

Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.72
4 Agosto de 1987

ORIGINAL: ESPAÑOL

C E P A L

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

COSTA RICA: ESTUDIOS TECNICOS DE LAS ALTERNATIVAS DE REFUERZOS
PARA LA RED DE TRANSMISION ELECTIRICA

(Versión preliminar)

INDICE

	<u>Página</u>
Presentación	1
I. Conclusiones y recomendaciones	3
II. Información base y criterios utilizados	
Descripción de las alternativas analizadas	13
1. Información base	13
2. Criterios sobre compensación reactiva	14
3. Descripción de las alternativas de refuerzos	18
III. Estudios y análisis en régimen permanente	29
1. Casos para 1994	29
2. Estudios para 1997	31
3. Simulaciones del año 2000	33
IV. Estudios de estabilidad transitoria comparativos para las alternativas de refuerzos a la transmisión	57
 <u>Anexos</u>	
I. Nomenclatura utilizada	137
II. Datos empleados en los estudios	139

PRESENTACION

Con motivo de la actualización de las proyecciones del mercado eléctrico y de la adecuación de las adiciones de generación a dicho mercado, fue necesario revisar los refuerzos a la red de transmisión eléctrica de Costa Rica. El proyecto de la transmisión alterna previsto para entrar en operación en 1992 y consistente en las líneas de transmisión de 230 kV Arenal-Cd. Quesada-San Miguel-La Caja, 1/ pudiera ser afectado en sus parámetros básicos de diseño, para tomar en cuenta más adecuadamente las adiciones de generación posteriores a 1992, en especial el aumento a 220 MW de la geotérmica Miravalles y la entrada en servicio de la planta hidroeléctrica Toro, con 90 MW en 1994, factores que no se consideraron en el trabajo anterior por no estar en el horizonte de estudio.

En este informe se presentan las estimaciones de energía y las adiciones de generación compatibles con esas proyecciones de demanda que se utilizaron como datos. Asimismo, se incluyen los principales resultados obtenidos, tanto respecto del régimen permanente como dinámico (estabilidad transitoria), para las alternativas de refuerzos a la transmisión analizadas. El período estudiado comprende de 1994 al año 2000; se atendió 1997 con mayor énfasis.

Adicionalmente a las evaluaciones técnicas de las alternativas de refuerzos, se efectuaron análisis preliminares de la transformación de 230/138 kV para el Valle Central y de los requerimientos de compensación reactiva capacitiva-paralelo en el anillo metropolitano.

Los trabajos fueron efectuados en México, del 16 de julio al 4 de agosto, por dos profesionales 2/ del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), con el apoyo técnico de la Comisión Federal de Electricidad. Se utilizó el simulador digital de que dispone el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) para este tipo de estudios, y la asesoría de la Subsección en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

1/ Véase, CEPAL, Análisis de seguridad operativa para los refuerzos a la transmisión del norte a la meseta central de Costa Rica, (LC/MEX/R.33), versión preliminar.

2/ Los ingenieros Manuel Ureña Bogantes y Roger Quesada Trejos fueron los profesionales del ICE que intervinieron.

I. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Este estudio puntual es una continuación del realizado por el ICE en febrero de 1986. ^{3/} En esos trabajos se evaluaron técnicamente dos configuraciones para la transmisión alterna del norte a la meseta central de Costa Rica: una sobre la base de un calibre 795 MCM y otra con dos conductores por fase, calibre 636 MCM. El período analizado sólo abarcó hasta 1994, e incluyó como adiciones de generación: a) Ventanas, 2x45MW; b) Miravalles, 2x55MW, y c) Sandillal, 2x16MW. Debido a la revisión de las estimaciones del mercado y de las consecuentes modificaciones al plan de incremento a la generación efectuado por el ICE, se consideró oportuno emprender estudios técnicos con el fin de evaluar el comportamiento de las alternativas más viables para reforzar la transmisión, ampliando el horizonte de estudio hasta el año 2000. Lo anterior para que la transmisión alterna, prevista para entrar en servicio en 1992, contemple las obras subsecuentes y seleccionar la mejor alternativa técnico-económica.

