se concluye que para 1987 esta contingencia será la limitante para definir la transferencia de la ENEE ya que la separación angular entre los rotores de El Cajón y Nicaragua es menor que con un envío de 40 MW en 1986 (debido al cambio de voltaje de las líneas Suyapa-Pavana-León). Una medida que aliviaría el efecto de esta contingencia sería adelantar la puesta en servicio de la línea de 138 kV León-Planta Patricio Argüello, que está prevista para 1988.

### 3. Estudios para 1988

Al igual que para 1987, se empezó por simular las condiciones de operación de los sistemas aislados, tanto para demanda mínima como máxima. La operación interconectada en demanda mínima se muestra en el diagrama 17 suponiendo, como se explicó en los estudios para 1987, cero transferencia de la ENEE al INE. Las nuevas instalaciones son: i) la línea de 138 kV Progreso-Circunvalación, y ii) la línea de 138 kV Momotombo-León.

Se consideraron sincronizadas dos unidades en El Cajón con los taps de sus transformadores elevadores en 228 kV (véase de nuevo el diagrama 17). Para este caso, debido al incremento de carga, fue posible prescindir del reactor supuesto para 1987 en Suyapa.

El caso base para demanda máxima/88 (véase el diagrama 18) se utilizó para simular las siguientes contingencias: i) falla y disparo de una línea Cajón-Suyapa; ii) disparo sin falla de la línea Nicaragua-Los Brasiles, y iii) disparo-recierre tripolar de una línea Cajón-Suyapa. Adicionalmente y simplificando las partes radiales del sistema Nicaragüense, se simuló el disparo-recierre monopolar en la línea de interconexión y el disparo-recierre monopolar y tripolar en una de las líneas Cajón-Suyapa.

Se observa en el diagrama 18 una caída de voltaje de 10 kV entre El Cajón-230 y Suyapa-230, a pesar de que las líneas de 230 kV están con flujos de potencia menores a su potencia natural. También conviene hacer notar que los autotransformadores de 138/69 kV en Santa Fe y Suyapa están al máximo; conviene prevenir la falla de uno de estos autotransformadores, mediante la estrecha supervisión de sus condiciones de operación, así como la adición de transformación para este centro de carga. La separación angular entre barras indicativas de Honduras (El Cajón) y Nicaragua (Planta Nicaragua) es muy aceptable ( $17^\circ$ ) ya que es menor que en el caso de demanda máxima/86 ( $23^\circ$ ) en el que se enviaban 45 MW de la ENEE al INE con las líneas Suyapa-Pavana-León operando en 138 kV. Del análisis del diagrama 18 también se observa que el disparo de la línea planta Nicaragua-Los Brasiles provocaría el disparo del AT de 230/138 kV en León y la formación de dos islas eléctricas: el sistema de la ENEE (incluyendo la planta Nicaragua) con superávit, y los sistemas del INE e ICE con déficit de 175 MW. Esta contingencia dejaría de ser crítica si se instalara el segundo autotransformador de 230/138 kV en León.

Ante la falla y disparo tripolar de una línea Cajón-Suyapa, los sistemas no pierden sincronismo (véanse los gráficos 28, 29 y 30). Se presenta, sin embargo, un severo abatimiento de voltaje en la zona Tegucigalpa que obligaría a disminuir rápidamente el envío de la ENEE. El diagrama 19 ilustra las condiciones resultantes (posfalla) en el supuesto de que la ENEE permaneciera exportando los 80 MW después de dispararse una línea Cajón-Suyapa. El voltaje en Suyapa-230 quedaría en 204 kV (23 kV abajo de su condición de prefalla), hecho que sería sumamente riesgoso para otro pequeño disturbio o que podría evolucionar en inestabilidad dinámica.

Usando el mismo diagrama 18 como condiciones de prefalla, se simuló la apertura tripolar --sin falla-- de la línea planta Nicaragua-Los Brasiles (véanse los gráficos 31, 32 y 33 y el diagrama 20). Los sistemas no perderían sincronismo a pesar del severo abatimiento de voltaje en la zona Managua (véase de nuevo el gráfico 32). Sin embargo, como ya se mencionó, el AT de León se dispararía (véase nuevamente el diagrama 20) conduciendo a un disturbio extenso.

Una simulación de estabilidad transitoria adicional consistió en simular falla en una línea Cajón-Suyapa, liberada en 6 ciclos con disparo tripolar de

la línea y recierre tripolar 12 ciclos después (véanse los gráficos 34 al 37). De alcanzar el éxito con el recierre tripolar, como se supuso, el sistema interconectado no sufriría consecuencia alguna y las condiciones de posdisturbio quedarían iguales que las de predisturbio.

Para la demanda máxima/88 se simularon cuatro casos de estabilidad transitoria adicionales. La red de Nicaragua se simplificó en la parte anillada (véase el diagrama 21); se modeló la red de secuencia cero y se supuso que la red de secuencia negativa era igual que la positiva. Los cuatro casos de estabilidad adicionales consistieron en estudios de disparo-recierre monopolar y tripolar. A partir del caso base o de prefalla del diagrama 21, se simuló falla de fase a tierra en la línea Pavana-León, liberada en 6 ciclos sólo mediante la apertura de la fase fallada. Se simularon dos tiempos muertos para el recierre monopolar (RM); el primero de 30 ciclos y el segundo de 60 ciclos (véanse los gráficos 38 al 41). En estos gráficos se observa la importancia de minimizar el tiempo muerto para el recierre monopolar en las líneas de interconexión Suyapa-Pavana y Pavana-León. Es usual que cuando se trata de líneas únicas que sirven para interconectar sistemas eléctricos, el tiempo muerto de los esquemas para disparo-recierre-monopolar (DRM) se minimice para poder conservar la estabilidad. La variación angular de El Cajón con respecto a la planta Nicaragua es notablemente mayor para el tiempo muerto de 60 ciclos que para el de 30 ciclos (véase de nuevo el gráfico 38); los voltajes se recuperan más rápidamente para el tiempo muerto de 30 ciclos que para el de 60 (véanse de nuevo los gráficos 39 y 40). El comportamiento dinámico de la potencia activa en líneas de transmisión también pone de manifiesto el efecto benéfico de reducir el tiempo muerto del DRM. Se debe comentar que aunque se trata de un estudio preliminar --hace falta revisar los datos de secuencia cero, especialmente los del INE--, los resultados concuerdan con la experiencia de otros sistemas eléctricos similares.

En el caso de líneas sencillas de 230 kV como las de Suyapa-Pavana y Pavana-León, se debe invertir el máximo esfuerzo para volver operacional al esquema del DRM, dado que la diferencia entre su puesta o no en servicio representaría seguridad y continuidad del suministro eléctrico frente a disturbio extenso y separación en islas eléctricas de los sistemas interconectados.

Partiendo de las mismas condiciones de predisturbio (del diagrama 21), se realizó un estudio comparativo entre recierre tripolar en 12 ciclos frente a recierre monopolar en 45 ciclos, para falla en una línea de Cajón-Suyapa (véanse los gráficos 42 al 46). Se supuso una falla en una línea de Cajón-Suyapa; en un caso se liberaba la falla en 6 ciclos mediante el disparo tripolar de la línea fallada y 12 ciclos después se volvía a cerrar tripolarmente dicha línea. En el otro caso la falla se liberaba, también en 6 ciclos, mediante la apertura de la fase fallada y 45 ciclos después se cerraba nuevamente dicha fase. Las variaciones dinámicas de posiciones angulares, magnitudes de voltajes y flujos en líneas denotan lo atractivo del DRM frente al DRT.

Es importante mencionar que en los estudios de estabilidad transitoria involucrando DRM no se modela el fenómeno del arco secundario. Cuando se encuentra abierta la fase fallada existe una corriente de magnitud reducida que se mantiene debido al acoplamiento capacitivo e inductivo del conductor de la fase fallada con los otros conductores energizados. Si se ejecuta el recierre de la fase abierta cuando todavía está presente el arco secundario, éste fallará y evolucionará en disparo tripolar de la línea. En el caso de la línea Cajón-Suyapa existen dos factores en contra de la rápida extinción del arco secundario: i) no ser transpuesta y ii) estar las dos líneas en la misma torre. Se recomienda evaluar el tiempo de extinción del arco secundario, iniciándolo con un cálculo analítico y, de considerarse necesario, mediante pruebas de campo. El cálculo analítico también serviría para determinar la circulación de corrientes de secuencia cero y negativa durante el tiempo muerto y prevenir disparos de protecciones de respaldo de generadores, líneas o transformadores.

A raíz de los estudios realizados para evaluar la operación interconectada de Honduras-Nicaragua, se detectó que la zona de Tegucigalpa presenta los dos problemas de control del voltaje: i) alto voltaje en demanda mínima y ii) bajo voltaje en demanda alta, o al estar exportando potencia y al ocurrir contingencias, por lo que se decidió simular el caso demanda máxima/88 con la adición de un compensador estático de vars (CEV) en la barra de Suyapa-230.

Para ilustrar el efecto del CEV, se simularon las condiciones de operación sin CEV, suponiendo una exportación de la ENEE de 100 MW

(véase el diagrama 22), y el mismo caso de predisturbio agregando un CEV supuesto de -40 MVAR a 150 MVAR (véanse los diagramas 23 y 24).

Los CEVs son equipos integrados por capacitores y reactores convencionales. Los capacitores son conectados-desconectados por tiristores mientras que la corriente que circula a través de los reactores se controla gradualmente. Existen varias configuraciones de CEV; la más flexible es la que consta de los dos componentes: capacitiva e inductiva. El arreglo conocido como de 12 pulsos consiste en conectar los capacitores e inductores a la red de transmisión por medio de un transformador de tres devanados. Un secundario del transformador se conecta en estrella y el otro en delta; de esta manera, se minimiza la inyección de armónicas al sistema de transmisión y se evita la necesidad de filtros (véase de nuevo el diagrama 24).

Para efectuar los estudios se supuso un CEV con el arreglo y datos que se muestran en el diagrama 24. Los demás parámetros (constantes de tiempo y ganancia) del CEV se incluyen en el anexo de este informe. Los resultados gráficos para las dos corridas de estabilidad (con y sin CEV), se observan juntos en los gráficos 47 al 52. La respuesta dinámica del CEV se presenta para la potencia reactiva, y la susceptancia que conecta el CEV al sistema, en los gráficos 53 y 54, respectivamente. Es importante destacar el control del voltaje logrado con el CEV y que se ilustra en los gráficos 49 y 50, lo cual se debe a la rápida respuesta (uno a dos ciclos) típica de estos equipos. Asimismo, es importante mencionar la mejora en la estabilidad que se manifiesta en el comportamiento dinámico de posición angular de rotores, magnitudes de voltaje y flujos en líneas de transmisión (véanse de nuevo los gráficos 47 al 52).

Los casos posdisturbio sin y con CEV se muestran respectivamente en los diagramas 25 y 26. Se concluye que para las condiciones estudiadas, el CEV podría ser de menor capacidad, especialmente para su componente capacitiva; sin embargo, en caso de que se decidiera continuar estudiando esta posibilidad para reforzar la capacidad de transmisión de la ENEE, se recomienda abordar un horizonte de tiempo mayor. A manera de comparación de los dos casos de posdisturbio, conviene señalar la separación angular resultante entre las barras de 230 kV de El Cajón y la planta Nicaragua para los casos sin y con CEV, respectivamente, de 33.9° frente a 28.8°, hecho que se debe principalmente al colapso de voltaje que se tiene en la zona de Tegucigalpa.

#### IV. ESQUEMAS PARA DESCONEXION DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA

##### 1. Consideraciones conceptuales

El rango de frecuencia permisible para operación continua de sistemas eléctricos es de 59.5 a 60.5 Hz. Esta escala la determinan principalmente los riesgos de resonancia en los álabes de turbinas de vapor, especialmente cuando éstos tienen 28.5 o más pulgadas de largo. Es posible operar los sistemas eléctricos fuera de este rango, pero se tendrían efectos de fatiga acumulados sobre los álabes, con la consiguiente disminución de su vida útil. El efecto negativo de resonancia sólo se presenta cuando las unidades generadoras están a plena carga. Generalmente, se permite la operación momentánea entre 57 y 60 Hz; fuera de esta escala, las unidades generadoras se desconectan automáticamente del sistema por medio de relés de baja frecuencia para protegerlas de daños.

Cuando un sistema de potencia eléctrica o una isla eléctrica son sometidos súbitamente a un déficit grande de generación, la frecuencia se abate rápidamente. El balance carga-generación debe restablecerse tan rápido como sea posible, para evitar que la frecuencia llegue a valores que provoquen el disparo de las unidades generadoras. Como la razón de abatimiento de la frecuencia (Hz/seg) es muy grande, en menos de un segundo se obtendrían frecuencias que activarían los relés de baja frecuencia para disparo de unidades generadoras y, con ello, se llegaría al colapso (apagón total) del sistema eléctrico. En tiempo tan breve, la potencia mecánica-- aun habiendo reserva-- no se puede aumentar sustancialmente. El único medio para restablecer rápidamente la igualdad de las potencias (demanda = generación) en el tiempo adecuado, es desconectando carga mediante la acción coordinada de relés de baja frecuencia de estado sólido, lo que se conoce como esquemas para desconexión de carga por baja frecuencia (EDCBF).

El objetivo de los esquemas para esta desconexión es detener el abatimiento de frecuencia para mantener el sistema integrado (al menos parcialmente) y evitar el colapso. El diseño de un EDCBF deberá contemplar diferentes condiciones de operación; por ejemplo, demanda mínima, media y máxima. Para cada estado de operación es muy conveniente analizar distintas contingencias: leves, moderadas y severas.

El monto de carga total a incluir en un EDCBF debe ser grande (50% a 60% de la demanda) ya que en sistemas débilmente interconectados el esquema debe diseñarse para la peor contingencia con el fin de evitar colapsos.

En sistemas eléctricos longitudinales se precisa estructurar los EDCBF con un número elevado de etapas o pasos (de 4 a 6), para lograr una operación selectiva y reducir los riesgos de desconectar menos o más carga de la necesaria para restablecer el equilibrio. En los estudios de simulación de los EDCBF se deben tomar en cuenta los tiempos de los relevadores y de los interruptores. Se mencionó que los relés de baja frecuencia deben ser de estado sólido; ello se justifica porque su tiempo de operación no varía en función de la razón de cambio de la frecuencia (Hz/seg), sino que presenta un tiempo definido o fijo, circunstancia que no ocurre con los relés electromecánicos, ya que su tiempo de operación depende de la rapidez del cambio de la frecuencia y resultan lentos para las necesidades de sistemas eléctricos pequeños o débiles. En general, en sistemas eléctricos longitudinales no se recomienda utilizar relés electromecánicos para integrar los EDCBF.

La frecuencia del último paso del EDCBF deberá ser superior a la frecuencia para disparo de unidades generadoras; en su defecto, se recomienda que el disparo de unidades --si fuere estrictamente indispensable-- se efectúe con un retraso pequeño (de dos a tres segundos), para dar tiempo a que primero se desconecte la carga y se evite el colapso.

El diseño de los EDCBF debe ubicarse en el departamento responsable de la operación global del sistema eléctrico, ya que se trata de mantener integrado --al menos parcialmente-- al sistema, y dicha área es la única que posee una visión completa de las condiciones de operación. La metodología que se emplea comprende desde modelos analíticos muy simplificados (lineales o exponenciales) hasta simulaciones detalladas de estabilidad transitoria. Se recomienda iniciar el estudio con modelos concentrados (un área-una máquina) que incluyan la respuesta de turbinas. Una vez que se tenga implantado un EDCBF es muy importante supervisar su operación; se recomienda para ello establecer formularios fáciles de llenar, para que cada vez que opere el EDCBF se evalúe críticamente su comportamiento y se corrija lo pertinente en caso de que no funcione en forma apropiada.

En la operación de los cuatro países interconectados, no es adecuado diseñar un EDCBF únicamente con base en la segunda ley de Newton; es



necesario representar con mayor detalle la configuración de la red. Por estar interconectada por medio de líneas de transmisión largas y sencillas, una pérdida de generación significativa en uno de los sistemas puede ocasionar que el EDCBF opere en los otros sistemas. La carga desconectada por baja frecuencia, sumada a la respuesta inercial, puede provocar la segregación caótica del sistema interconectado y posiblemente el colapso de alguna de las islas eléctricas que se formen. Seguramente el EDCBF debe integrarse asimétrico, esto es, la carga y frecuencia de cada paso pueden ser distintos en cada país, si bien el monto total de carga puede resultar igual o muy similar.

El diseño se debería elaborar sobre la base de las condiciones de operación predominantes y debería contemplarse la protección, tanto del sistema interconectado como la de cada país. Por la dificultad que representa el diseño de un EDCBF para las distintas condiciones de operación, las diversas contingencias posibles y, en especial, por la estructura de la red de transmisión, es necesario realizar el diseño sobre la base de estudios dinámicos globales --modelando, aun simplificada, la red troncal del interconectado--, con la participación de los cuatro países. Se recomienda integrar un grupo de nivel técnico, para definir y establecer un EDCBF. Asimismo, se recomienda establecer procedimientos para supervisar y evaluar la operación del EDCBF, una vez que éste se haya implantado. Se anticipa que será necesario complementar el EDCBF con medidas de emergencia (separación automática, disparo de carga en bloque, disparo de generación, etc.), para salvaguardar la operación, al menos de partes del sistema. Se ha procurado ofrecer en este informe lineamientos conceptuales genéricos para el diseño del EDCBF de los sistemas interconectados de Honduras-Nicaragua-Costa Rica-Panamá. Adicionalmente, se presenta un estudio preliminar con miras a ilustrar la parte conceptual. Se puede afirmar categóricamente que es necesario establecer grupos de trabajo, de nivel técnico, estrechamente comunicados para abordar los estudios detallados que requiere el diseño del EDCBF subregional.

## 2. Estudio preliminar

En primera instancia, se simularon los cuatro países: Honduras-Nicaragua-Costa Rica-Panamá operando interconectados. El caso de flujos convergió sin ninguna dificultad para exportación de la ENEE  $\rightarrow$  INE = 100 MW, del INE  $\rightarrow$  ICE = 70 MW y del ICE  $\rightarrow$  IRHE = 100 MW. Se supuso operando en 230 kV la interconexión Honduras-Nicaragua. Si bien el caso es muy preliminar, puede ser útil para abordar estudios de estabilidad dinámica.

Luego se procedió a diseñar un equivalente heurístico para los cuatro sistemas interconectados (véase el diagrama 27). Para el diagrama 27 se volvieron a simular las condiciones de flujos a fin de juzgar lo adecuado del equivalente. La semejanza fue aceptable para los propósitos ilustrativos que se buscaban. El estudio de estabilidad dinámica se realizó para la contingencia de disparo de la planta Bayano con 98 MW en Panamá. En la representación de los gobernadores se inhibió la regulación de las unidades para observar sólo la respuesta inercial. Para los sistemas de excitación se utilizaron valores típicos. No se incluyó ningún EDCBF.

El comportamiento dinámico de la frecuencia promedio de los cuatro sistemas interconectados se ilustra en el gráfico 55. Como se observa, hay diferencias del orden de 0.2 Hz y se trata de frecuencias promedio. Para frecuencias locales, las diferencias son mayores. Si se diseñara un EDCBF "equitativo", la carga que se desconectara en Honduras, Nicaragua y Costa Rica se enviaría a Panamá a través del enlace Río Macho (RMO)-Mata de Nance (MDN) (véase de nuevo el diagrama 27 y véase el gráfico 56). Como se observa en el gráfico 56, la línea de interconexión RMO-MDN es precisamente la que sufre mayor incremento de flujo (respuesta inercial de los sistemas vecinos), por lo que muy probablemente, si opera el EDCBF "equitativo" en la ENEE, el INE y el ICE, ocasionaría un segundo disturbio y posiblemente el colapso del IRHE. La pérdida de Bayano debería ser compensada localmente en el IRHE, no con base en la lógica de baja frecuencia, sino por disparo en bloque de carga. En síntesis, no se pretendió diseñar un EDCBF, sino plantear inquietudes para la colaboración en equipo de técnicos de los países en su definición e implantación, de preferencia con base en estudios dinámicos.

Cuadros estadísticos

## Cuadro 1

## NOMENCLATURA UTILIZADA

Subestación	Nomenclatura
<u>Sistema de Honduras</u>	
Progreso	PG
Suyapa	SY
Central hidroeléctrica El Cajón	CJ
Central hidroeléctrica Río Lindo	RL
Central hidroeléctrica Cañaveral	CA
Central hidroeléctrica El Nispero	NI
Ceiba Térmica	CT
Tela	TE
Bermejo	BE
Bellavista	BV
La Puerta	LP
Río Lindo	RL
Bijao	BI
Puerto Cortés	PC
Térmica Alshon	TA
Térmica Sulzer	TS
Lima	LI
Mocho	MO
Siguatepeque	SG
Comayagua	CY
Santa Fe	SF
La Leona	LL
Lainez	LZ
Miraflores	MF
Pavana	PV
Reguleto	RG
Isletas	IS
Coyoles Central	CC
Bonito Oriental	BO
Villanueva	VN
Circunvalación	CV (1987)
<u>Sistema de Nicaragua a/</u>	
Los Brasiles	LB
Central hidroeléctrica Carlos Fonseca	PCF
Central hidroeléctrica Centroamérica	PCA
Central térmica Managua	FMGT
Central geotérmica Patricio Argüello	PPA

/(Continúa)

Cuadro 1 (Conclusión)

Subestación	Nomenclatura
Villanueva	VN
El Viejo	EV
Corinto	CR
Chinandega	CN
León	LN
Nagarote	NG
Central térmica Nicaragua	PNI
Santa Clara	SK
Yalagüina	YG
Punta Huete	PH
Managua	MG
Mateare	MAT
Esteli	ET
Sébaco	SB
Sosacloro	SC
Asososca	AS
Héroes de Batahola	HB
Frente Sur	FS
Oriental	OR
Tipitapa	TT
Carlos Arroyo P.	CAP
Rolando Orozco	RO
Amador Gallegos	AG
Acoyapa	AY
Gateada	GT
Esperanza	ES
Corocito	CO
San Miguelito	SM
Benjamín Zeledón	BZ
Rivas	RV
Granada	GD
Jinotepe	JP
San Rafael del Sur	SRS
Casa Colorada	CC
Bello Horizonte	BH
Asturias	AST
Santa Pancha	SP

a/ En caso de haber elemento(s) conectado al terciario, los autotransformadores o transformadores se modelaron con sus tres niveles de tensión.

Cuadro 2

HONDURAS (ENEE): CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD  
 INSTALADA POR CENTRAL, 1986

	<u>Capacidad instalada</u>	
	<u>MW</u>	<u>Porcentajes</u>
<u>Total</u>	<u>544.6</u>	<u>100.00</u>
<u>Hidráulica</u>	<u>431.0</u>	<u>79.14</u>
Cajón (4 x 75)	300.0	
Cañaveral (2 x 14.25)	28.5	
Río Lindo (4 x 20)	80.0	
Nispero (1 x 22.5)	22.5	
<u>Térmica</u>	<u>85.0</u>	<u>15.60</u>
Ceiba (4 x 5)	20.0	
Térmica Alsthom (4 x 7.5)	30.0	
Térmica Sulzer (4 x 7.5)	30.0	
Santa Fe (2 x 2.5)	5.0	
<u>Gas</u>	<u>28.6</u>	<u>5.26</u>
La Puerta (1 x 15)	15.0	
Miraflores (1 x 13.6)	13.6	

Cuadro 3

NICARAGUA (INE): CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD  
INSTALADA POR CENTRAL, 1986

	<u>Capacidad instalada</u>	
	<u>MW</u>	<u>Porcentajes</u>
<u>Total</u>	<u>325.0</u>	<u>100.00</u>
<u>Hidráulica</u>	<u>100.0</u>	<u>79.14</u>
Centroamérica (2 x 25)	50.0	
Carlos Fonseca (2 x 25)	50.0	
<u>Geotérmica</u>	<u>35.0</u>	<u>10.77</u>
Patricio Argüello (1 x 35)	35.0	
<u>Térmica</u>	<u>175.0</u>	<u>53.85</u>
Nicaragua (2 x 50)	100.0	
Managua (2 x 15 y 1 x 45)	75.0	
<u>Gas</u>	<u>15.0</u>	<u>4.61</u>
Germán Pomares (1 x 15)	15.0	

Cuadro 4

## HONDURAS (ENEE): CARGAS NODALES EN DEMANDA MAXIMA

Subestación	1986		1987		1988	
	Potencia activa en MW	Potencia reactiva en MVAR	Potencia activa en MW	Potencia reactiva en MVAR	Potencia activa en MW	Potencia reactiva en MVAR
<u>Total</u>	<u>234.7</u>	<u>148.23</u>	<u>250.978</u>	<u>158.57</u>	<u>266.57</u>	<u>168.45</u>
CY-138	16.4	10.2	17.53	10.90	18.74	11.65
SG-138	2.3	1.13	2.46	1.21	2.63	1.29
TE-138	3.5	2.2	3.74	2.35	4.00	2.51
BV-138	18.6	11.5	15.88	9.80	16.98	10.48
CV-138	-	-	11.00	6.78	11.76	7.25
VN-138	7.2	4.5	7.7	4.81	8.23	5.15
PV-138	8.3	5.1	8.9	5.45	9.48	5.82
SY-69	7.5	4.6	8.02	4.92	8.57	5.26
MF-69	25.6	15.9	25.6	15.90	25.60	15.90
SF-69	17.4	10.8	18.61	11.55	19.90	12.35
LL-69	21.1	13.1	22.56	14.01	24.13	14.98
LZ-69	6.3	3.9	8.51	5.35	9.10	5.72
PC-69	6.2	3.8	6.63	4.06	7.09	4.35
BI-69	4.4	2.7	4.71	2.89	5.04	3.09
BE-69	16.2	10.0	15.32	9.46	16.38	10.12
LP-69	16.0	9.9	12.11	7.50	12.95	8.02
LI-69	15.0	11.0	16.04	11.76	17.15	12.59
PG-69	3.0	2.2	3.208	2.35	3.43	2.52
CA-34	4.2	2.6	4.49	2.78	4.80	2.97
MO-34	13.9	8.6	14.86	9.20	15.89	9.833
SF-34	5.6	3.9	5.99	4.17	6.40	4.46
BO-34	2.7	2.0	2.89	2.14	3.09	2.29
IS-34	1.3	1.0	1.39	1.07	1.49	1.14
CC-34	1.3	1.0	1.39	1.07	1.49	1.14
CT-34	10.7	6.6	11.44	7.06	12.24	7.55



Cuadro 5

## NICARAGUA (INE): CARGAS NODALES EN DEMANDA MAXIMA

Subestación	1986		1987		1988	
	Potencia activa en MW	Potencia reactiva en MVAR	Potencia activa en MW	Potencia reactiva en MVAR	Potencia activa en MW	Potencia reactiva en MVAR
<u>Total</u>	<u>220.0</u>	<u>110.0</u>	<u>236.3</u>	<u>114.0</u>	<u>253.2</u>	<u>118.3</u>
VN-69	2.5	1.0	2.7	1.2	2.8	1.2
EV-69	6.0	4.0	6.3	4.1	6.6	4.2
CR-69	2.5	1.5	2.8	1.6	2.9	1.6
CN-69	9.5	5.8	10.2	5.9	10.7	5.9
LN-69	6.0	4.5	6.3	4.6	6.6	4.6
NG-69	10.7	5.0	11.2	5.2	11.7	5.3
LN-138	15.0	8.0	16.0	8.2	16.8	8.3
PNI-230	5.0	2.0	5.0	2.1	5.0	2.1
SK-69	0.5	0.3	0.6	0.4	0.7	0.4
YG-138	1.5	0.7	1.6	0.7	1.7	0.7
PH-138	1.0	0.4	1.2	0.4	1.3	0.5
PPA-138	2.0	0.8	2.0	0.8	4.0	0.8
LB-138	9.5	5.0	10.0	5.2	10.5	5.3
MG-69	6.0	3.8	6.3	3.9	8.6	4.0
PMGT-13.8	4.0	3.0	4.0	3.0	4.0	3.0
MG-13.8	15.0	5.0	15.8	5.2	16.6	5.3
MAT-69	2.0	1.0	2.2	1.1	2.3	1.1
ET-138	2.5	1.0	2.7	1.1	2.8	1.2
PCA 1 X 10.5	3.0	1.0	3.0	1.1	6.0	4.2
SB-138	7.2	3.0	8.5	3.2	8.9	3.3
SC-69	9.0	4.0	9.0	4.0	9.0	4.0
AS-69	5.0	2.0	5.5	2.2	5.7	2.2
HB-138	14.0	6.0	14.8	6.1	15.5	6.2
FS-138	17.0	7.0	18.2	7.2	19.1	7.3
OR-138	16.0	7.0	17.3	7.2	18.1	7.3
TI-138	10.0	4.5	11.2	4.7	11.7	4.7
CAP-138	1.0	0.4	1.2	0.5	1.3	0.5
RO-69	0.8	0.7	1.0	0.7	1.0	0.7
AG-69	0.8	0.7	1.0	0.7	1.0	0.7
AY-138	3.0	2.4	3.3	2.5	3.4	2.4
GT-138	1.5	1.3	1.6	1.3	1.7	1.3
ES-69	0.8	0.7	1.0	0.7	1.0	0.7
CO-69	0.7	0.6	1.0	0.6	1.0	0.6
SM-69	1.0	0.9	1.2	0.9	1.2	0.9
BZ-138	6.5	3.5	7.2	3.6	7.5	3.6
RV-138	3.5	1.0	3.8	1.1	4.0	1.1
GD-69	7.5	4.0	8.2	4.2	8.6	4.2
JP-69	3.5	2.5	3.8	2.6	4.0	2.7
SRS-69	5.0	3.0	5.4	3.1	5.6	3.1
CC-69	2.0	1.0	2.2	1.1	2.3	1.1

Cuadro 6

ENEE: CARGAS NODALES EN DEMANDA MINIMA EN DIA DOMINGO

Subestación	1986		1987		1988	
	Potencia activa en MW	Potencia reactiva en MVAR	Potencia activa en MW	Potencia reactiva en MVAR	Potencia activa en MW	Potencia reactiva en MVAR
<u>Total</u>	<u>122.76</u>	<u>77.92</u>	<u>130.60</u>	<u>82.72</u>	<u>139.61</u>	<u>88.42</u>
CY-138	8.04	4.99	8.60	5.33	9.19	5.70
SG-138	1.13	0.554	1.21	0.59	1.29	0.63
TE-138	1.71	1.080	1.83	1.15	1.95	1.23
BV-138	9.11	5.630	7.78	4.70	8.32	5.02
CV-138	-	-	6.28	3.95	6.71	4.22
VN-138	3.53	2.2	3.77	2.35	4.03	2.51
PV-138	4.07	2.50	4.35	2.67	4.65	2.86
SY-69	3.67	2.25	3.92	2.41	4.19	2.57
MF-69	12.54	7.79	12.28	7.30	13.13	7.80
SF-69	8.53	5.29	9.12	5.66	9.75	6.05
LL-69	10.34	6.42	11.05	6.86	11.82	7.34
LZ-69	3.09	1.91	3.30	2.04	3.53	2.18
PC-69	3.04	1.86	3.25	1.99	3.47	2.13
BI-69	2.16	1.32	2.31	1.41	2.47	1.51
BE-69	7.94	4.80	7.35	4.54	7.86	4.85
LP-69	7.94	4.85	5.81	3.60	6.21	3.85
LI-69	15.00	11.00	16.04	11.76	17.14	12.57
PG-69	1.47	1.08	1.57	1.15	1.68	1.23
CA-34	2.06	1.27	2.20	1.36	2.35	1.45
MO-34	6.81	4.21	7.28	4.50	7.78	4.81
SF-34	2.74	1.91	2.93	2.04	3.13	2.18
BO-34	1.32	0.98	1.41	1.05	1.51	1.12
IS-34	0.64	0.40	0.68	0.43	0.73	0.46
CC-34	0.64	0.40	0.68	0.43	0.73	0.46
CI-34	5.24	3.23	5.60	3.45	5.99	3.69

Cuadro 7

## NICARAGUA (INE): CARGAS NODALES EN DEMANDA MINIMA EN INVIERNO

Subestación	1986		1987		1988	
	Potencia activa en MW	Potencia reactiva en MVAR	Potencia activa en MW	Potencia reactiva en MVAR	Potencia activa en MW	Potencia reactiva en MVAR
<b>Total</b>	<b>110.0</b>	<b>40.4</b>	<b>117.5</b>	<b>44.1</b>	<b>126.7</b>	<b>49.1</b>
VN-69	1.3	0.8	1.4	0.9	1.5	1.0
EV-69	2.9	1.0	3.1	1.2	3.3	1.3
CR-69	1.2	0.6	1.3	0.7	1.4	0.8
CN-69	3.7	1.5	3.9	1.6	4.1	1.7
LN-69	2.6	0.8	2.8	0.9	3.0	1.1
NG-69	5.0	1.5	5.3	1.6	5.6	1.7
LN-138	6.0	2.0	6.3	2.1	6.6	2.2
PNI-230	2.5	1.5	2.5	1.5	2.5	1.5
SK-69	0.4	0.2	0.5	0.2	0.6	0.2
YG-138	0.9	0.6	1.0	0.6	1.1	0.6
PCF-110.5	0.8	0.4	0.9	0.4	0.9	0.4
PH-138	0.6	0.3	0.8	0.4	0.9	0.4
PPA-138	2.0	1.0	2.0	1.0	4.0	2.0
LB-138	4.0	1.0	4.3	1.2	4.6	1.3
MG-69	2.9	0.6	3.1	0.7	3.3	0.8
PMGT-13.8	4.0	1.0	4.2	1.2	4.4	1.3
MG-13.8	6.5	1.5	7.0	1.6	7.4	1.7
MAT-69	0.9	0.3	1.0	0.4	1.1	0.5
ET-138	1.2	0.9	1.3	0.9	1.4	0.9
PCA-110.5	2.0	1.0	2.3	1.0	2.5	1.2
SB-138	3.3	1.0	3.6	1.2	3.8	1.4
SC-69	8.7	2.0	8.7	2.0	8.7	2.0
AS-69	3.0	0.6	3.2	0.8	3.4	1.1
HB-138	6.5	2.5	6.9	2.7	7.3	3.0
FS-138	7.5	2.5	7.9	2.9	8.3	3.2
OR-138	7.0	2.6	7.5	2.7	7.9	2.9
TT-138	4.5	1.5	4.8	1.7	5.1	2.0
CAP-138	0.6	0.4	0.7	0.4	0.8	0.4
RO-69	0.5	0.3	0.6	0.3	0.7	0.3
AG-69	0.5	0.3	0.6	0.3	0.7	0.3
AY-138	1.3	0.7	1.4	0.7	1.6	0.8
GT-138	0.9	0.6	1.0	0.6	1.1	0.6
ES-69	0.5	0.3	0.6	0.3	0.7	0.3
CO-69	0.4	0.3	0.5	0.3	0.6	0.3
SM-69	0.6	0.4	0.7	0.4	0.8	0.4
BZ-138	3.0	1.5	3.2	1.6	3.5	1.7
RV-138	1.7	0.8	1.8	0.9	2.0	1.2
GD-69	3.2	1.5	3.4	1.7	3.6	1.8
JP-69	1.6	0.6	1.7	0.7	1.8	0.8
SRS-69	2.3	1.0	2.5	1.2	2.7	1.3
CC-69	1.0	0.5	1.2	0.6	1.4	0.7

**Gráficos**

**SIMBOLOGIA**

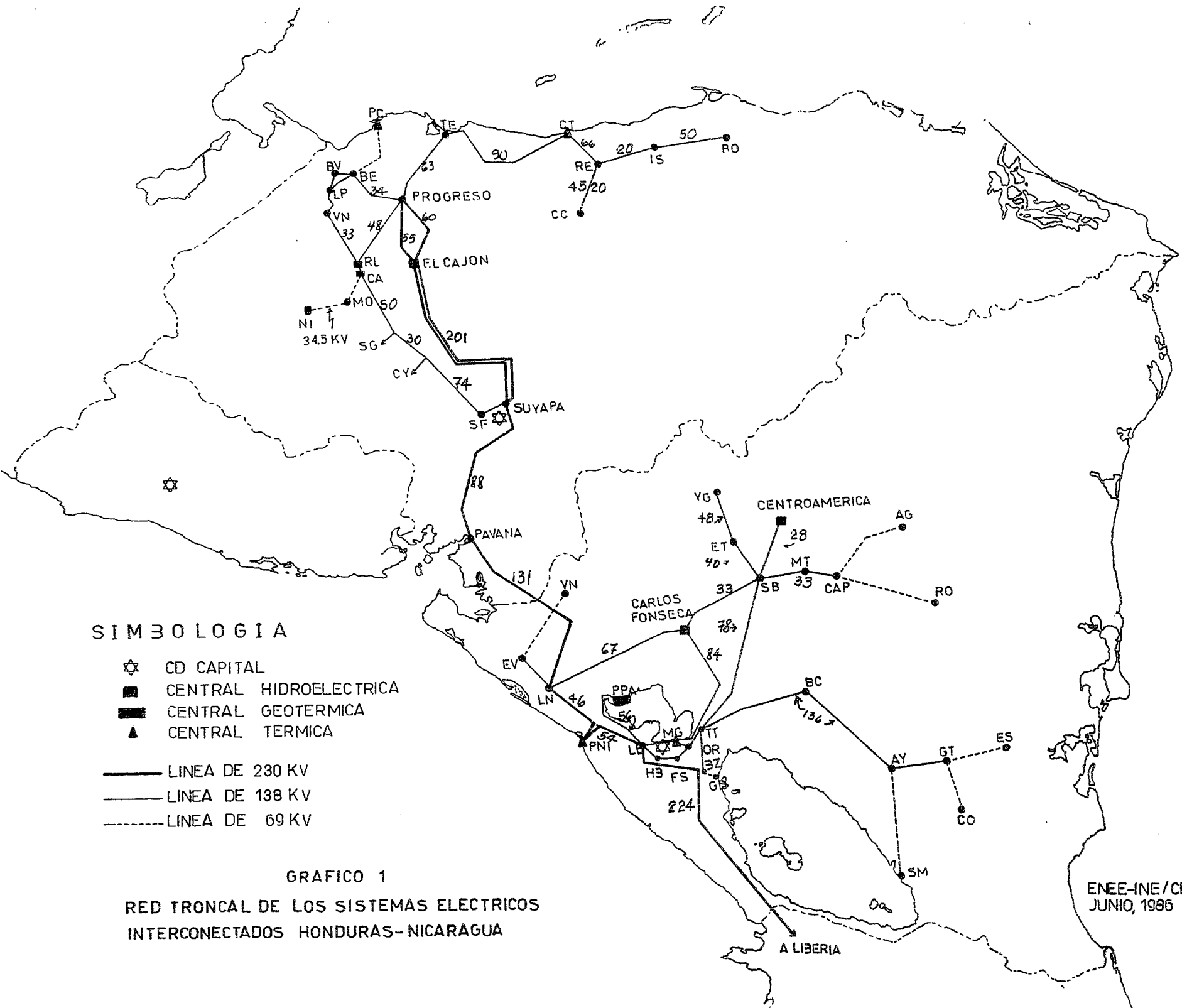
- ☆ CD CAPITAL
- CENTRAL HIDROELECTRICA
- ▬ CENTRAL GEOTERMICA
- ▲ CENTRAL TERMICA

— LINEA DE 230 KV  
 — LINEA DE 138 KV  
 - - - LINEA DE 69 KV

GRAFICO 1

RED TRONCAL DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS INTERCONECTADOS HONDURAS-NICARAGUA

ENEE-INE/CEPAL  
 JUNIO, 1986



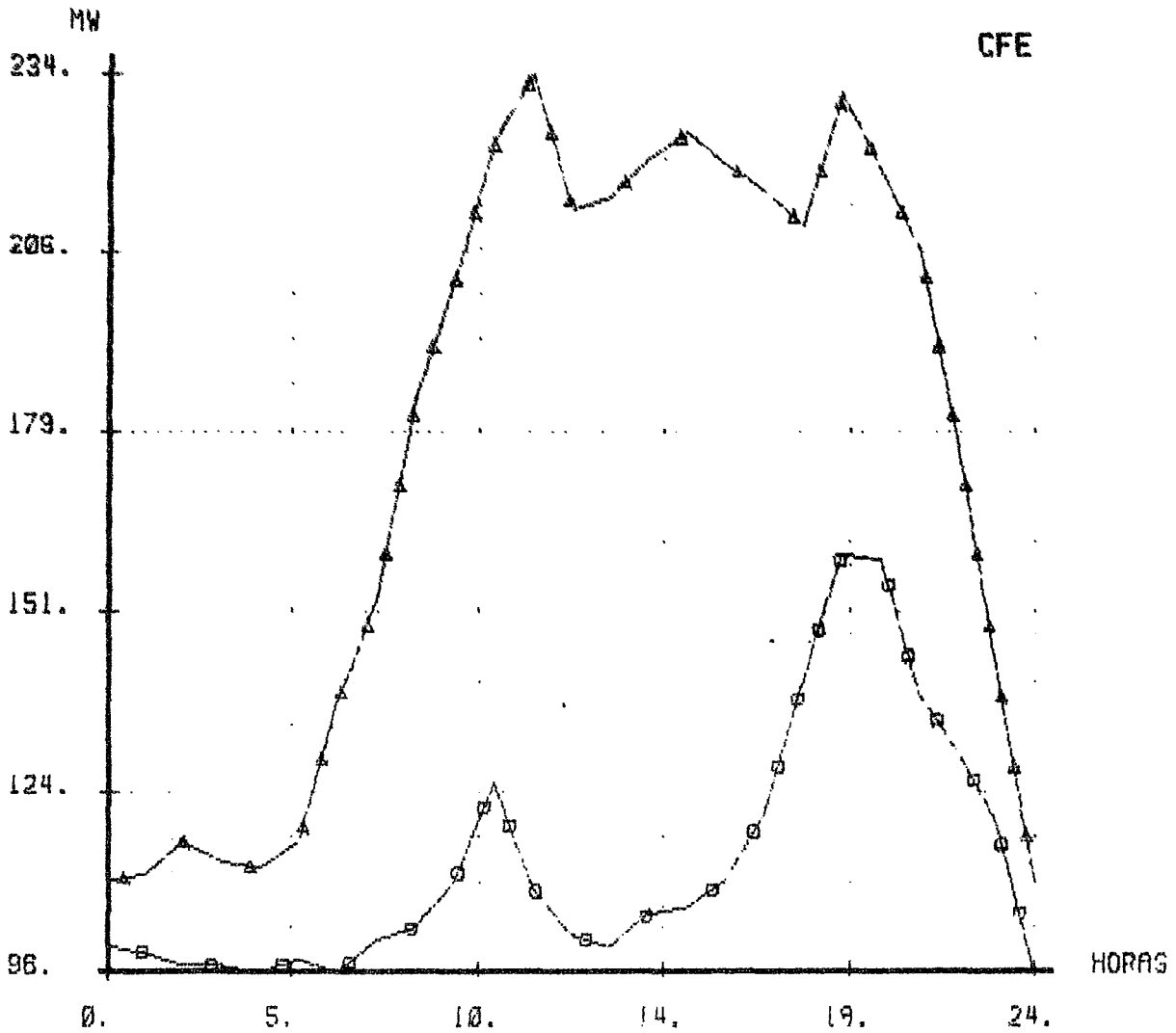
CFE-CENACE  
DIO

40  
Gráfico 2

GRAFICO2  
12/JUL/86

\*\* ENEE : CURVAS TÍPICAS DE DEMANDA \*\*  
\*\* PARA DÍA HABIL Y DOMINGO. \*\*  
\*\* 1986 \*\*  
\*\*\*\*\*

▲▲▲▲▲ HABIL  
○●○●○ DOMINGO



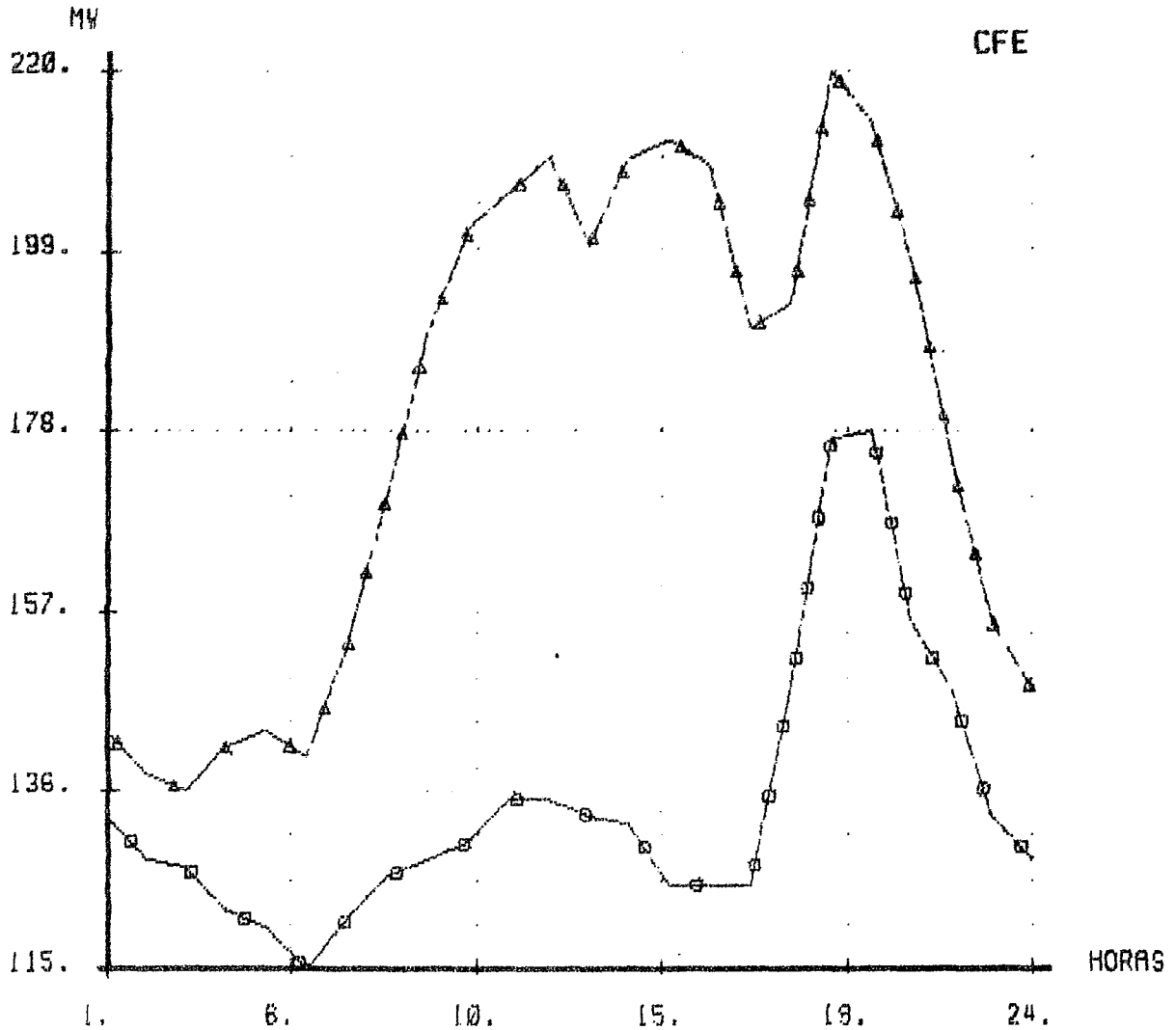
CFE - CENACE  
DIO

Gráfico 3

GRAFICO3  
12/JUL/86

\*\* INE : CURVAS TÍPICAS DE DEMANDA \*\*  
\*\* PARA DÍA HABIL Y DOMINGO. \*\*  
\*\* 1986 \*\*  
\*\*\*\*\*

▲▲▲▲▲ HABIL  
□□□□□ DOMINGO



CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI  
27/JUN/86

\* \*\*\*\* FALLA 30 EN PNI-230 CON DISPARO DE LT LB-PNI. DEM. MAXIMA \*\*\*\* \*  
\* \*\*\*\* SISTEMA NICARAGUA AISLADO. .... 860627 .. 21:18 HRS \*\*\*\* \*  
\*\*\*\*\*

MAQUINA DE REFERENCIA termico3

—▲—▲—▲—▲—▲	nicoarag2
—○—○—○—○—○	ppa-u1
—◇—◇—◇—◇—◇	pa-a-u1
—+—+—+—+—+	pof-u1
—*—*—*—*—*	pof-u2

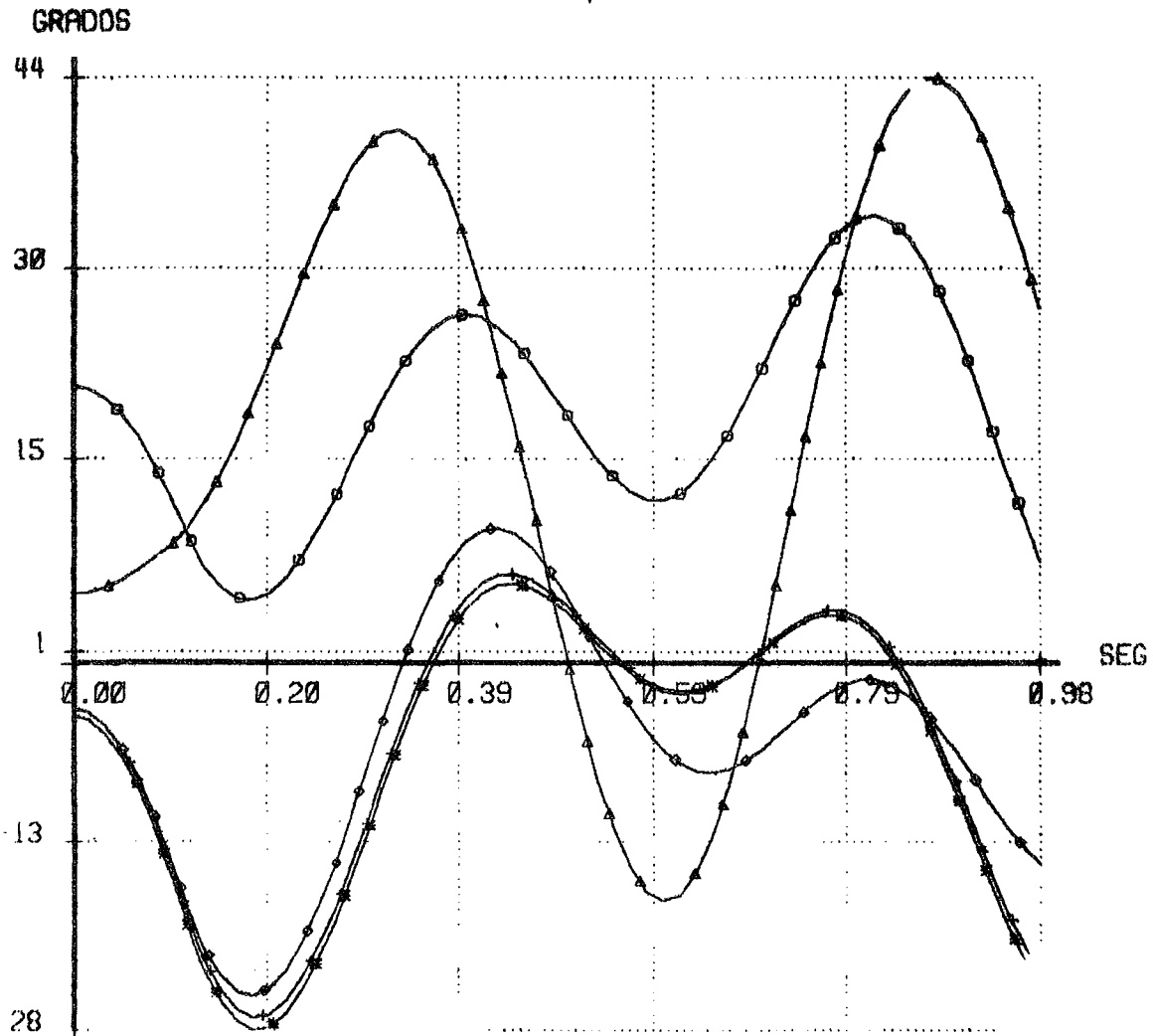




Gráfico 5

CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
POTENCIA EN MAQUINAS

SISP-ESTABI  
27/JUN/86

\* \*\*\*\* FALLA 30 EN PNI-230 CON DISPARO DE LT LB-PNI. DEM. MAXIMA \*\*\*\* \*  
\* \*\*\*\* SISTEMA NICARAGUA AISLADO. .... 860627 .. 21:18 HRS \*\*\*\* \*  
\*\*\*\*\*

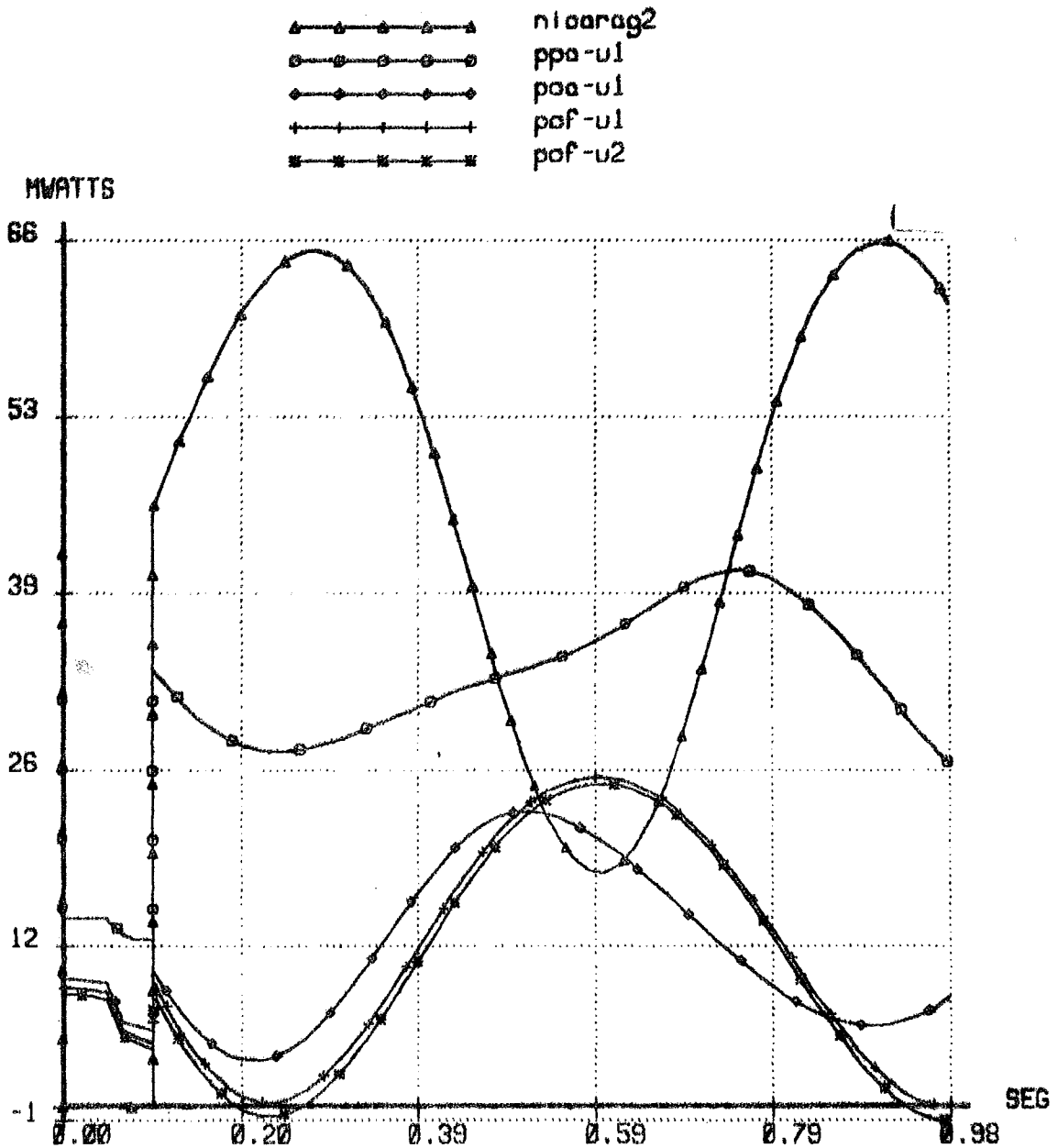


Gráfico 6

CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA

SISP-ESTABI  
27/JUN/86

\* \*\*\*\* FALLA 30 EN PNI-230 CON DISPARO DE LT LB-PNI. DEM. MAXIMA \*\*\*\* \*  
\* \*\*\*\* SISTEMA NICARAGUA AISLADO. .... 860627 .. 21:18 HRS \*\*\*\* \*  
\*\*\*\*\*

-----> pni-230 -> ln-230

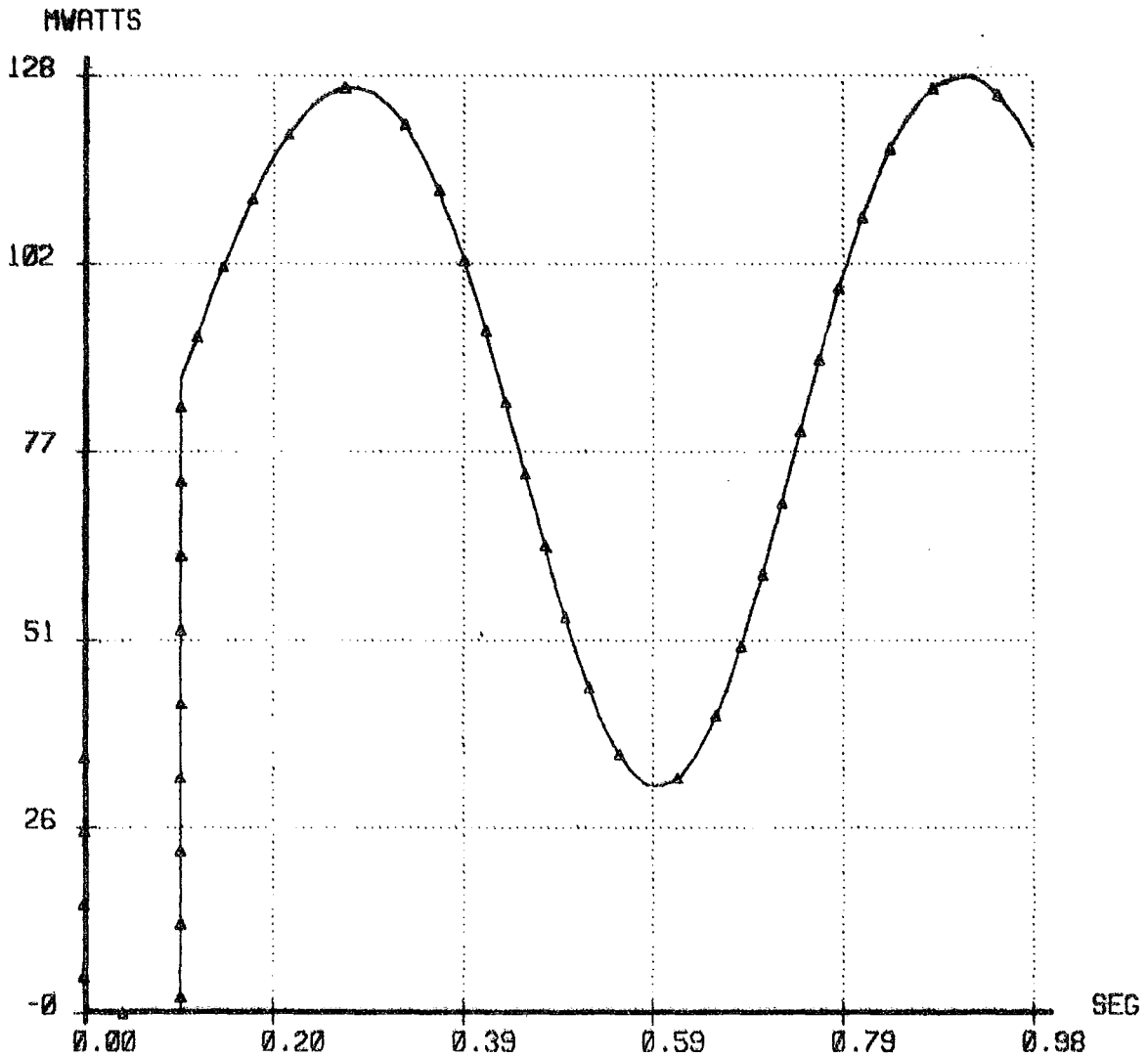


Gráfico 7

CFE - CENACE  
DID

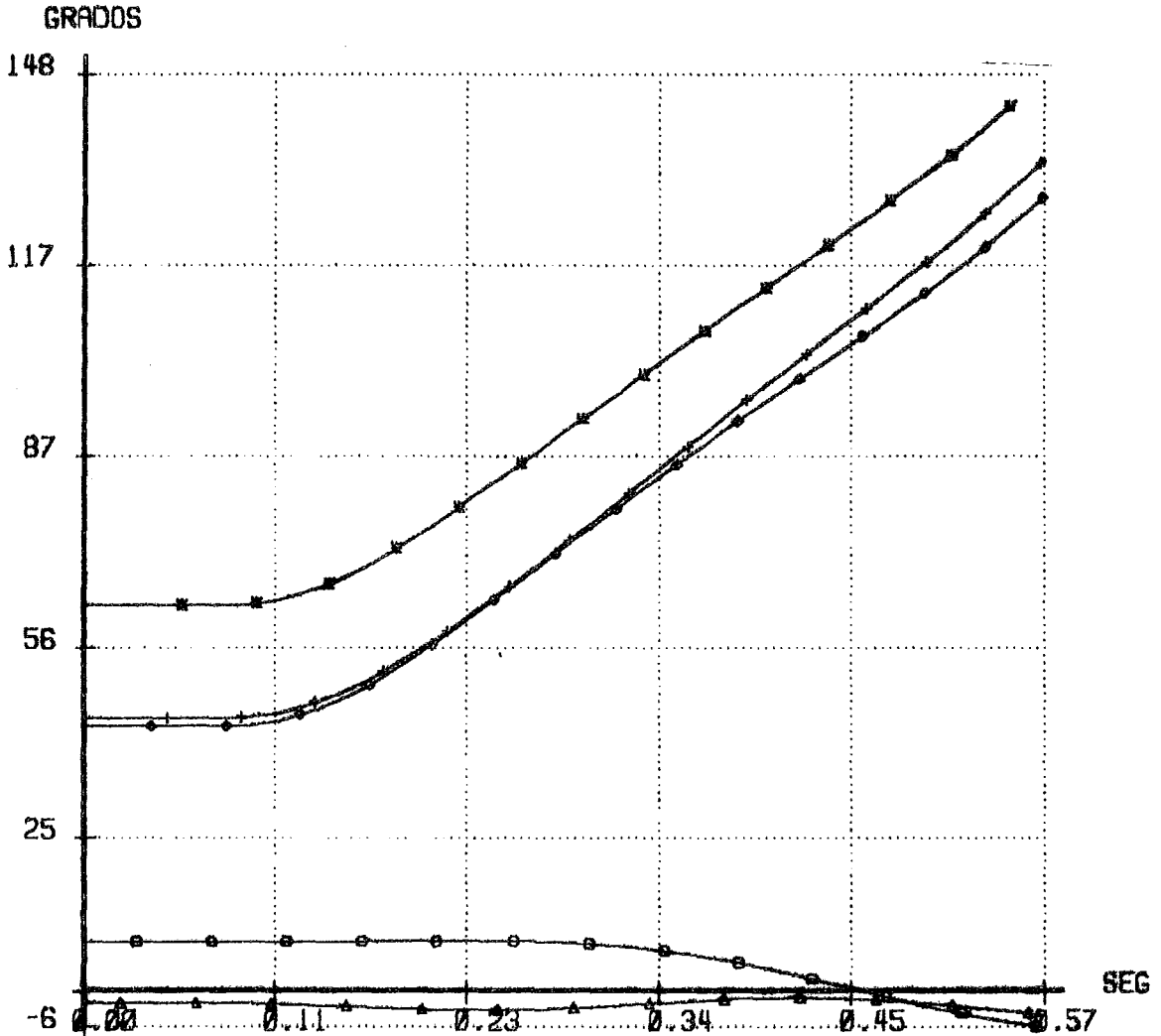
RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP - ESTABI  
01/JUL/86

\* \*\*\*\*\*FALLA TRIFASICA EN BARRA DE 230 KV. DE SUYAPA EN DEMANDA MINIMA\*\* \*  
\* CON SISTEMAS ENEE-INE-ICE (IMPORTANDO 40 MW. DE ENEE) 1986\*\*\*\*\* \*  
\*\*\*\*\*

MAQUINA DE REFERENCIA NICARAG2

- ▲-▲-▲-▲-▲-▲ TERMICAS
- PCF-U1
- RL- U1
- +--+--+--+--+ CJ- U1
- \*-\*-\*-\*-\* NI- U1



CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJE

SISP-ESTABI  
01/JUL/86

\*\*\*\*\*FALLA TRIFASICA EN BARRA DE 230 KV. DE SUYAPA EN DEMANDA MINIMA\*\*  
 \* CON SISTEMAS ENEE-INE-ICE (IMPORTANDO 40 MW. DE ENEE) 1986\*\*\*\*\*  
 \*\*\*\*\*

▲-▲-▲-▲-▲ SY-138  
 ○-○-○-○-○ SF-138  
 ◆-◆-◆-◆-◆ LN-138  
 +-+-+ PG-230  
 ✕-✕-✕-✕-✕ LP-138

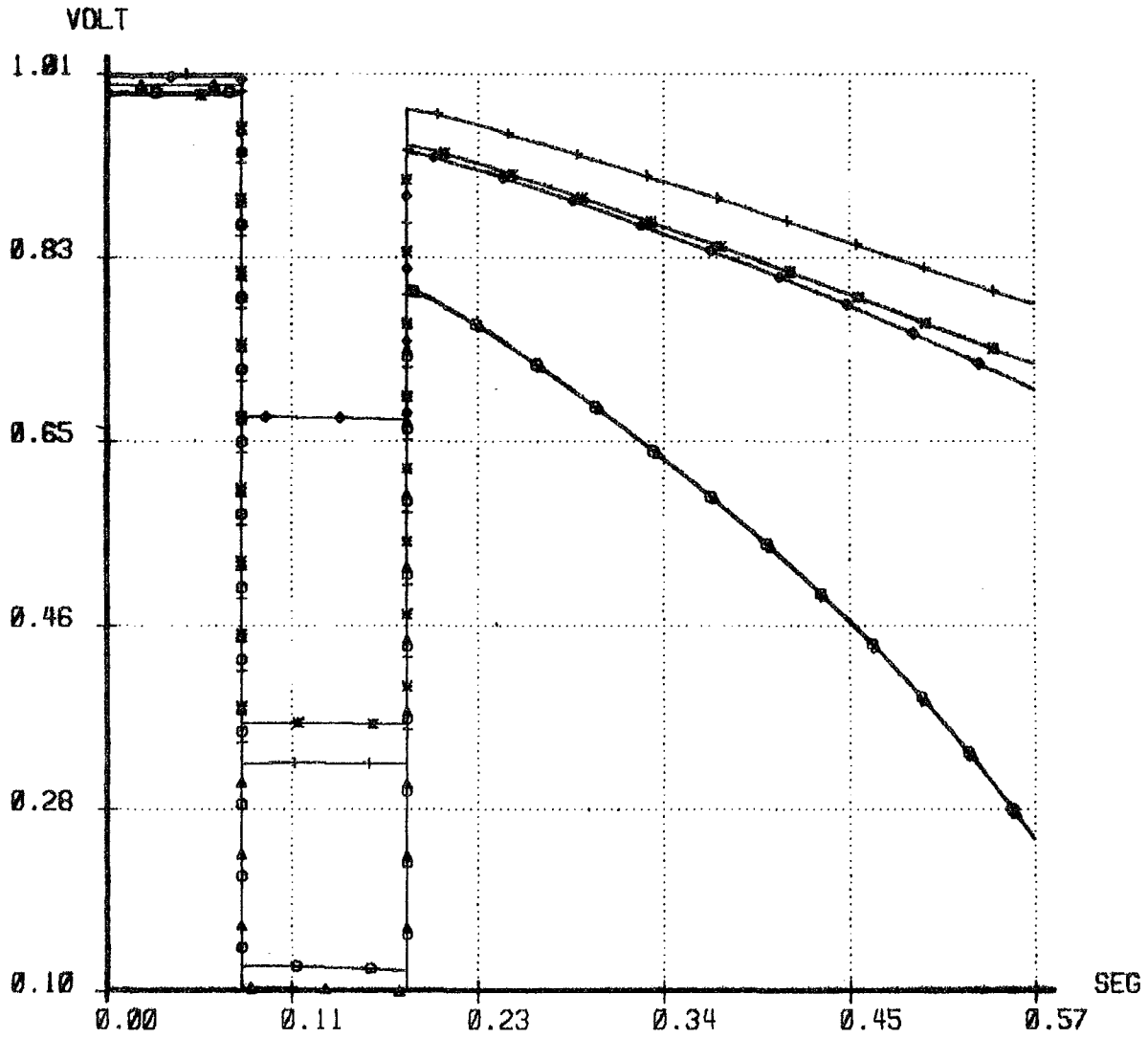


Gráfico 9.

CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
POTENCIA EN MAQUINAS

SISP ESTABI  
01/JUL/86

\*\*\*\*\*FALLA TRIFASICA EN BARRA DE 230 KV. DE SUYAPA EN DEMANDA MINIMA\*\*\*\*\*  
 \* CON SISTEMAS ENEE-INE-ICE (IMPORTANDO 40 MW. DE ENEE) 1986\*\*\*\*\*

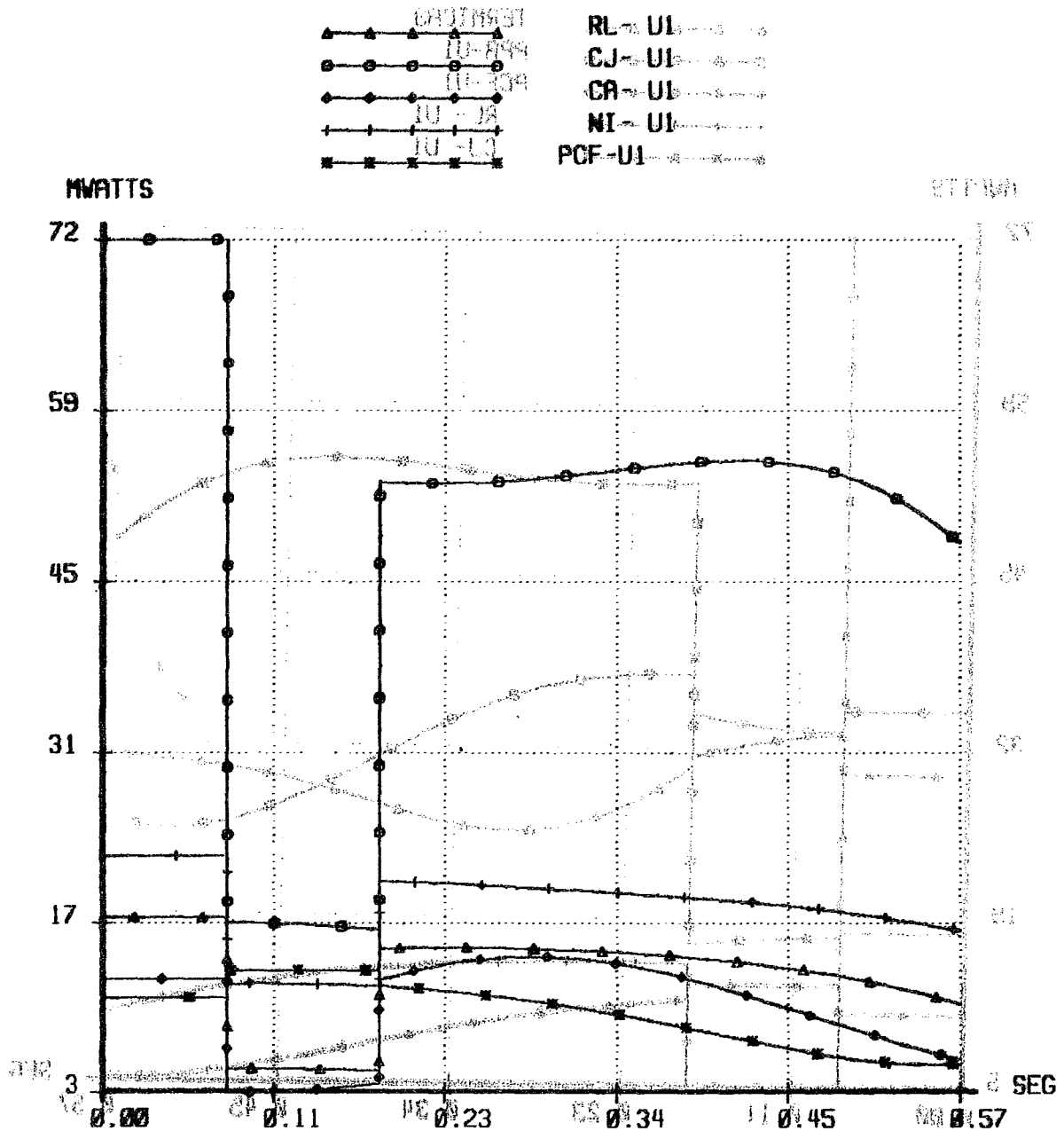




Gráfico 11

CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
POTENCIA EN MAQUINAS

SISP-ESTABI  
01/JUL/86

\* \*\*\*\*\*FALLA TRIFASICA EN BARRA DE 230 KV. DE SUYAPA EN DEMANDA MINIMA\*\* \*  
\* CON SISTEMAS ENEE-INE-ICE (IMPORTANDO 40 MW. DE ENEE) 1986\*\*\*\*\* \*  
\*\*\*\*\*

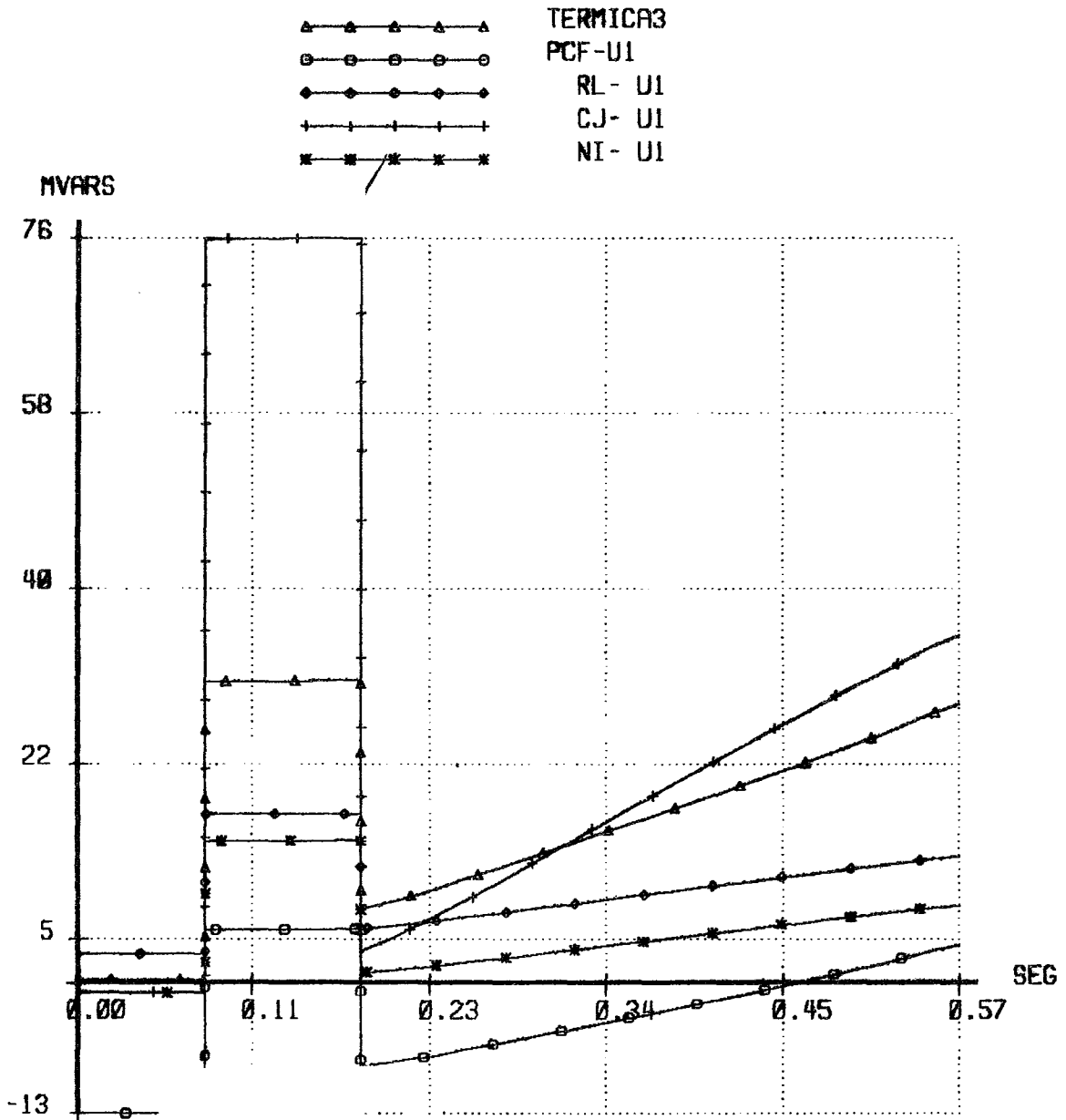


Gráfico 12

CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FRECUENCIA EN MAQUINAS

SISP-ESTABI  
01/JUL/86

\*\*\*\*\*FALLA TRIFASICA EN BARRA DE 230 KV. DE SUYAPA EN DEMANDA MINIMA\*\*  
 \* CON SISTEMAS ENEE-INE-ICE (IMPORTANDO 40 MW. DE ENEE) 1986\*\*\*\*\*  
 \*\*\*\*\*

▲-▲-▲-▲-▲-▲      TERMICA3  
 ○-○-○-○-○-○      PCF-U1  
 ◆-◆-◆-◆-◆-◆      RL - U1  
 +--+--+--+--+      CJ- U1  
 \*-\*-\*-\*-\*      NI - U1

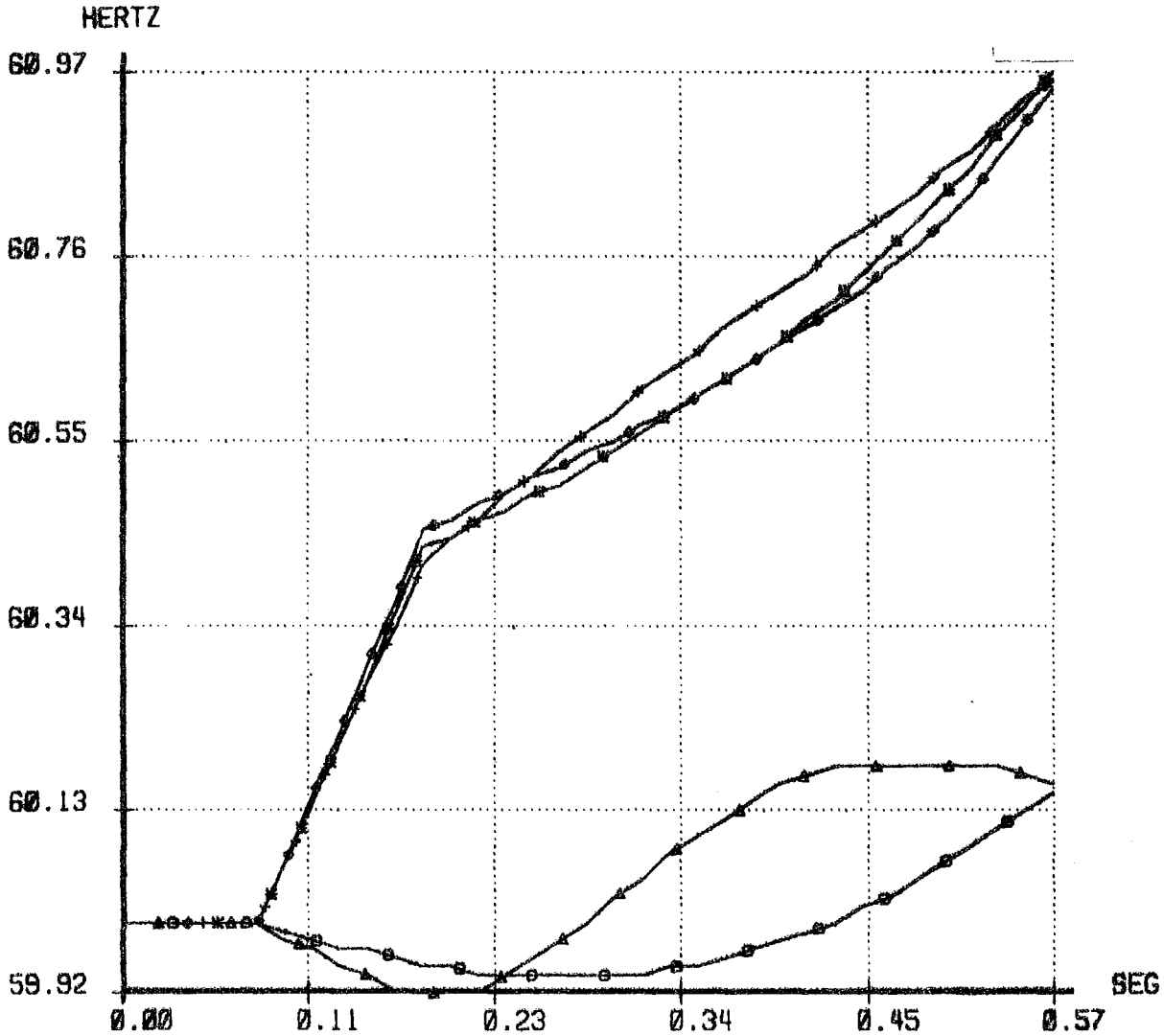




Gráfico 13

EEI CENACE  
BID

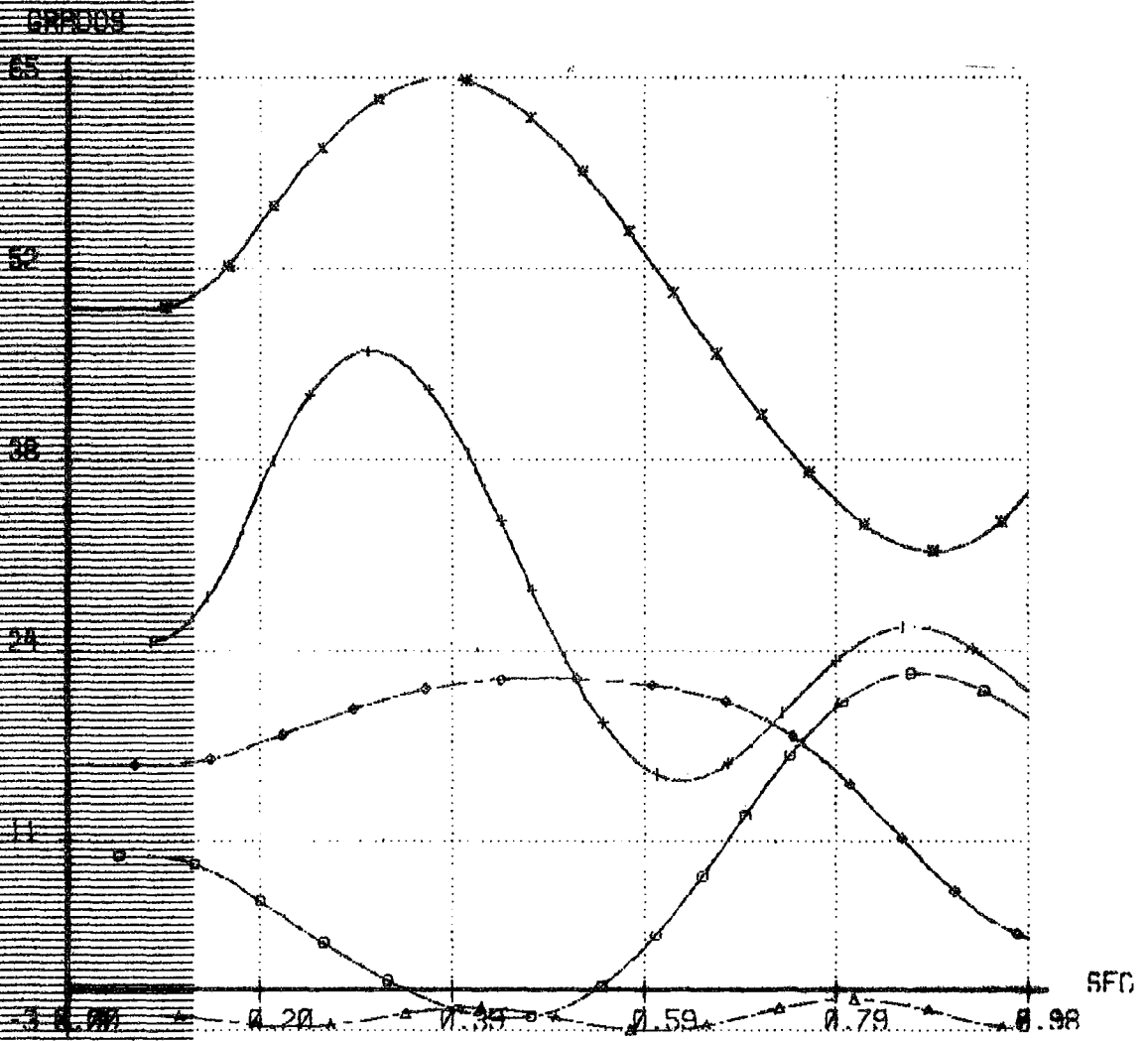
RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI  
03/JUL/86

\*\*\* FALLA TRIFASICA EN LINEA CJ-SY EN DEM. MIN., TRANSFIRIENDO 10MW \*\*\*  
\*\*\* A ICE, SISTEMAS ENEE-INE-ICE 1986. \*\*\*  
\*\*\*\*\*

MAQUINA DE REFERENCIA NICARAG2

- △—△—△—△—△— TERMICAS
- +—+—+—+—+—+— PCF-U1
- CJ- U1
- +—+—+—+—+—+— CA- U1
- \*—\*—\*—\*—\*—\*— NI- U1



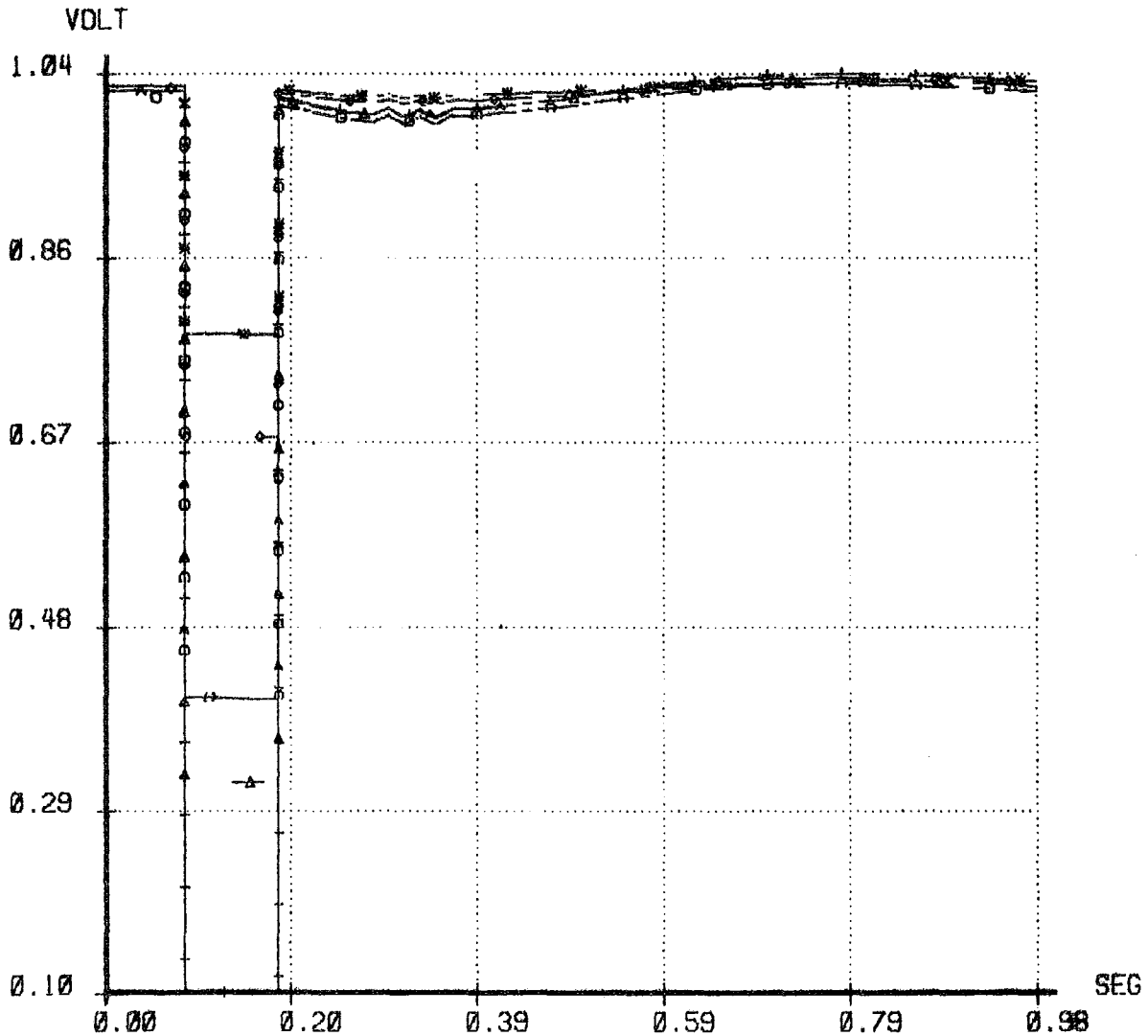
CFC CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJE

SISP-ESTABI  
03/JUL/86

\* \*\*\* FALLA TRIFASICA EN LINEA CJ-SY EN DEM. MIN.. TRANSFIRIENDO 10MW \*\* \*  
\* \*\*\* A ICE. SISTEMAS ENEE-INE-ICE 1986. \*\* \*  
\*\*\*\*\*

PG-230  
CA-138  
LN-138  
SY-138  
LB-230



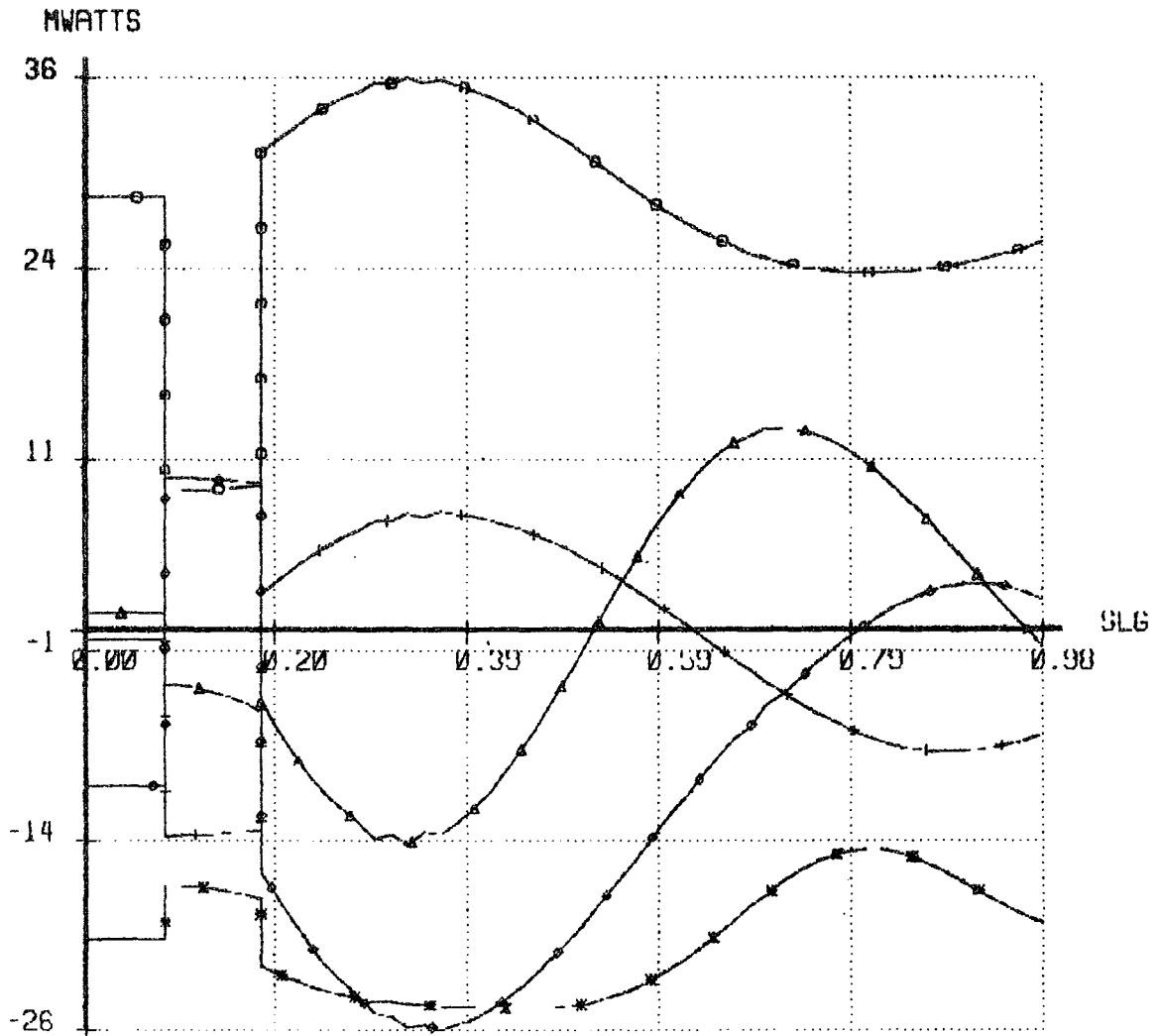
CFC CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA

SISP-ESTABI  
03/JUL/86

\* \*\*\* FALLA TRIFASICA EN LINEA CJ-SY EN DEM. MIN., TRANSFIRIENDO 10MW \*\* \*  
\* \*\*\* A ICE, SISTEMAS ENEE-INE-ICE 1986. \*\* \*  
\*\*\*\*\*

▲-▲-▲-▲-▲ CJ-230 -> PG-230  
 +--+--+--+ CA-138 -> SG-138  
 ●-●-●-●-● LN-138 -> PV-138  
 +--+--+--+ LN-138 -> PCF-138  
 \*-\*-\*-\*-\* LB-230 -> PNI-230