2. A partir de la red utilizada en otros estudios específicos, tanto de operación como de planificación, se modelaron las adiciones de generación-transmisión incluidas en el nuevo programa de expansión del ICE. Se revisaron algunos datos y se verificaron parámetros de líneas de transmisión, encontrándose que los datos de secuencia positiva disponibles en el ICE casi no difieren de los valores obtenidos. En el anexo II se incluyen los datos del ICE utilizados en los estudios. En el capítulo II se describen algunas características que pueden ser útiles para continuar ampliando la base de datos para estudios eléctricos. En particular, se recomienda completar la red de secuencia cero para estudios de coordinación de protecciones. Asimismo, se recomienda establecer una base de datos común para operación y planificación, y formar un comité responsable de su mantenimiento, integrado por profesionales de ambas especialidades. Cabe recordar que la congruencia de los resultados de los estudios con el comportamiento real del sistema

^{3/} Véase, CEPAL, Análisis de seguridad operativa para los refuerzos a la transmisión del norte a la meseta central de Costa Rica, (LC/MEX/R.33), Versión preliminar.

depende de la calidad de la información que se utilice como punto de partida.

3. Conviene insistir en la conclusión del estudio aludido,^{4/} referente a la operación, como condensadores síncronos, de los generadores de Río Macho, cuando éstos se desconecten por administración de energía hidroeléctrica, ya que al contarse con más inercia y con reserva de potencia reactiva en el sistema para soportar contingencias, redundaría en un mejor control del voltaje de la meseta central y una mayor seguridad operativa. Asimismo, dicha operación podría permitir el diferimiento o reducción de compensación capacitiva en el anillo metropolitano.

4. Se analizaron tres opciones de refuerzos para la transmisión alterna del norte a la meseta central: i) suponer que en 1992 se construirán los tramos Arenal-Cd. Quesada-San Miguel, con dos conductores por fase, calibre 636 MCM y que en 1997 se agregará una compensación en serie a los tramos Arenal-Cd. Quesada y Toro-San Miguel (alternativa identificada como 2X636+CS); ii) añadir en 1997 un segundo circuito Arenal-San Miguel, del mismo calibre (795 MCM) que el previsto para 1992 (alternativa 2C-795), y iii) suponer que en 1997 se agregará al circuito Arenal-Cd. Quesada-Toro-San Miguel (calibre 795 MCM) el tramo Barranca-San Miguel, también de calibre 795 MCM (alternativa 1C-795+BRN-SMG). Para las tres alternativas se supuso la adición, a partir de 1997, de 90 MVAR capacitivos en bancos de capacitores-paralelo en el anillo metropolitano. Para la alternativa 2X636+CS se simularon dos variantes: i) se instalen dos bancos de capacitores serie, uno en Cd. Quesada y otro en el centro de la línea Toro-San Miguel, y ii) se agregue sólo un banco de capacitores serie en Cd. Quesada. En ambos casos, se compensaría alrededor del 30% de la reactancia inductiva entre Arenal y San Miguel; sin embargo, la segunda variante resultaría considerablemente más económica al evitarse la construcción de una subestación de compensación. En caso de instalarse un solo banco de capacitores serie, éste podría localizarse en la subestación reductora Cd. Quesada. El banco de capacitores-serie concentrado en Cd. Quesada resultaría de 28 MVAR para un flujo de 300 MVA (753 A). Sería necesario, para lograr compensar el

^{4/} *Ibidem.*

30% de la longitud total, compensar el 60% de la línea Arenal-Cd.Quesada. Se requieren estudios específicos de fallas y sobretensiones para determinar las dimensiones y especificación precisas del banco de capacitores serie. Este podría, incluso, consistir en una parte fija y en otra insertable en caso de contingencia u oscilación de flujo; de esta manera también se reduciría al mínimo el riesgo de resonancia subsíncrona (RSS) para Miravalles. Con el fin de estudiar el fenómeno de RSS, se recomienda obtener los datos necesarios del fabricante de los turbo generadores de Miravalles.

5. El criterio para probar la estabilidad del sistema fue aplicar falla trifásica en Barranca, liberada en seis ciclos con disparo de los dos circuitos de 230 kV Arenal-Barranca o Barranca-La Caja. Las tres alternativas soportaron la contingencia, para ambos disparos, sin pérdida de sincronismo en el primer segundo. Los principales problemas detectados consistieron en falta de soporte de voltaje en el anillo metropolitano y sobrecarga en el autotransformador de Barranca. Adicionalmente, la alternativa 2x636+CS se probó para falla trifásica en San Miguel, liberada en seis ciclos con disparo de la línea Toro-San Miguel; también resultó estable. Asimismo, se comparó el comportamiento dinámico del sistema para las dos variantes mencionadas de la alternativa 2x636+CS, y ambas resultaron casi iguales.