CFE-CENACE  
DID

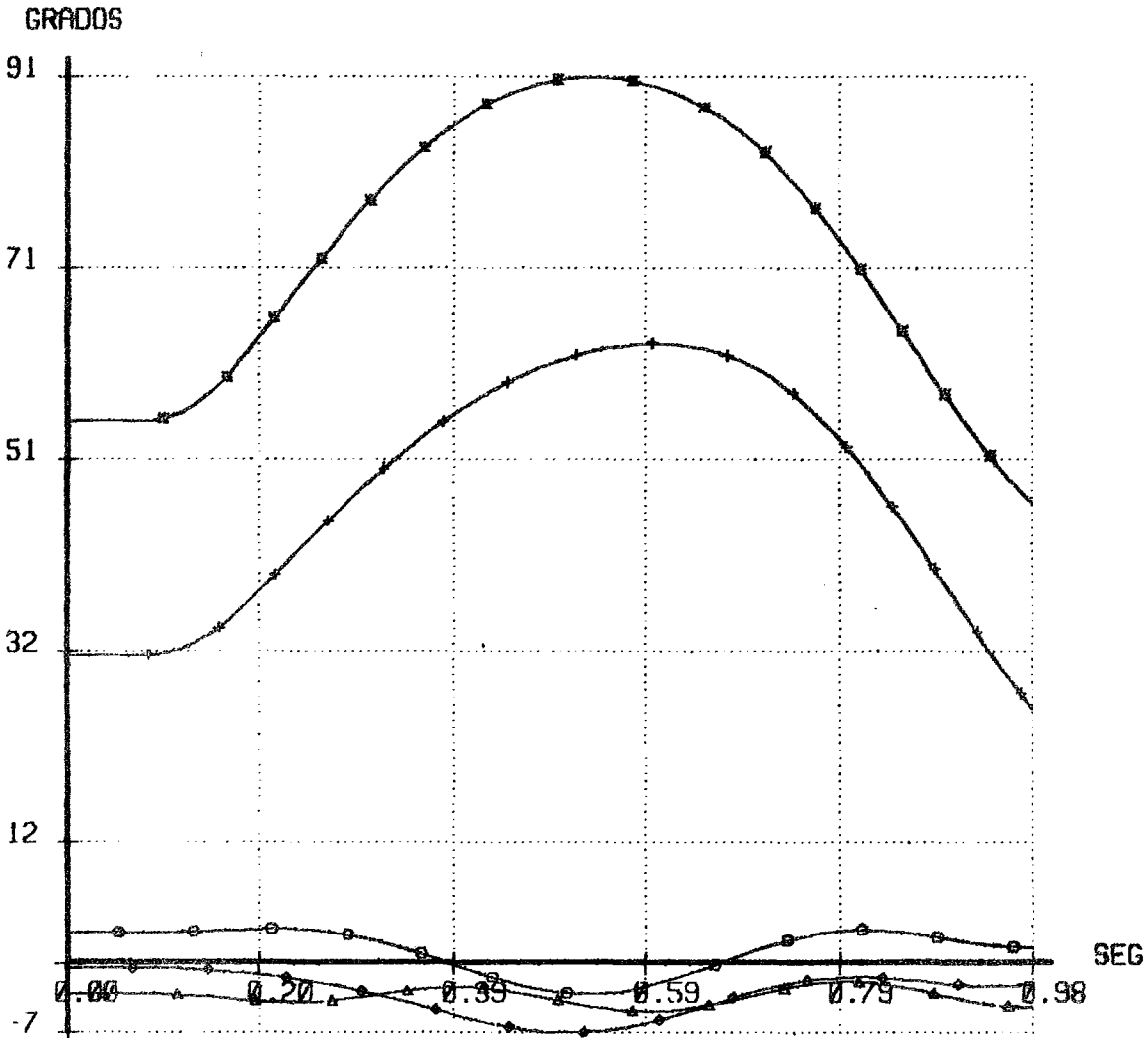
RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI  
01/JUL/86

\* \*\* FALLA TRIFASICA EN LINEA CJ-SY (CERCA SY-230) EN DEMAN. MAX. \*  
\* \*\* SISTEMAS ENEE-INE-ICE, TRANSFIRIENDO 45MW = 30 INE + 15 ICE. \*\*\* \*  
\*\*\*\*\*

MAQUINA DE REFERENCIA NICARAGI

▲-▲-▲-▲-▲ TERMICA3  
○-○-○-○-○ PPA-U1  
●-●-●-●-● PCA-U1  
+--+--+--+ CJ- U3  
\*-\*-\*-\*-\* NI- U1



CFE-CENACE  
DID

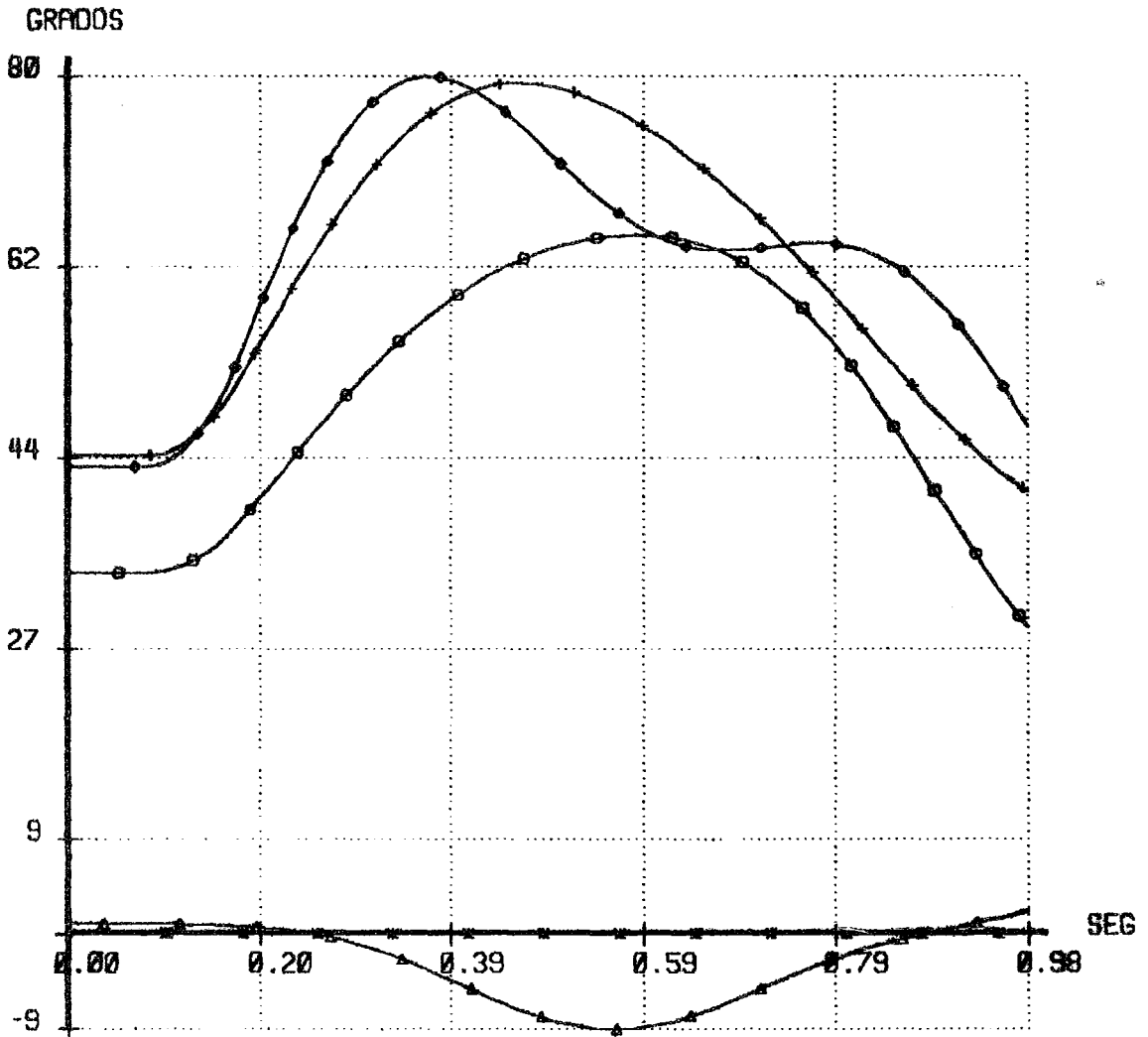
RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI  
01/JUL/86

\* \*\* FALLA TRIFASICA EN LINEA CJ-SY \_\_\_\_\_ (CERCA SY-230) EN DEMAN. MAX. \*  
\* \*\* SISTEMAS ENEE-INE-ICE, TRANSFIRIENDO 45MW = 30 INE + 15 ICE. \*\*\* \*  
\*\*\*\*\*

MAQUINA DE REFERENCIA NICARAG1

- ▲-▲-▲-▲-▲ PCF-U1
- CJ- U1
- ◆-◆-◆-◆-◆ CA- U1
- +--+--+--+ RL- U1
- \*-\*-\*-\*-\* NICARAG2

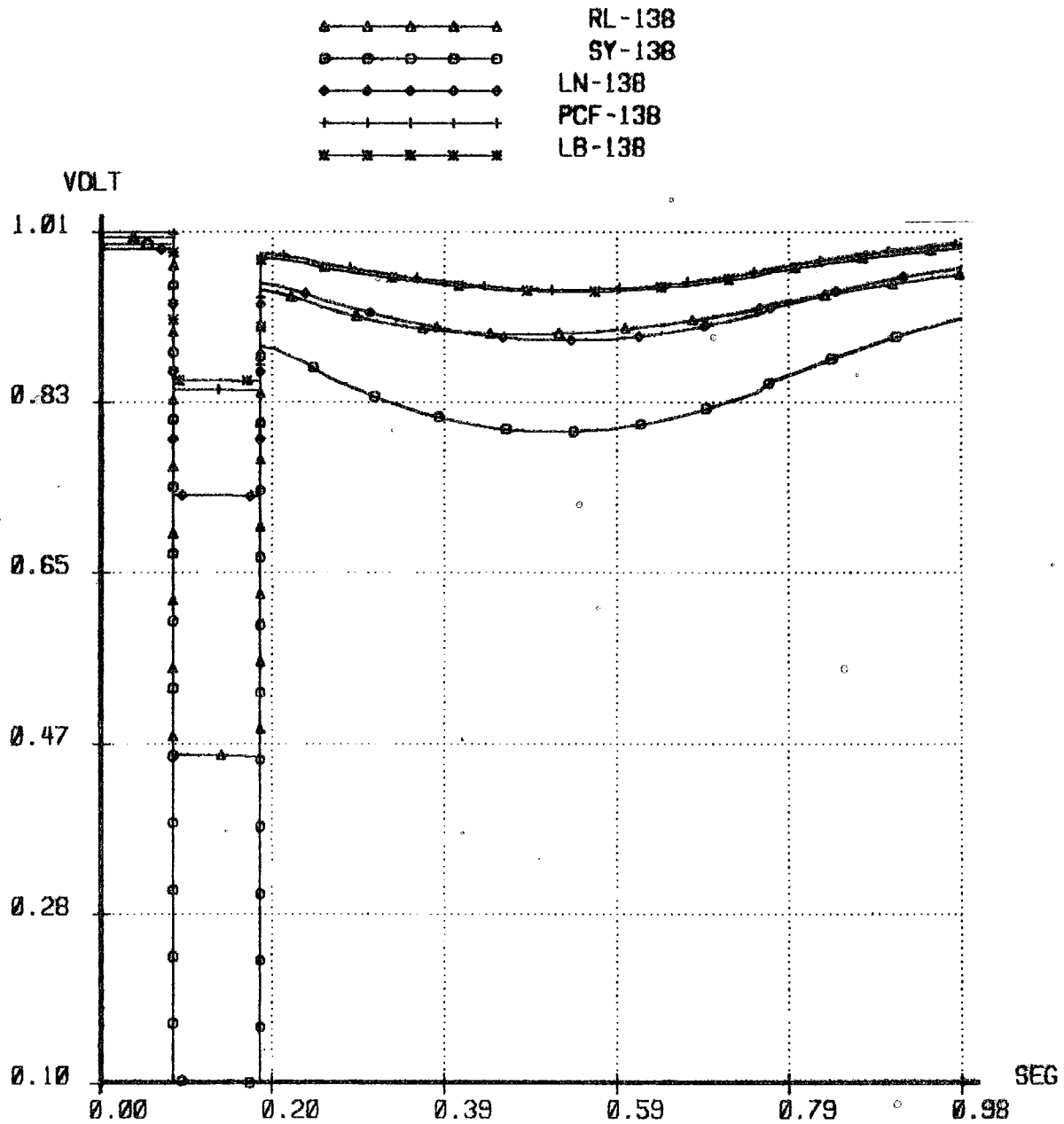


CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJE

SISP-ESTABI  
01/JUL/86

\* \*\* FALLA TRIFASICA EN LINEA CJ-SY (CERCA SY-2300) EN DEMAN. MAX. \*  
\* \*\* SISTEMAS ENEE-INE-ICE. TRANSFIRIENDO 45MW = 30 INE + 15 ICE. \*\*\* \*  
\*\*\*\*\*



CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA

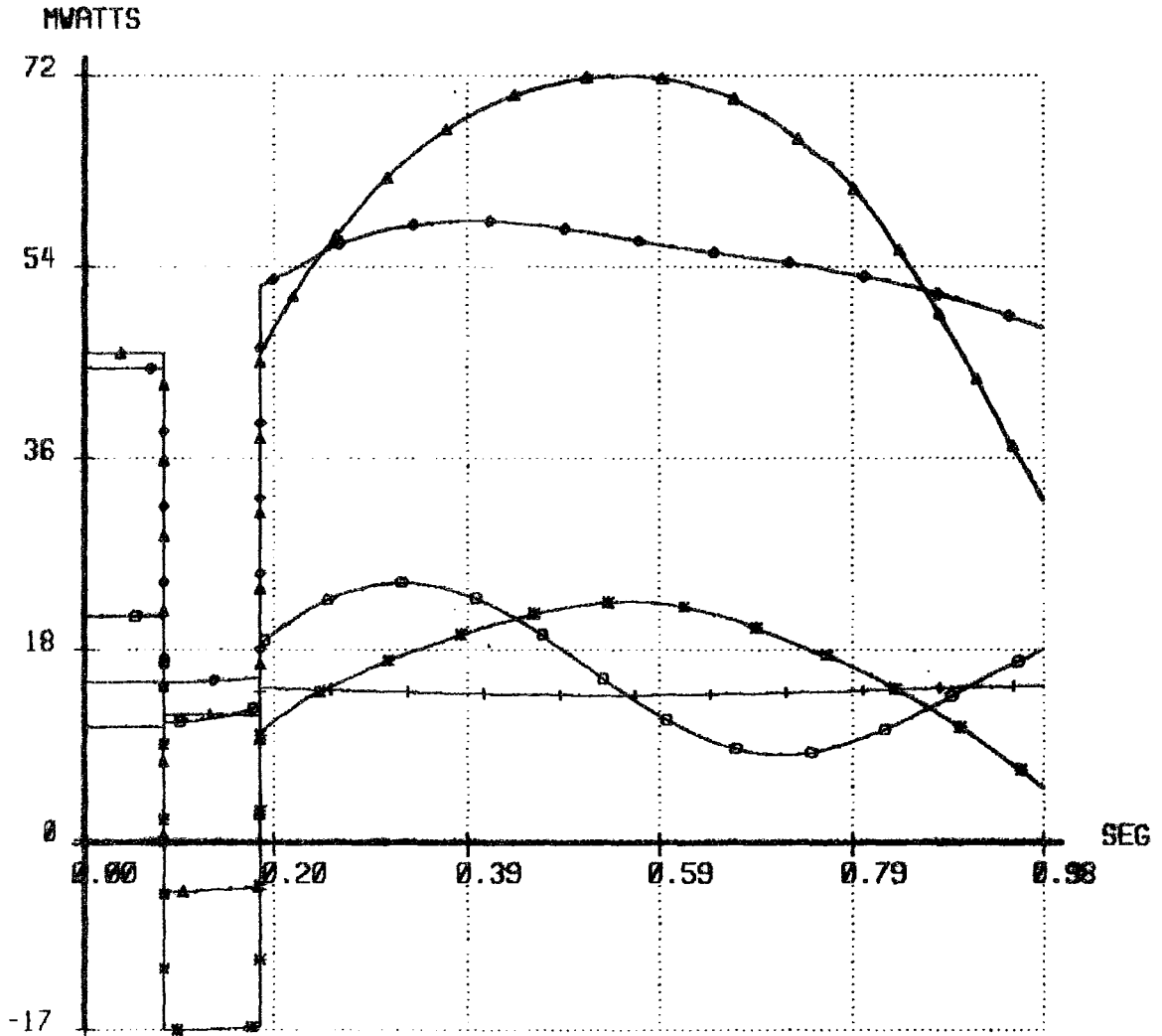
SISP-ESTABI  
01/JUL/86

\* \*\* FALLA TRIFASICA EN LINEA CJ-SY (CERCA SY-230) EN DEMAN. MAX. \*

\* \*\* SISTEMAS ENEE-INE-ICE. TRANSFIRIENDO 45MW = 30 INE + 15 ICE. \*\*\* \*

\*\*\*\*\*

- ▲-▲-▲-▲-▲ PV-138 -> LN-138
- RL-138 -> PG-138
- CA-138 -> SG-138
- +--+--+--+ LB-230 -> LIB-230
- \*-\*-\*-\* LN-138 -> PCF-138



CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA

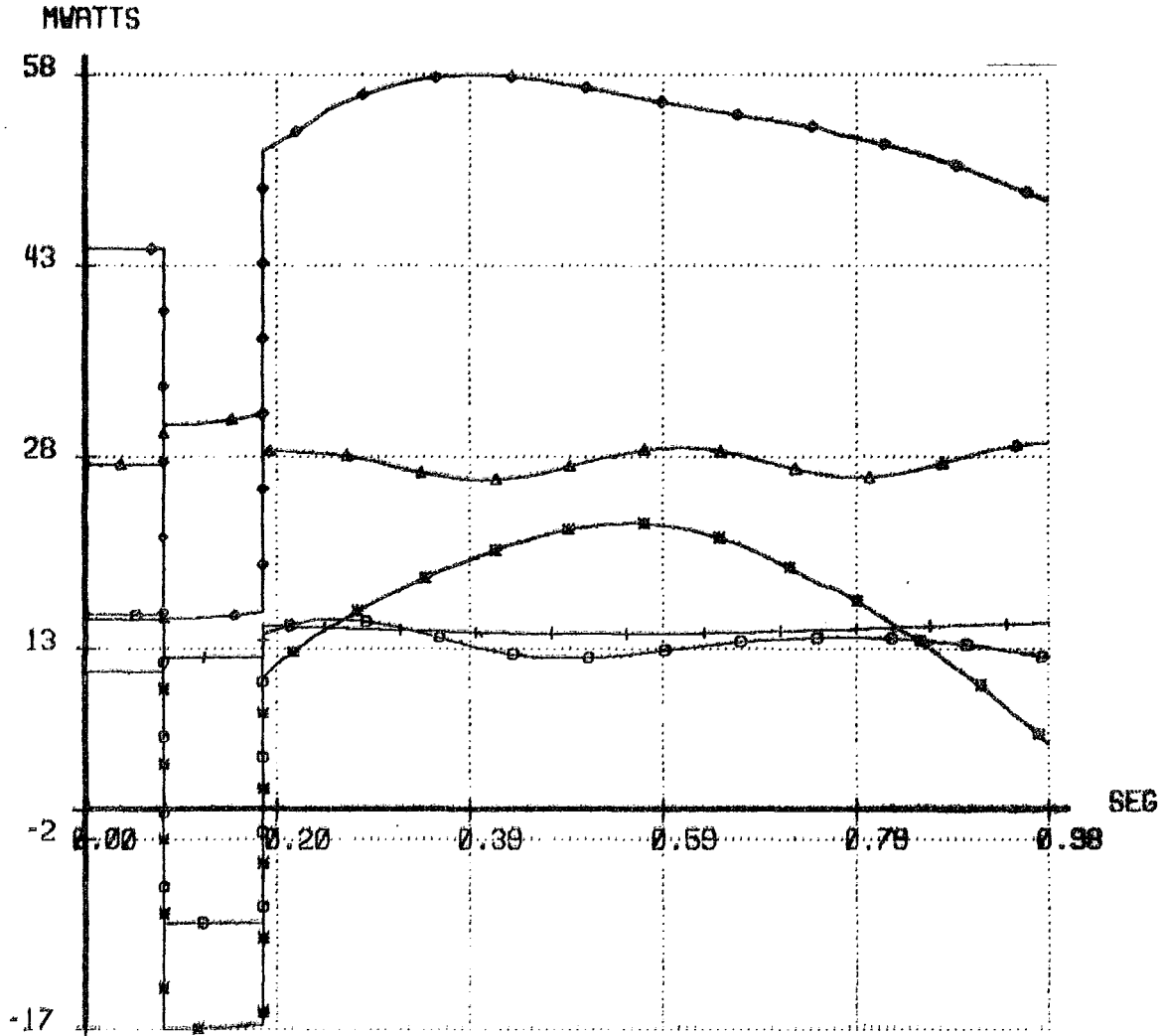
SISP-ESTABI  
01/JUL/86

\* \*\* FALLA TRIFASICA EN LINEA CJ-SY (CERCA SY-230) EN DEYAN. MAX. \*

\* \*\* SISTEMAS ENEE-INE-ICE. TRANSFIRIENDO 45MW = 30 INE + 15 ICE. \*\*\* \*

\*\*\*\*\*

▲-▲-▲-▲-▲ LB-138 -> MG-138  
 ○-○-○-○-○ PCF-138 -> PH-138  
 ●-●-●-●-● CA-138 -> SG-138  
 +-+-+-+-+ LB-230 -> LIB-230  
 \*-\*-\*-\* LN-138 -> PCF-138





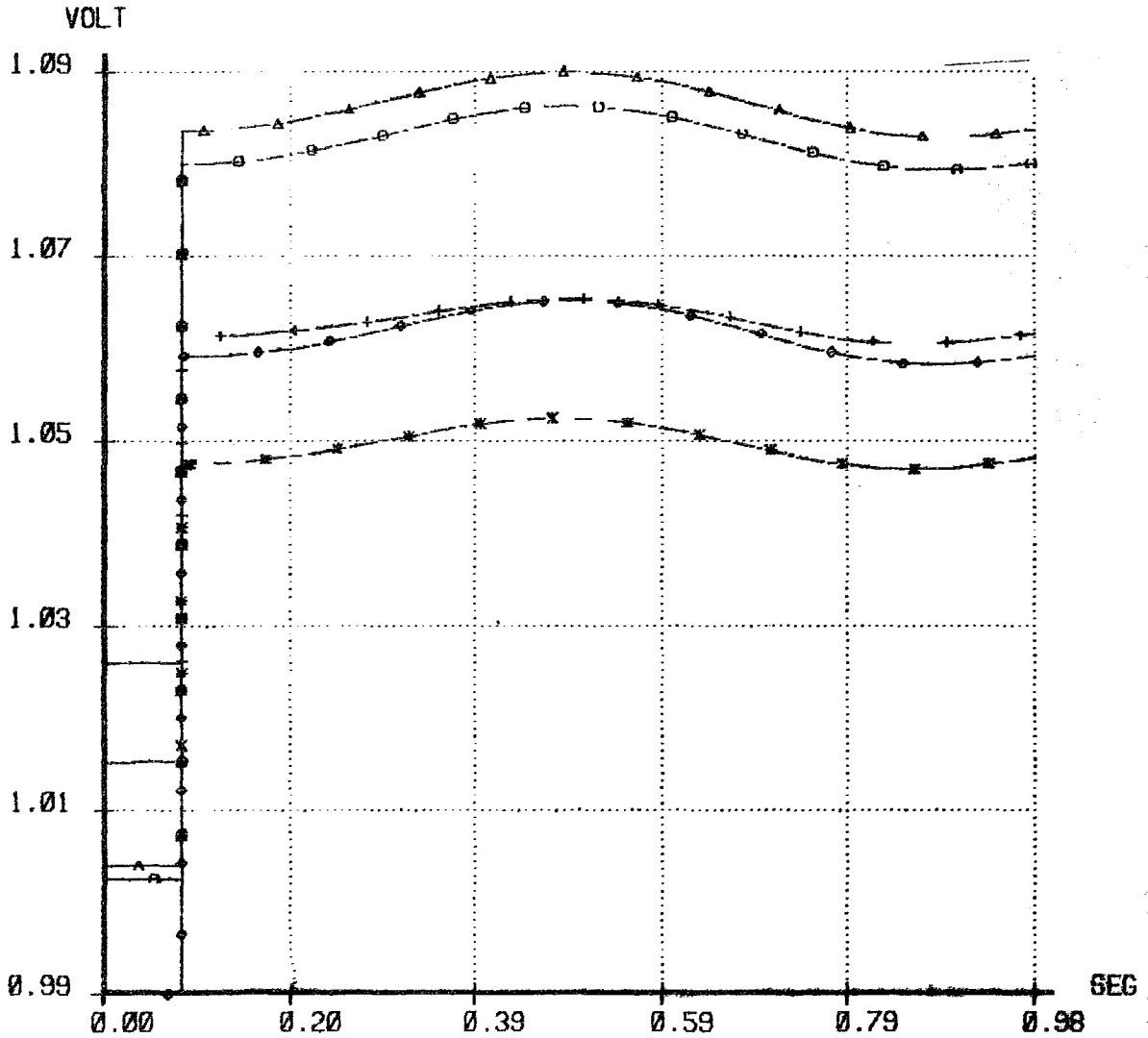
CTE CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJE

SISP-ESTABI  
05/JUL/86

\* \*\*\*\*\*DISPARO DE CJ-U2 EN DEMANDA MINIMA DE SISTEMAS ENEE-INE 1987\*\*\*\*\* \*  
\* \*\*\*\*\*CON LINEA LB-LID(SIN TRANSFERENCIAS) CON REACTORES EN LB Y SY\*\*\*\*\* \*  
\*\*\*\*\*

▲▲▲▲▲ CJ-230  
□□□□□ PG-230  
○○○○○ SY-138  
+ + + + + LB-230  
\* \* \* \* \* PCF-138



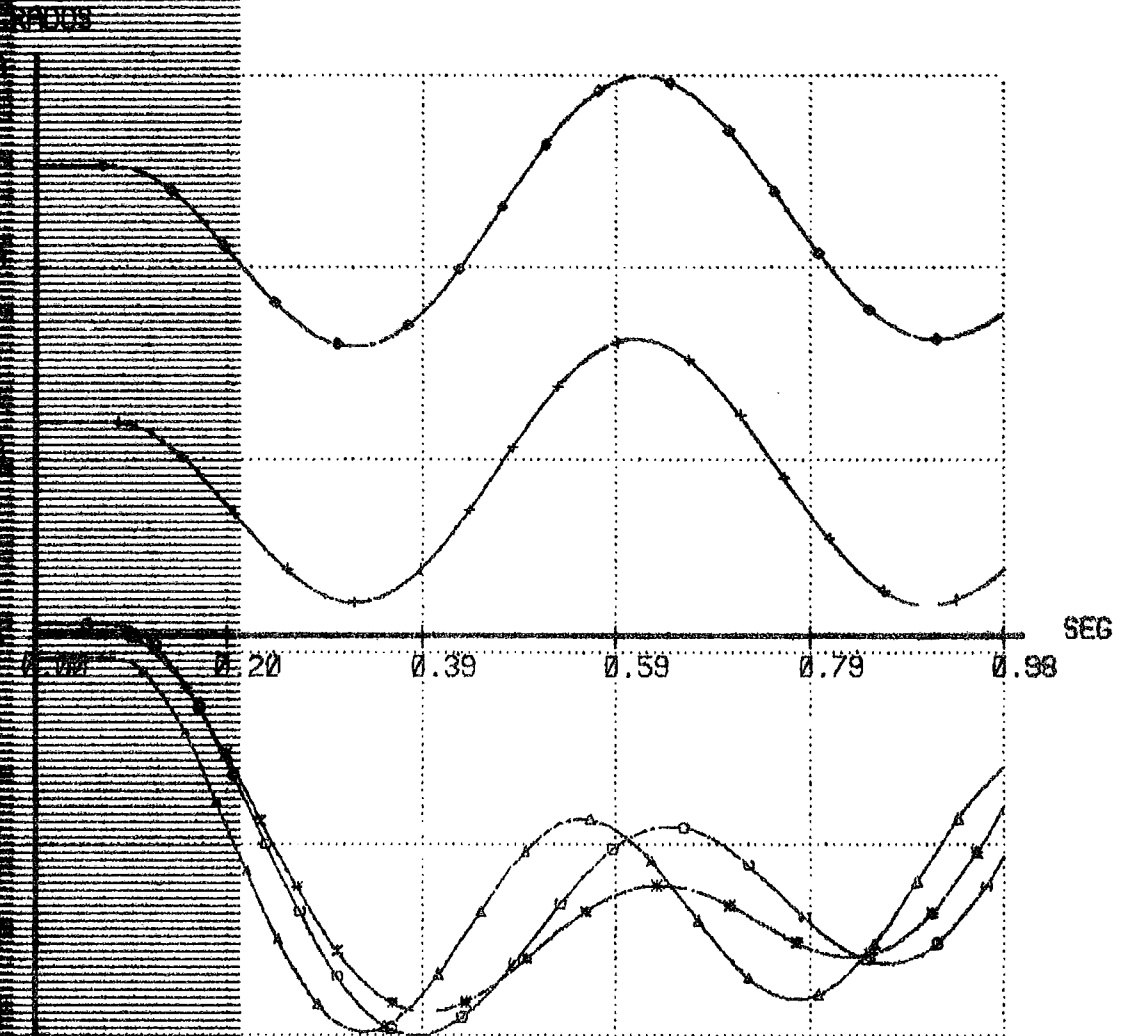
RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

SIEP-ESTABI  
05/JUL/86

TEMPERATURA TRIPOLAR LINEA PNI-LB EN DEMANDA MAXIMA-87 CON LOS \*\*\*\*\* \*  
SISTEMAS ENEL-INE-ICE, TRANSFIRIENDO 80MW = 30 INE 50 ICE. \*\*\*\*\* \*

MAQUINA DE REFERENCIA NICARAGI

- △—△—△—△—△—△— TERMICAS
- +—+—+—+—+—+— PPA-U1
- NI-U1
- x—x—x—x—x—x— CJ-U4
- \*—\*—\*—\*—\*—\*— PCF-U1

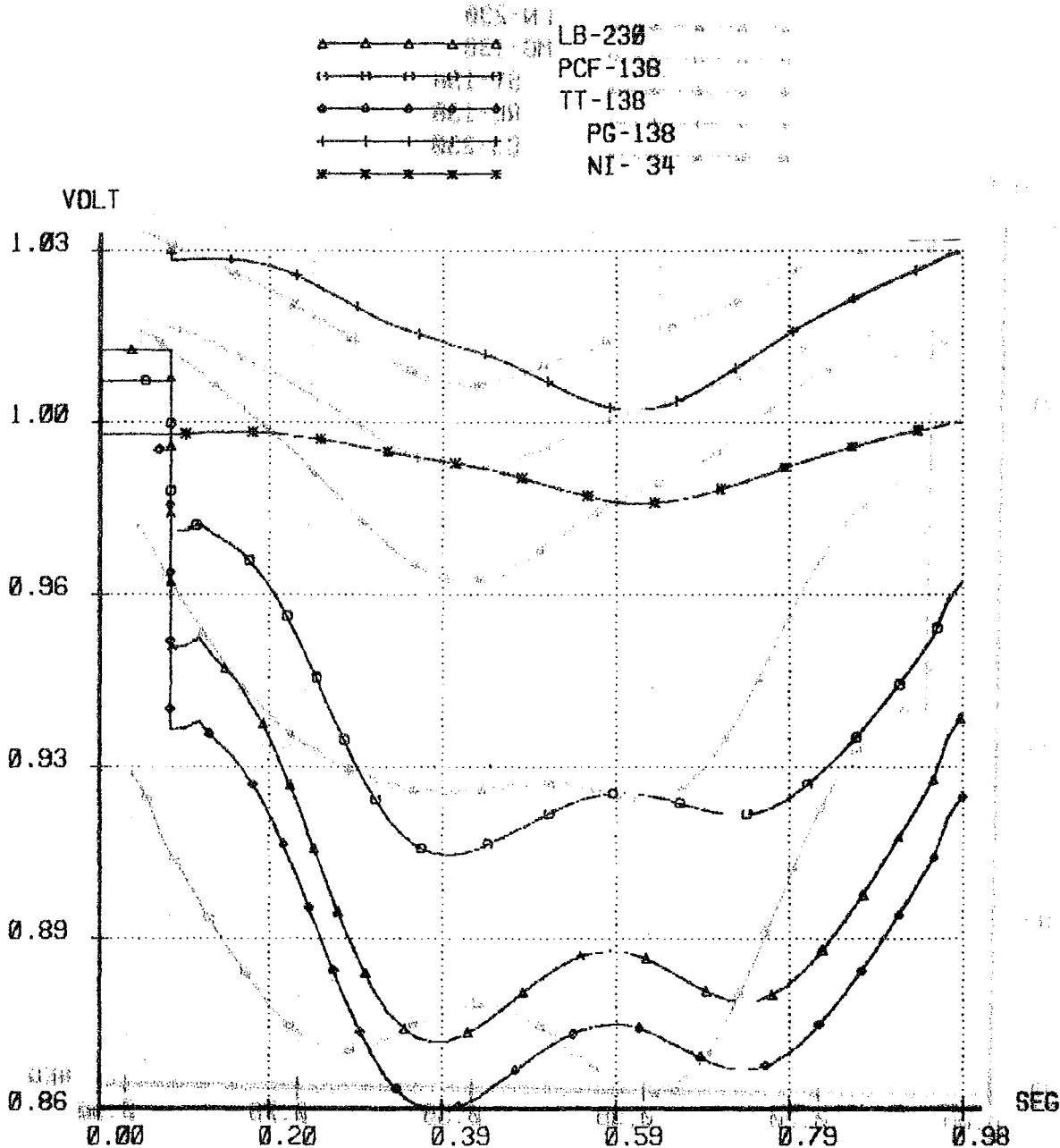


CFL CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJE

SISP-ESTABI  
05/JUL/86

\*\*\* APERTURA TRIPOLAR LINEA PNI-LB EN DEMANDA MAXIMA-87 CON LOS \*\*\*\*\*  
\*\*\* SISTEMAS ENEE-INE-ICE. TRANSFIRIENDO 80MW = 30 INE + 50 ICE. \*\*\*\*\*



CFC CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJE

SISP-ESTABI  
05/JUL/86

\* \*\*\* APERTURA TRIPOLAR LINEA PNI-LD EN DEMANDA MAXIMA-87 CON LOS \*\*\*\*\* \*  
\* \*\*\* SISTEMAS ENEE-INE-ICE, TRANSFIRIENDO 80MW = 30 INE + 50 ICE. \*\*\*\*\* \*  
\*\*\*\*\*

LN-230  
MG-138  
8Y-138  
RL-138  
CJ-230

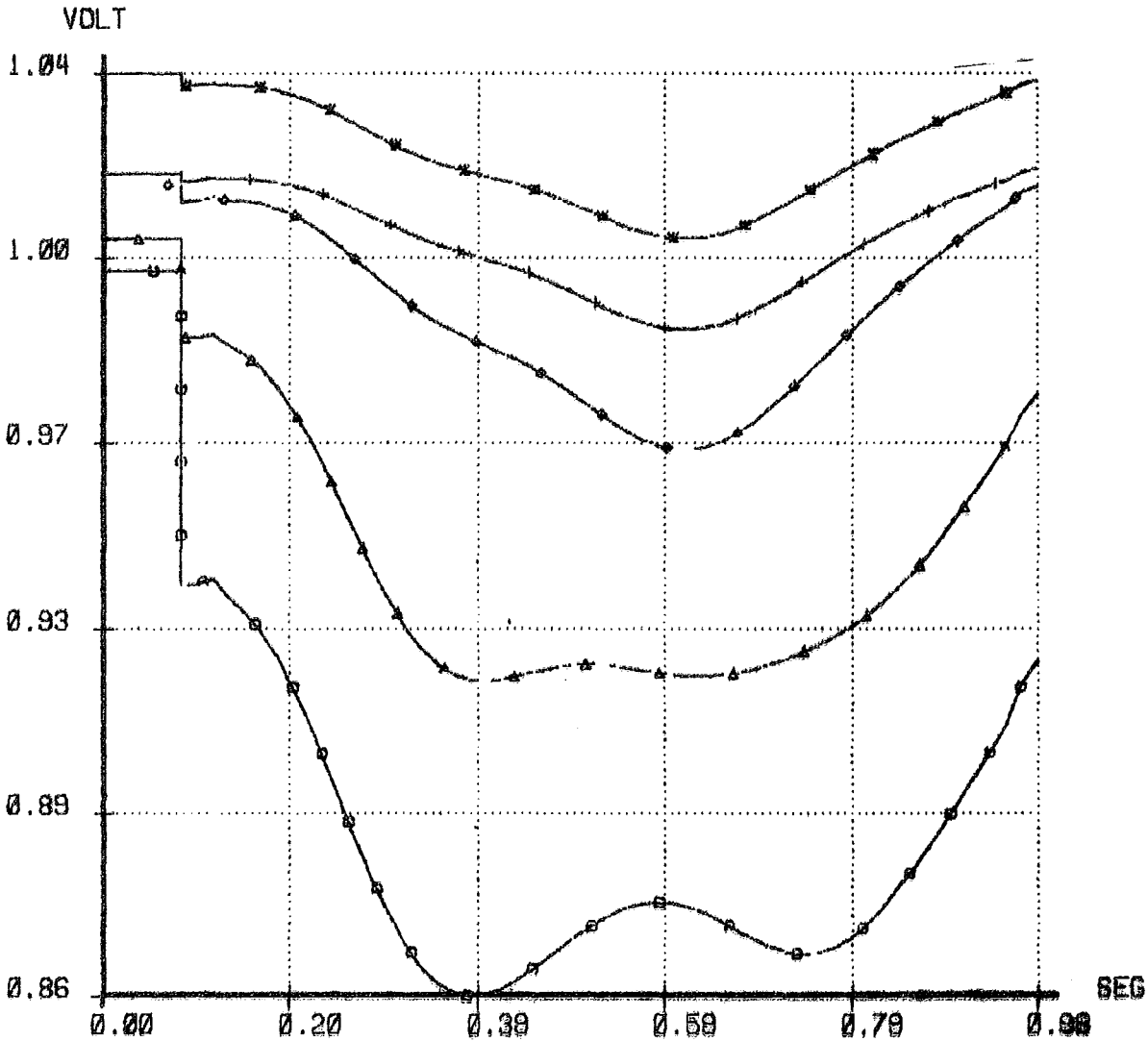


Gráfico 25

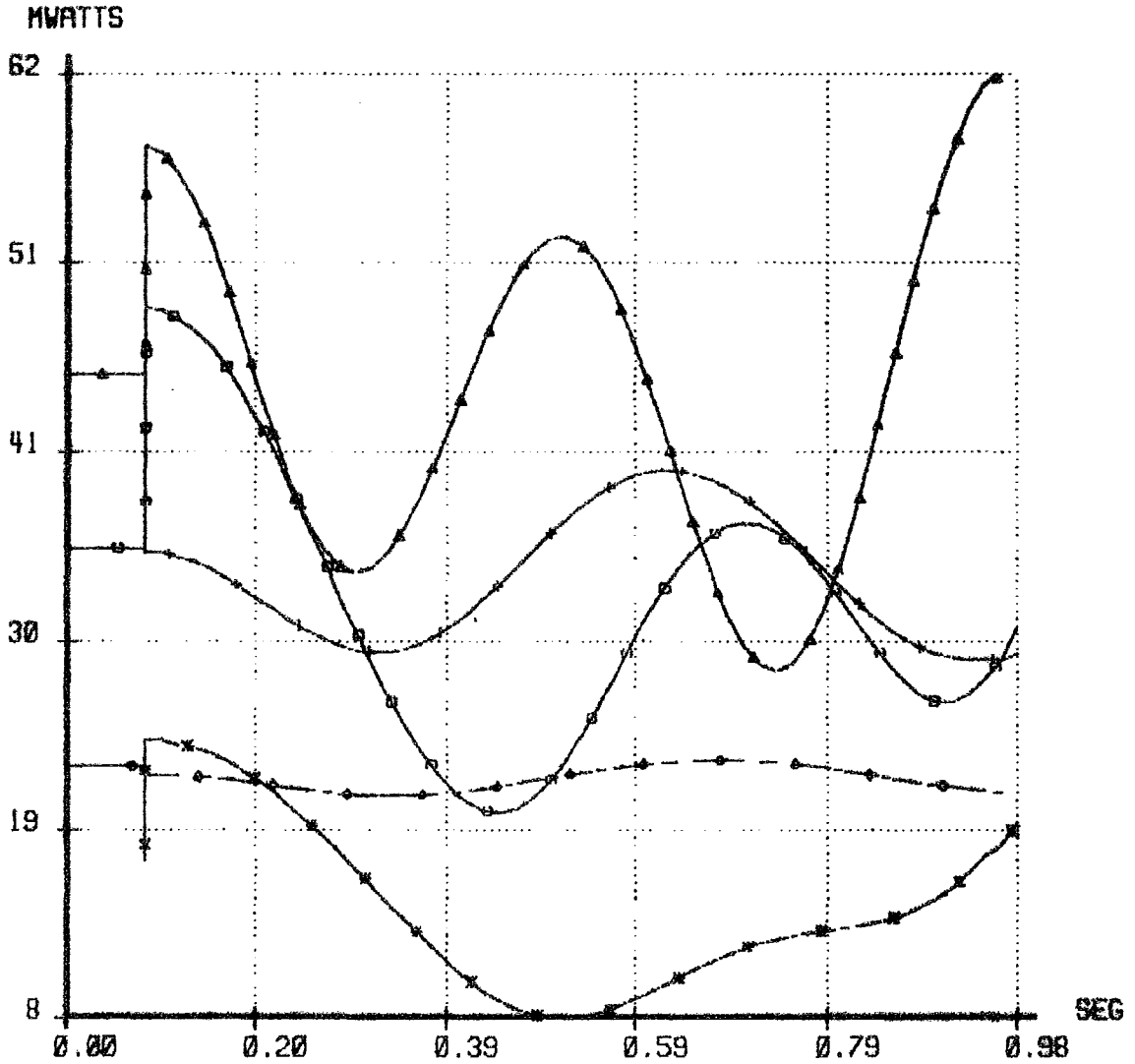
CTE GENICE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
POTENCIA EN MADDINAS

SISP-ESTABI  
05/JUL/86

\*\*\* APERTURA TRIPOLAR LINEA PNI-LB EN DEMANDA MAXIMA-87 CON LOS \*\*\*\*\*  
 \*\*\* SISTEMAS ENEE-INE-ICE. TRANSFIRIENDO 80MW = 30 INE + 50 ICE. \*\*\*\*\*  
 \*\*\*\*\*

▲-▲-▲-▲-▲-▲      TERMICA3  
 □-□-□-□-□-□      PPA-U1  
 ○-○-○-○-○-○      NI- U1  
 +--+--+--+--+      CJ- U4  
 \*-\*-\*-\*-\*      PCF-U1



CTE CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FRECUENCIA EN MAQUINAS

SISP-ESTABI  
05/JUL/86

\* \*\*\* APERTURA TRIPOLAR LINEA PNI-LB EN DEMANDA MAXIMA-87 CON LOS \*\*\*\*\* \*  
\* \*\*\* SISTEMAS ENEE-INE-ICE. TRANSFIRIENDO 80MW = 30 INE + 50 ICE. \*\*\*\*\* \*  
\*\*\*\*\*

▲-▲-▲-▲-▲ PCA-U1  
 □-□-□-□-□ RL-U1  
 ●-●-●-●-● CJ-U1  
 +--+--+--+ CA-U1  
 \*-\*-\*-\*-\* NICARAG2

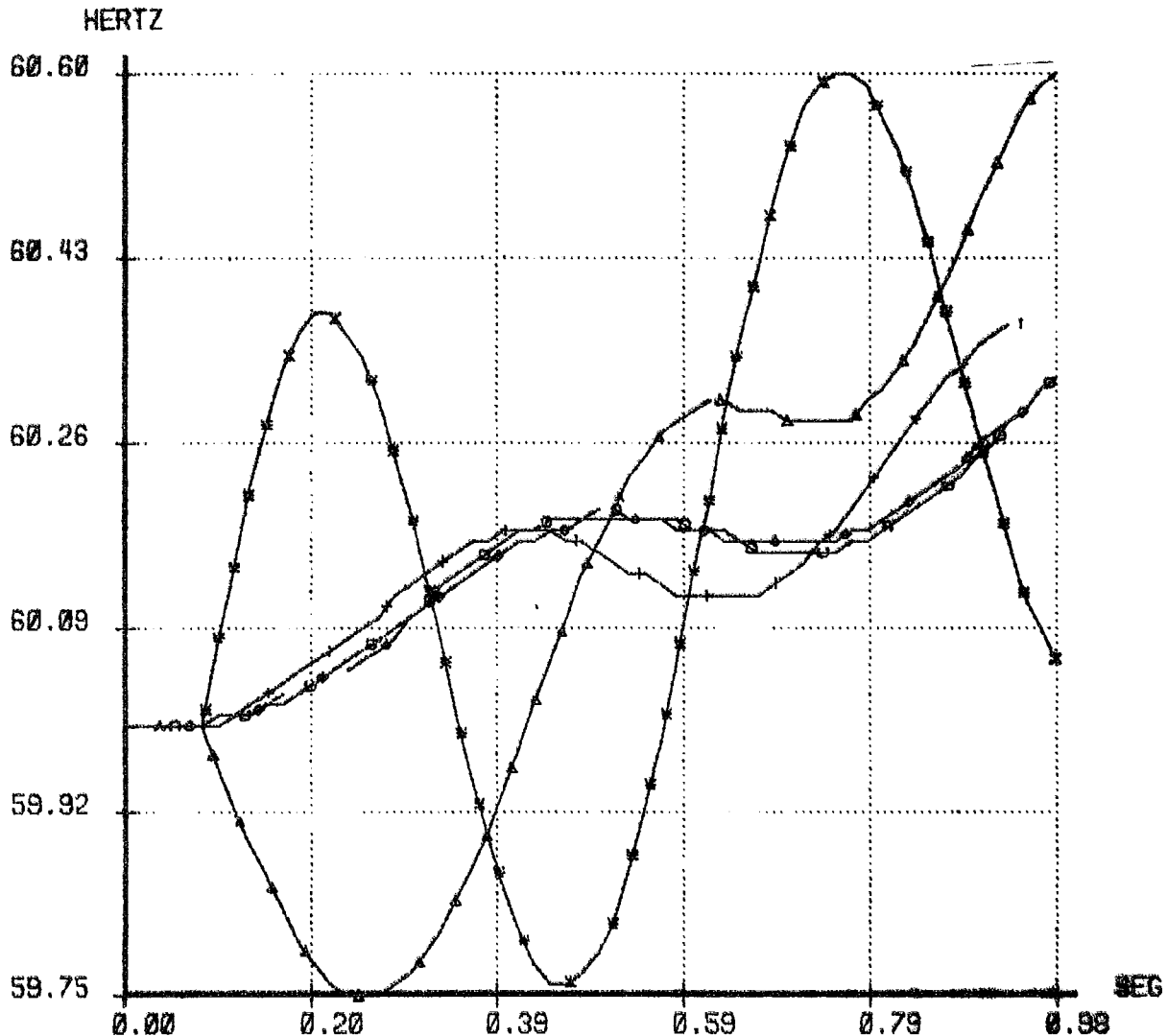


Gráfico 27

CFC CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA

SISP-ESTABI  
05/JUL/86

\* \*\*\* APERTURA TRIPOLAR LINEA PNI-LB EN DEMANDA MAXIMA-87 CON LOS \*\*\*\*\* \*  
\* \*\*\* SISTEMAS ENEE-INE-ICE, TRANSFIRIENDO 80MW = 30 INE + 50 ICE. \*\*\*\*\* \*  
\*\*\*\*\*

- ▲-▲-▲-▲-▲ PV-230 -> LN-230
- CA-138 -> SG-138
- ◆-◆-◆-◆-◆ LN-138 -> PCF-138
- ↑-↑-↑-↑-↑ PCF-138 -> PH-138
- \*-\*-\*-\*-\* RL-138 -> PG-138

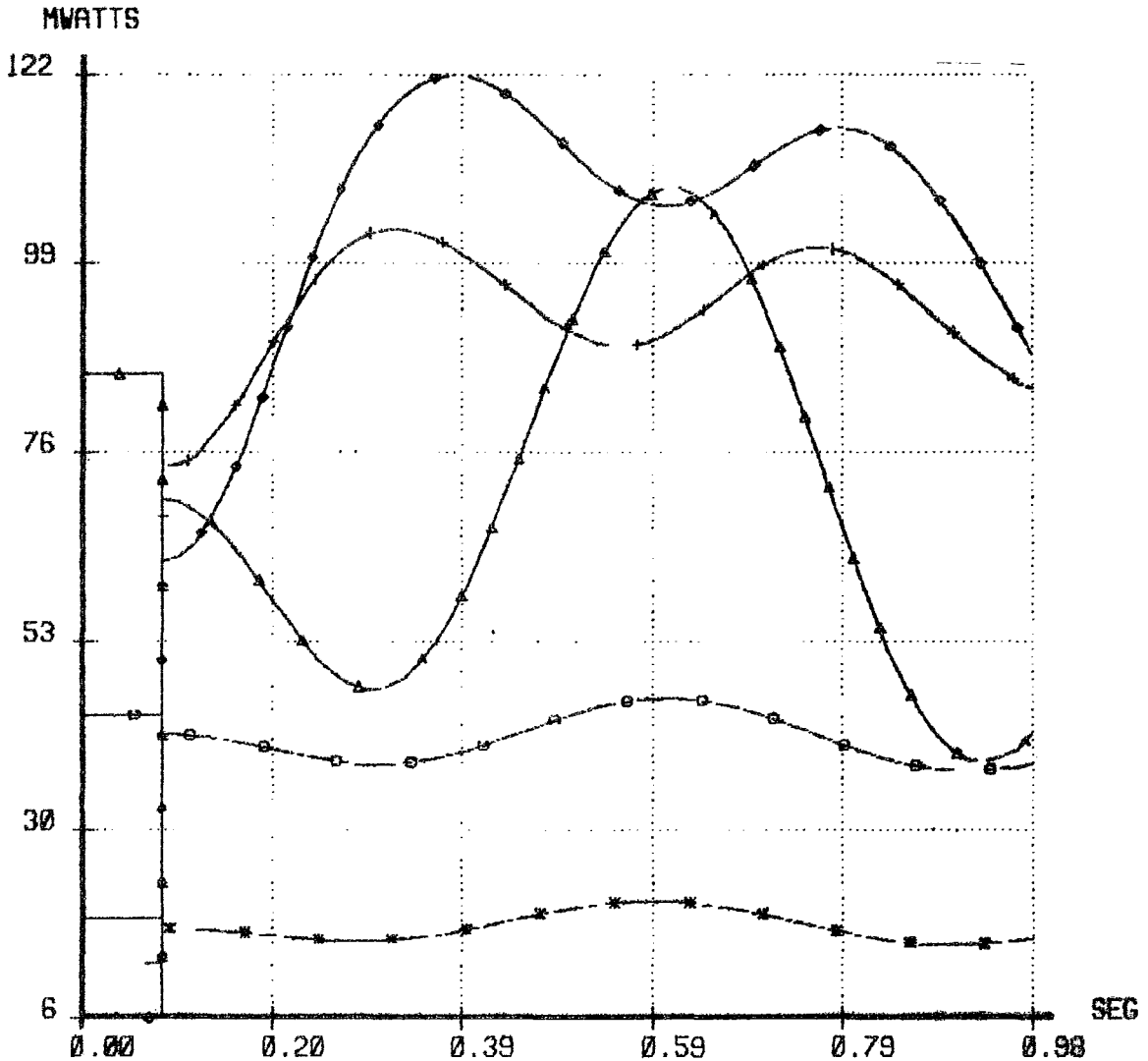


Gráfico 28

CIT CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI  
05/JUL/86

\*\*\* FALLA TRIFASICA EN LINEA CJ-SY EN DEMANDA MAXIMA-88. CON LOS \*\*\*  
 \*\*\* SISTEMAS ENEE-INE-ICE, TRANSFIRIENDO 80 MW = 30 INE + 50 ICE.\*\*\*  
 \*\*\*\*\*

MAQUINA DE REFERENCIA NICARAG1

- ▲-○-▲-▲-▲-▲ NICARAG2
- SI-U1
- PCA-U1
- +--+--+--+--+ RL-U1
- ×-×-×-×-× CA-U1

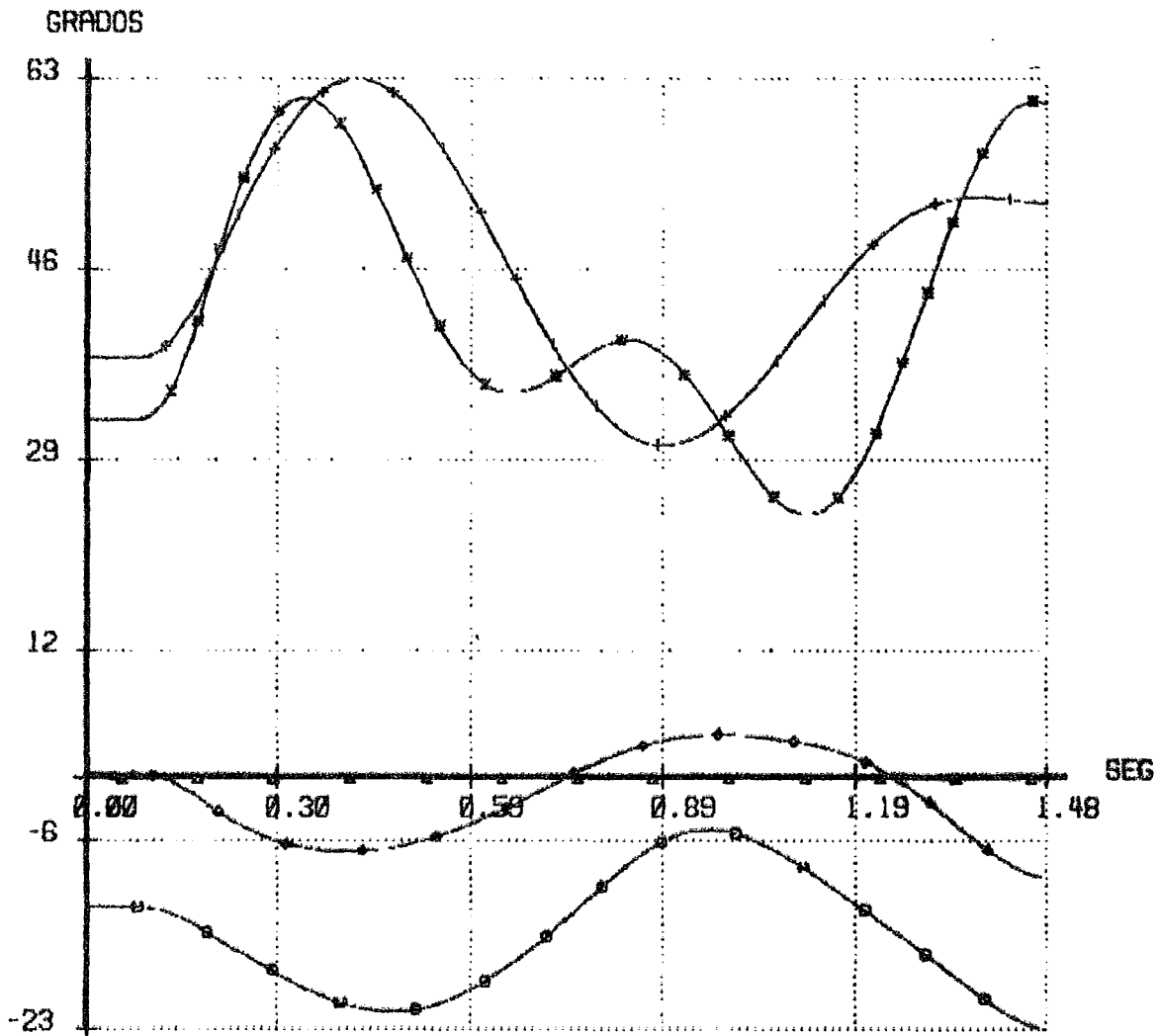




Gráfico 29

CFC CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJE

SISP-ESTABI  
05/JUL/86

\* \*\*\* FALLA TRIFASICA EN LINEA CJ-SY EN DEMANDA MAXIMA-88. CON LOS \*\*\* \*  
\* \*\*\* SISTEMAS ENEE-INE-ICE. TRANSFIRIENDO 80 MW = 30 INE + 50 ICE.\*\*\* \*  
\*\*\*\*\*

△-△-△-△-△ LN-230  
□-□-□-□-□ MG-138  
○-○-○-○-○ SY-138  
+--+--+--+ RL-138  
x-x-x-x-x CJ-230

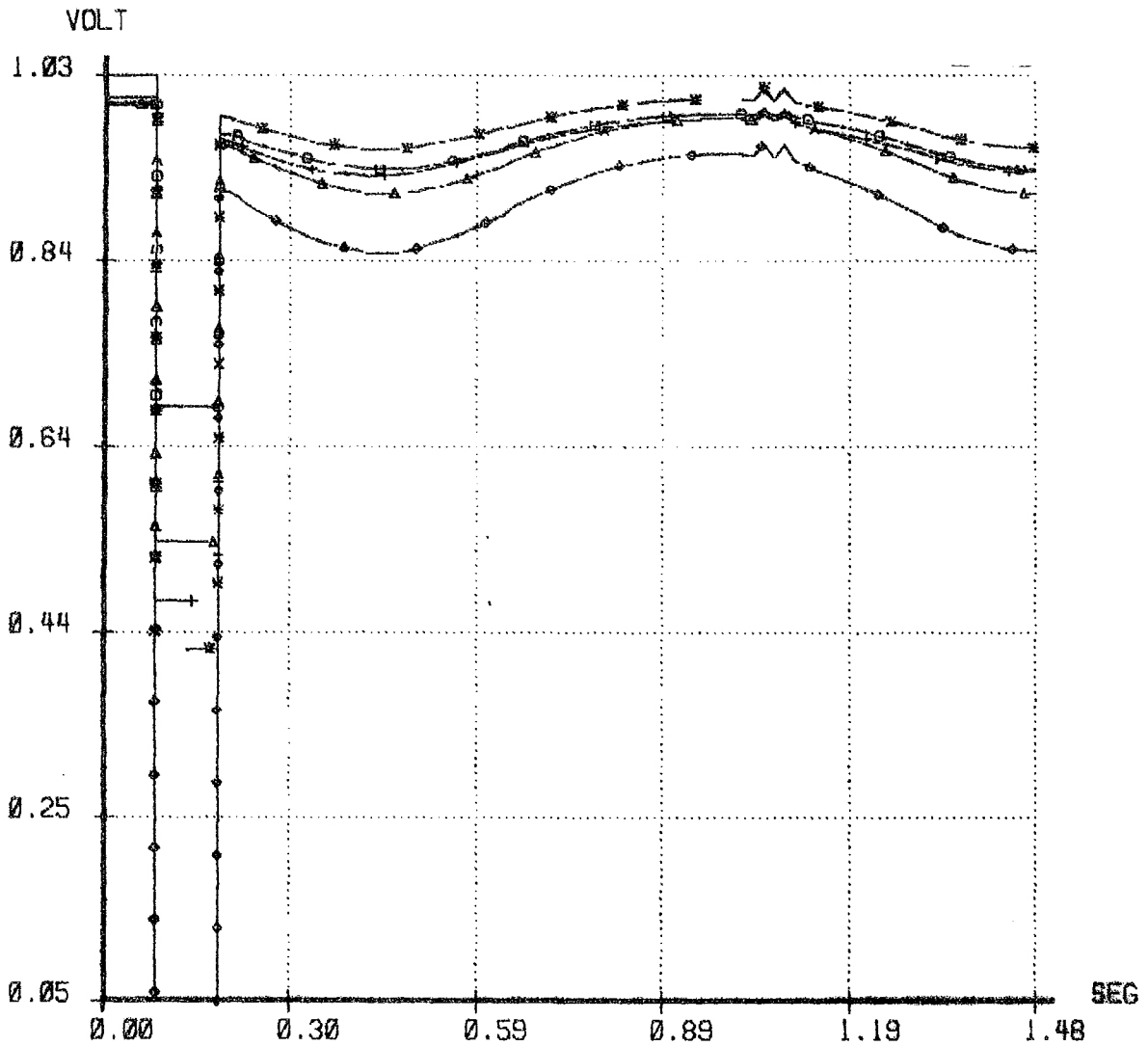


Gráfico 30

CFC CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA

SISP-ESTABI  
05/JUL/86

\* \*\*\* FALLA TRIFASICA EN LINEA CJ-SY EN DEMANDA MAXIMA-88, CON LOS \*\*\*\* \*  
\* \*\*\* SISTEMAS ENEE-INE-ICE, TRANSFIRIENDO 80 MW = 30 INE + 50 ICE. \*\*\*\* \*  
\*\*\*\*\*

- ▲-▲-▲-▲-▲ PV-230 -> LN-230
- CA-138 -> SG-138
- LN-138 -> PCF-138
- ↑-↑-↑-↑-↑ PNI-230 -> LB-230
- \*-\*-\*-\*-\* RL-138 -> PG-138

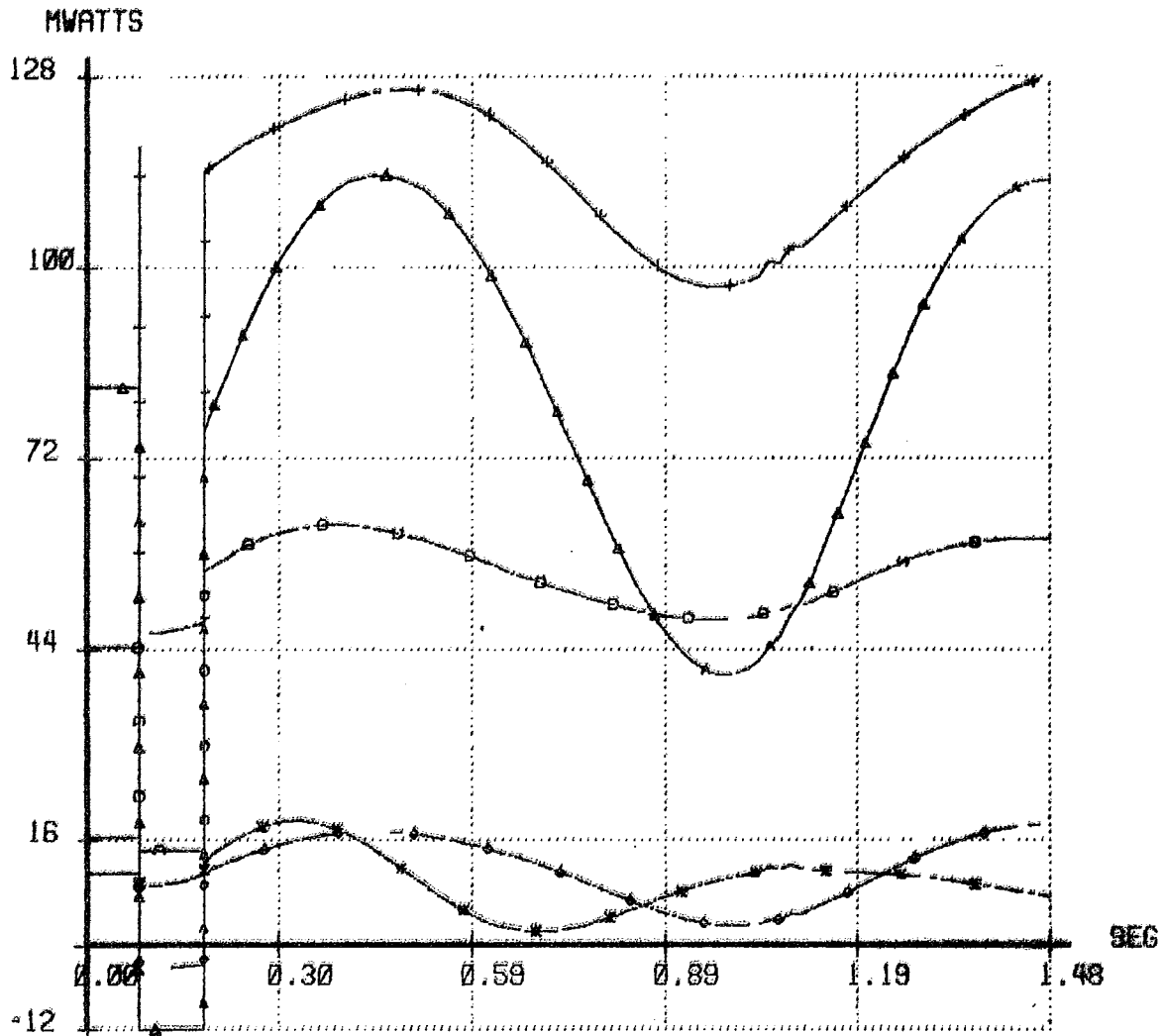


Gráfico 31

CFC CENICE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI  
05/JUL/86

\*\*\* APERTURA TRIPOLAR DE LINEA PNI-LB EN DEMANDA MAXIMA-88, CON LOS \*\*\*  
\*\*\* SISTEMAS ENEE-INE-ICE, TRANSFIRIENDO 80MW = 30 INE + 50 ICE. \*\*\*  
\*\*\*\*\*

MAQUINA DE REFERENCIA NICARAG1

- ▲ —▲—▲—▲—▲ NICARAG2
- ◊ —◊—◊—◊—◊ SI-U1
- —●—●—●—● PCA-U1
- † —†—†—†—† RL-U1
- ✱ —✱—✱—✱—✱ CA-U1

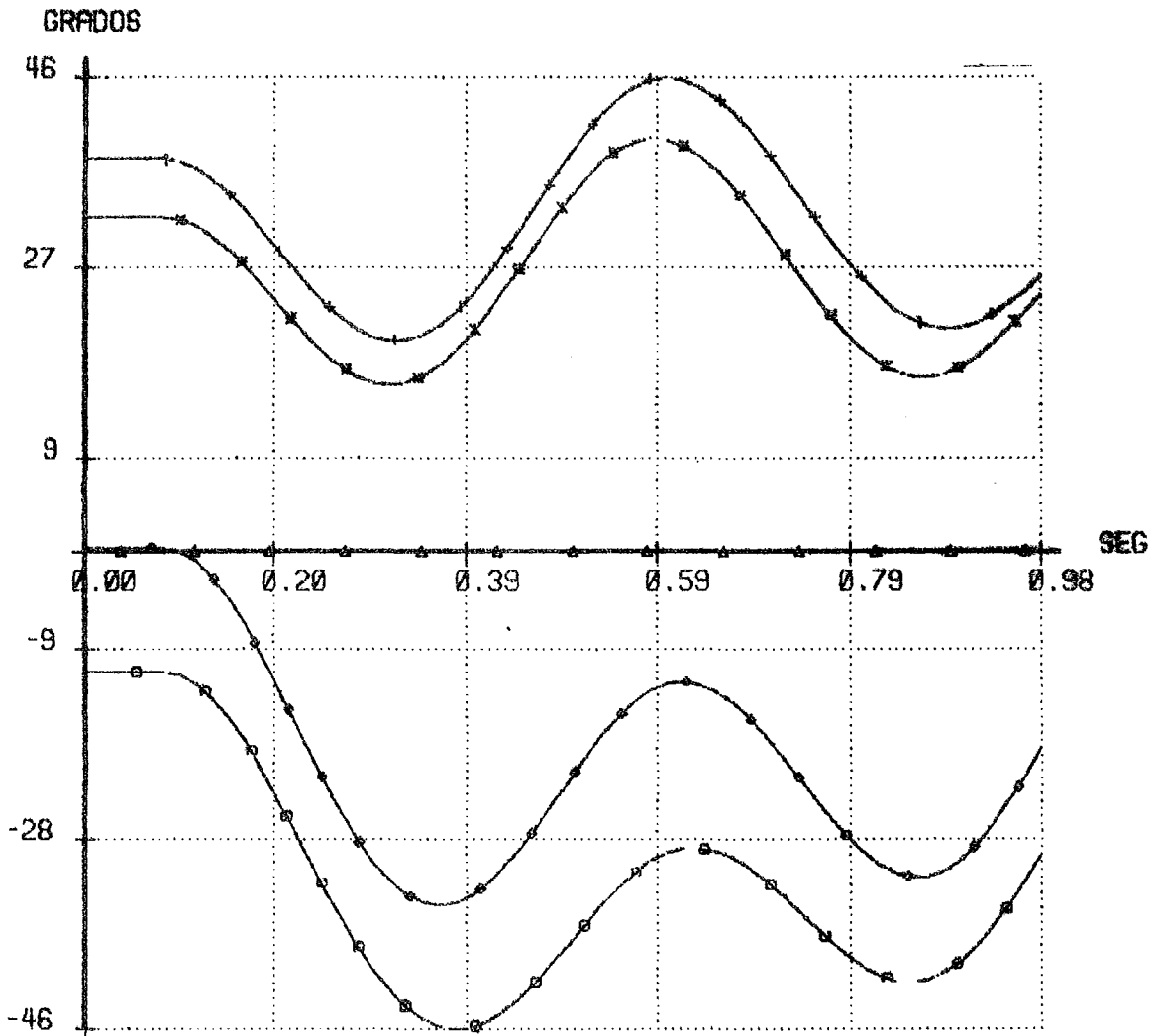


Gráfico 32

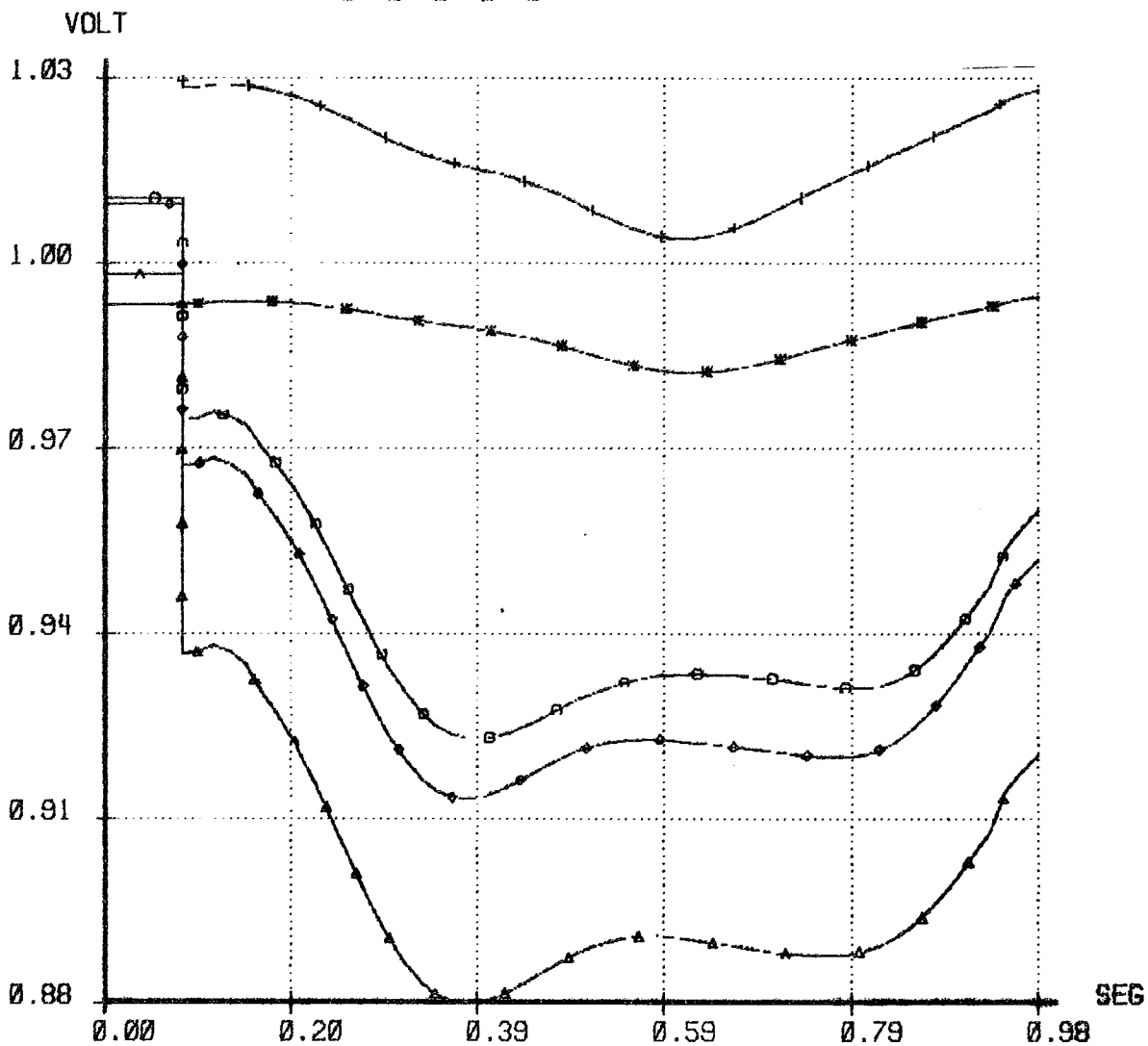
CFC CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJE

SISP-ESTABI  
05/JUL/86

\* \*\*\* APERTURA TRIPOLAR DE LINEA PNI-LB EN DEMANDA MAXIMA-88. CON LOS \*\* \*  
\* \*\*\* SISTEMAS ENEE-INE-ICE. TRANSFIRIENDO 80MW = 30 INE + 50 ICE. \*\* \*  
\*\*\*\*\*

- ▲-▲-▲-▲-▲ LB-230
- †-†-†-†-† PCF-138
- ◆-◆-◆-◆-◆ PPA-138
- +--+--+--+ PG-138
- \*-\*-\*-\*-\* NI-34



CFE CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
POENCIA EN MAQUINAS

SISP-ESTABI  
05/JUL/86

\* \*\*\* APERTURA TRIPOLAR DE LINEA PNI-LB EN DEMANDA MAXIMA-88. CON LOS \*\* \*  
\* \*\*\* SISTEMAS ENEE-INE-ICE, TRANSFIRIENDO 80MW = 30 INE + 50 ICE. \*\* \*  
\*\*\*\*\*

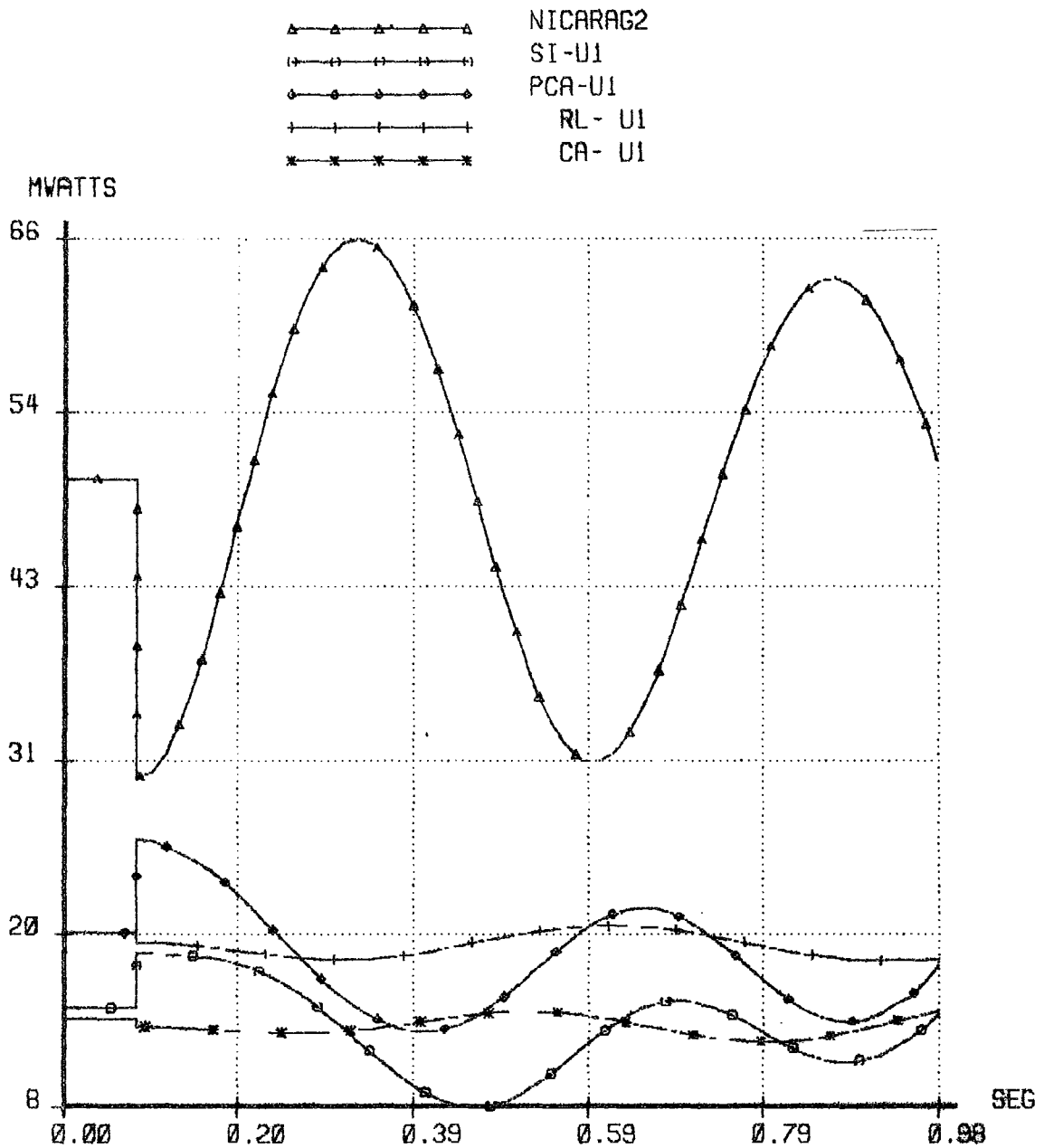


Gráfico 34

CFC CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI  
06/JUL/86

\* FALLA TRIFASICA EN LINEA CJ--SY CON RECIERRE A 12 CICLOS.VENDIENDO \*  
\* A INE.ICE 80 MW.FALLA CERCA DE LA DARRA SY-230. \*  
\*\*\*\*\*

MAQUINA DE REFERENCIA NICARAGI

- ▲-▲-▲-▲-▲ NICARAG2
- ◊-◊-◊-◊-◊ SI-U1
- PCA-U1
- +--+--+--+ RL-U1
- \*-\*-\*-\* CA-U1

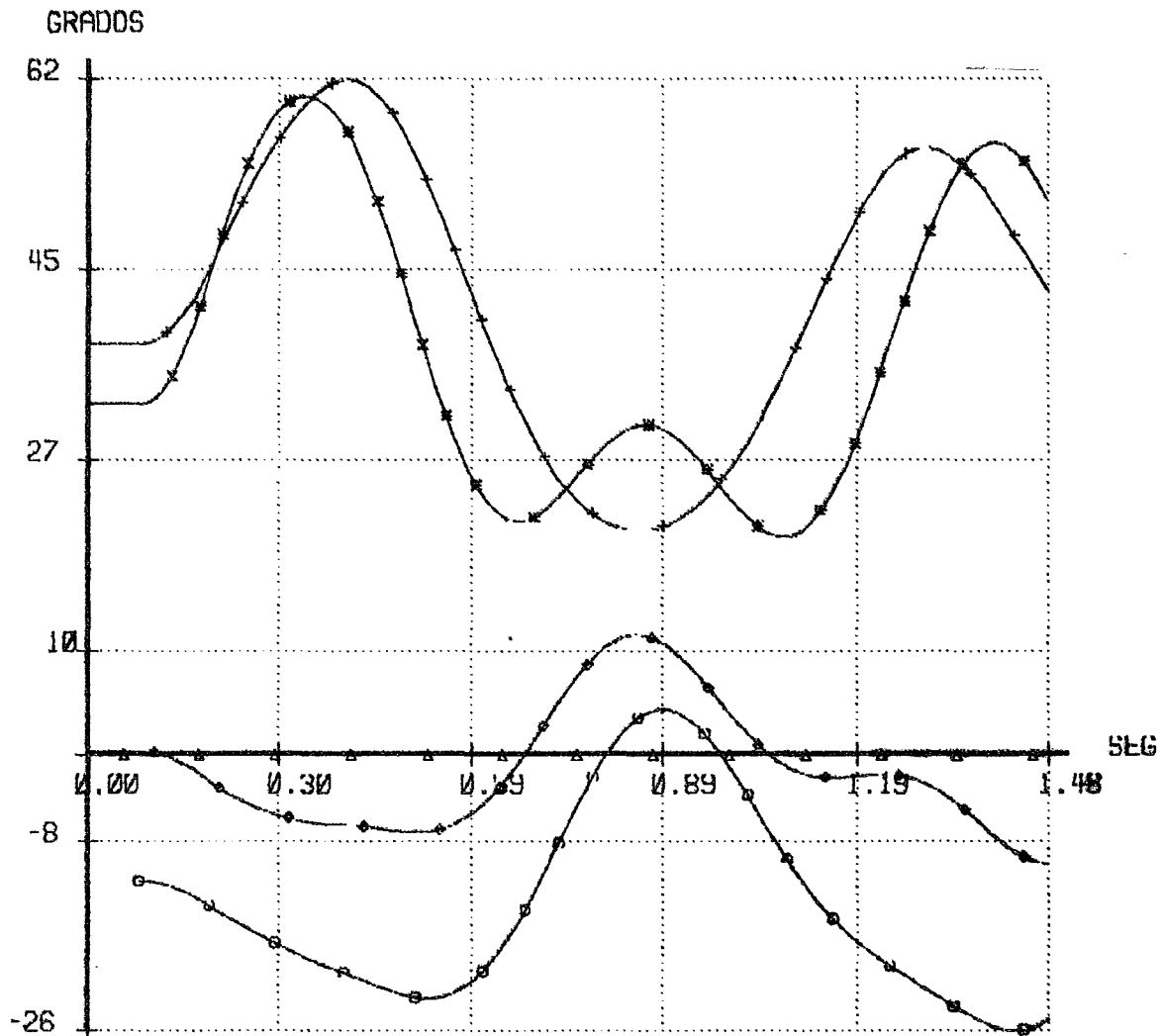


Gráfico 35

CFC CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJE

SISP-ESTABI  
06/JUL/86

\* FALLA TRIFASICA EN LINEA CJ--SY CON RECIERRE A 12 CICLOS.VENDIENDO \*  
\* A INE.ICE 80 MW.FALLA CERCA DE LA BARRA SY-230. \*  
\*\*\*\*\*

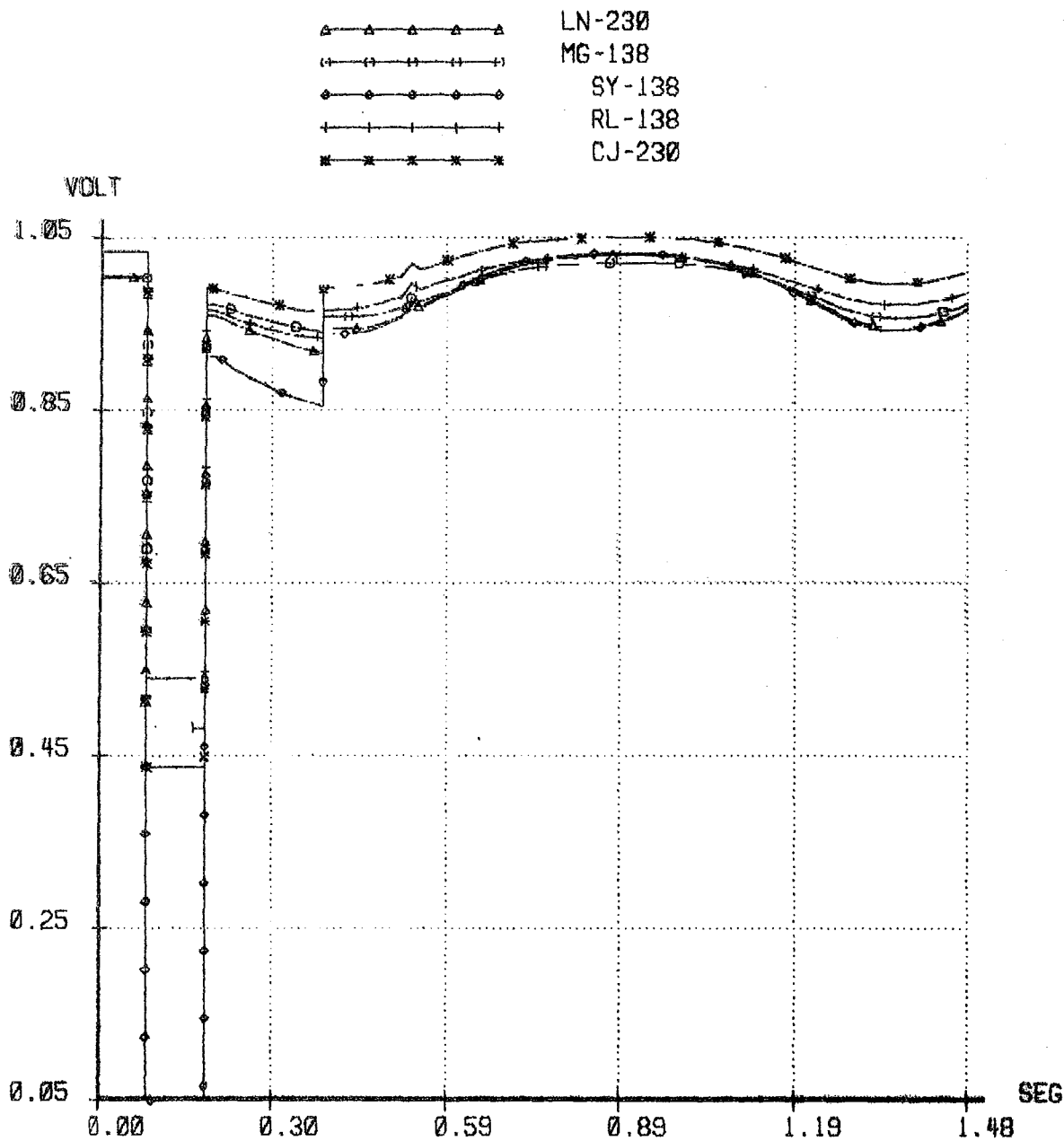


Gráfico 36

CIEN TENCOS  
DIB

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA

SISP-ESTABI  
06/JUL/86

\*\*\*\*\*  
\* LINEA INTERMEDIARIA EN LINEA CJ-SY CON RECIERRE A 12 CICLOS. VENDIENDO \*  
\* A 138. 138. 06. 138. FALLA CERCA DE LA BARRA SY-230. \*  
\*\*\*\*\*

- PV-230 -> LN-230
- CA-138 -> SG-138
- LN-138 -> PCF-138
- PNI-230 -> LB-230
- RL-138 -> PG-138

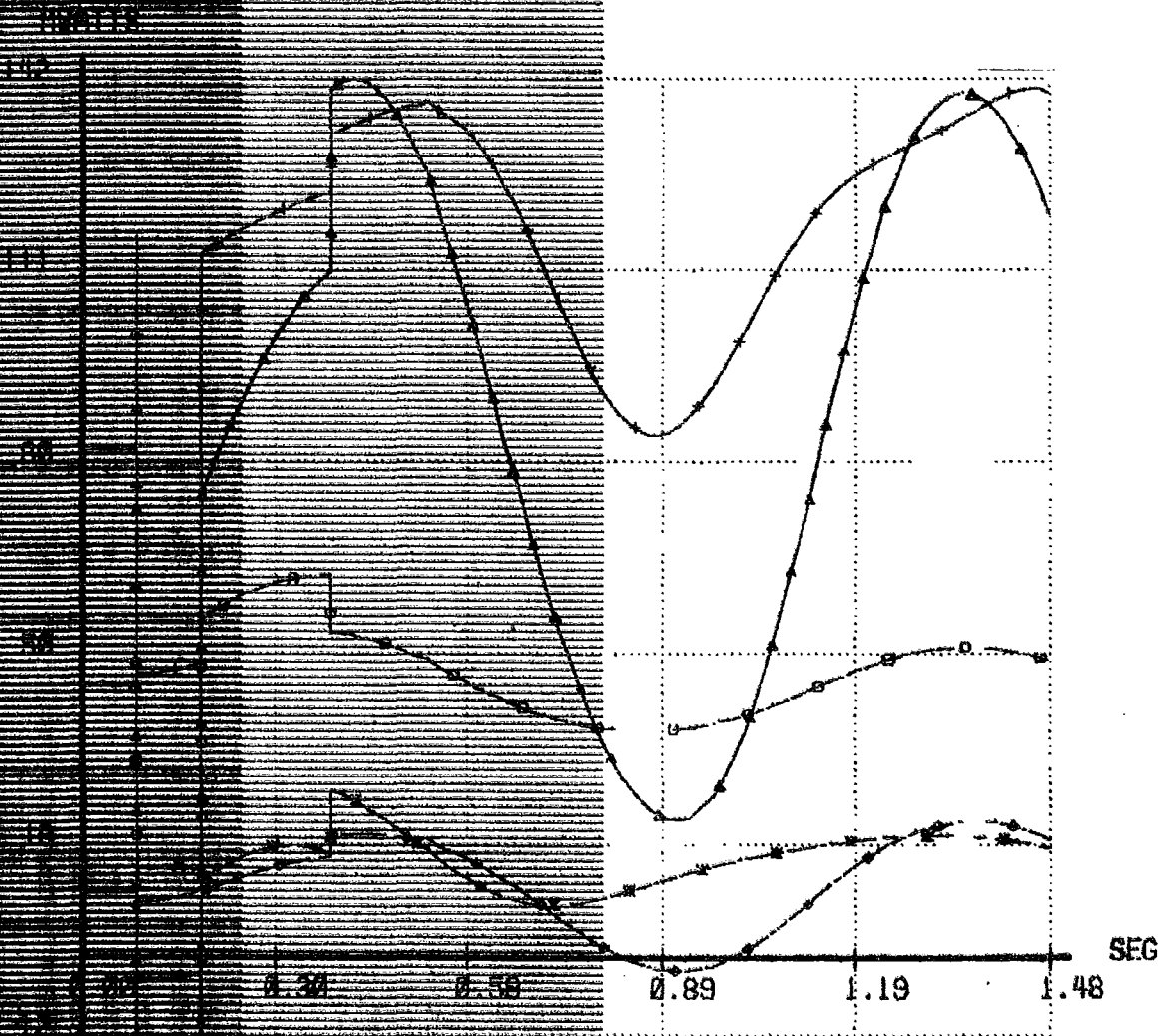




Gráfico 37

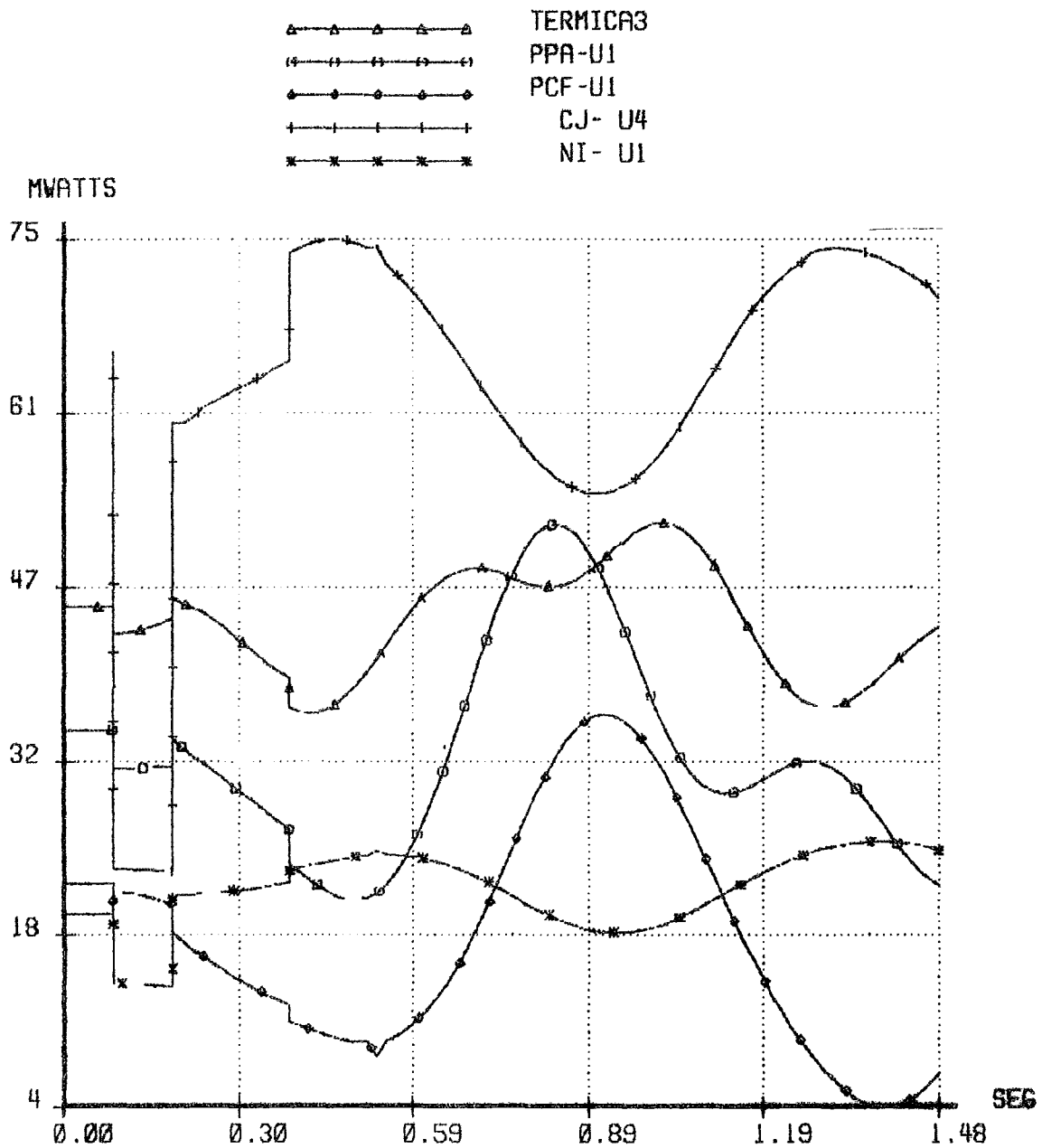
CFC CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
POTENCIA EN MAQUINAS

SISP-ESTABI  
06/JUL/86

\* FALLA TRIFASICA EN LINEA CJ--SY CON RECIERRE A 12 CICLOS.VENDIENDO \*  
\* A INE.ICE 80 MW.FALLA CERCA DE LA BARRA SY-230. \*

\*\*\*\*\*



CTE CENOC  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI  
10/JUL/86

\* FALLA LINEA A TIERRA EN LINEA LEON PAVANA SEGUIDA DE RECIERRE \*  
\* MONOFASICO. ENEE VENDIENDO 100 MW A INE Y ICE. \*

MAQUINA DE REFERENCIA NICARAGU

- ▲-▲-▲-▲-▲ CJ- U4 (RM en 30v)
- ⊕-⊕-⊕-⊕-⊕ PCF-U1 (RM en 30v)
- CJ- U4 (RM en 60v)
- ⊖-⊖-⊖-⊖-⊖ PCF-U1 (RM en 60v)

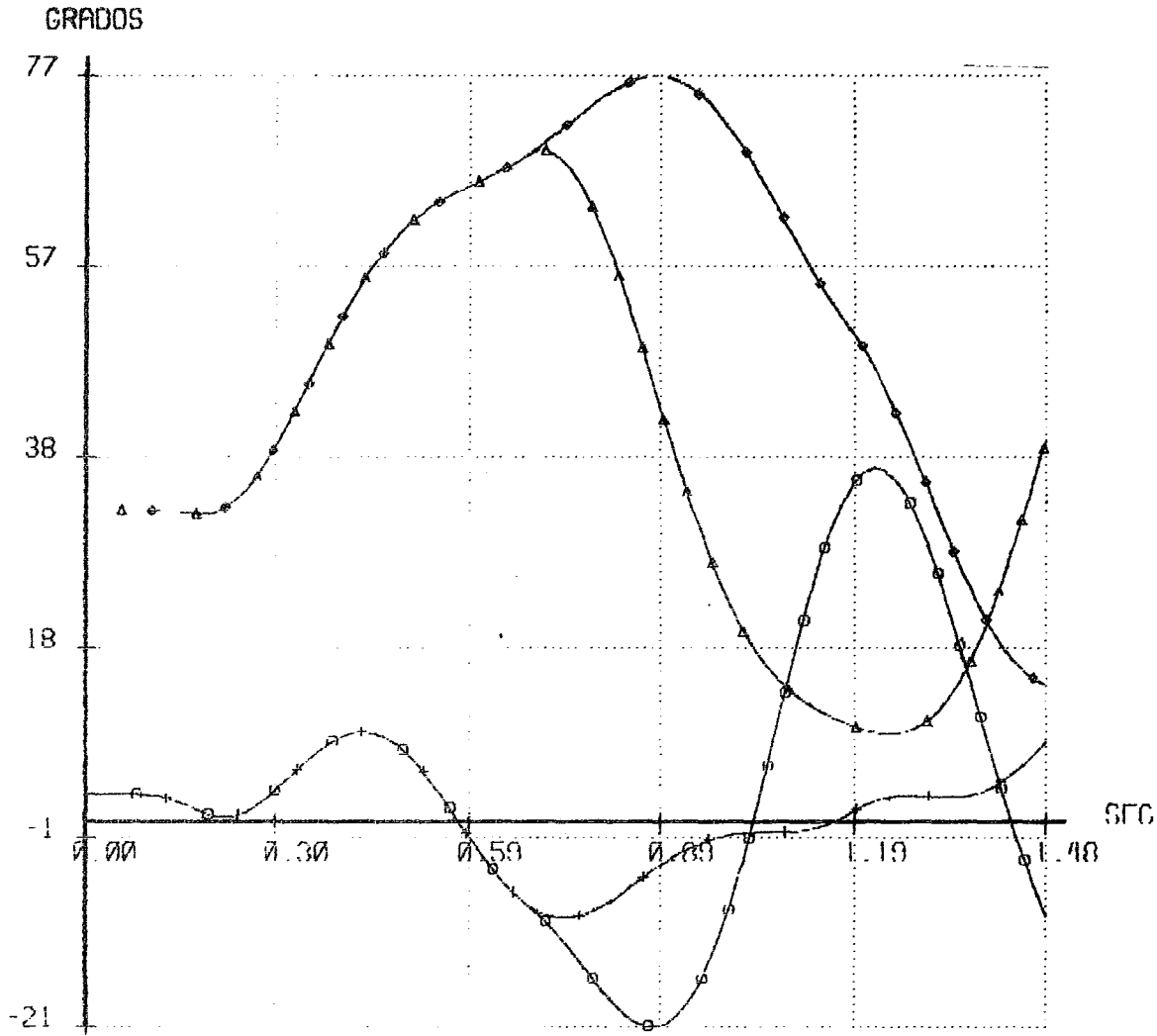


Gráfico 39

CTE CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJE

SISP-ESTABI  
10/JUL/86

\* FALLA LINEA A TIERRA EN LINEA LEON PAVANA SEGUIDA DE RECIERRE \*  
\* MONOFASICO. ENEE VENDIENDO 100 MW A INE Y ICE. \*  
\*\*\*\*\*