Las principales diferencias entre las tres alternativas estudiadas residen en el monto de sobrecarga resultante en el autotransformador de Barranca. La alternativa 2x636+CS presenta las siguientes ventajas: a) requiere menos derecho de vía que las 2C-795 (en distinta torre) y la 1C-795+BRN-SMG, y b) mejora la red troncal desde 1992, ya que arroja menos pérdidas y con ella se distribuyen mejor los flujos. Hasta antes de que entre la compensación serie fluiría un 25% más de flujo que para el caso 1C-795. Sin embargo, se requeriría una inversión inicial mayor. Otras desventajas de esta opción serían la necesidad de prevenir el fenómeno de RSS y la adecuación de los esquemas de protecciones cuando entrara un servicio la compensación serie.

La opción 2C-795 tendría la ventaja de proporcionar más redundancia, al tratarse de dos elementos, y sus desventajas serían un mayor requerimiento de derecho de vía (si se construyen en dos torres separadas) y riesgos de disparo simultáneo de las dos líneas si quedaran

en la misma torre. También sería riesgosa la adición de un segundo circuito teniéndose el primero ya en operación.

En cuanto a la opción 1C-795+BRN-SMG se tendrían las ventajas de menor costo y ante la doble contingencia Barranca-La Caja 20 MW menos de sobrecarga en el autotransformador de Barranca. Como desventaja se podría mencionar el elevado flujo en la línea Cañas-Barranca ante la doble contingencia Arenal-Barranca.

6. Es importante señalar que el comportamiento dinámico se estudió sólo para contingencias severas (estabilidad transitoria) y que para este tipo de eventos el sistema resultó estable. Sin embargo, para todas las contingencias dobles simuladas se observaron oscilaciones de potencia muy severas en los interconectores con Nicaragua-Honduras y con Panamá. Se pueden prever serios problemas de inestabilidad dinámica ante esas contingencias. Con la herramienta de simulación utilizada no se puede concluir si el sistema interconectado de Honduras a Panamá sería dinámicamente estable para ese tipo de eventos.

Con el objetivo de reducir la sobrecarga en el autotransformador de Barranca, resultante ante las contingencias dobles estudiadas, particularmente las de Barranca-La Caja, se simuló la acción del disparo automático de generación sobre la generación de Arenal y Corobicí encontrándose que el efecto es muy reducido. Se recomienda abordar el problema de sobrecarga en el autotransformador aludido procurando otro tipo de control de emergencia, ubicado directamente en la red de 138 kV que influye directamente sobre la carga de dicho equipo. En estos trabajos se exploraron preliminarmente algunas posibilidades; por falta de tiempo no se profundizó el análisis, se recomienda continuarlo en el ICE inicialmente con estudios en régimen permanente y posteriormente, plantear algunos estudios de estabilidad adicionales.

7. De los análisis realizados, se concluye que para que el sistema eléctrico de Costa Rica soporte la falla y disparo de las dos líneas Arenal-Barranca o Barranca-La Caja, los refuerzos a la transmisión alterna deberán incorporarse al entrar en servicio la tercera unidad de Miravalles que, de acuerdo al plan de expansión adoptado, sería 1997. En su defecto, se excederían los criterios de regulación de voltaje y sobrecarga permisibles en posfalla. No obstante, cabe insistir en que para cualquiera de las alternativas estudiadas para la adición de los

refuerzos a la transmisión alterna que se seleccione -fundamentalmente sobre análisis económico- persistirá el problema de la sobrecarga en el autotransformador de Barranca.