△-△-△-△-△ SY-230 (RM 30V)  
+--+--+--+ LN-230 (RM 30V)  
○-○-○-○-○ SY-230 (RM 60V)  
+--+--+ LN-230 (RM 60V)

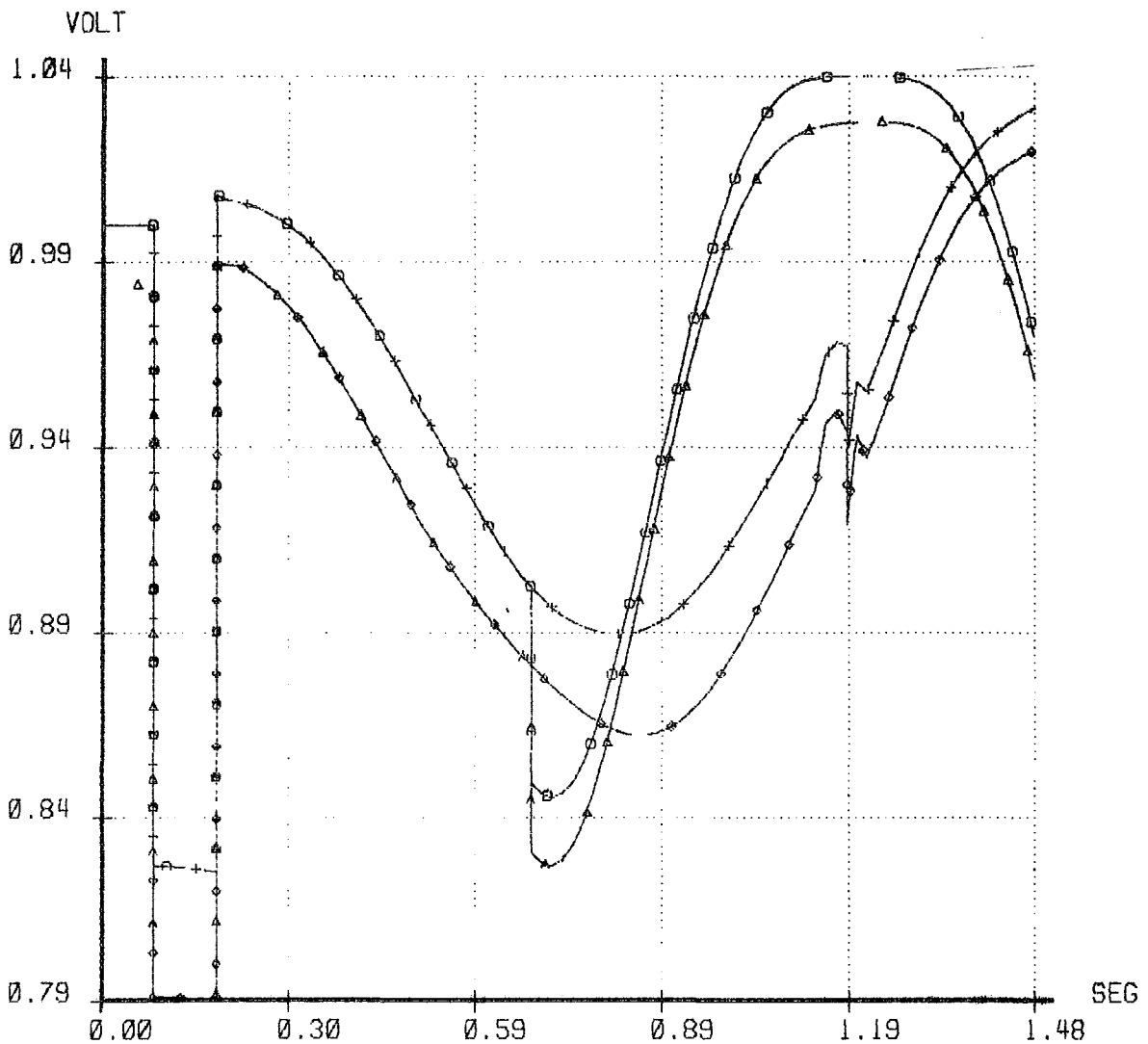


Gráfico 40

CFC CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJE

SISP-ESTABI  
10/JUL/86

\* FALLA LINEA A TIERRA EN LINEA LEON PAVANA SEGUIDA DE RECIERRE \*  
 \* MONOFASICO. ENEE VENDIENDO 100 MW A INE Y ICE. \*  
 \*\*\*\*\*

▲—▲—▲—▲—▲ MG-138 (RM 30V)  
 +—+—+—+—+ DE-138 (RM 30V)  
 ●—●—●—●—● MG-138 (RM 60V)  
 +—+—+—+—+ BE-138 (RM 60V)

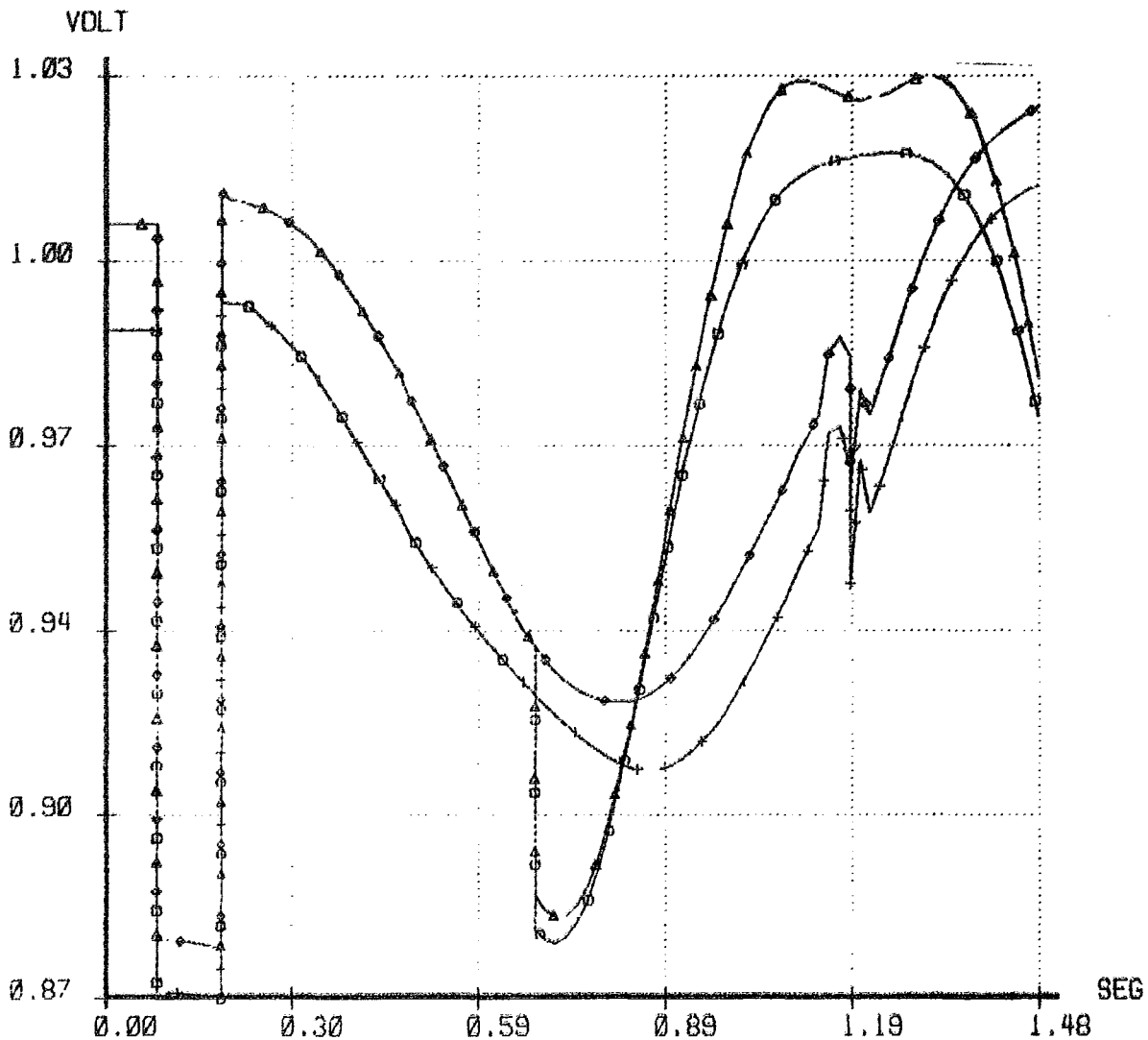


Gráfico 41

CFL CENICE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA

SISP-ESTABI  
10/JUL/86

\* FALLA LINEA A TIERRA EN LINEA LEON PAVANA SEGUIDA DE RECIEERRE \*  
\* MONOFASICO. ENEE VENDIENDO 100 MW A INE Y ICE. \*  
\*\*\*\*\*

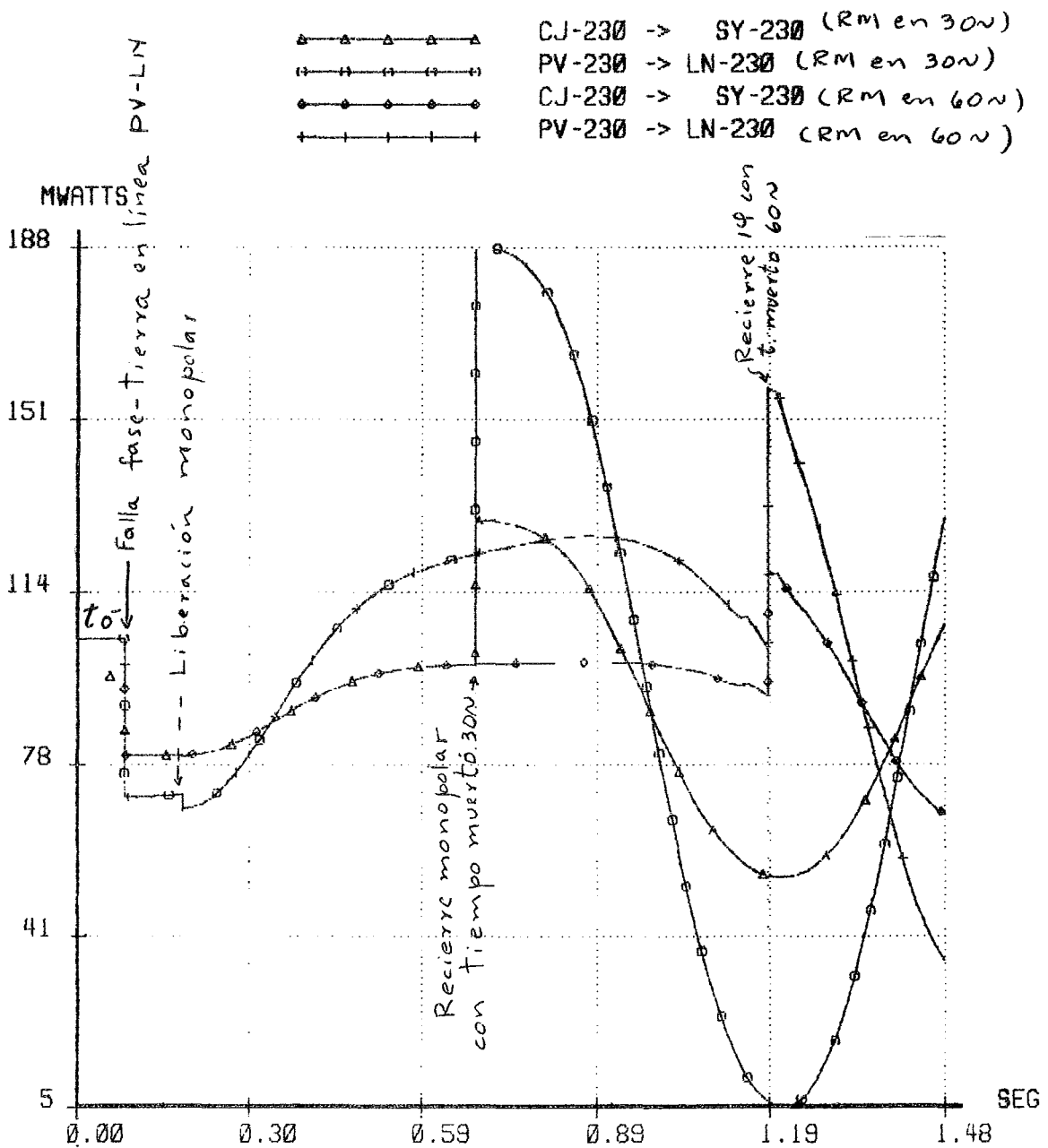


Gráfico 42

CFC CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

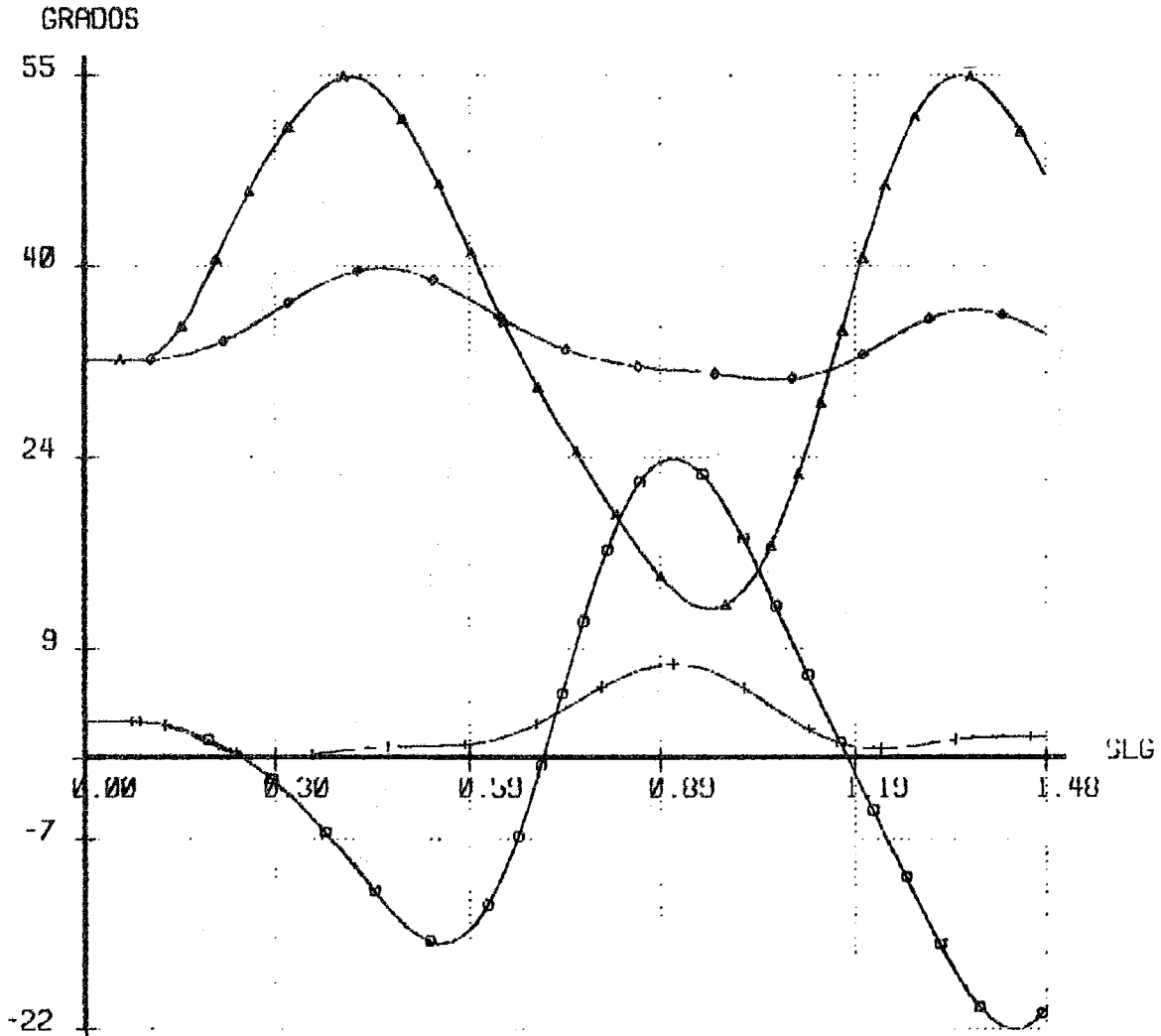
SISP-ESTABI  
10/JUL/86

\* RECIERRE TRIFASICO EN LA LINEA CAJON SUYAPA COMPARADO CON RECIERRE \*  
\* MONOPOLAR. ENEE VENDIENDO 100MW A INE E ICE. \*

\*\*\*\*\*

MAQUINA DE REFERENCIA NICARAGI

- ▲-▲-▲-▲-▲ CJ- U4 (DRT)
- PCF-U1 (DRT)
- CJ- U4 (DRM)
- +--+--+--+ PCF-U1 (DRM)



CFC CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

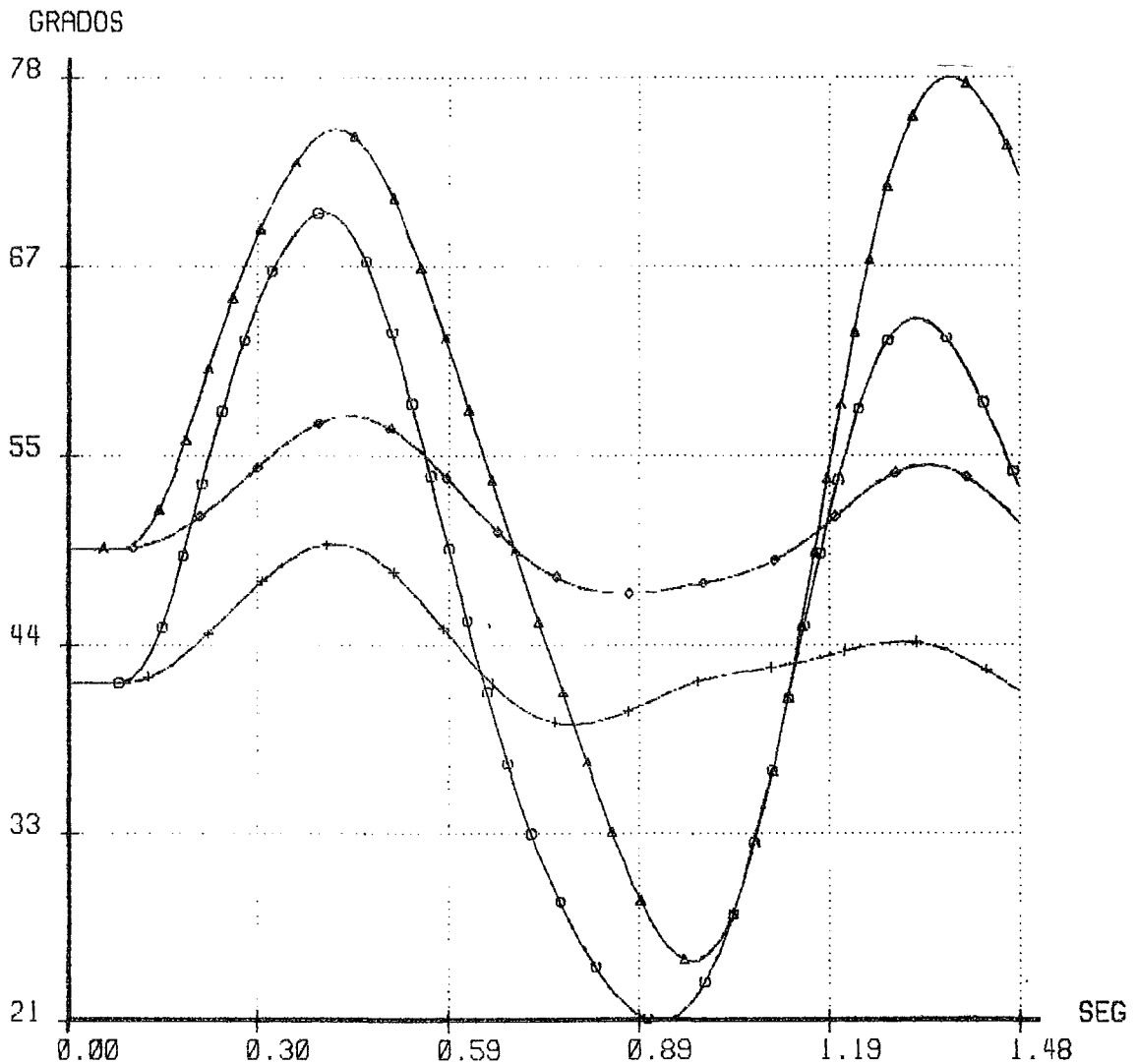
SISP-ESTABI  
10/JUL/86

\* RECIERRE TRIFASICO EN LA LINEA CAJON SUYAPA COMPARADO CON RECIERRE \*  
\* MONOPOLAR. ENEE VENDIENDO 100MW A INE E ICE. \*

\*\*\*\*\*

MAQUINA DE REFERENCIA NICARAGI

▲ — ▲ — ▲ — ▲ — ▲ NI-UI (DRT)  
 + — + — + — + — + — + RL-UI (DRT)  
 ○ — ○ — ○ — ○ — ○ NI-UI (DRM)  
 + — + — + — + — + RL-UI (DRM)



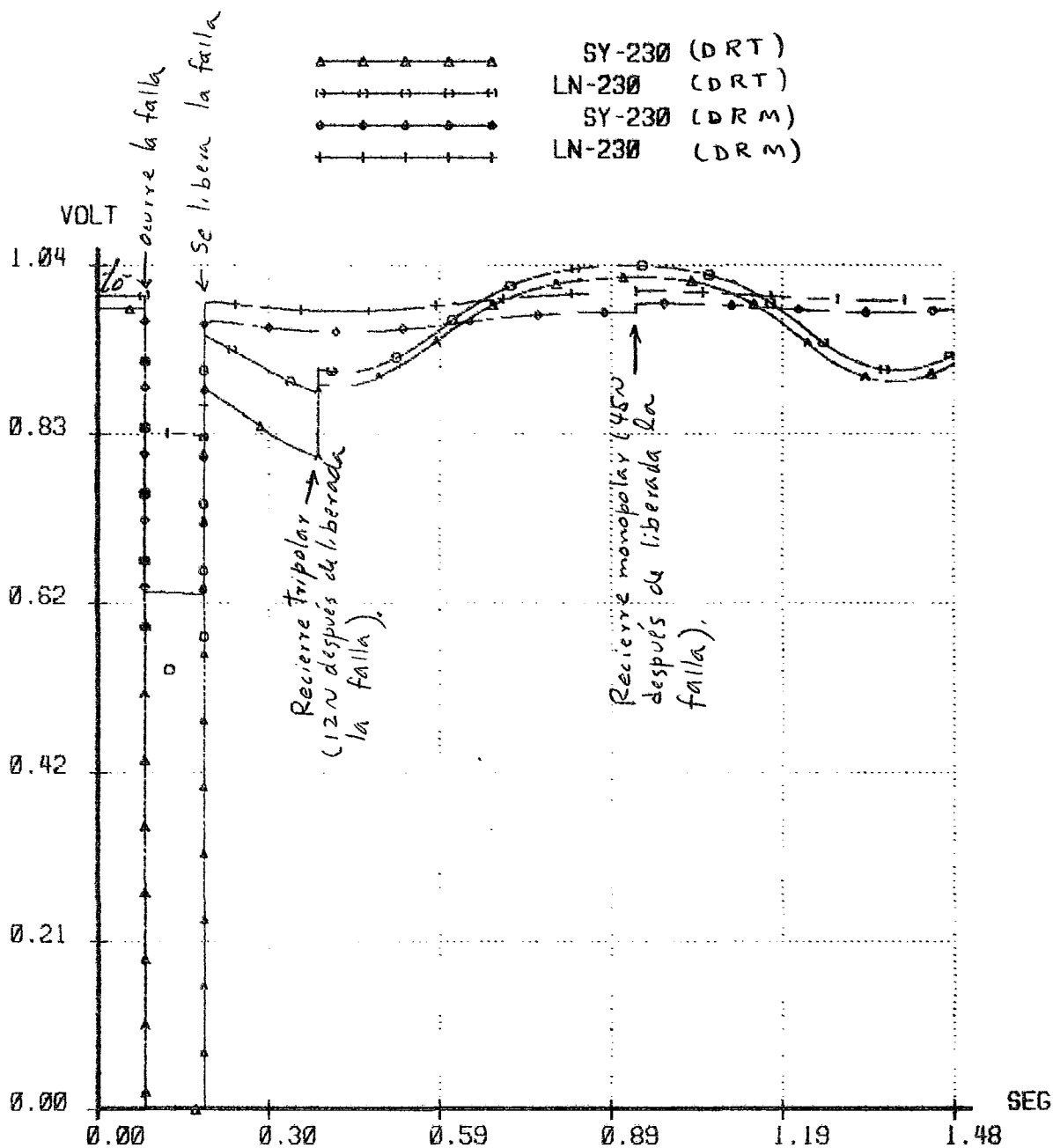
**CFE CENICE  
DID**

**RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJE**

**SISP-ESTABI  
10/JUL/86**

\* RECIERRE TRIFASICO EN LA LINEA CAJON SUYAPA COMPARADO CON RECIERRE  
\* MONOPOLAR. ENEE VENDIENDO 100MW A INE E ICE. \*

\*\*\*\*\*





CFC CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJE

SISP-ESTABI  
10/JUL/86

\* RECIERRE TRIFASICO EN LA LINEA CAJON SUYAPA COMPARADO CON RECIERRE \*  
\* MONOPOLAR. ENEE VENDIENDO 100MW A INE E ICE. \*

\*\*\*\*\*

▲-▲-▲-▲-▲ BE-138 (DRT)  
 (+)-(+)-(+)-(+)-(+) MG-138 (DRT)  
 ○-○-○-○-○ BE-138 (DRM)  
 +--+--+--+--+ MG-138 (DRM)

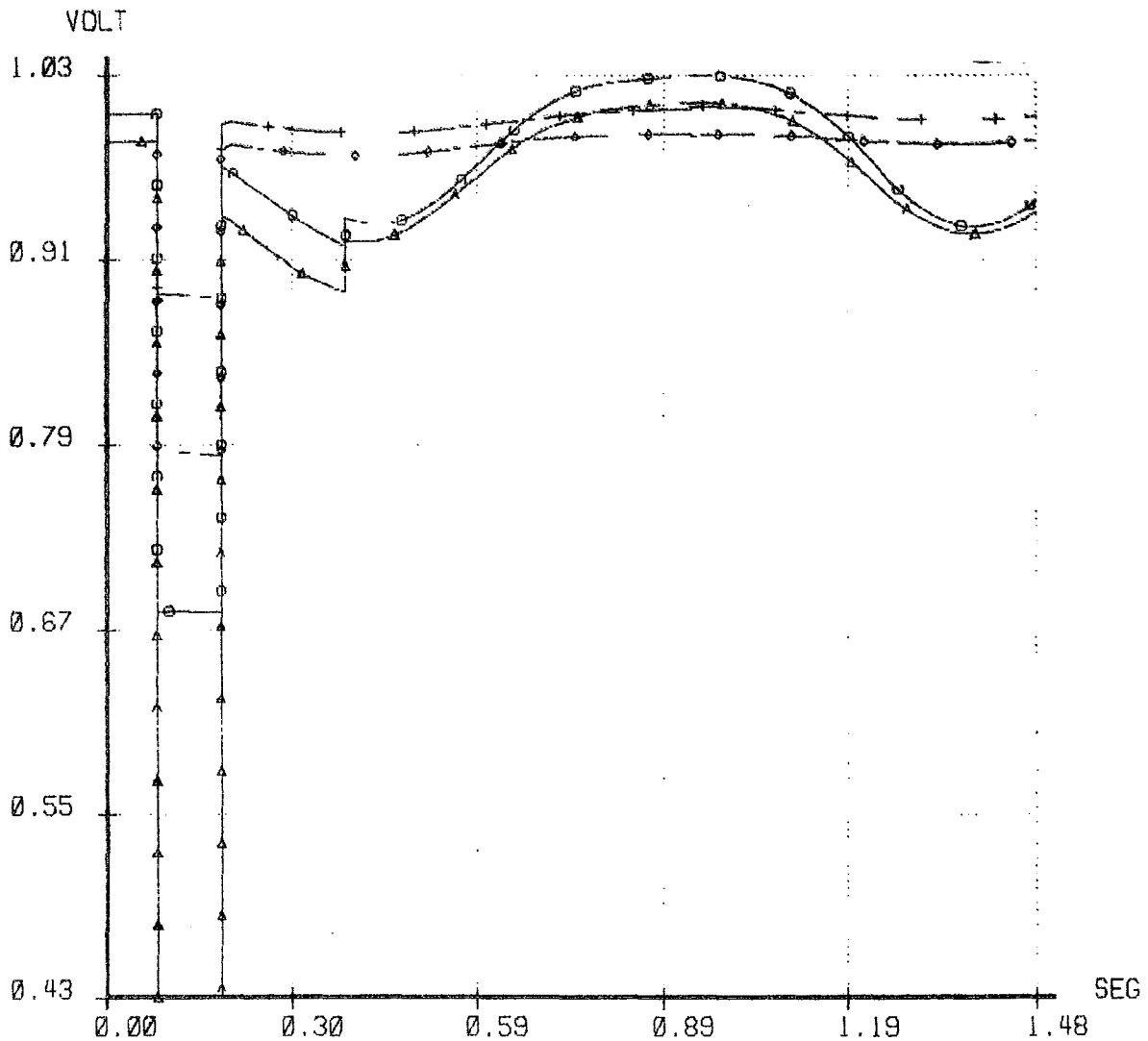


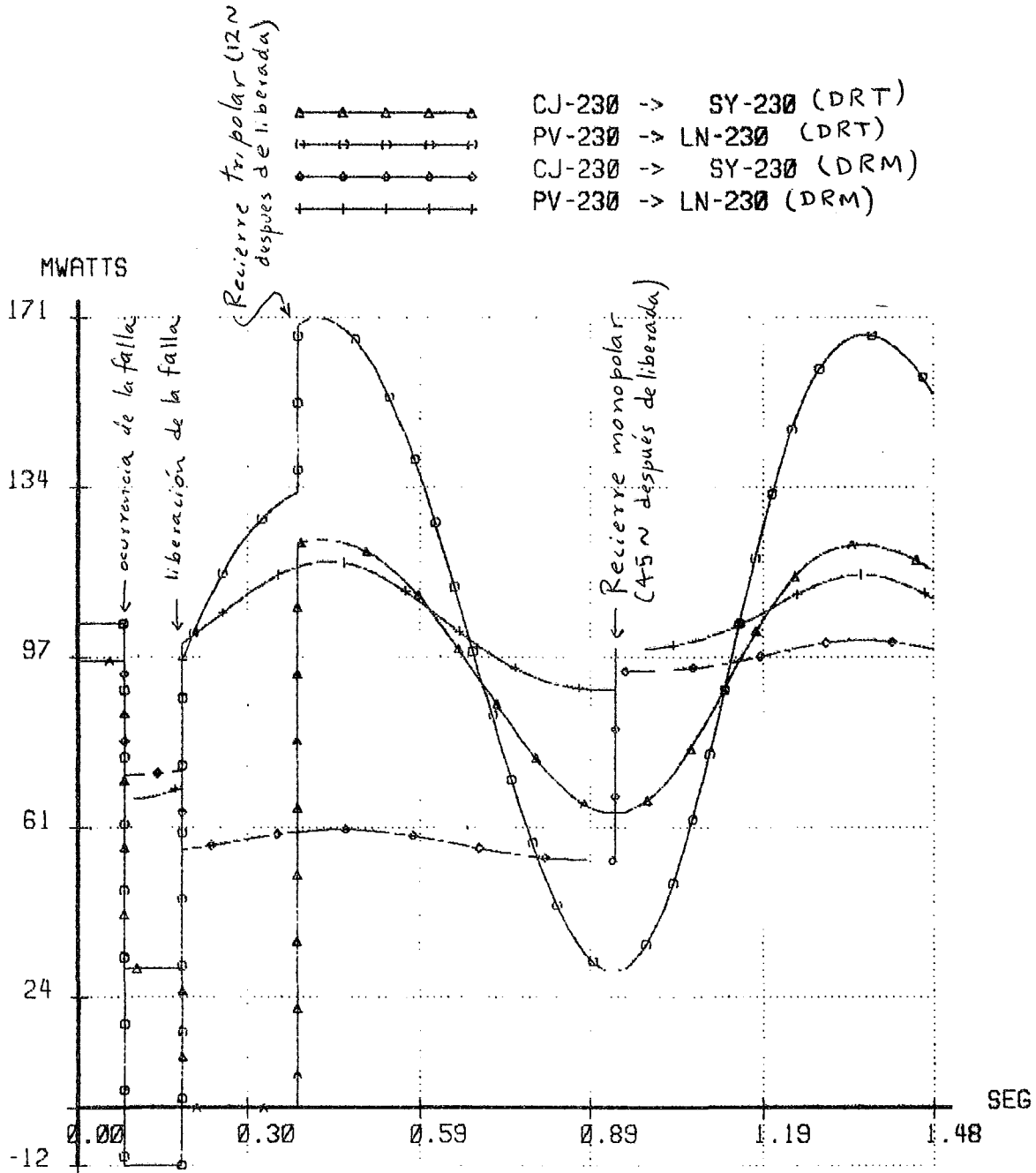
Gráfico 46

CFC CONACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA

SISP-ESTABI  
10/JUL/86

\* RECIERRE TRIFASICO EN LA LINEA CAJON SUYAPA COMPARADO CON RECIERRE \*  
\* MONOPOLAR. ENEE VENDIENDO 100MW A INE E ICE. \*  
\*\*\*\*\*



**CTC CENACE  
DID**

RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

**SISP-ESTABI  
10/JUL/86**

\* FALLA Y APERTURA TRIFASICA EN LINEA CAJON SUYAPA COMPARADA CON EL \*  
\* MISMO CASO PERO CON CEV'S EN SY-230. ENEE VENDIENDO 100 MW \*  
\*\*\*\*\*

MAQUINA DE REFERENCIA NICARAGI

▲—▲—▲—▲—▲	CJ- U4 con CEV
⊕—⊕—⊕—⊕—⊕	PCF-U1 con CEV
●—●—●—●—●	CJ- U4 sin CEV
⊖—⊖—⊖—⊖—⊖	PCF-U1 sin CEV

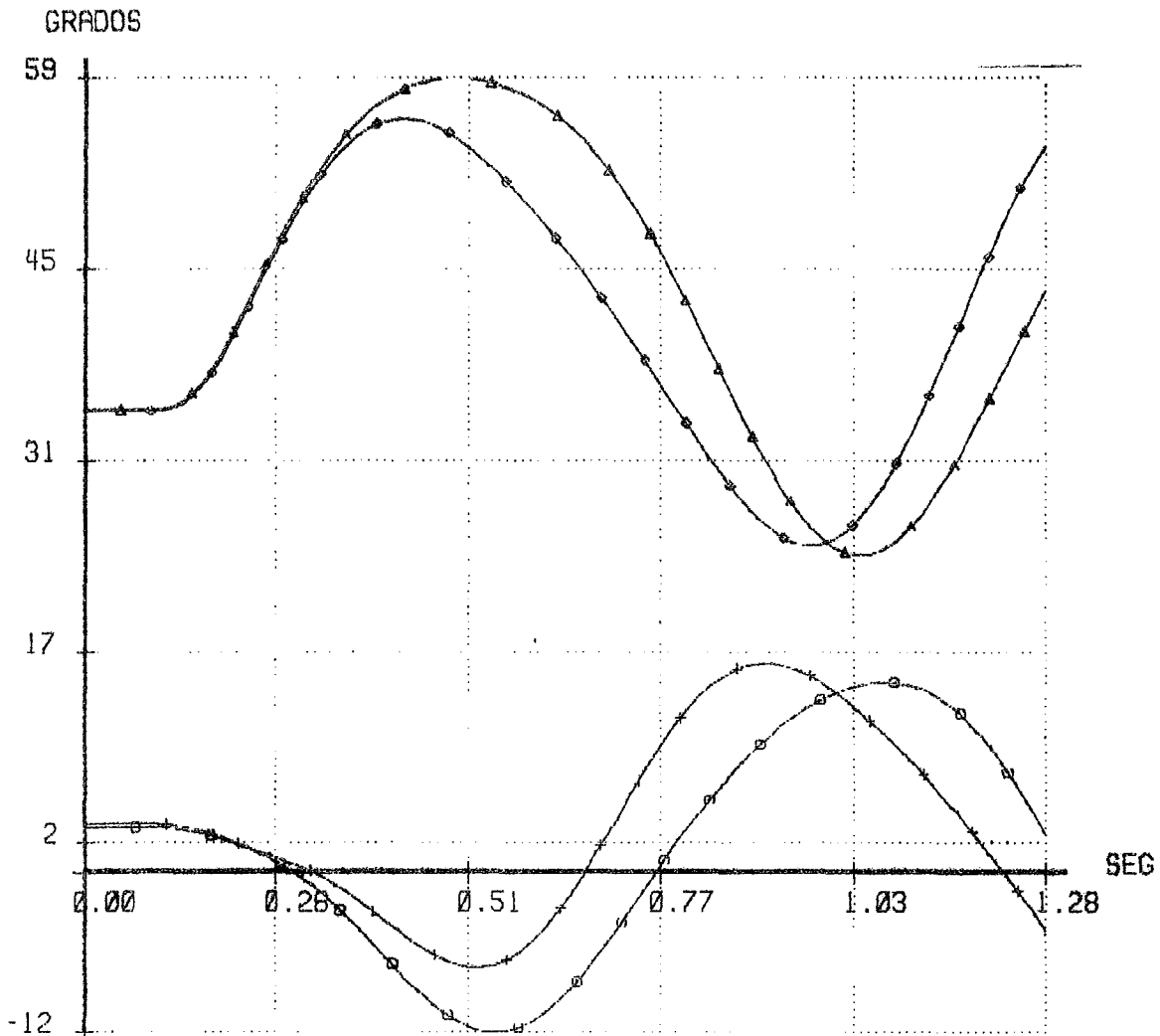


Gráfico 48

CTE CENICE  
DID

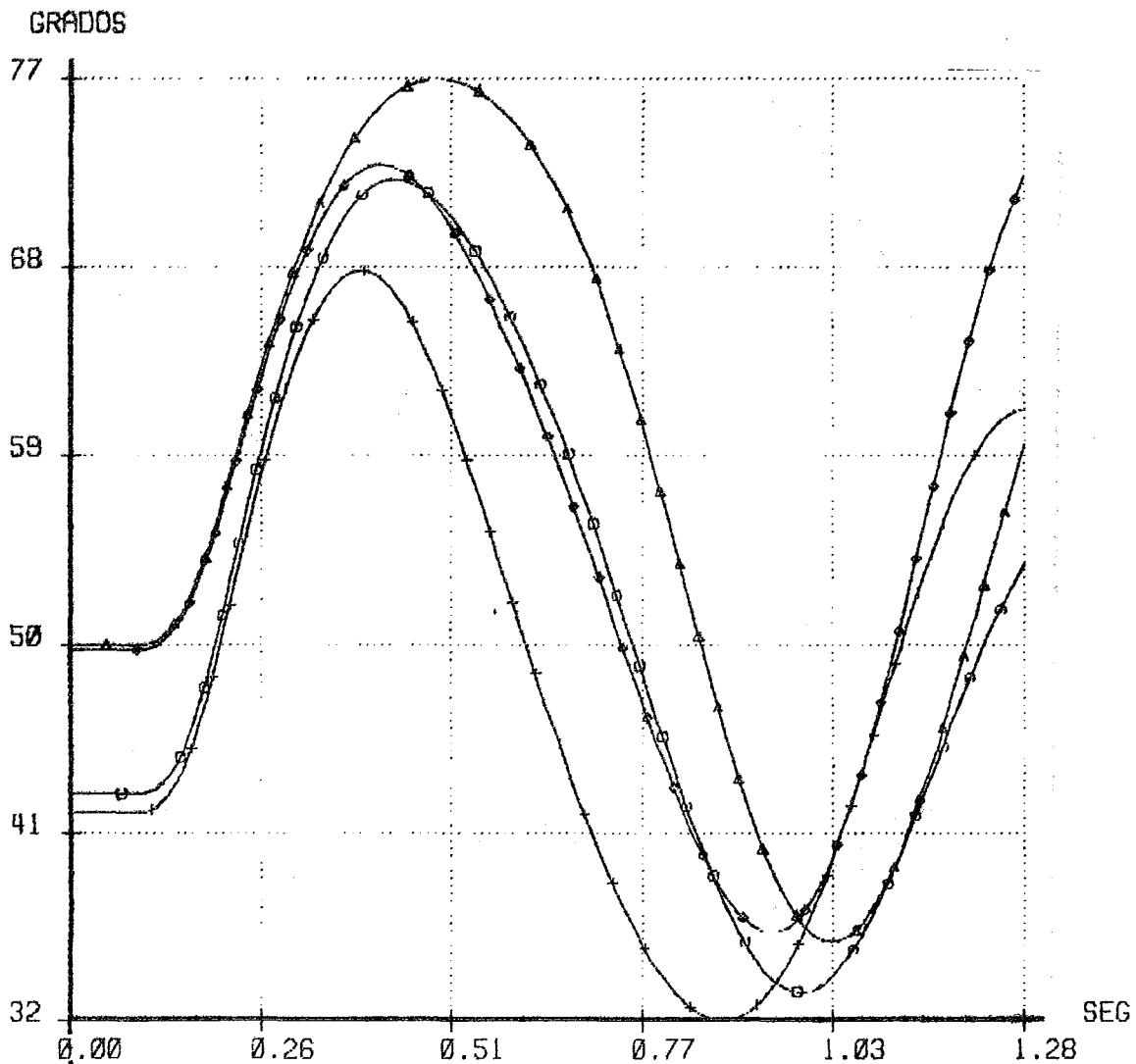
RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI  
187 JUL/86

\* FALLA Y APERTURA TRIFASICA EN LINEA CAJON SUYAPA COMPARADA CON EL \*  
\* MISMO CASO PERO CON CEV'S EN SY-230. ENEE VENDIENDO 100 MW \*  
\*\*\*\*\*

MAQUINA DE REFERENCIA NICARAGI

- ▲-▲-▲-▲-▲ NI - UI con CEV
- RL - UI con CEV
- NI - UI sin CEV
- +--+--+--+ RL - UI sin CEV



CFC CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJE

SISP-ESTABI  
10/JUL/86

\* FALLA Y APERTURA TRIFASICA EN LINEA CAJON SUYAPA COMPARADA CON EL \*  
\* MISMO CASO PERO CON CEV'S EN SY-230. ENEE VENDIENDO 100 MW \*  
\*\*\*\*\*

▲-▲-▲-▲-▲	SY-230	con CEV
⊕-⊕-⊕-⊕-⊕	LN-230	con CEV
○-○-○-○-○	SY-230	sin CEV
⊖-⊖-⊖-⊖-⊖	LN-230	sin CEV

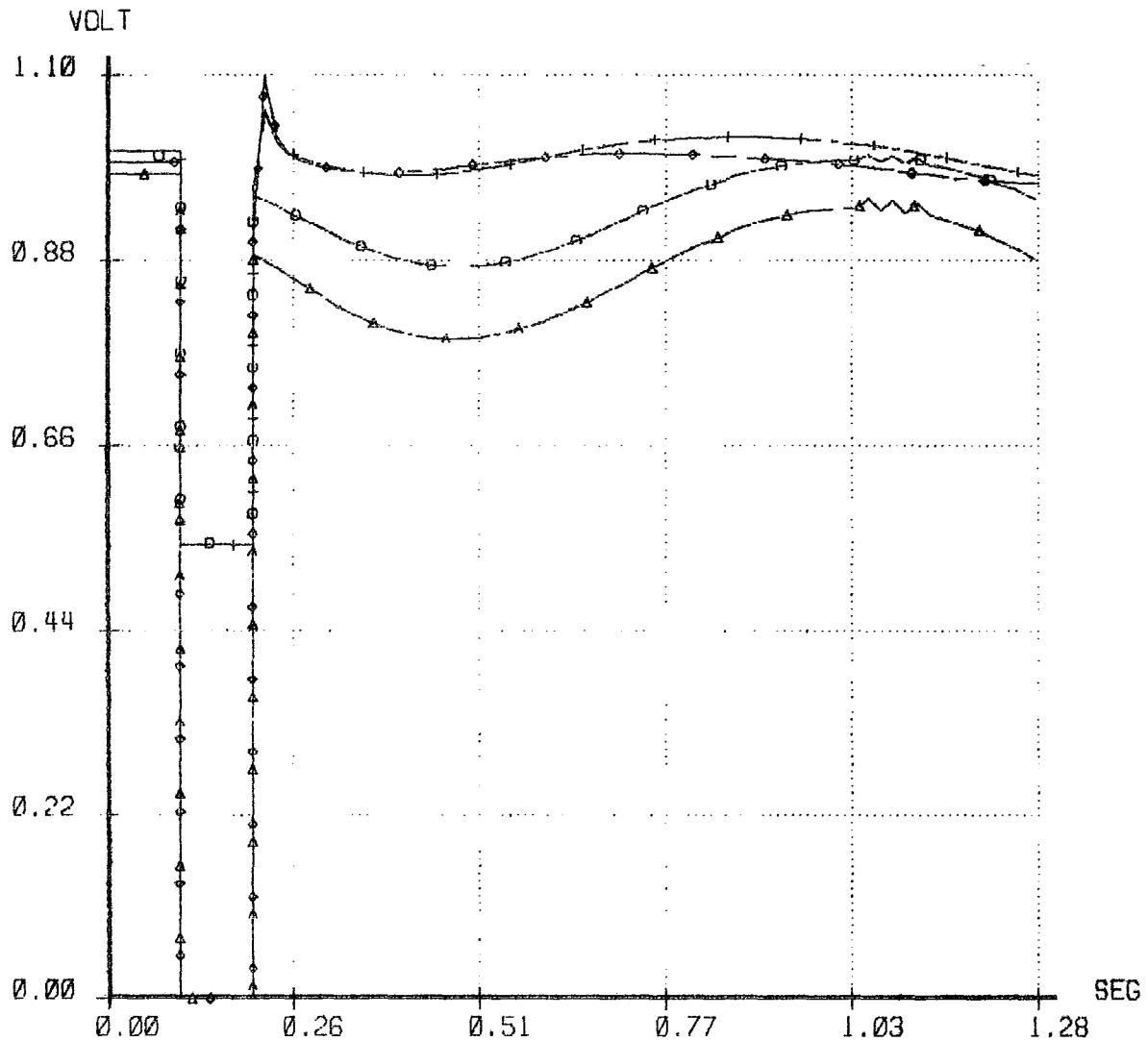


Gráfico 50

CTE CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJE

SISP-ESTABI  
10/JUL/86

\* FALLA Y APERTURA TRIFASICA EN LINEA CAJON SUYAPA COMPARADA CON EL \*  
\* MISMO CASO PERO CON CEV'S EN SY-230. ENEE VENDIENDO 100 MW \*  
\*\*\*\*\*