8. Se simularon las condiciones operativas actuales, considerando la entrada en operación de la planta hidroeléctrica Ventanas y la línea de 138 kV Garita-La Caja; se detectó que, ante la apertura de un circuito Barranca-La Caja (aún sin falla), el autotransformador de Barranca quedaría a plena carga. Ante esta contingencia, y dependiendo del acomodo de generación que se tenga principalmente en Garita, podría presentarse alguna sobrecarga, pese a lo cual el autotransformador debería permanecer en operación, mientras que en el Centro de Despacho se actúa para normalizar las condiciones operativas. En su defecto, si el autotransformador se dispara por su relé de sobrecarga, el sistema sufrirá colapso al intentar fluir toda la generación del norte por un solo circuito de 230 kV. Se considera de suma prioridad revisar y establecer criterios de ajuste de los esquemas de protecciones de sobrecorriente de los autotransformadores de 230/138 kV, coordinadamente con lineamientos de sobrecarga-tiempo para dichos equipos.

Sobre el mismo tema, cabe reflexionar qué pasaría si en la actualidad se disparara uno de los tres autotransformadores de La Caja cuando los tres se encuentren operando con 240 MVA. Este problema persistirá en el futuro hasta que se refuerce la transformación de 230/138kV con San Miguel, El Este y posiblemente Río Macho (al completar la red de 230kV entre La Caja-Río Macho). Ello porque, exceptuando Angostura, todas las adiciones de generación previstas hasta el año 2000 se ubicarán en 230 kV y la principal concentración de carga seguirá siendo el anillo metropolitano de 138 kV.

9. En las adiciones de generación previstas hasta el año 2000, los 220 MVA de capacidad de transformación de 230/138 kV instalados en Río Macho no participarían para alimentar la carga de 138 kV del anillo metropolitano. De hecho, esta carga y la de la zona sur del país gravitan actualmente en la generación instalada en 138 kV (Río Macho, Cachí y Garita) y en la transformación de La Caja y Barranca. Como se mencionó, tales condiciones prevalecerán hasta el año 2000 ya que en ese período sólo la planta Angostura entrará en 138 kV; esto es, sin la línea de 230 kV San Miguel-Río Macho o El Este-Río Macho, aun la transformación

de 230/138 kV en Río Macho puede ser considerada como una carga para la generación y transformación aludidos, ya que el flujo circula de 138 a 230 kV. Se recomienda dar atención especial a las adiciones de transformación, incluyendo una reserva de transformación adecuada -en monto y localización- para soportar la falla de algún autotransformador.

10. Considerando sólo la adición de 200 MVA de transformación en San Miguel, ya en 1997 no habría reserva para soportar la falla de un autotransformador de La Caja o San Miguel. En dicho año, en régimen permanente, condiciones normales, sin transferencia hacia Panamá, los autotransformadores de Barranca, La Caja y San Miguel quedan al 90% de su capacidad nominal. Con miras a proporcionar elementos de juicio sobre algunas alternativas para reforzar dicha transformación, se simularon los siguientes esquemas: a) agregar la subestación reductora El Este -reubicando en ella uno de los dos autotransformadores de Río Macho- y el tramo de línea de 230 kV San Miguel-El Este; b) construir la línea San Miguel-Río Macho, y c) reubicar un autotransformador de Río Macho al Este y construir los tramos de línea San Miguel-El Este-Río Macho. Las tres opciones se estudiaron para 1997 y el año 2000.

Se encontró que los tres esquemas permitirían soportar la falla de un autotransformador sin sobrecarga en carga máxima de 1997 y 2000; haría falta estudiar el comportamiento para carga media de verano. Sin embargo, en la opción "a)" seguiría sin participar la capacidad de transformación de Río Macho. Asimismo, es importante tener presente que al reubicar un autotransformador de Río Macho, automáticamente se estarían limitando las transferencias hacia Panamá a menos de 100 MW ya que se les tendría que restar a los 110 MVA de capacidad que quedarían, la carga de la zona sur del país. En cambio, al completarse la línea de 230 kV hasta Río Macho, ya sea desde San Miguel o de El Este, esta línea daría respaldo a la zona sur, no se disminuiría la confiabilidad en el suministro eléctrico a dicha zona al reubicar un auto de Río Macho al Este y, en el otro auto de Río Macho, se invertiría la circulación del flujo de potencia: de 230 a 138 kV, en vez de 138 a 230 kV, como ocurre en la actualidad, lo cual mejoraría su utilización. Se recomienda ampliar estos considerandos e incorporarles los análisis económicos pertinentes para seleccionar la mejor opción técnica-económica; no obstante, es oportuno mencionar que, adicionalmente a los beneficios nacionales mencionados anteriormente, al

completarse la red de transmisión en 230 kV la Caja-San Miguel-Río Macho, las transferencias hacia Panamá no incidirían en la transformación de 230/138 kV de la meseta central, mejorándose asimismo la regulación de voltaje y el margen de seguridad operativa del sistema eléctrico de Costa Rica y del interconectado regional.