—△—△—△—△—△—	BE-138	con CEV
—□—□—□—□—□—	MG-138	con CEV
—○—○—○—○—○—	BE-138	sin CEV
—+—+—+—+—+—	MG-138	sin CEV

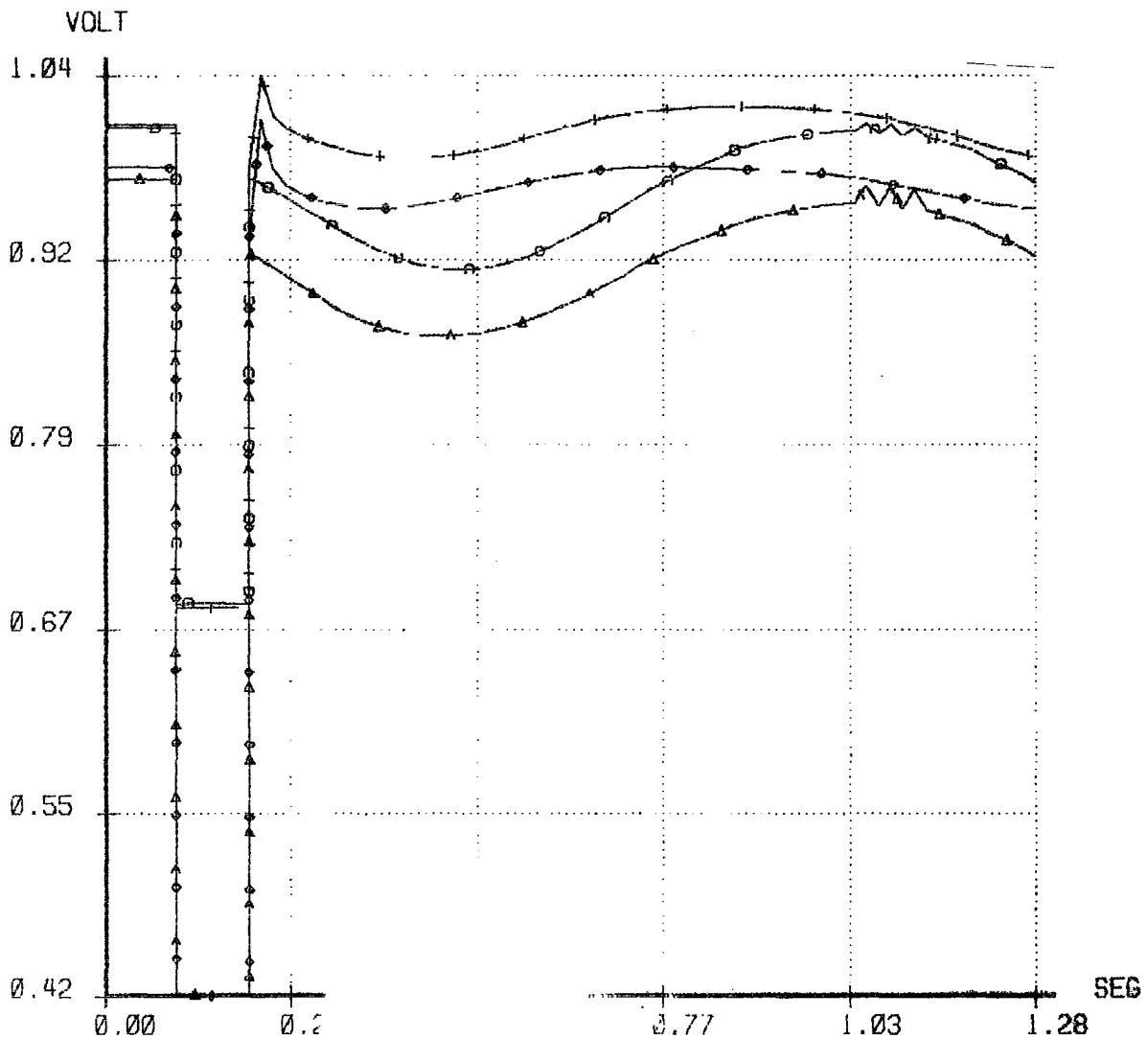


Gráfico 51

**CFC CONOCEDID**

**RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA**

**SISP-ESTABI**  
10/JUL/86

\* FALLA Y APERTURA TRIFASICA EN LINEA CAJON SUYAPA COMPARADA CON EL \*  
\* MISMO CASO PERO CON CEV'S EN SY-230. ENEE VENDIENDO 100 MW \*  
\*\*\*\*\*

▲-▲-▲-▲-▲ CA-138 -> SG-138 con CEV  
 □-□-□-□-□ PNI-230 -> LB-230 con CEV  
 ○-○-○-○-○ CA-138 -> SG-138 sin CEV  
 +--+--+--+ PNI-230 -> LB-230 sin CEV

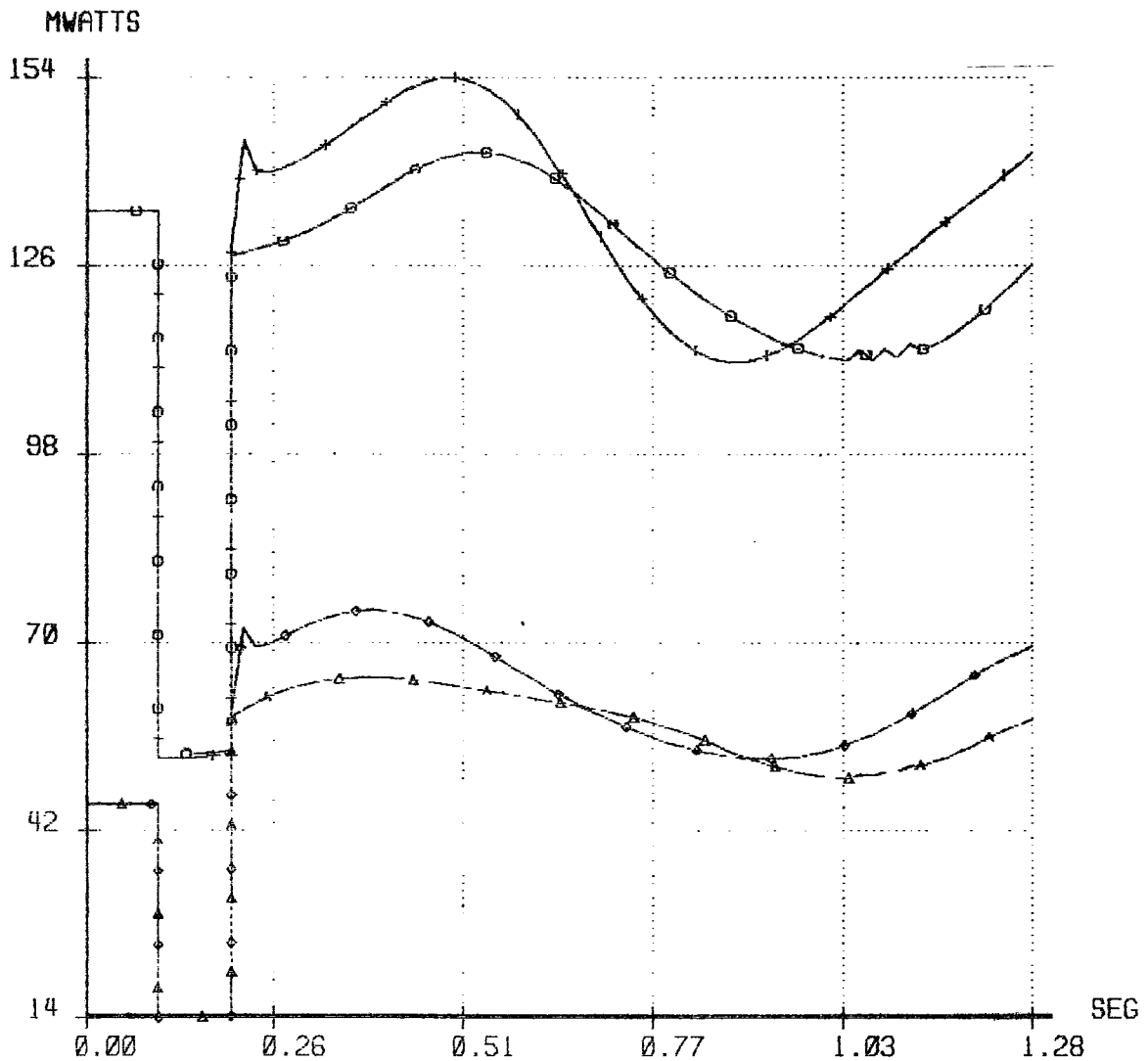


Gráfico 52

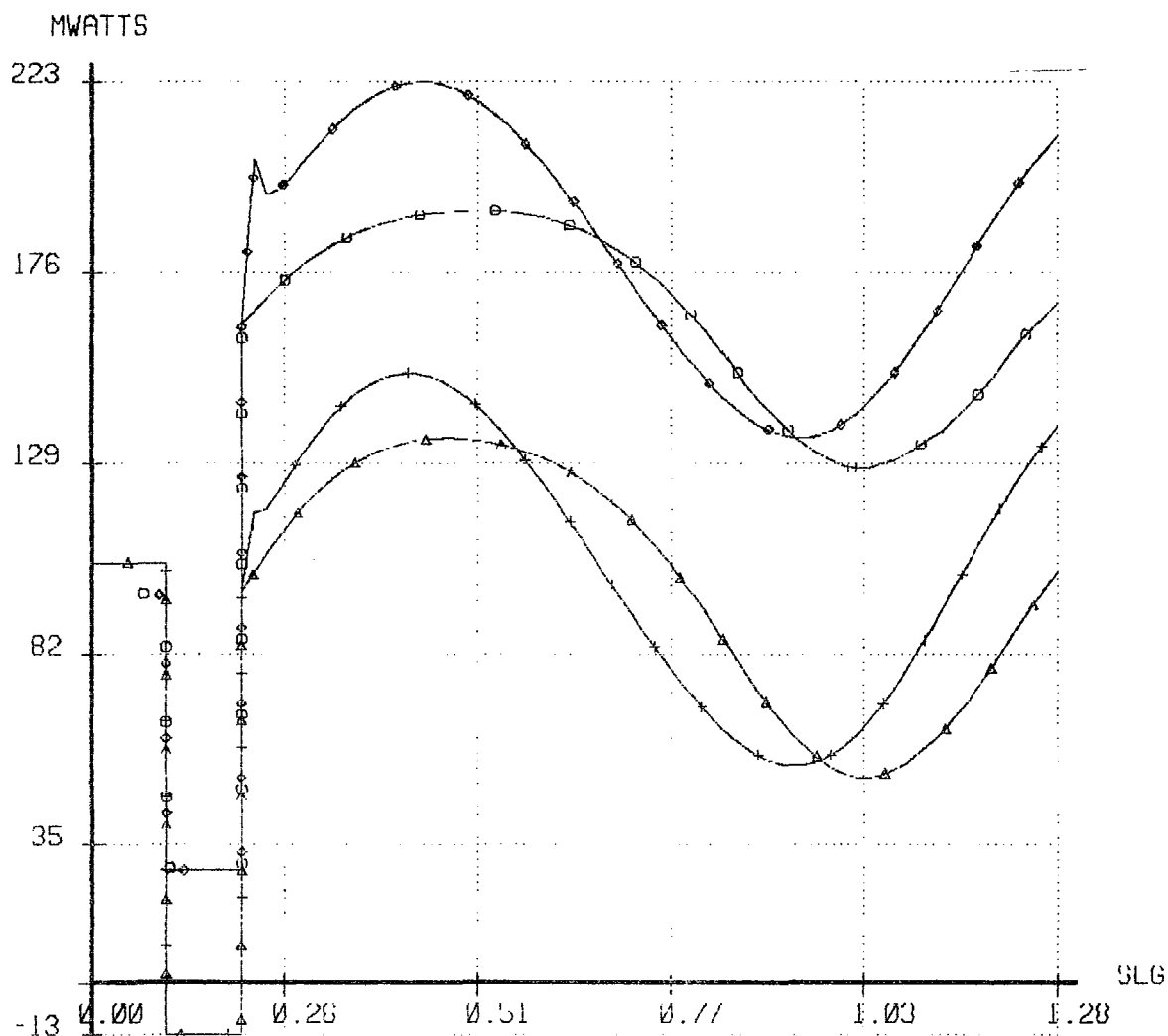
CFC CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA

SISP-ESTABI  
10/JUL/86

\* FALLA Y APERTURA TRIFASICA EN LINEA CAJON SUYAPA COMPARADA CON EL \*  
\* MISMO CASO PERO CON CEV'S EN SY-230. ENEE VENDIENDO 100 MW \*  
\*\*\*\*\*

—△—△—△—△—△	PV-230 -> LN-230	con CEV
(-)-(-)-(-)-(-)-(-)	CJ-230 -> SY-230	con CEV
○-○-○-○-○	CJ-230 -> SY-230	sin CEV
+--+--+--+--+	PV-230 -> LN-230	sin CEV





CFC CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
POTENCIA EN CEV'S

SISP-ESTABI  
10/JUL/86

\* FALLA Y APERTURA TRIFASICA EN LINEA CAJON SUYAPA CON CEV'S EN SUYAPA \*

\*

\*

\*\*\*\*\*

▲ —▲ —▲ —▲ —▲  
○ —○ —○ —○ —○

SYCE1  
SYCE2

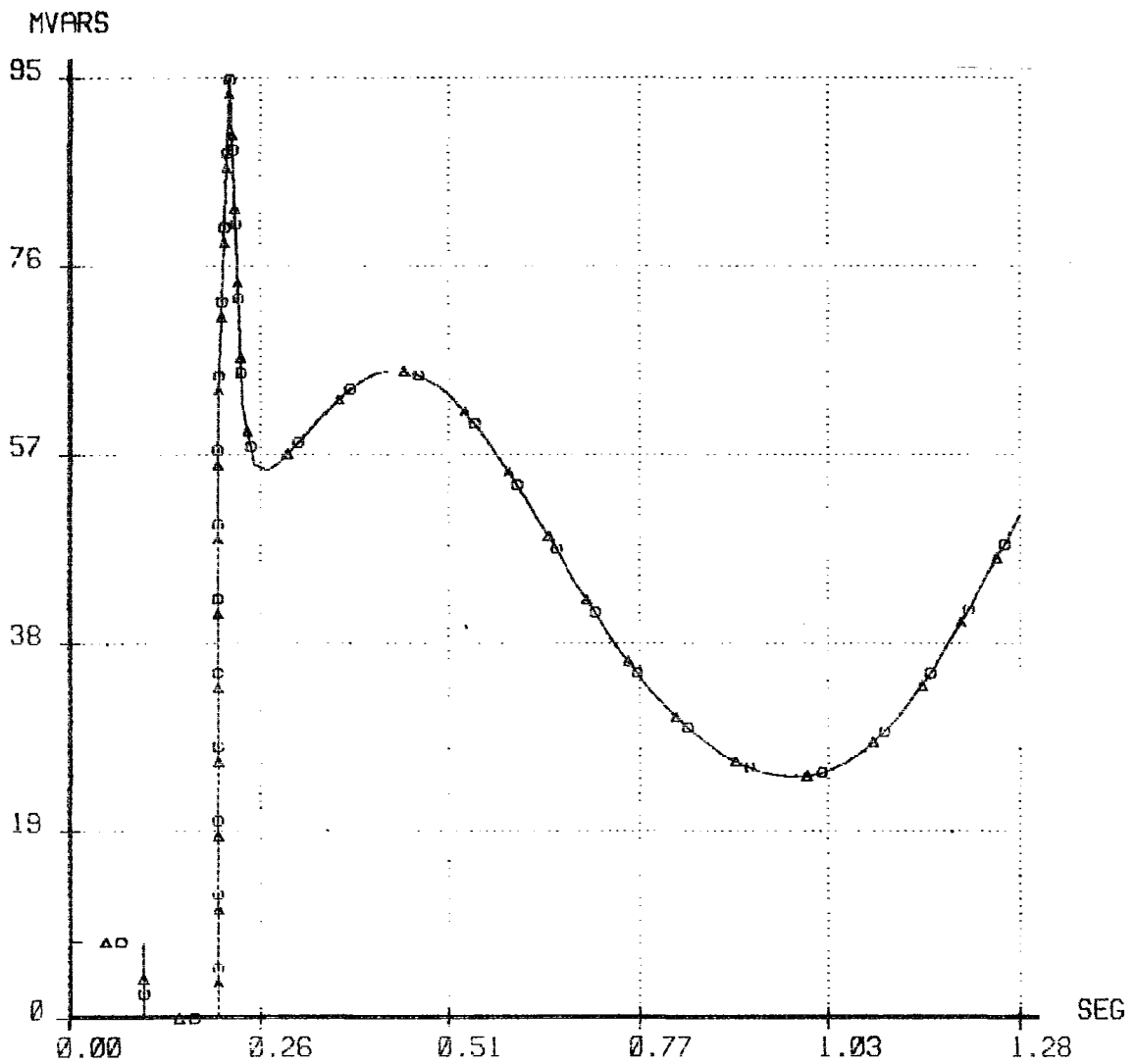


Gráfico 54

CTE CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
SUCEPTANCIAS EN CEV'S

SISP-ESTABI  
10/JUL/86

\* FALLA Y APERTURA TRIFASICA EN LINEA CAJON SUYAPA CON CEV'S EN SUYAPA \*  
\*  
\*\*\*\*\*

△-△-△-△-△ SYCE1  
○-○-○-○-○ SYCE2

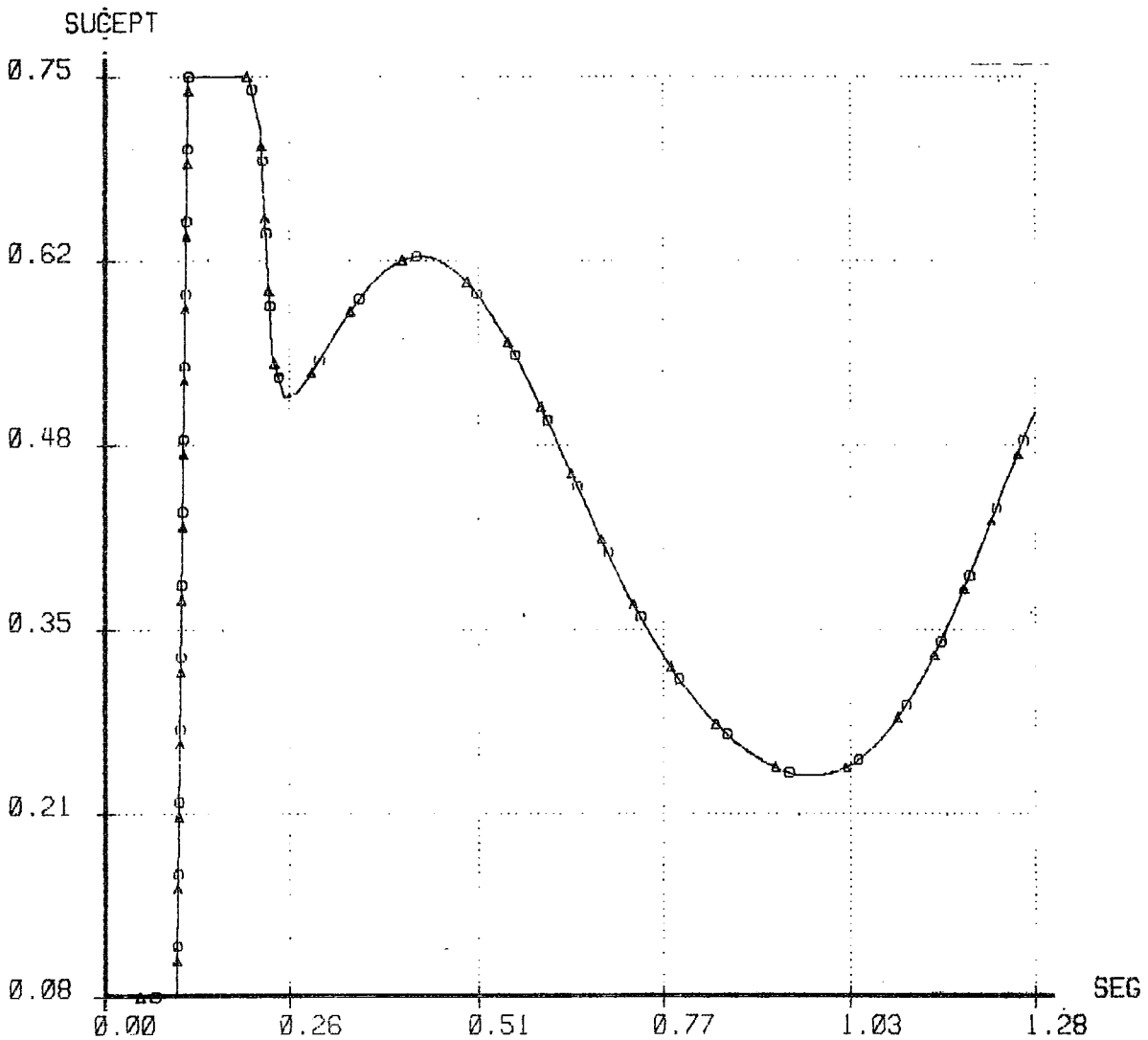


Gráfico 55

CFC CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FRECUENCIAS PROMEDIO

SIS-DINAMI  
11/JUL/86

- ▲▲▲▲▲ ISLA 1 Honduras
- ISLA 2 Nicaragua
- ◇◇◇◇◇ ISLA 3 Costa Rica
- ××××× ISLA 4 Panamá

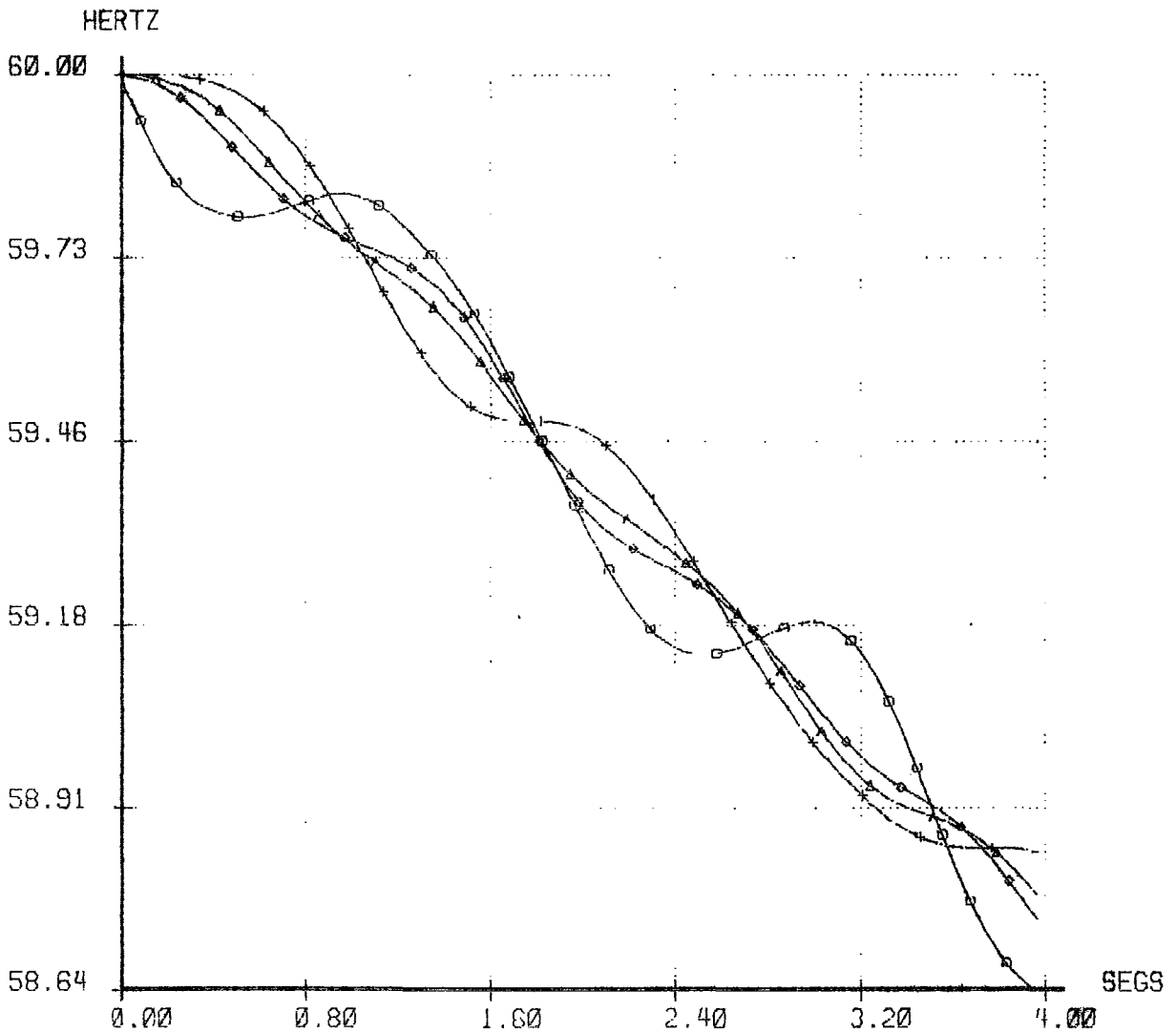


Gráfico 56

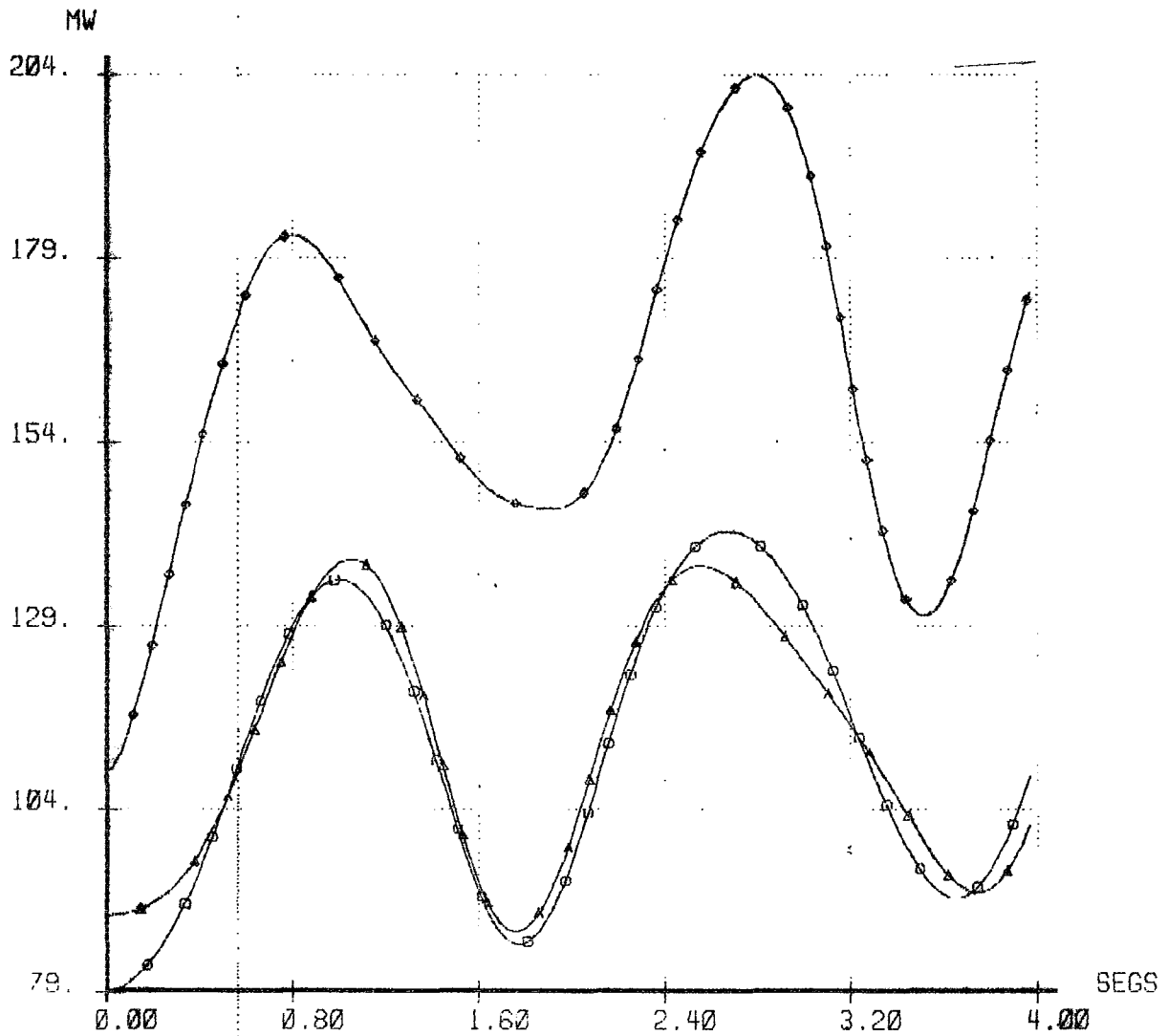
**ETE CENACE  
DID**

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA REAL

**SISP-DINAMI**  
11/JUL/86

- |   |         |          |
|---|---------|----------|
| 1 | SYP-230 | LEN-230  |
| 2 | LBR-230 | CRAR-230 |
| 3 | RMA-230 | MDN-230  |

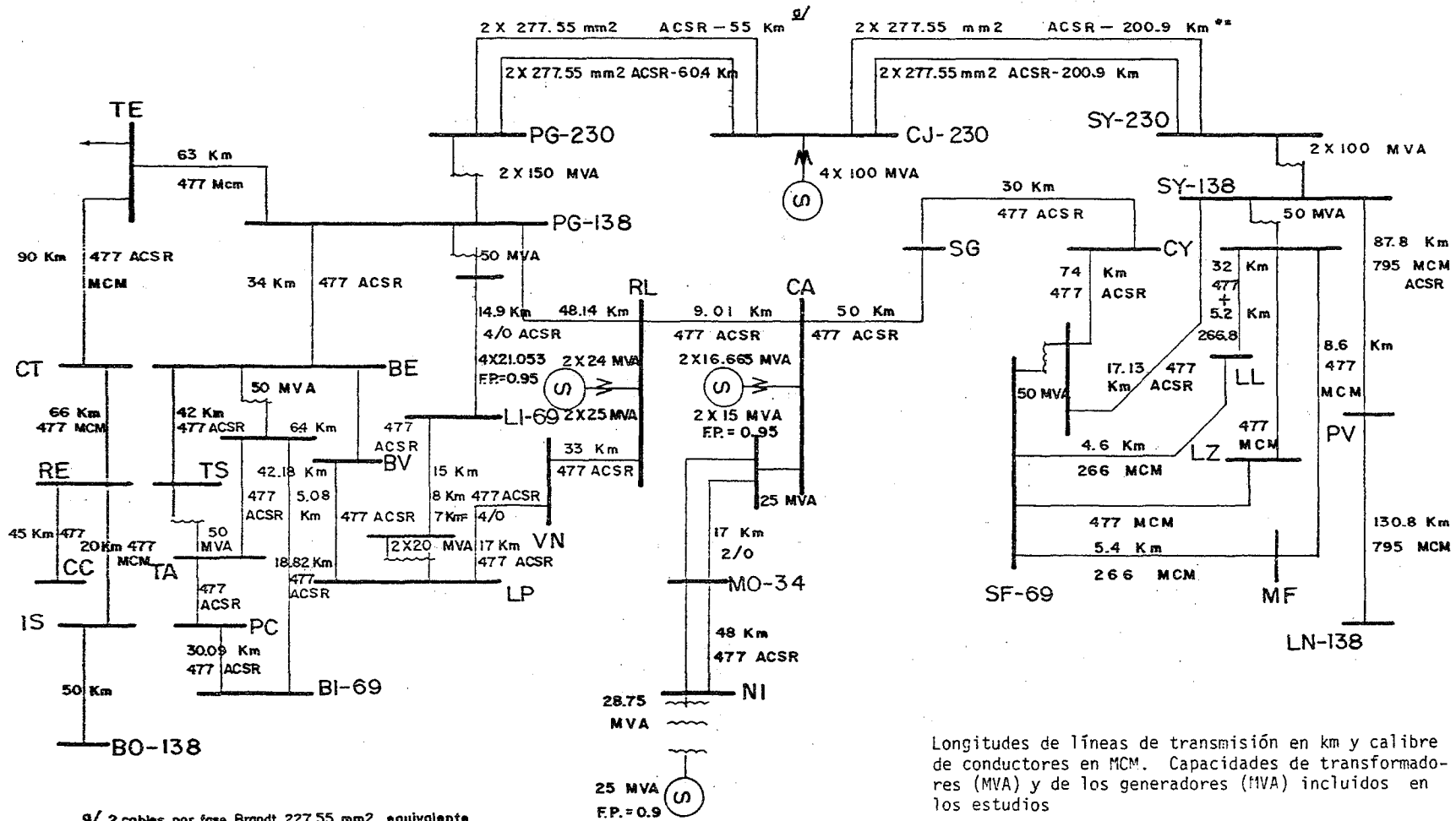
- |            |         |
|------------|---------|
| —△—△—△—△—△ | LINEA 1 |
| —□—□—□—□—□ | LINEA 2 |
| —○—○—○—○—○ | LINEA 3 |



Diagramas



Diagrama I



Longitudes de líneas de transmisión en km y calibre de conductores en MCM. Capacidades de transformadores (MVA) y de los generadores (MVA) incluidos en los estudios

Diagrama 2

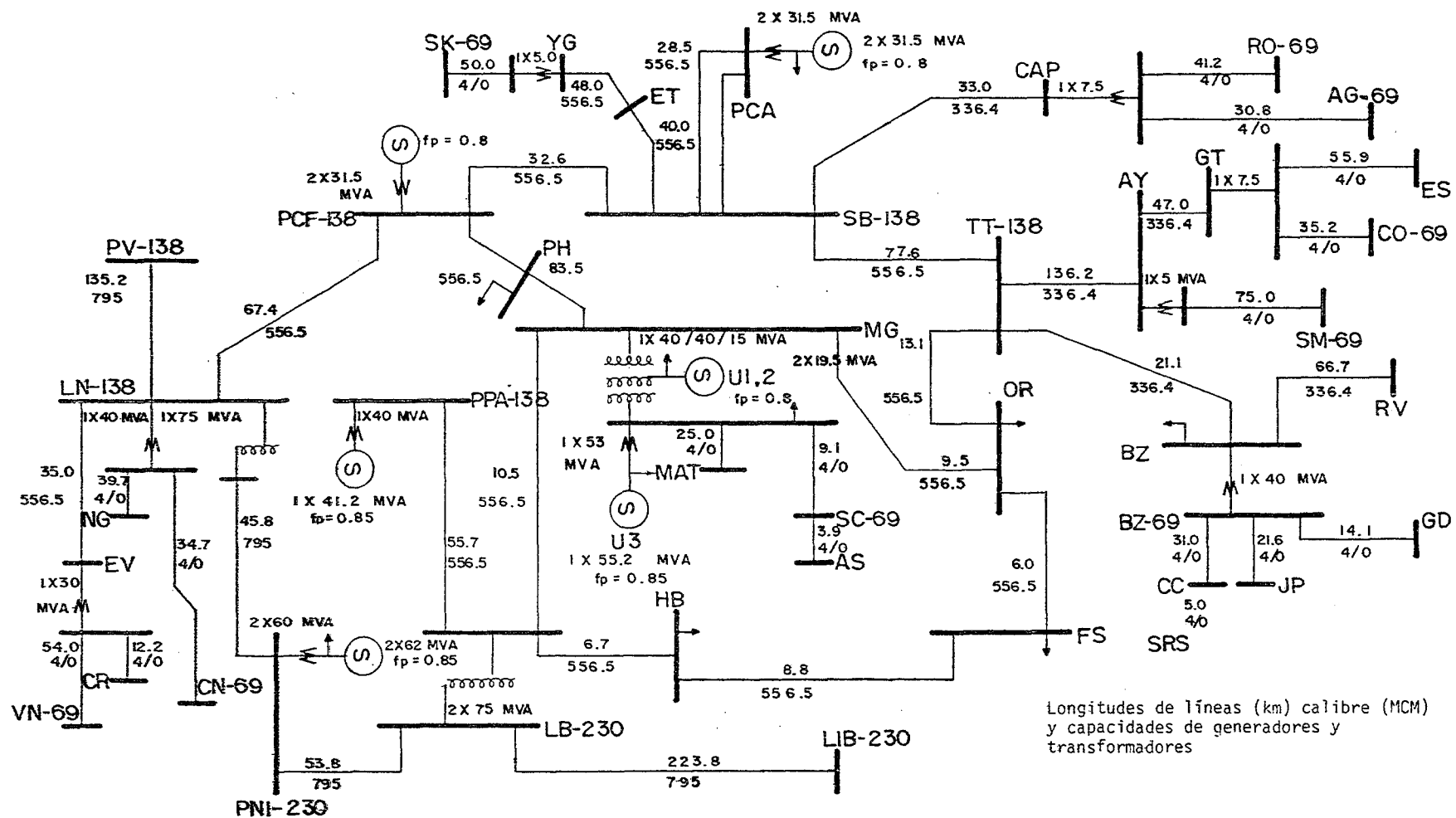
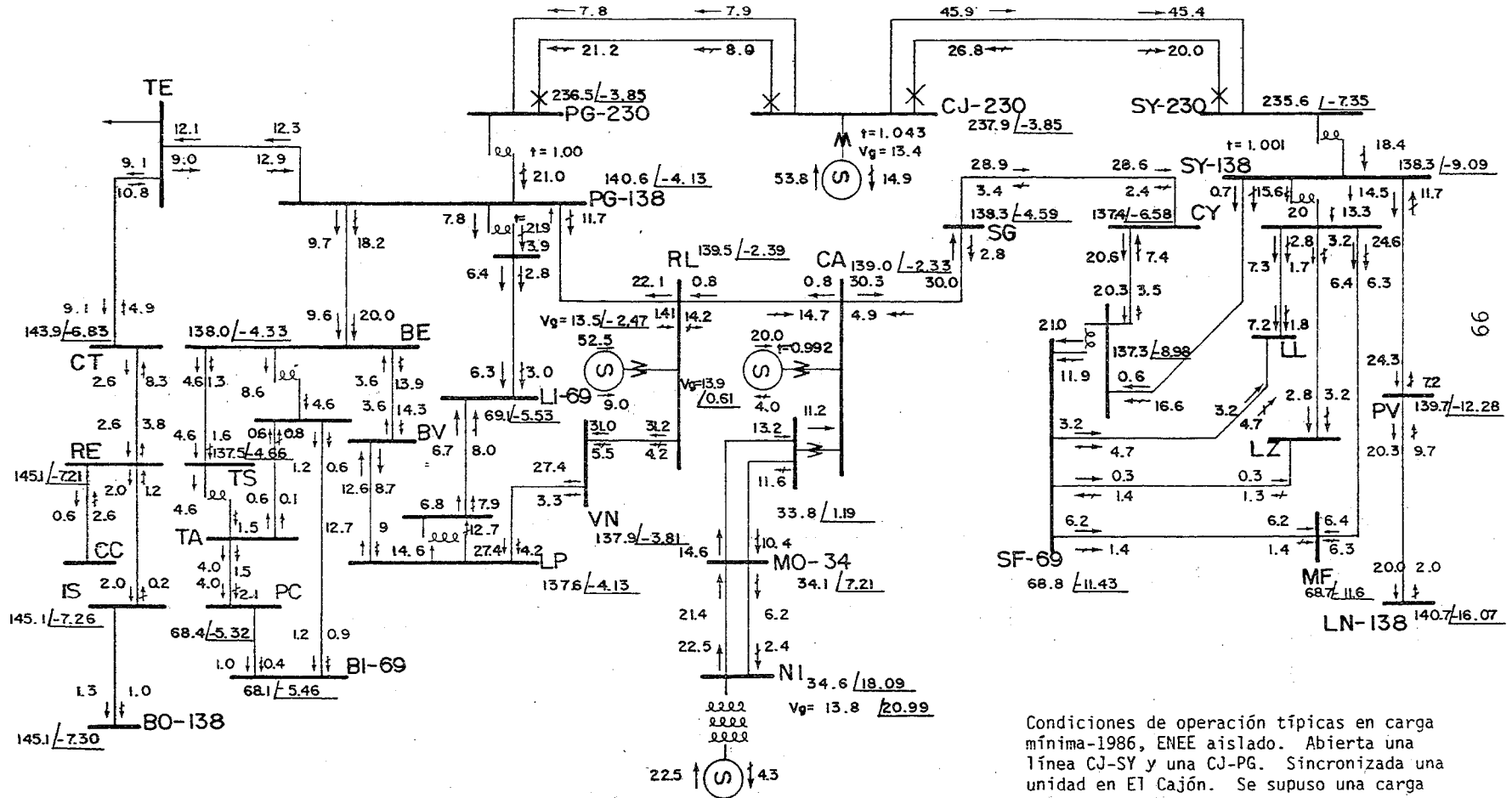




Diagrama 3



Condiciones de operación típicas en carga mínima-1986, ENEE aislado. Abierta una línea CJ-SY y una CJ-PG. Sincronizada una unidad en El Cajón. Se supuso una carga radial de 20 MW en León

Diagrama 4

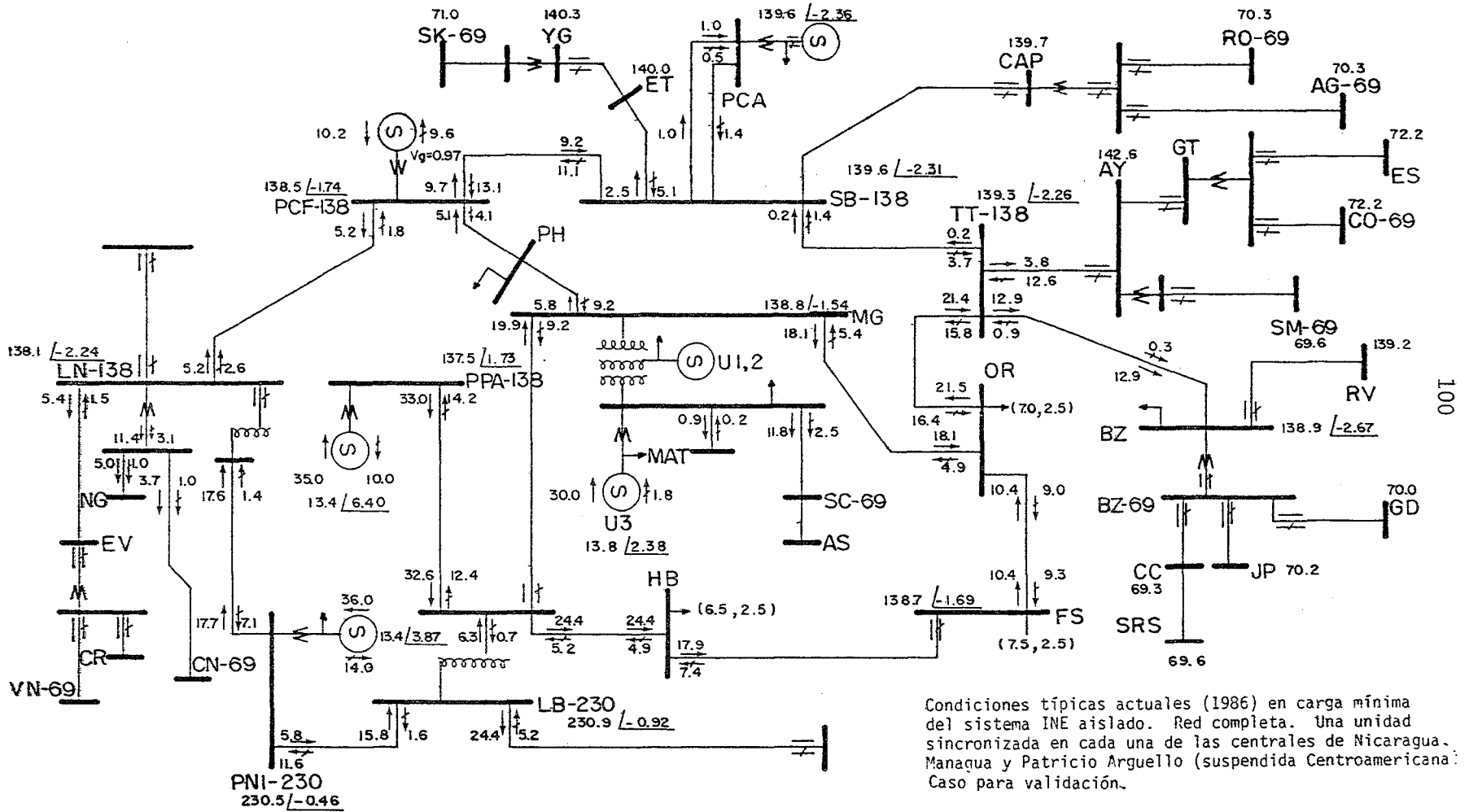
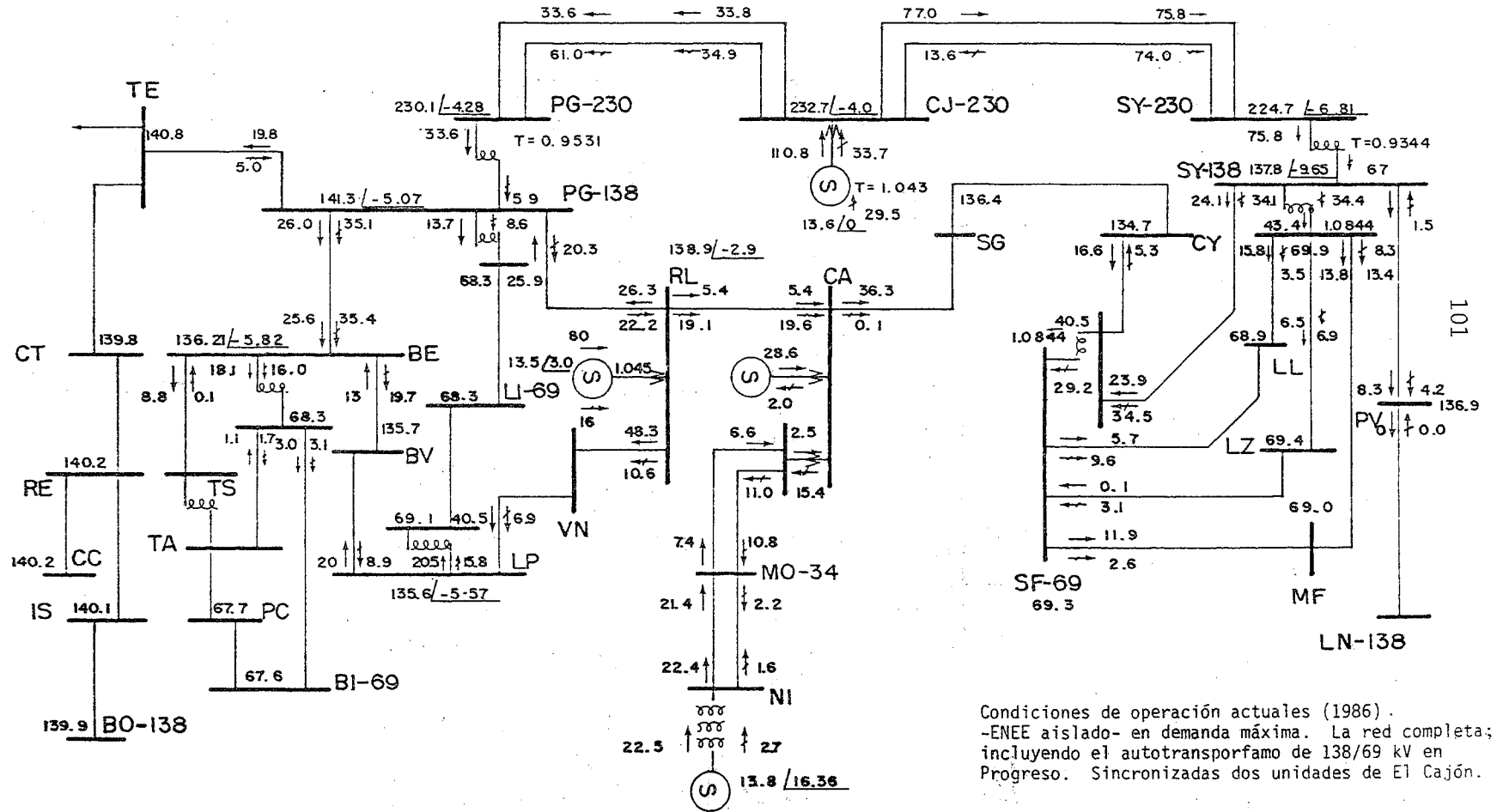
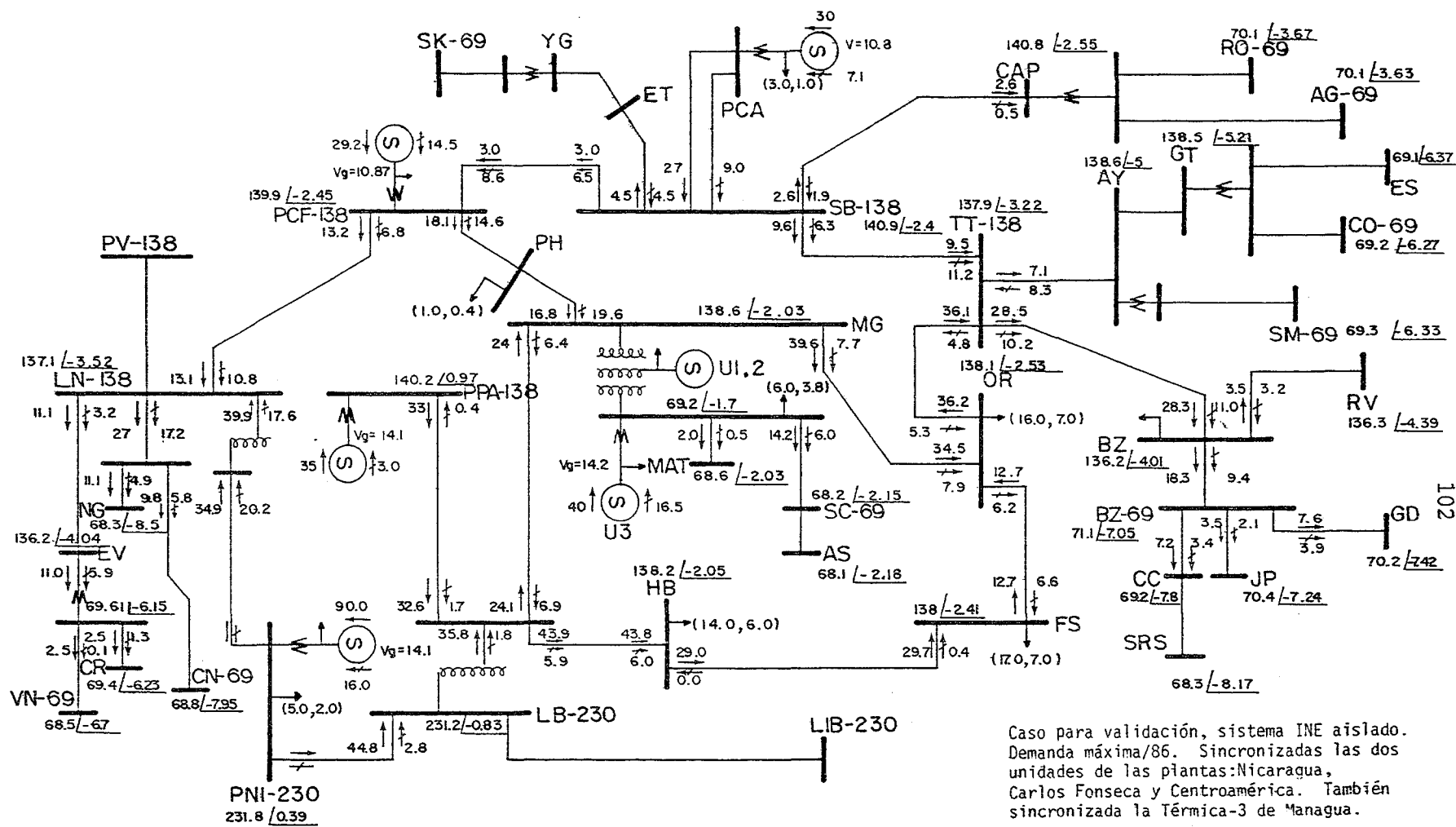