11. Como se mencionó, otro de los problemas detectados es el de regulación de voltaje en la meseta central. Se observó que para las tres alternativas de refuerzos a la transmisión sería posible controlar los voltajes de 138 kV, sin violar el criterio de 5% del valor nominal. Sin embargo, en carga máxima de verano, en 1997, régimen permanente (caso base) se tendrían saturados los recursos de generación de reactivos efectivos para soportar el voltaje de la zona de carga. Adicionalmente, se estaría obligando -por medio de los cambiadores de taps de los autotransformadores la circulación de potencia reactiva de 230 a 138 kV, ocupando MVAs de transformación y de conductores de líneas de 138 kV. Asimismo, la falta de soporte de voltaje en el anillo metropolitano estaría obligando a operar con perfil de voltaje anormal la red troncal con un gradiente elevado entre la parte norte y la meseta central aumentando las pérdidas y reduciendo el margen de seguridad para soportar contingencias.

Por las características del sistema eléctrico Costarricense, se sugiere establecer como criterio de planificación que el voltaje de 138 kV en el anillo metropolitano debe mantenerse, en condiciones normales, lo más cercano a su valor nominal (2%) ya que el criterio de 5% podría implicar un planeamiento para el cual, en el caso-base, se tendrían saturados todos los recursos y no habría margen para afrontar las desviaciones que generalmente ocurren, por ejemplo: a) retardo de entrada en servicio de las adiciones; b) indisponibilidad imprevista de equipos; c) crecimiento de la demanda mayor que la estimada, a nivel global o por áreas, etc.

12. Sobre la base de las consideraciones expuestas en el numeral anterior, se efectuaron estudios de sensibilidad para evaluar el impacto en el voltaje de conectar/desconectar bancos de capacitores en derivación en la zona de carga, encontrándose que todas las barras comprendidas en el anillo metropolitano presentan una sensibilidad similar y que ésta varía entre 15 y 25 MVAR/KV en carga alta. Dicho parámetro indica la

robustez de los nodos del anillo, y depende de los generadores sincronizados. Se sugiere calcular este parámetro para condiciones de carga liviana y media.

Para propósitos de estudios, se seleccionaron bancos de capacitores en derivación de 15 MVAR y para 1997 se supusieron 90 MVAR en total (6 X 15), en seis subestaciones del anillo. Al agregarlos en el caso de carga máxima de verano/97, se liberaron 11 MVA de los autos de La Caja y San Miguel, los voltajes del caso base en subestaciones del anillo metropolitano pasaron de 133 a 137 kV. Adicionalmente, los 90 MVAR de reactivos capacitivos repercutieron en una disminución de 108 MVAR en los generadores, esto es, con un efecto amplificado de 18 MVAR, liberándoles capacidad y dejando margen para incertidumbres de planificación y reserva de reactivos para soportar contingencias. La adición de los 90 MVAR de capacitores en derivación se presenta como un estudio preliminar; sería necesario evaluar con mayor detenimiento los requerimientos de reactivos en el tiempo y seleccionar las subestaciones y tensión idóneas para su instalación; asimismo, se requeriría determinar cuáles deberían tener facilidades para su conexión/desconexión (switcheo). Se recomienda abordar estos estudios localmente y una vez definidas las subestaciones en que se instalarán bancos de capacitores-paralelo, reservar el espacio necesario.

El switcheo de capacitores-paralelo presenta varios problemas de sobretensiones que es necesario prevenir para evitar daños al equipo. Las sobretensiones pueden ser debidas a maniobras de energización y desenergización (switcheo), fenómeno de magnificación, sobrevoltajes dinámicos y sobretensiones entre fases de transformadores al switchear bancos de capacitores, no necesariamente en la misma subestación. Se recomienda estudiar este tema ya que se estima inminente la instalación de los equipos aludidos para utilizar más efectivamente la infraestructura de transmisión existente.

13. La estabilidad transitoria del sistema eléctrico costarricense se mejora al estar interconectados los sistemas eléctricos de Honduras-Nicaragua-Costa Rica y Panamá, al compartirse los disturbios. Sin embargo, por la longitudinalidad que presenta la red de transmisión interconectada, es muy propensa a problemas de inestabilidad dinámica. En este trabajo sólo se estudió el comportamiento dinámico ante

contingencias severas (estabilidad transitoria). Se puede afirmar que el estudio del comportamiento dinámico de un sistema eléctrico como el del Istmo Centroamericano impone mayores requerimientos de recursos humanos calificados en comparación con los requerimientos de un sistema eléctrico robusto y con amplios márgenes de seguridad operativa (donde la falta de un elemento puede pasar desapercibido). Para enriquecer el conocimiento del sistema eléctrico y mejorar la planificación y operación del mismo, se recomienda instalar registradores del comportamiento dinámico de variables-clave (frecuencia, flujos de potencia y voltajes) en algunas subestaciones del sistema. Asimismo, se recomienda continuar promoviendo la formación de recursos humanos preparados sobre el tema, incluyendo la formación de grupos de trabajo a nivel regional, tanto para la recolección y depuración de datos, como para el análisis técnico del tema de estabilidad dinámica.

14. Las áreas de estudio de sobretensiones asociadas con el switcheo de capacitores-paralelo, con los bancos de capacitores-serie y el fenómeno de resonancia subsíncrona, que se mencionaron en párrafos anteriores, pueden ser abordadas muy eficientemente por profesionales del ICE. Para ello, sería de suma utilidad el recurso digital EMTP (electromagnetic transient program) que se está implantando por el Departamento de programas de transmisión del ICE.

II. INFORMACION BASE Y CRITERIOS UTILIZADOS. DESCRIPCION DE LAS ALTERNATIVAS ANALIZADAS

En un estudio anterior, y sobre la base de las adiciones de generación previstas para el sistema eléctrico costarricense, se definió la adición de las líneas de transmisión de 230 kV Arenal-Cd. Quesada-San Miguel-La Caja (véase el diagrama 1). 5/ 6/ Dichas adiciones de transmisión se definieron para el horizonte de estudio hasta 1994; sin embargo, con motivo de la revisión de las estimaciones del mercado y las consiguientes obras de generación necesarias para satisfacerlo, se podría modificar la concepción inicial de los refuerzos a la transmisión del norte a la meseta central. Por lo anterior, el ICE decidió ampliar el período de estudio hasta el año 2000. En este capítulo se presentan los datos y criterios de compensación reactiva que se utilizaron; asimismo, se describen las alternativas que se estudiaron.

1. Información base

Las proyecciones para el crecimiento de la demanda adoptadas se ilustran en el cuadro 1. Estas proyecciones se identifican como "Escenario Medio BID", debido a que ha sido analizado y acordado entre funcionarios del ICE y del Banco Interamericano de Desarrollo, como marco de referencia para definir las adiciones de generación correspondientes.

En relación con las estimaciones para el mercado eléctrico, es importante señalar que las proyecciones de demanda para los próximos 10 años representan una tasa promedio anual de sólo el 5.2%, mientras que la registrada en los últimos 2 años asciende al 7% anual, lo que significa que el escenario base podría estar subestimado y que sería muy importante corregirlo oportunamente para no incurrir en soluciones de emergencia (compra de turbinas de gas para generar en la base por períodos prolongados), que generalmente resultan más costosas. Las adiciones de generación compatibles con el escenario del mercado se presentan en el cuadro 2.

5/ La nomenclatura utilizada en los estudios se presenta en el anexo 1.

6/ Los cuadros, diagramas y gráficos se incluyen al final de cada capítulo.

Para los estudios eléctricos se partió de la red que se ha venido utilizando en otros estudios puntuales; en general las simulaciones en régimen permanente y de estabilidad transitoria se efectuaron para los sistemas interconectados de Honduras-Nicaragua-Costa Rica y Panamá. 7/ Se agregan los parámetros correspondientes a las adiciones de generación-transformación-transmisión previstos para la red eléctrica del ICE. Para las cargas nodales se consideró un factor de potencia de .95, a nivel de 138 kV, lo que significa que dicho factor de potencia deberá ser más alto a nivel de subtransmisión para compensar la pérdida de reactivos en los transformadores. La potencia activa nodal desglosada para las subestaciones modeladas se presenta en el cuadro 3.