Diagrama 5



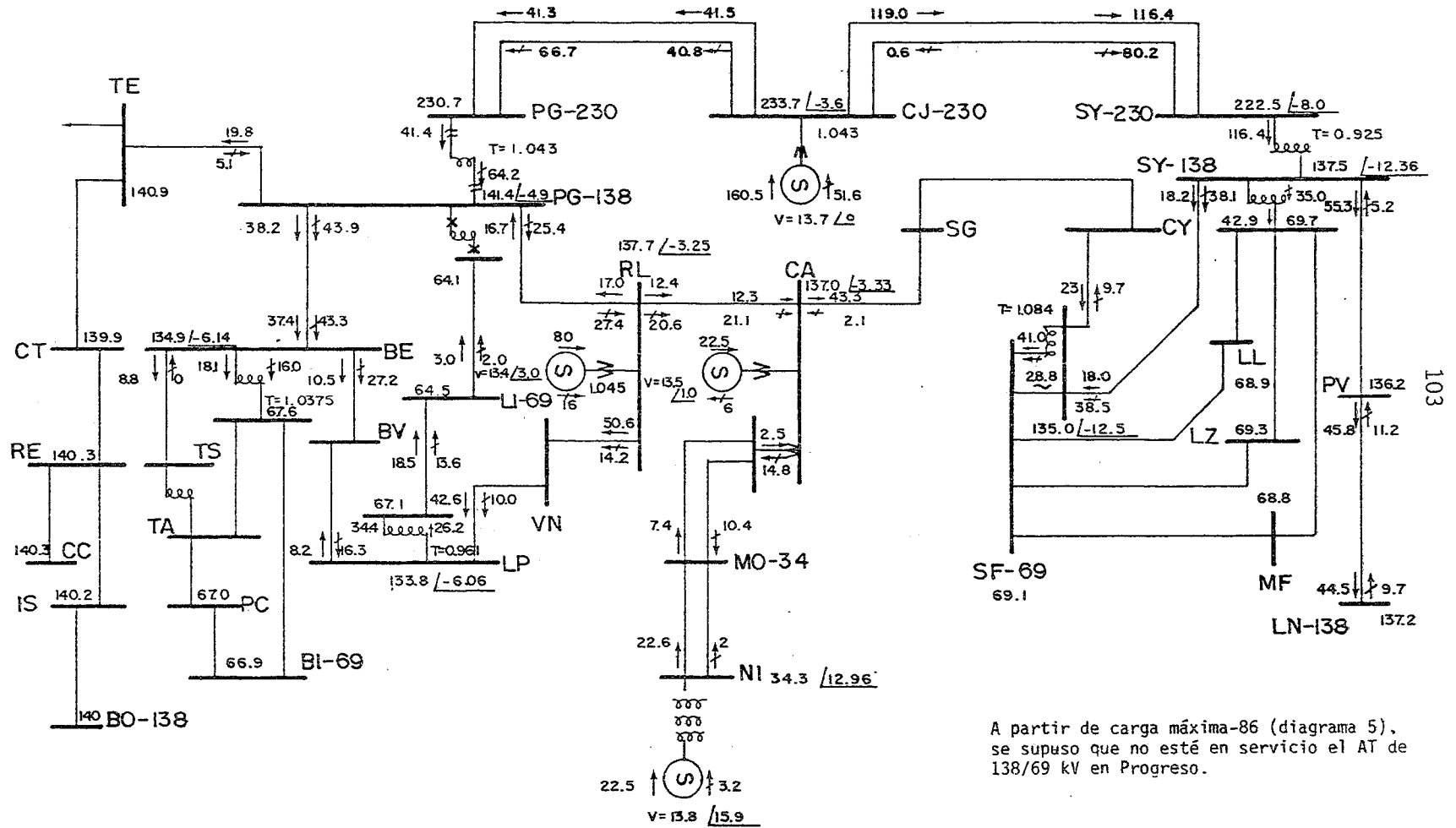
Condiciones de operación actuales (1986).  
 -ENEE aislado- en demanda máxima. La red completa;  
 incluyendo el autotransportfamo de 138/69 kV en  
 Progreso. Sincronizadas dos unidades de El Cajón.

Diagrama 6



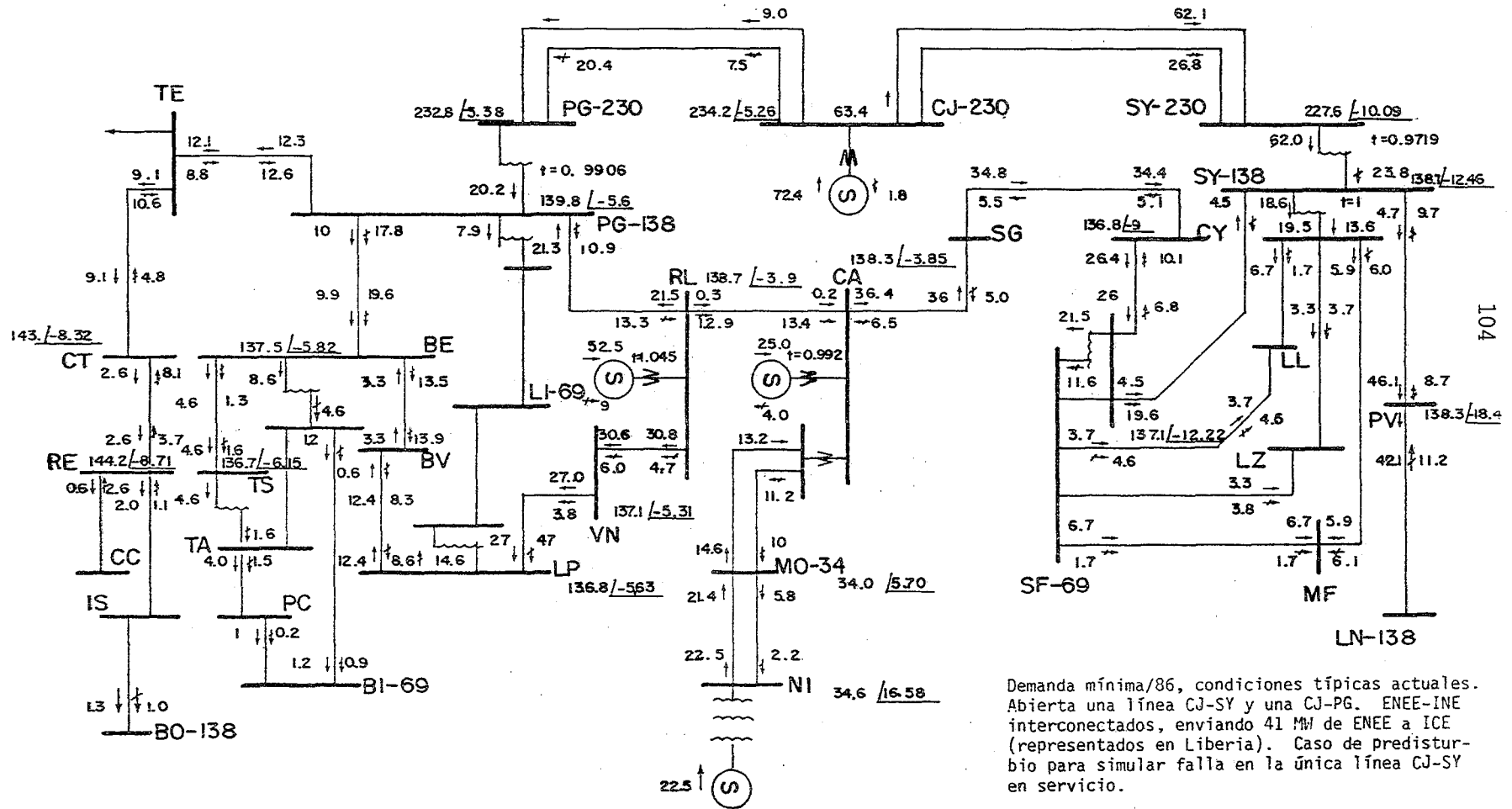
Caso para validación, sistema INE aislado. Demanda máxima/86. Sincronizadas las dos unidades de las plantas: Nicaragua, Carlos Fonseca y Centroamérica. También sincronizada la Térmica-3 de Managua.

Diagrama 7



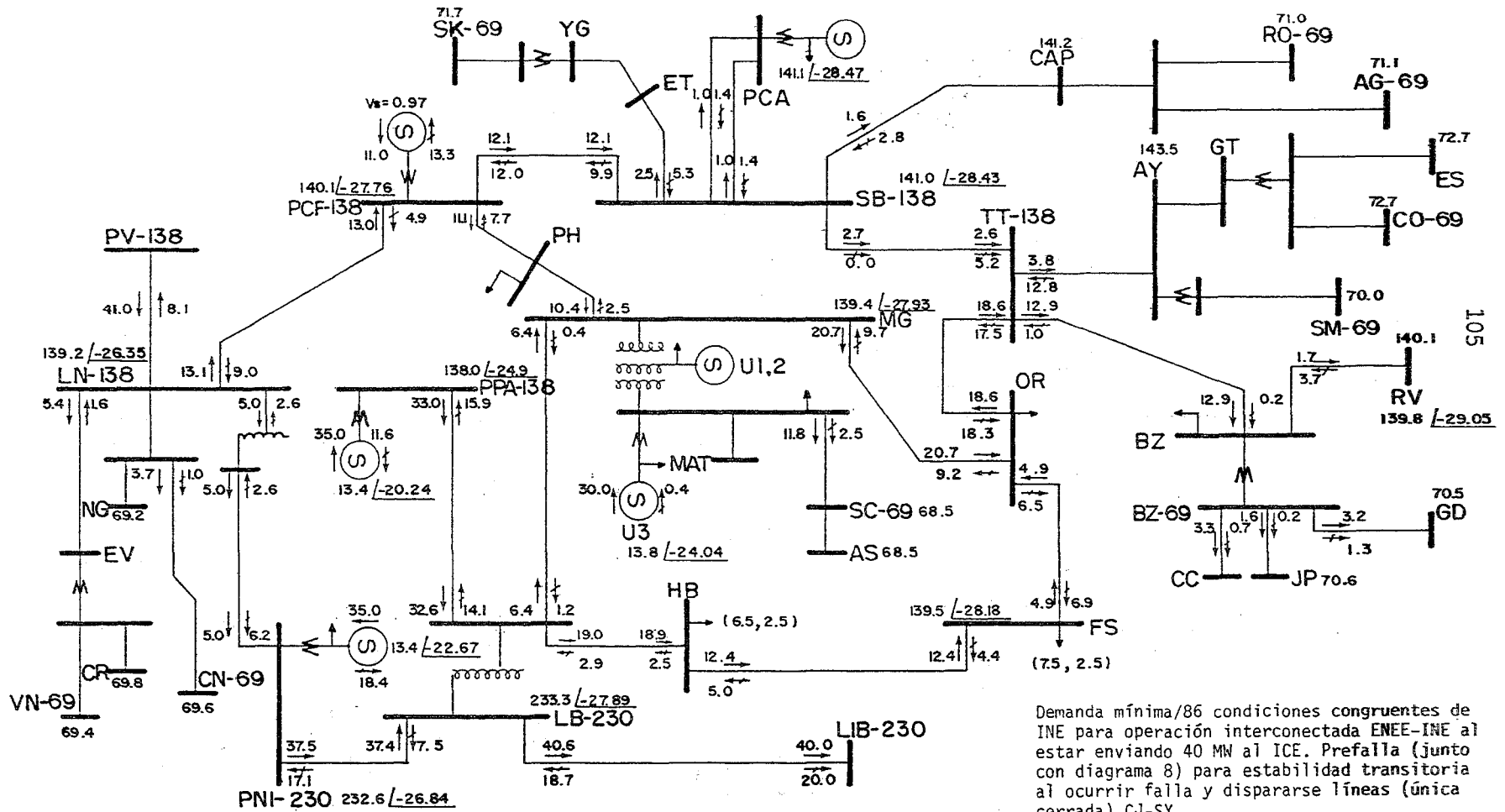
A partir de carga máxima-86 (diagrama 5), se supuso que no esté en servicio el AT de 138/69 kV en Progreso.

Diagrama 8



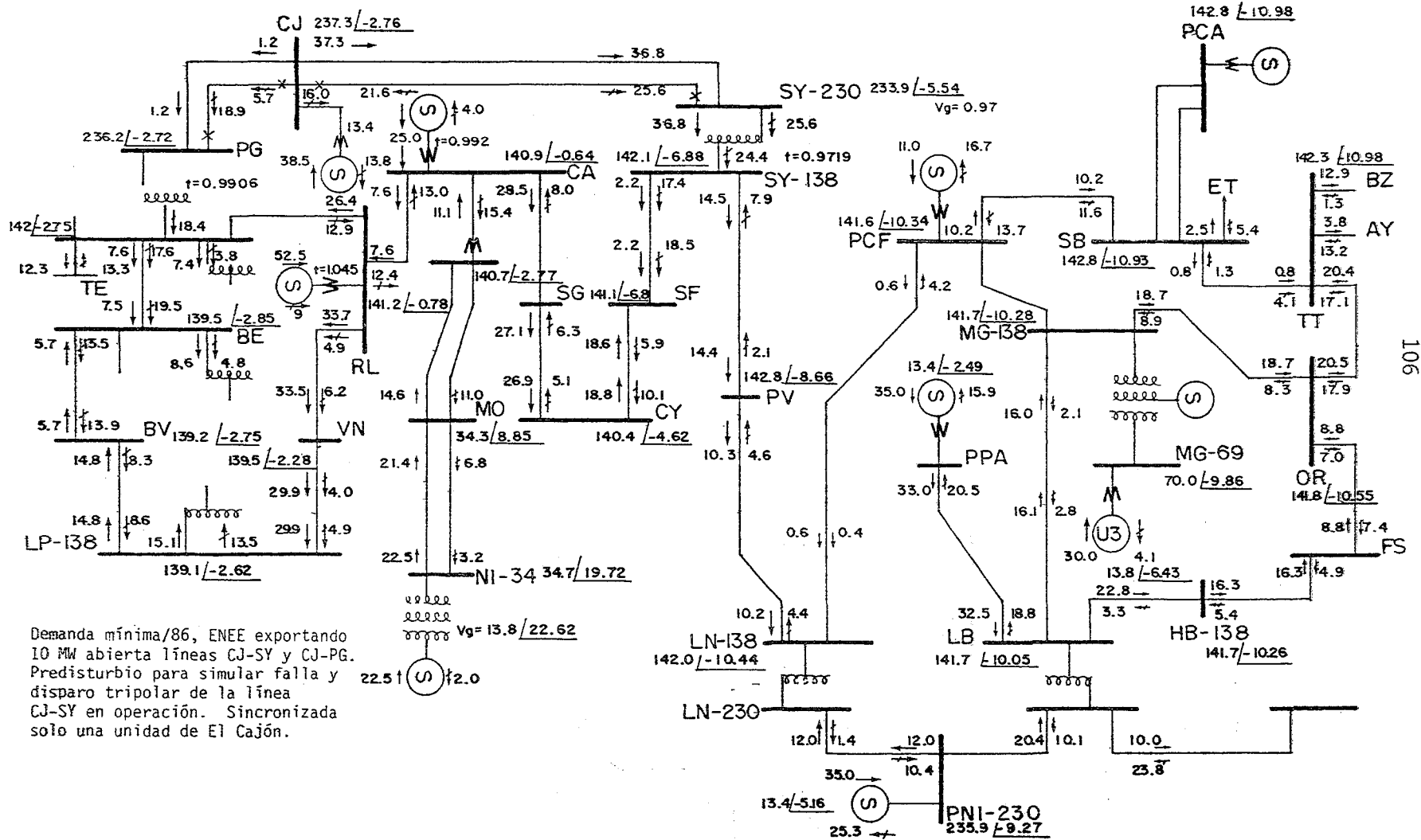
Demanda mínima/86, condiciones típicas actuales.  
 Abierta una línea CJ-SY y una CJ-PG. ENEE-INE  
 interconectados, enviando 41 MW de ENEE a ICE  
 (representados en Liberia). Caso de predistur-  
 bio para simular falla en la única línea CJ-SY  
 en servicio.

Diagrama 9



Demanda mínima/86 condiciones congruentes de INE para operación interconectada ENEE-INE al estar enviando 40 MW al ICE. Prefalla (junto con diagrama 8) para estabilidad transitoria al ocurrir falla y dispararse líneas (única cerrada) CJ-SY.

Diagrama 10

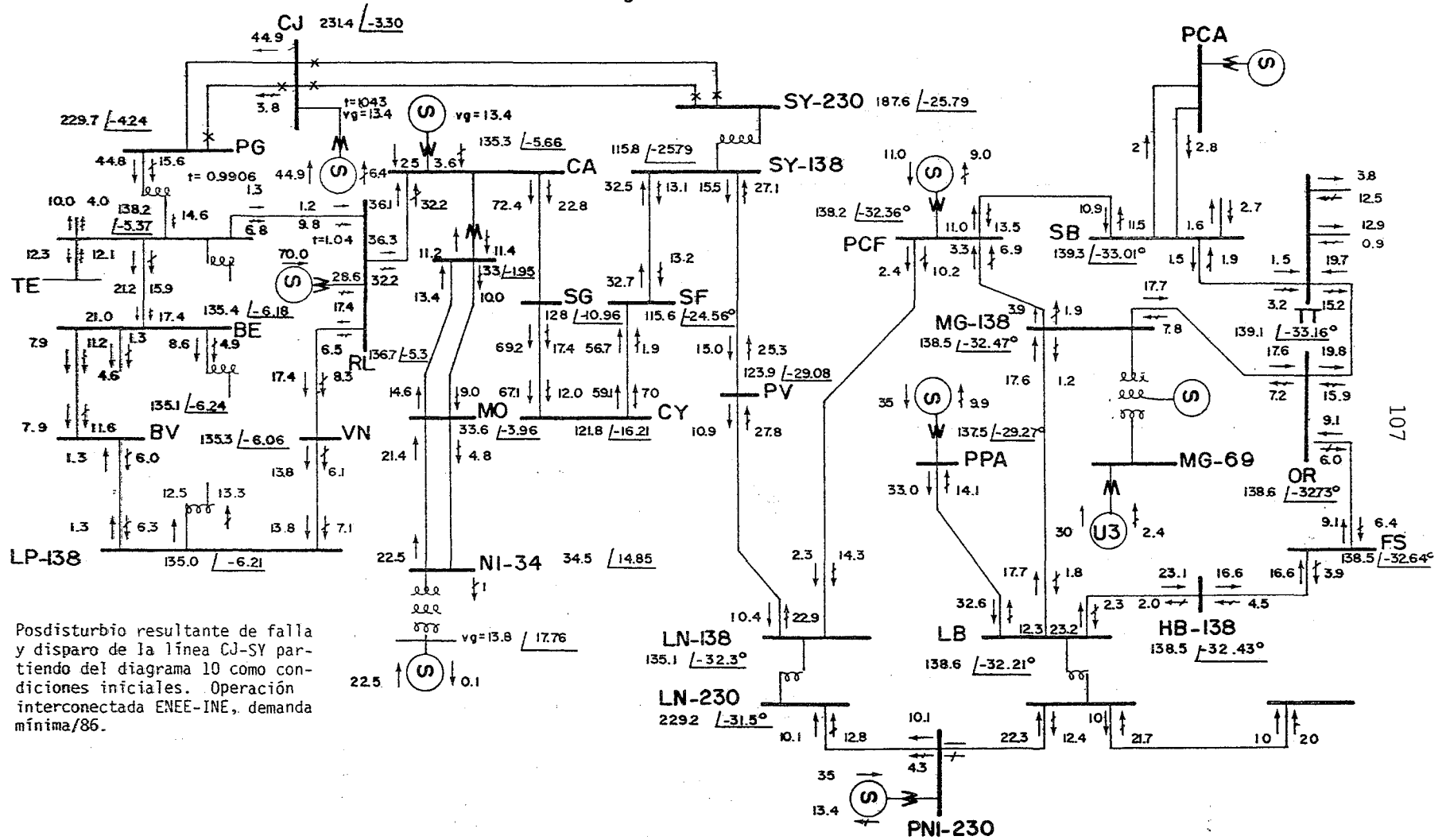


Demanda mínima/86, ENEE exportando 10 MW abierta líneas CJ-SY y CJ-PG. Predisturbio para simular falla y disparo tripolar de la línea CJ-SY en operación. Sincronizada solo una unidad de El Cajón.

$V_g = 13.8 / 22.62$   
 $22.5 \uparrow \text{U} \downarrow 2.0$



Diagrama II

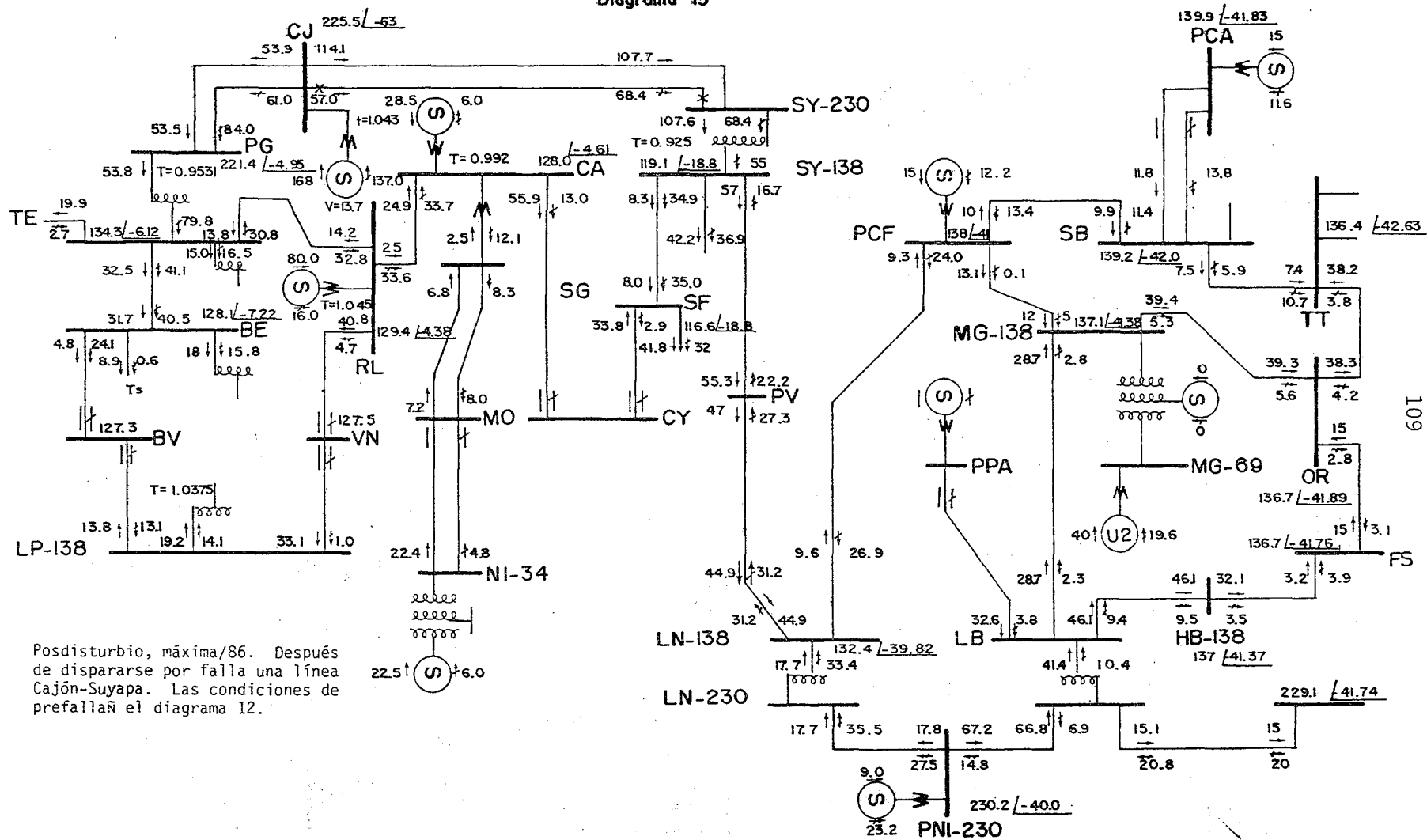


107

Posdisturbio resultante de falla y disparo de la línea CJ-SY partiendo del diagrama 10 como condiciones iniciales. Operación interconectada ENEE-INE, demanda mínima/86.



Diagrama 13



Postdisturbio, máxima/86. Después de dispararse por falla una línea Cajón-Suyapa. Las condiciones de prefalla el diagrama 12.

109

Diagrama 14

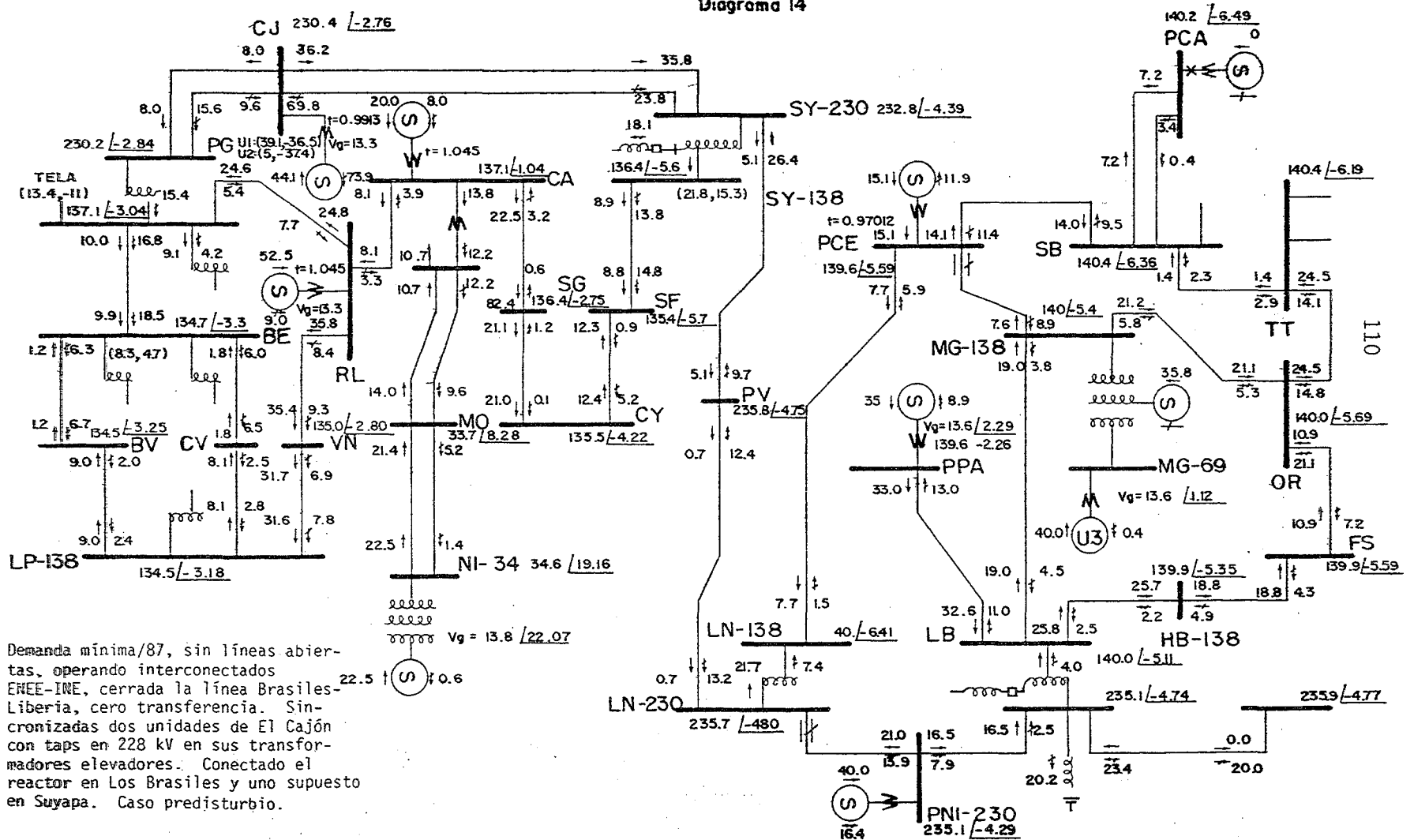
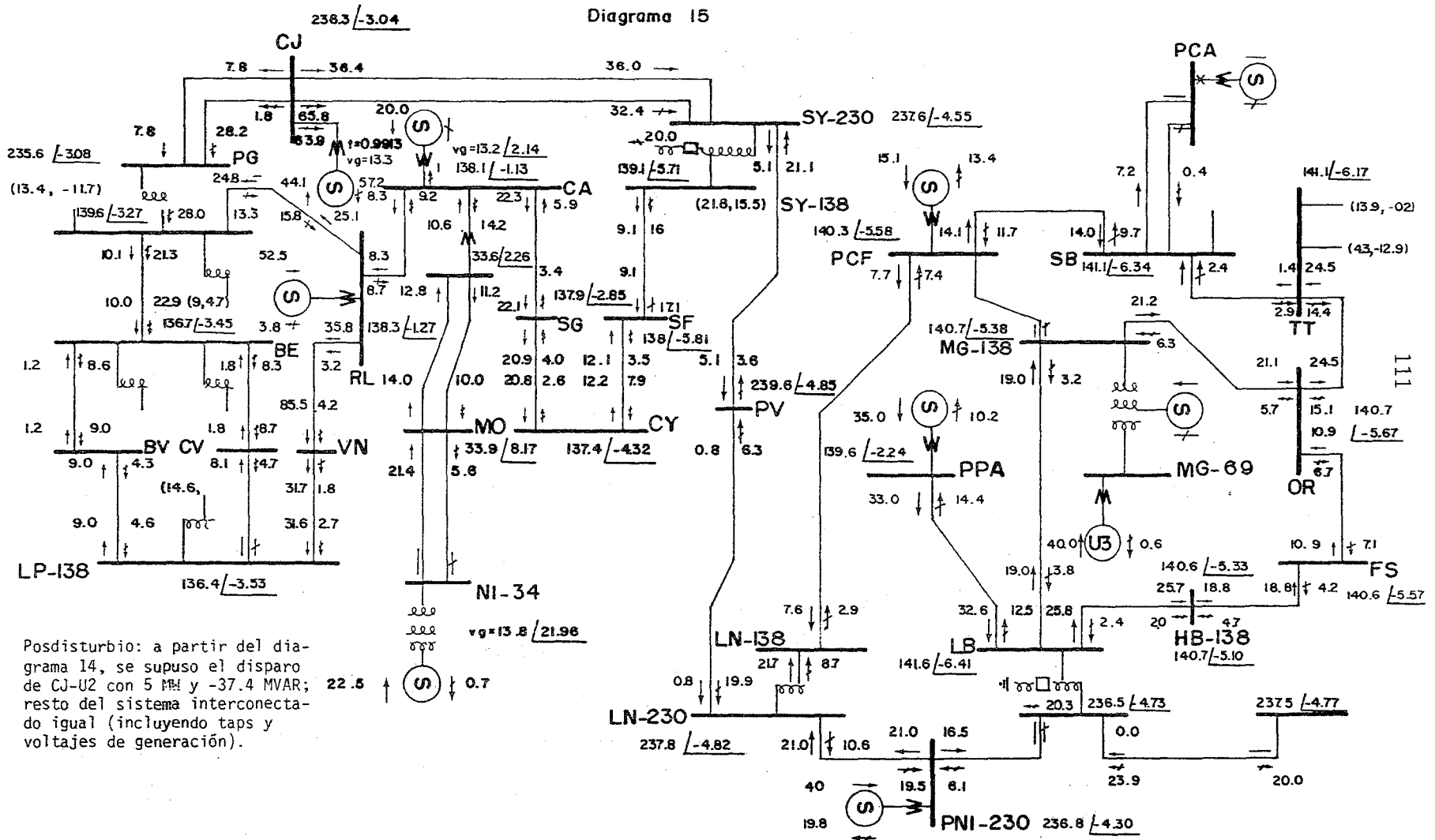


Diagrama 15



Posdisturbio: a partir del diagrama 14, se supuso el disparo de CJ-U2 con 5 p.u. y -37.4 MVAR; resto del sistema interconectado igual (incluyendo taps y voltajes de generación).

Diagrama 16

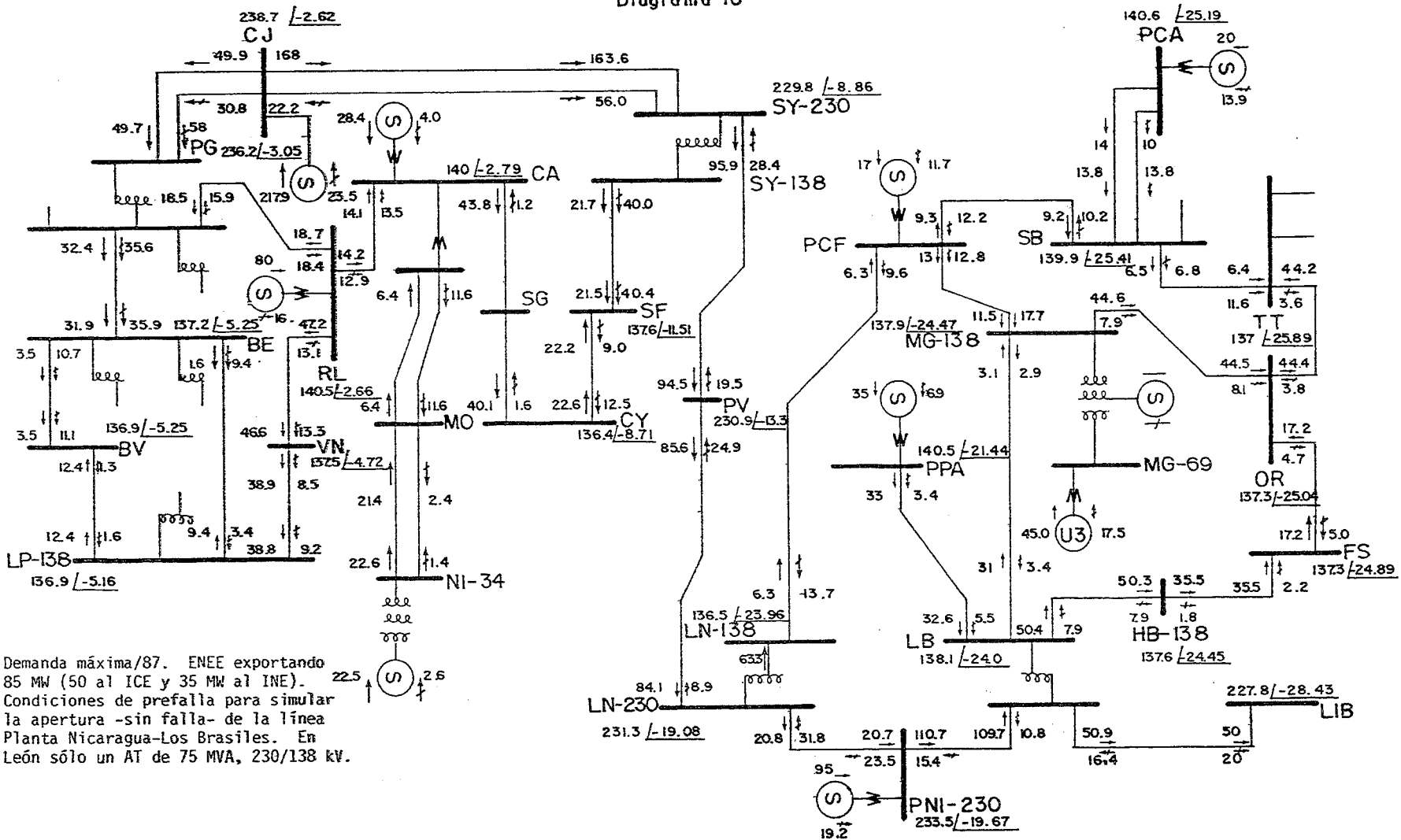


Diagrama 17

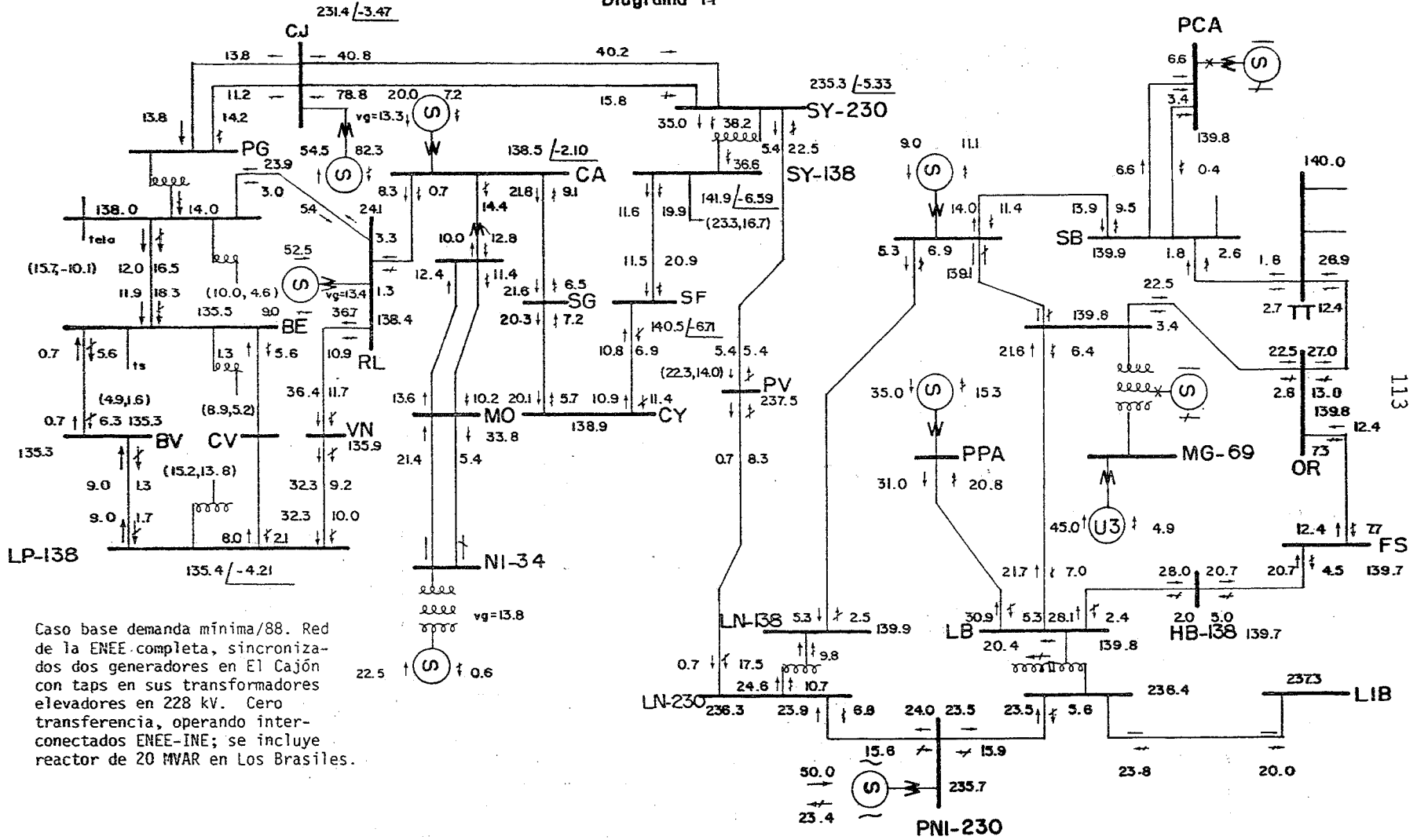
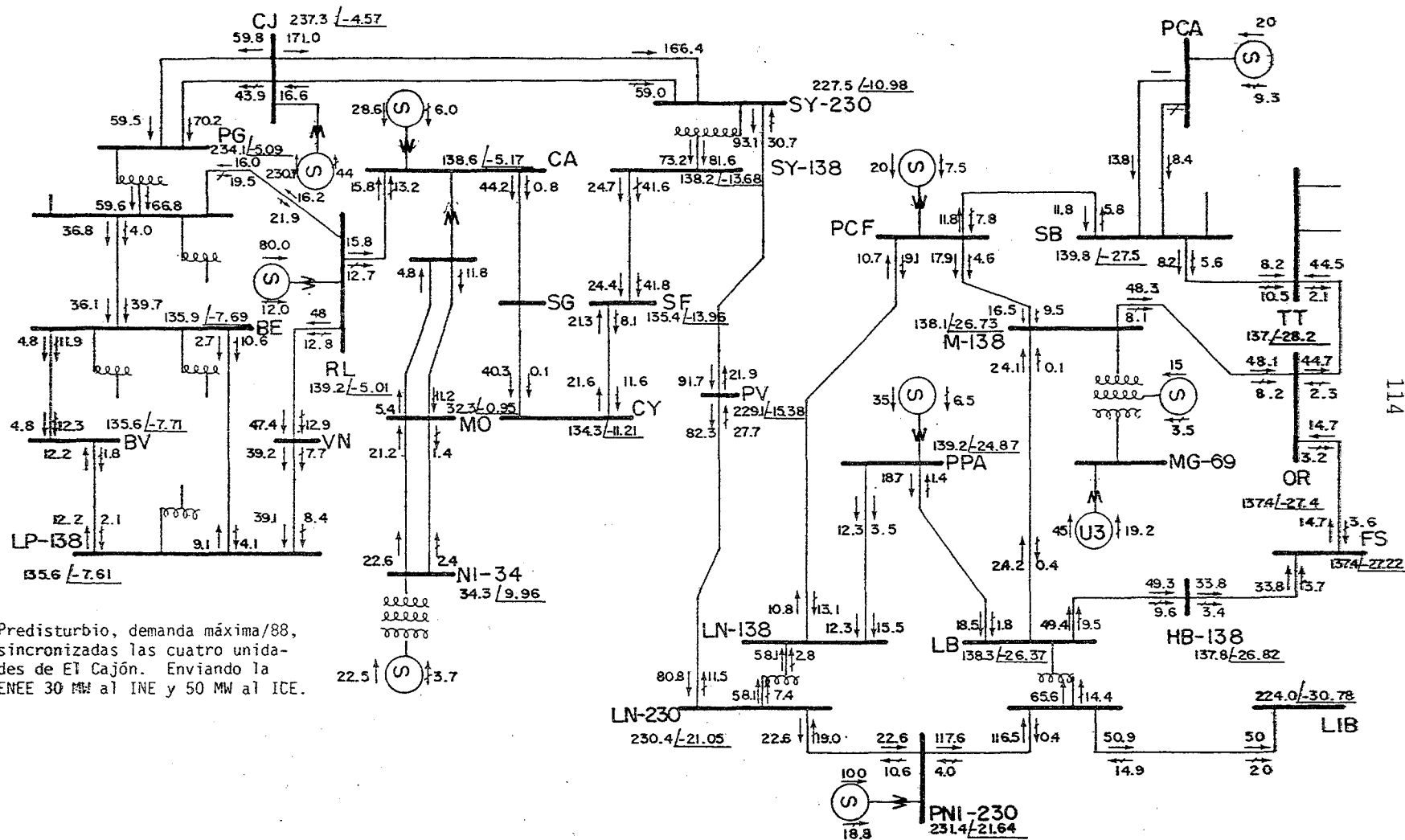


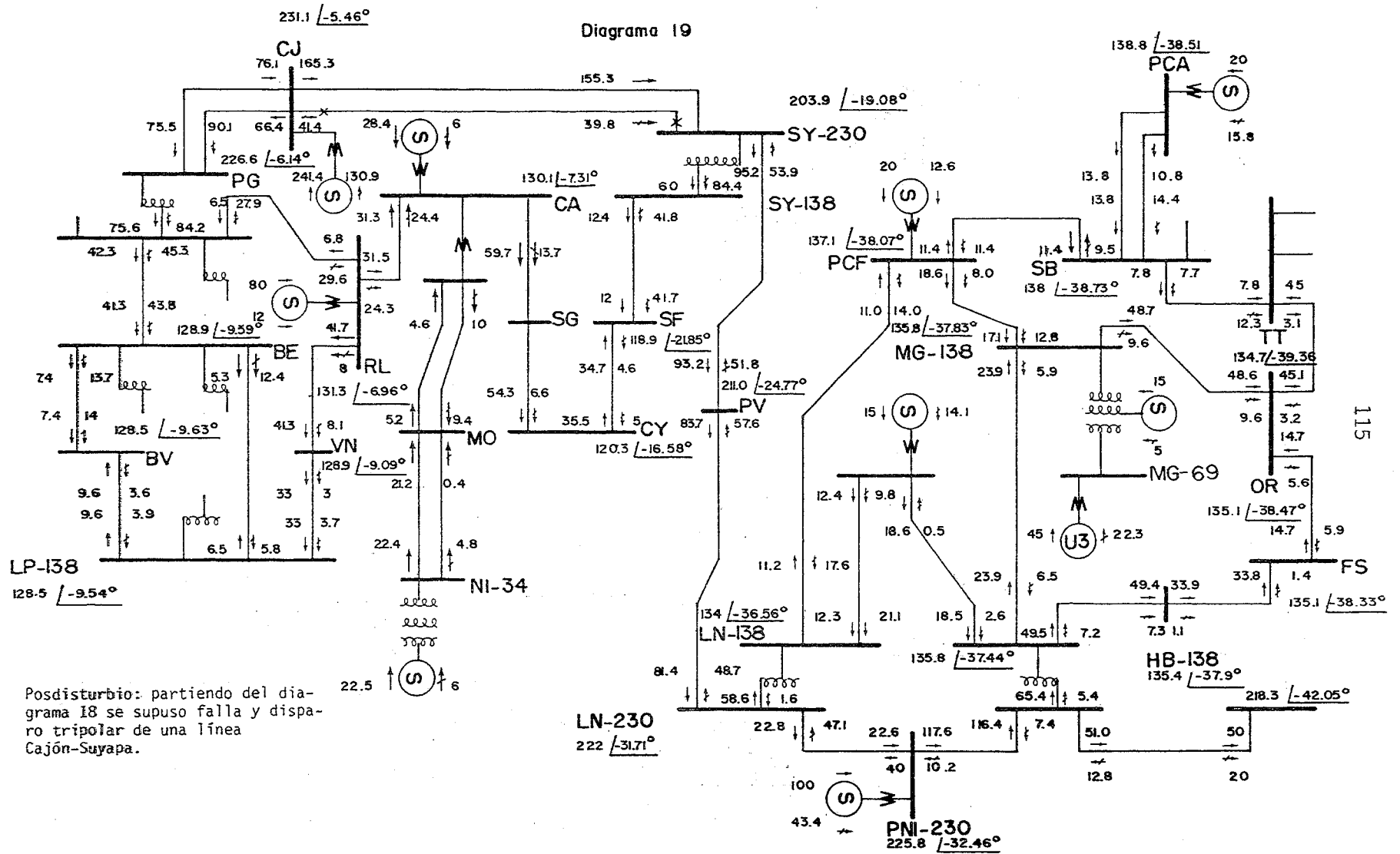
Diagrama 18



114



Diagrama 19



Postdisturbio: partiendo del diagrama 18 se supuso falla y disparo tripolar de una línea Cajón-Suyapa.

Diagrama 20

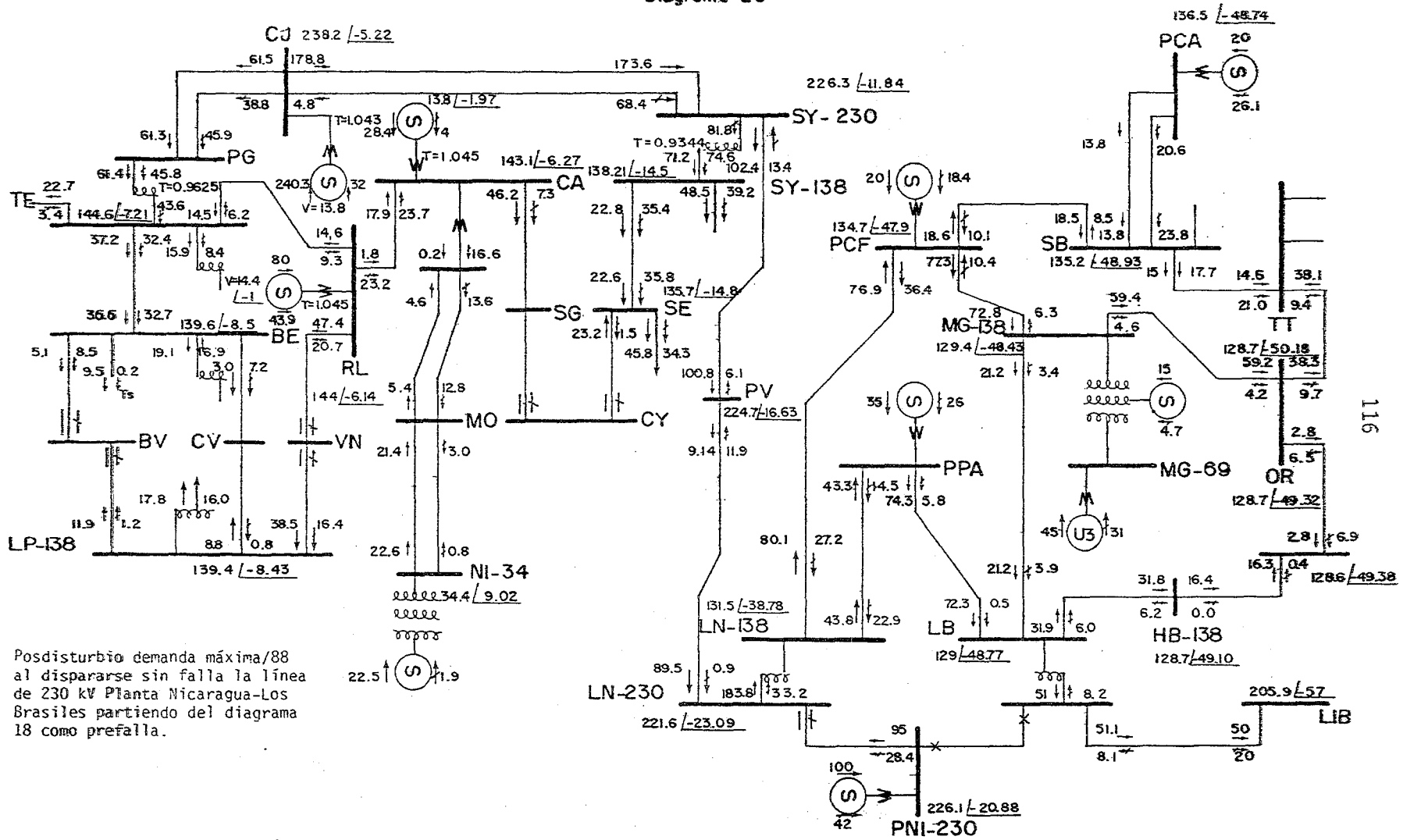
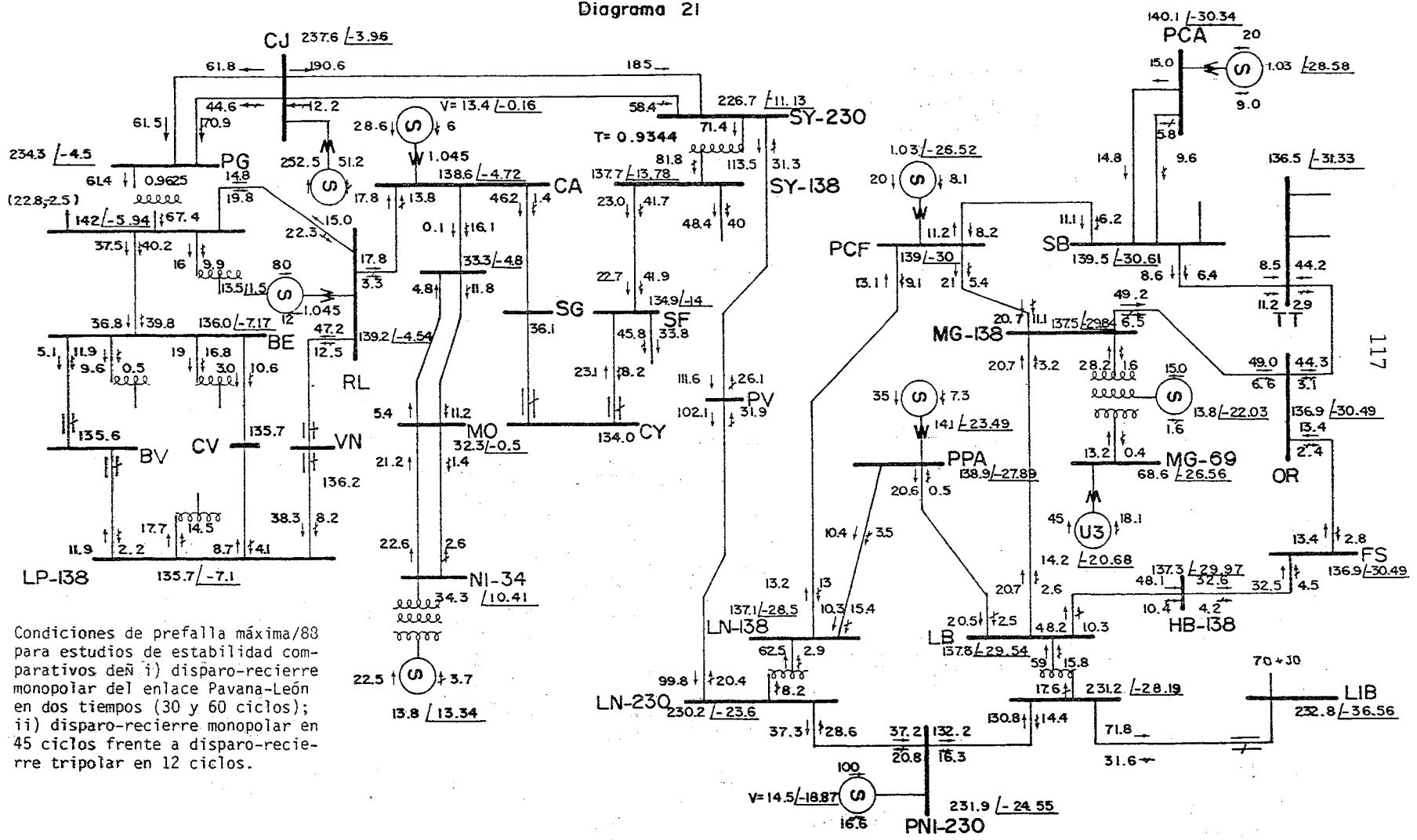
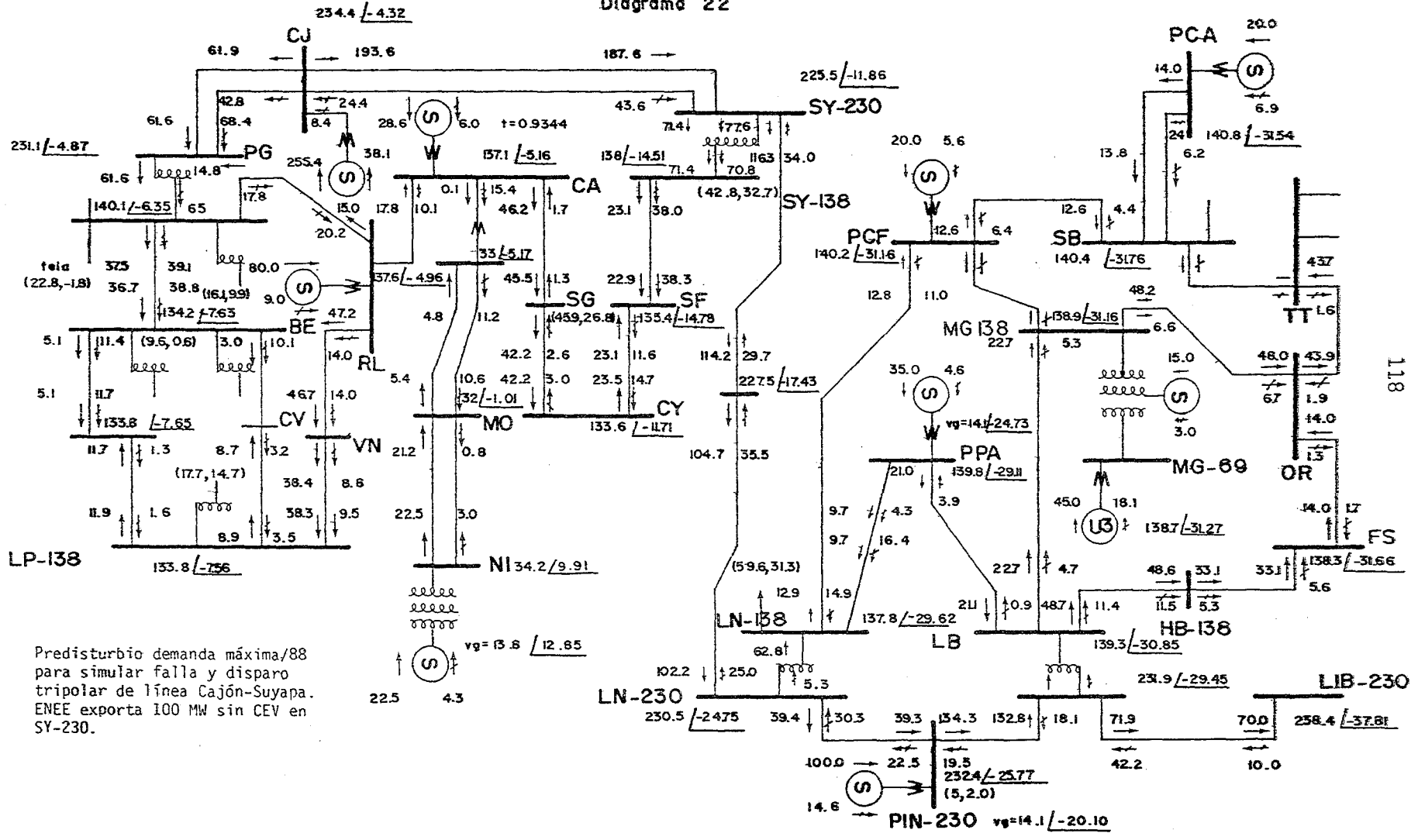


Diagrama 21



Condiciones de prefalla máxima/88 para estudios de estabilidad comparativos deñ i) disparo-recierre monopolar del enlace Pavana-León en dos tiempos (30 y 60 ciclos); ii) disparo-recierre monopolar en 45 ciclos frente a disparo-recierre tripolar en 12 ciclos.

Diagrama 22

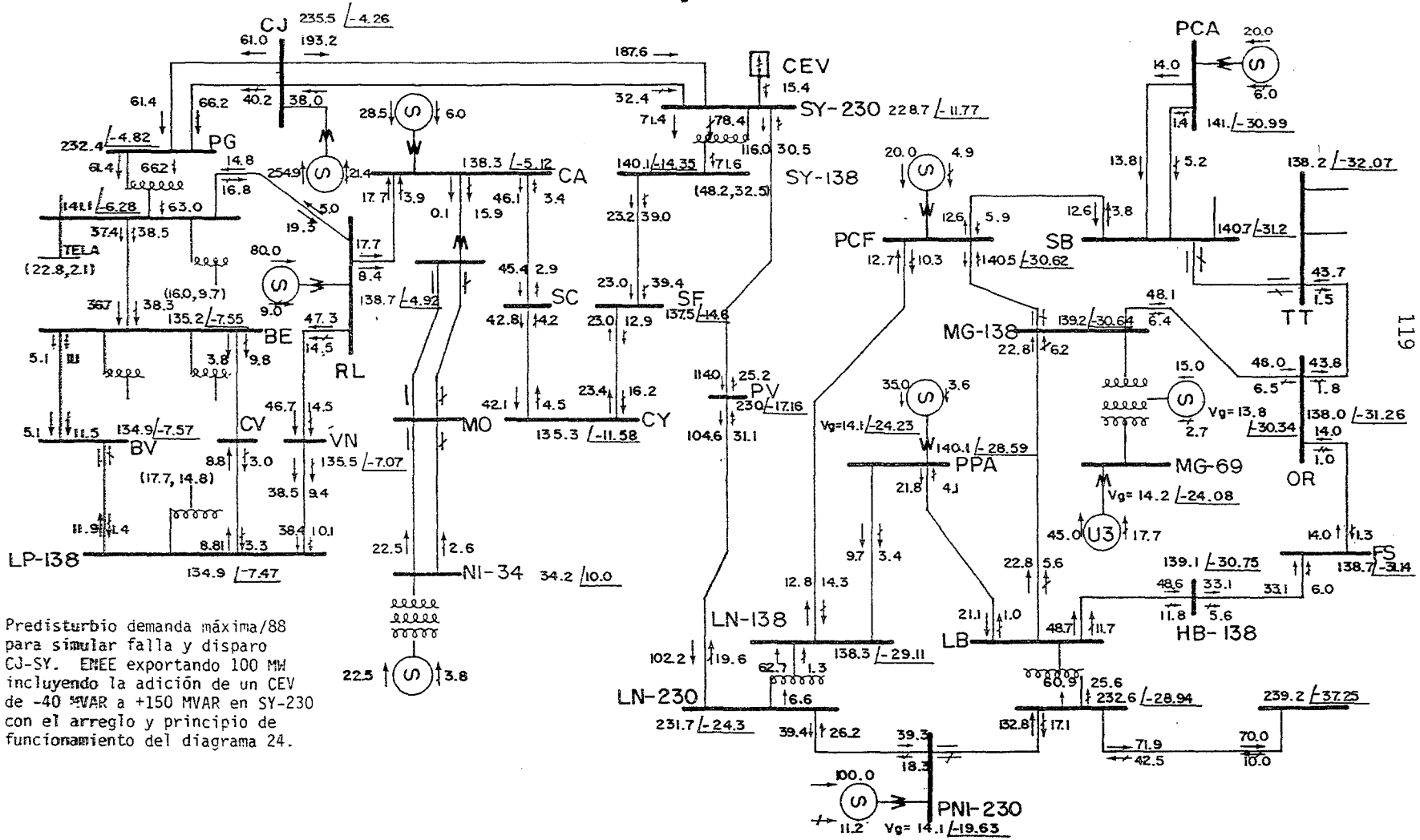


118

Predisturbio demanda máxima/88 para simular falla y disparo tripolar de línea Cajón-Suyapa. ENEE exporta 100 MW sin CEV en SY-230.

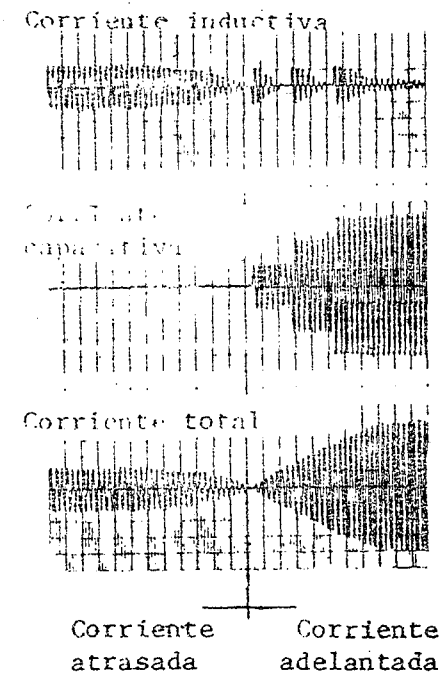
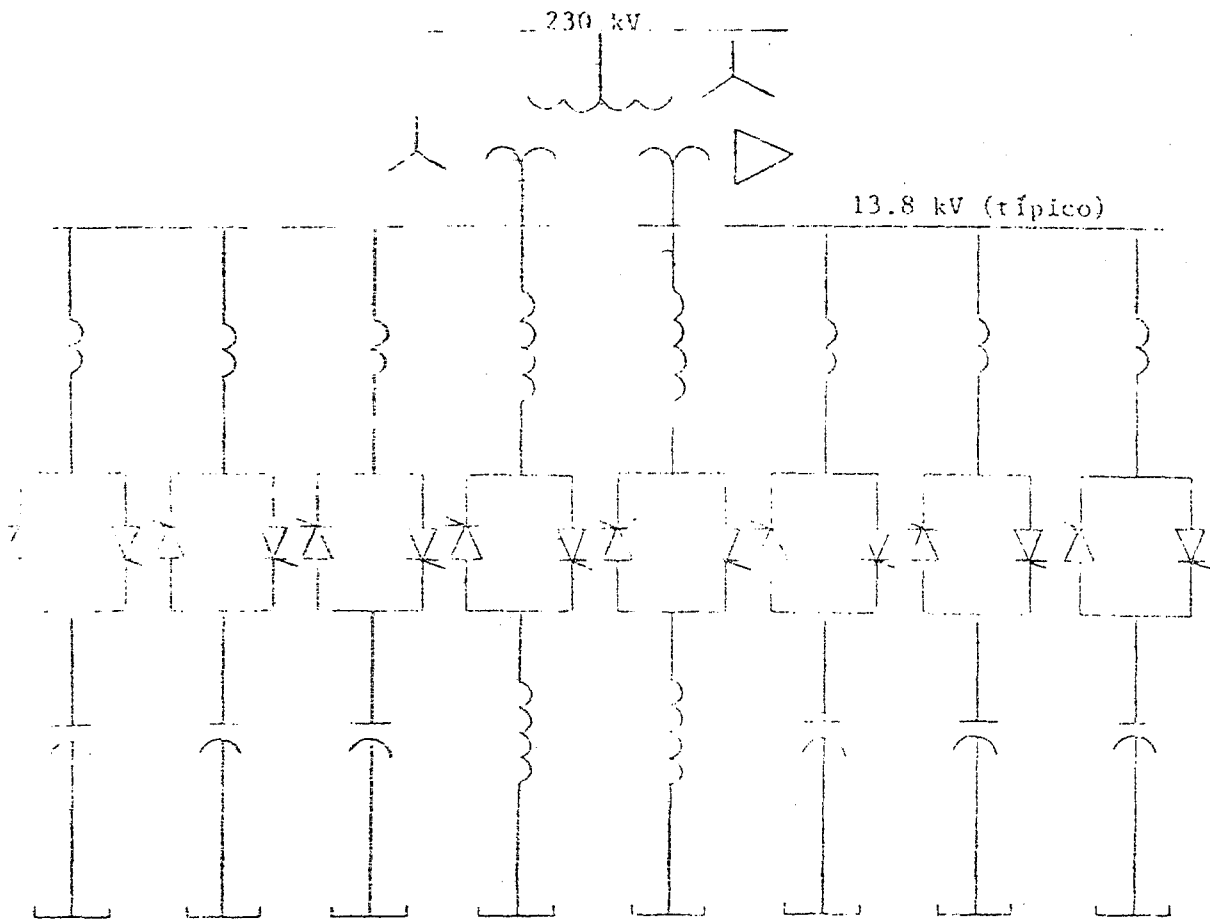
PIN-230  $v_g = 14.1 / -20.10$

Diagrama 23



Predisturbio demanda máxima/88 para simular falla y disparo CJ-SY. ENEE exportando 100 MW incluyendo la adición de un CEV de -40 MVAR a +150 MVAR a SY-230 con el arreglo y principio de funcionamiento del diagrama 24.

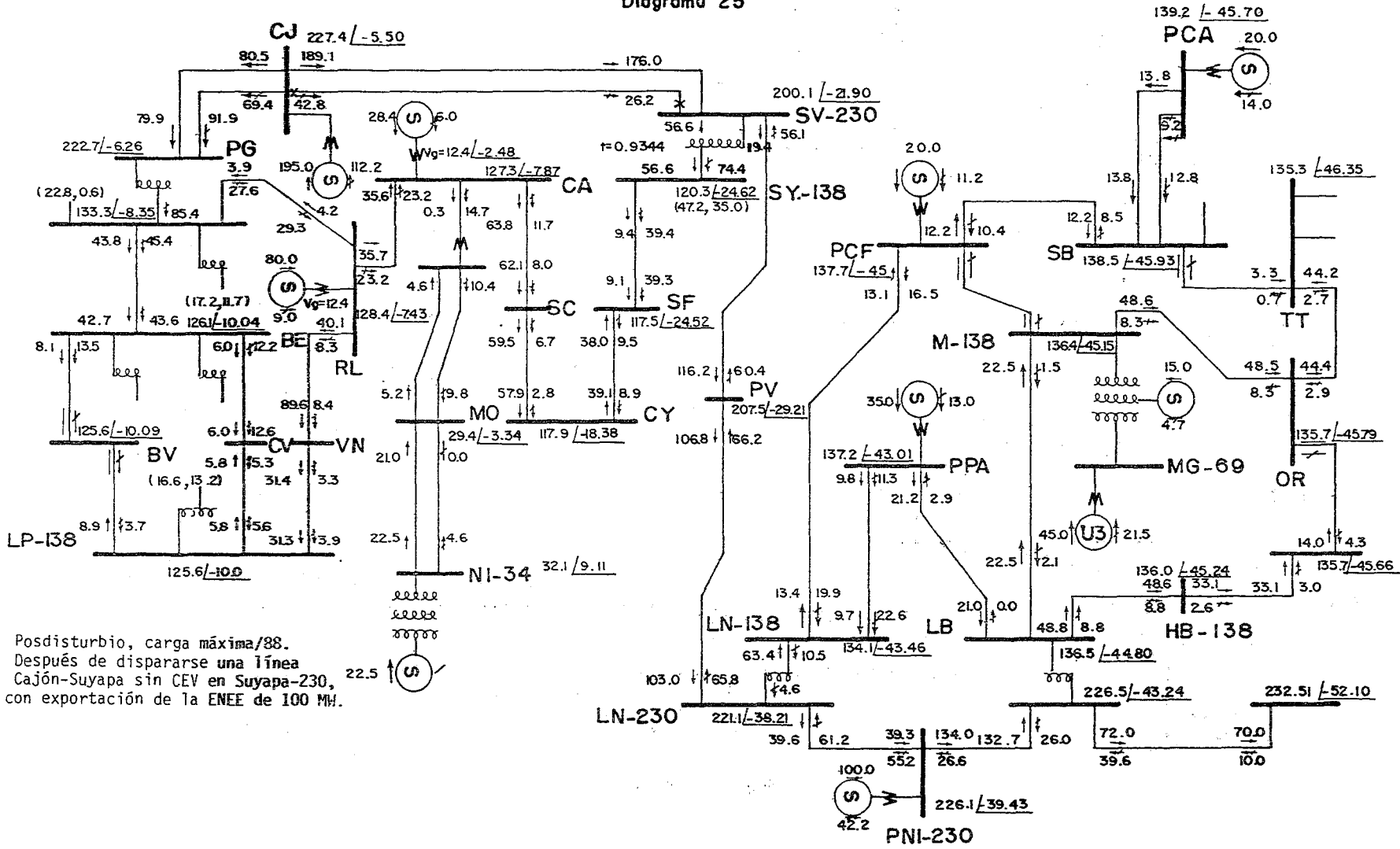
Diagrama 7.



Configuración de CEV tipo: capacitor conectado por tiristor (CCT) reactor controlado por tiristor (RCT) en arreglo de 12 pulsos. Los datos corresponden al modelo que se utilizó para el estudio Honduras-Nicaragua y que se supuso en Suyapa-230. Cada rama inductiva se consideró de -20 MVAR y cada rama capacitiva de +25 MVAR. El CEV resulta por lo tanto de -40 a +150 MVAR.

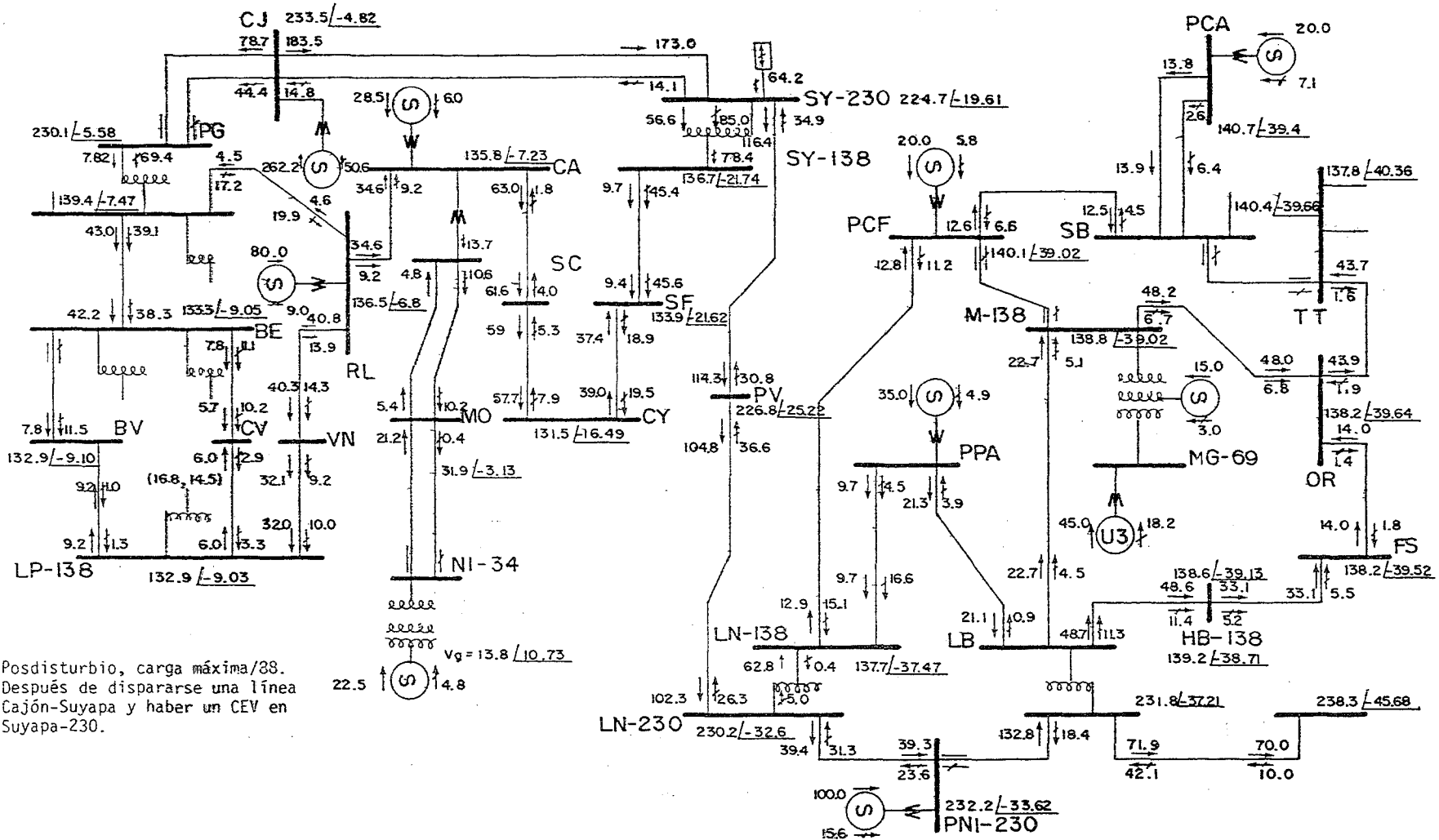
ILUSTRACION DEL PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE CEV'S TIPO CCT-RCT.

Diagrama 25



Postdisturbio, carga máxima/88.  
 Después de dispararse una línea  
 Cajón-Suyapa sin CEV en Suyapa-230,  
 con exportación de la ENEE de 100 MW.

Diagrama 26



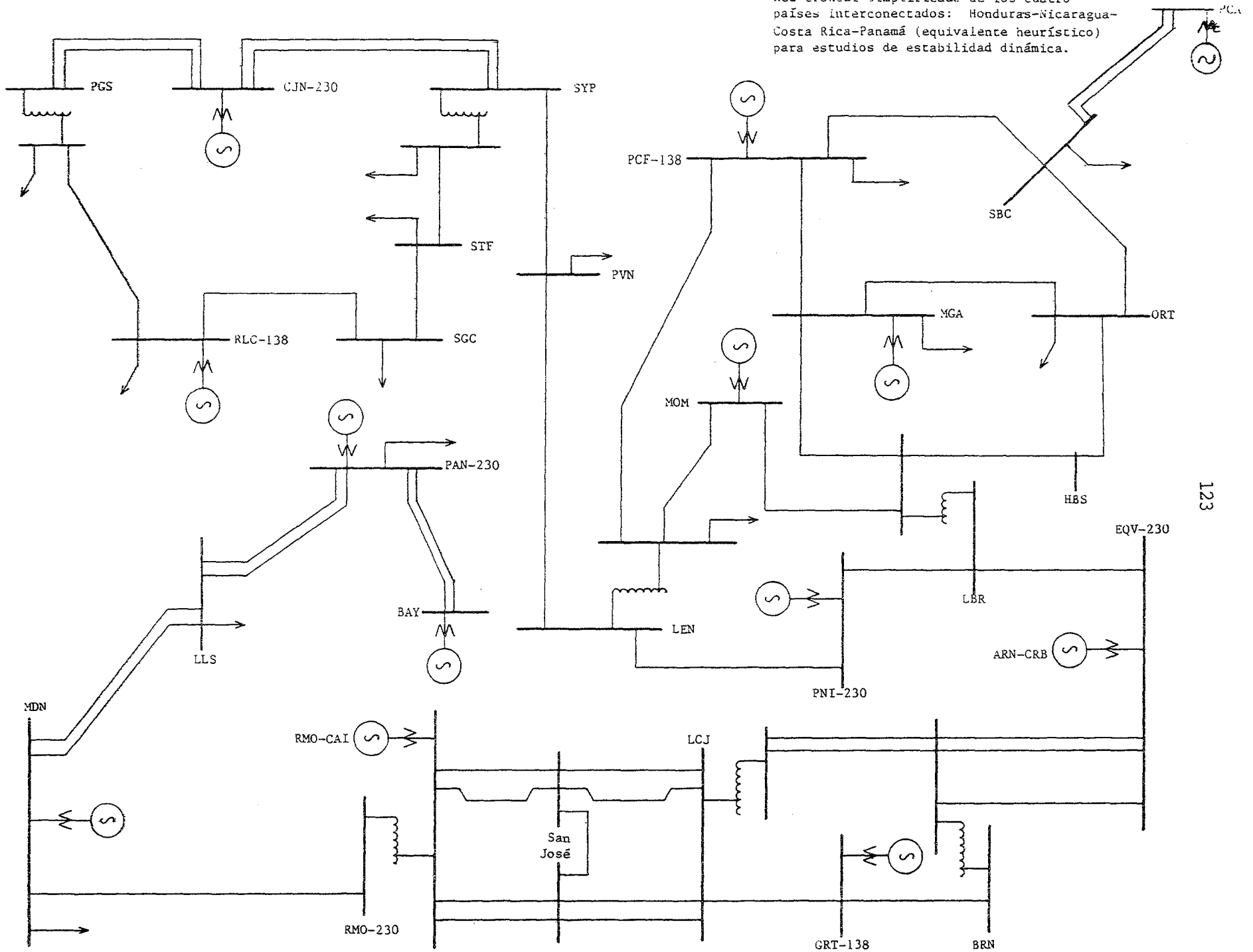
Postdisturbio, carga máxima/38.  
Después de dispararse una línea  
Cajón-Suyapa y haber un CEV en  
Suyapa-230.

$V_g = 13.8 / 10.73$   
 $22.5 \uparrow$



Diagrama 27

Red troncal simplificada de los cuatro países interconectados: Honduras-Nicaragua-Costa Rica-Panamá (equivalente heurístico) para estudios de estabilidad dinámica.



ANEXO

DATOS DE RED Y UNIDADES GENERADORAS, UTILIZADOS EN LOS  
ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA Y ESTABILIDAD  
TRANSITORIA DE LA OPERACION INTERCONECTADA  
HONDURAS-NICARAGUA

PATHNAME: <M191U1>CEPAL>HONDURAS>RESFLUCA.IMP  
 FILE LAST MODIFIED: 86-07-11.18:39:40.FRI

SPOOLED: 86-07-11.18:41:50.FRI [SPOOLER REV 19.1.]  
 STARTED: 86-07-11.18:41:55.FRI ON: PRO BY: PRO

\*\*\*\*\*FLUJO DE CARPA\*\*\*\*\*  
 \*\*\*\*\*DEMANDA MAXIMA AÑO 1990\*\*\*\*\*

DEL NODO	AL NODO	R PU	X PU	Y/2 PU
EV-69	VN-69	0.5176	0.5219	0.0047
VN-69	SP-69	0.3100	0.3131	0.0028
EV-138	CV-69	0.0000	0.3459	0.0000
EV-138	LV-138	0.0212	0.0488	0.0145
EV-69	CR-69	0.0247	0.1103	0.0011
CN-69	LV-69	1.2684	0.3619	0.0028
LV-69	NG-69	0.3071	0.4140	0.0031
LV-138	LV-69	0.0000	0.2439	0.0000
LV-230	LV-17	0.0000	0.1751	0.0000
LV-138	PCF-138	0.0409	0.1710	0.0220
LV-230	PNI-230	0.0070	0.0408	0.0430
PNI-230	NICAR-230	0.0000	0.0037	0.0000
PNI-230	NICAR-230	0.0000	0.0037	0.0000
PNI-230	LR-230	0.0082	0.0479	0.0504
LB-230	LIE-230	0.0348	0.2010	0.2058
LR-138	LRF	0.0000	0.0049	0.0000
LB-138	LRF	0.0000	0.0049	0.0000
LR-230	LRF	0.0000	0.0054	0.0000
LR-230	LRF	0.0000	0.0056	0.0000
LR-13.8	LRF	0.0000	0.1205	0.0000
LR-13.8	LRF	0.0000	0.1205	0.0000
LR-138	MG-138	0.0164	0.0260	0.0036
LB-138	DDA-178	0.0374	0.1429	0.0130
LV-138	DDA-138	0.0213	0.1159	0.0610
LB-138	DDA-138	0.0041	0.0164	0.0023
DDA-138	DDA-11	0.0000	0.0050	0.0000
LB-138	EG-138	0.0054	0.0015	0.0030
EG-138	OR-138	0.0034	0.0147	0.0020
OR-138	MG-138	0.0088	0.0234	0.0032
OR-138	TT-138	0.0080	0.0302	0.0045
MG-13.8	MGF	0.0000	0.5864	0.0000
MG-13.8	SI-U1	0.0000	0.0050	0.0000
MG-13.8	SI-U2	0.0000	0.0050	0.0000
MG-69	MGF	0.0000	0.0720	0.0000
MO-138	MGF	0.0000	0.1676	0.0000
MG-138	PH-138	0.0244	0.0023	0.0133
PH-138	PCF-138	0.0250	0.0035	0.0135
PCF-138	SB-138	0.0198	0.0027	0.0107
PCF-138	PCF110.5	0.0000	0.3155	0.0000
PCF-138	PCF210.5	0.0000	0.3155	0.0000
PCF110.5	PCF-U1	0.0000	0.0050	0.0000
PCF210.5	PCF-U2	0.0000	0.0050	0.0000
SB-138	PCA-138	0.0173	0.0723	0.0093
SB-138	PCA-178	0.0173	0.0723	0.0093
OR-138	TT-138	0.0037	0.0034	0.0027

PC-138	PC-138	0.0000	0.1001	0.0119
PCA-138	PCA-138	0.0000	0.1603	0.0000
PCA-138	PCA-138	0.0000	0.1603	0.0000
PCA-138	PCA-69	0.0000	0.4740	0.0000
PCA-69	ACT-69	0.2382	0.2976	0.0025
PCA110.5	PCA-U1	0.0000	0.0050	0.0000
PCA210.5	PCA-U2	0.0000	0.0050	0.0000
ET-138	YG-138	0.0291	0.1215	0.0158
YG-138	YG-69	0.0000	1.7800	0.0000
YG-69	SK-69	0.3865	0.4833	0.0043
CAD-138	CAD-69	0.0000	1.1330	0.0000
CAD-69	PC-69	0.3184	0.3982	0.0036
CAD-69	AP-69	0.2782	0.2976	0.0027
TT-138	TT-138	0.0211	0.0557	0.0064
TT-138	AY-138	0.1360	0.3590	0.0432
AY-138	AY-69	0.0000	1.7800	0.0000
AY-138	BT-138	0.0469	0.1239	0.0148
BT-138	BT-69	0.0000	1.1330	0.0000
BT-69	TS-69	0.4323	0.5402	0.0048
GT-69	CO-69	0.2722	0.3403	0.0030
AY-69	SV-69	0.5799	0.7240	0.0065
RZ-138	RV-138	0.0395	0.1693	0.0218
RZ-138	RZ-69	0.0000	0.3168	0.0000
RZ-69	OT-69	0.1090	0.1470	0.0011
RZ-69	JP-69	0.1670	0.2088	0.0019
37-69	CC-69	0.2396	0.3199	0.0025
CC-69	SP-69	0.1546	0.2042	0.0018
13-69	PCOT-138	0.0000	0.2330	0.0000
TRM1017	PCOT138.5	0.0000	0.0050	0.0000
18-69	MAT-69	0.7316	0.4014	0.0025
13-69	PL-69	0.0302	0.3390	0.0003
13-69	CO-69	0.0704	0.0854	0.0008
CC-69	AP-69	0.0124	0.0147	0.0002
CU-69	CF-69	0.0000	0.7340	0.0000
CJ-230	CJ-69	0.0000	0.1000	0.0000
CJ-230	CJ-69	0.0000	0.1200	0.0000
CJ-230	CJ-69	0.0000	0.1200	0.0000
CJ-230	CJ-69	0.0000	0.1200	0.0000
PL-138	PL-69	0.0000	0.4500	0.0000
PL-138	PL-69	0.0000	0.4575	0.0000
PL-138	PL-69	0.0000	0.5204	0.0000
PL-138	PL-69	0.0000	0.5139	0.0000
TI-69	TI-69	0.0000	0.2061	0.0000
CA-138	CA-69	0.0000	0.5220	0.0000
CA-138	CA-69	0.0000	0.5220	0.0000
CC-138	CC-69	0.0000	1.0850	0.0000
IS-138	IS-69	0.0000	1.0850	0.0000
RO-138	RO-69	0.0000	1.0840	0.0000
SY-230	SY-138	0.0000	0.1362	0.0000
SY-230	SY-138	0.0000	0.1362	0.0000
SY-230	SYFIC	0.0000	0.0300	0.0000
SYFIC	SYFOT	0.0000	0.0100	0.0000
SYFIC	SYDFL	0.0000	0.0100	0.0000
SYEST	SYCE1	0.0000	0.0005	0.0000
SYDEL	SYCE2	0.0000	0.0005	0.0000
PG-230	PG-138	0.0000	0.0888	0.0000
PG-230	PG-138	0.0000	0.0999	0.0000
SY-69	SY-138	0.0000	0.1966	0.0000
SF-69	SF-138	0.0000	0.1966	0.0000
TS-138	TA-69	0.0000	0.2242	0.0000
BE-69	BE-138	0.0000	0.2067	0.0000
LP-138	LP-69	0.0000	0.3127	0.0000
LP-138	LP-69	0.0000	0.2756	0.0000
CA-138	CA-138	0.0000	0.0000	0.0000

PT-138	PT-138	0.0444	0.1755	0.0207
PE-138	PE-138	0.0399	0.1134	0.0137
PF-138	PF-138	0.0100	0.0379	0.0045
IS-138	IS-138	0.0161	0.0610	0.0072
PV-230	SY-230	0.0142	0.0777	0.0818
SY-230	CJ-230	0.0321	0.1395	0.2338
SY-230	CJ-230	0.0321	0.1395	0.2338
CJ-230	ES-230	0.0096	0.0427	0.0690
CJ-230	ES-230	0.0087	0.0389	0.0628
SY-138	SE-138	0.0127	0.0412	0.0058
SE-138	CY-138	0.0516	0.1995	0.0239
CY-138	CG-138	0.0342	0.1171	0.0097
SG-138	CG-138	0.0348	0.1278	0.0161
CA-138	RL-138	0.0067	0.0229	0.0029
RL-138	RC-138	0.0335	0.1226	0.0154
RG-138	TF-138	0.0436	0.1595	0.0201
TF-138	OT-138	0.0523	0.2285	0.0288
OT-138	KE-138	0.0251	0.0859	0.0108
LD-138	CV-138	0.0038	0.0129	0.0019
CV-138	DE-138	0.0057	0.0195	0.0022
BE-138	TS-138	0.0405	0.1362	0.0017
DE-138	RI-138	0.0057	0.0195	0.0022
RV-138	LD-138	0.0039	0.0129	0.0019
LP-138	VA-138	0.0060	0.0210	0.0055
VA-138	FL-138	0.0229	0.0842	0.0106
SY-68	VE-68	0.0251	0.0783	0.0007
ME-68	SE-68	0.0267	0.0825	0.0004
SV-68	LL-68	0.0291	0.0322	0.0002
LL-68	SI-68	0.0248	0.0447	0.0004
LZ-68	EF-68	0.0270	0.0455	0.0005
LZ-68	CY-68	0.0380	0.0502	0.0005
TA-68	RC-68	0.0170	0.0750	0.0029
PT-68	OT-68	0.0273	0.0434	0.0012
BT-68	SE-68	0.1100	0.0150	0.0015
RE-68	TE-68	0.1175	0.3934	0.0038
LD-68	LI-68	0.0202	0.1586	0.0012
LI-68	RC-68	0.0738	0.1459	0.0012
CA-34	MO-34	0.7244	0.8366	0.0003
CA-34	ME-34	0.7244	0.8366	0.0003
MO-34	MI-34	0.4612	1.6190	0.0010
MO-34	MI-34	0.4612	1.6190	0.0010
PV-230	LI-230	0.0212	0.1138	0.1219

\*\*\*\*\*ARCHIVO DE PARAMETROS DE UNIDADES\*\*\*\*\*  
 \*\*\*PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA\*\*\*

***NOMBRE***	RESISTENCIA	REACTANCIA TRANSITORIA EJE DIRECTO	REACTANCIA TRANSITORIA CUADRATURA	CTE. INERCIA	TIPO
ICARAS1	0.000000	0.277419	0.277419	1.30	0
ICARAS2	0.000000	0.277419	0.277419	1.30	0
TERMICAB	0.000000	0.335144	0.335144	0.88	0
SI-U1	0.000000	0.748718	0.748718	0.90	0
SI-U2	0.000000	0.748718	0.748718	0.90	0
PA-U1	0.000000	0.572915	0.572915	1.75	0
PA-U2	0.000000	0.971428	1.942857	0.98	1
PCF-U1	0.000000	0.847619	1.968254	1.30	1
RL-U1	0.000000	1.500000	2.850000	0.83	1
RL-U2	0.000000	1.520000	2.850000	0.83	1
RL-U3	0.000000	1.520000	2.850000	0.83	1
RL-U4	0.000000	1.520000	2.850000	0.83	1
CA-U1	0.000000	0.173000	3.333000	0.41	1
CA-U2	0.000000	0.173000	3.333000	0.41	1
CJ-U1	0.000000	0.300000	0.690000	4.02	1
CJ-U2	0.000000	0.300000	0.690000	4.02	1
CJ-U3	0.000000	0.300000	0.690000	4.02	1
CJ-U4	0.000000	0.300000	0.690000	4.02	1
SYU1	0.000000	1.110000	2.000000	0.73	1
SYU2	0.000000	0.110000	0.110000	0.20	3

\*\*\*\*\* PARAMETROS DE CEV-3 \*\*\*\*\*

NOMBRE	MODO DE CONTROLADO			VOLTAGE (PU)	SUSCEPTANCIA		K (PU)
	T	T1	T2		MAX (PU)	MIN (PU)	
SYCE1	SY-230	0.040	0.100	1.000	0.750	-0.20	60.0
SYCE2	SY-230	0.040	0.100	1.000	0.750	-0.20	60.0