En el cuadro 4 se muestran los datos eléctricos para los generadores del ICE, incluyendo valores estimados para los futuros.

Con la finalidad de garantizar la precisión de los datos de secuencia positiva que se utilizaron en los estudios de voltajes y de estabilidad, se corrió un programa para calcular parámetros disponible en el CENACE, para las principales configuraciones de líneas de transmisión existentes y futuras en el ICE (véase el cuadro 5). Se encontraron diferencias mínimas entre los parámetros que se han utilizado, y que provienen de cálculos propios en el ICE, y los valores obtenidos con este programa. No obstante, se recomienda completar la red de secuencia cero e incluir los efectos mutuos ya que esta parte no se ha incorporado adecuadamente para la red del ICE en los archivos de estudios puntuales.

2. Criterios de compensación reactiva

En esta sección se presentan las premisas y lineamientos que se recomiendan en general para definir las necesidades, características, tamaño y localización de los esquemas de compensación reactiva-paralelo en sistemas eléctricos. En particular, se destacan aquellos criterios que fueron utilizados en los estudios de la red eléctrica de Costa Rica.

La compensación de la potencia reactiva está íntimamente relacionada con el control del voltaje tanto en estado estable como

7/ En el anexo 2 se incluyen sólo los datos para la red del ICE que se utilizaron.

dinámico. Adicionalmente, en los sistemas eléctricos existe una fuerte interacción entre el control del voltaje y la estabilidad del sistema, particularmente cuando se trata de sistemas eléctricos débiles o longitudinales.

Los estudios de compensación reactiva son emprendidos generalmente para un horizonte de 5 a 6 años; representan una etapa intermedia en la planificación de los sistemas eléctricos. El planeamiento operativo abarca hasta los siguientes 3 a 5 años; se considera por ello que dichos estudios representan un eslabón entre los estudios de planificación y los de operación, resultando muy recomendable -para abordarlos-, la integración de grupos de trabajo con profesionales de ambas especialidades. Adicionalmente a los estudios técnicos, es necesario evaluar económicamente las alternativas que surjan; en este informe sólo se abordan aspectos técnicos.

La compensación de reactivos debe realizarse con base en la premisa fundamental que surge del comportamiento físico de los sistemas eléctricos, de evitar la transmisión de potencia reactiva de un nivel de tensión a otro y a través de distancias largas, ya que de otra manera se provocan mayores pérdidas y se degrada el perfil del voltaje de la red de transmisión. Esta premisa usualmente se explicita diciendo que los reactivos deben generarse donde faltan, y consumirse donde sobran. Los cambiadores de derivación con carga de los transformadores de transmisión deberían utilizarse sólo para el control fino del voltaje y no para transferir grandes bloques de potencia reactiva de un nivel de tensión a otro. También es importante aprovechar la capacidad de control continuo de los generadores debidamente coordinado con los taps de los transformadores de subestaciones y los de las unidades generadoras, adecuando dichos taps a las necesidades cambiantes de los sistemas eléctricos, tanto por su desarrollo como por el comportamiento estacional de la demanda y la generación. Sin embargo, no es recomendable, en estudios de planificación, utilizar exhaustivamente esos recursos, ya que las desviaciones en la estimación de la demanda, en las fechas de puesta en servicio de las adiciones o en la disponibilidad del equipo, redundarían en deficiencias operativas y en mayores pérdidas de energía, dichas pérdidas serían significativas debido a los tiempos prolongados en que sería necesario operar los sistemas eléctricos en tales condiciones,

repercutiendo en pérdidas económicas. Al respecto, se sugiere que cuando haya zonas de carga claramente delimitadas, como es el caso del anillo metropolitano de Costa Rica, los estudios de planificación se realicen considerando los taps de los transformadores de sistema en posición nominal.

En sistemas eléctricos longitudinales o débiles, es crítica la determinación de las áreas de influencia de las fuentes de reactivos, ya que resulta evidente, por ejemplo, la imposibilidad de transmitir potencia reactiva a zonas de carga radiales a pesar de disponer de capacidad suficiente en las zonas generadoras a las cuales se encuentren conectadas dichas áreas de carga. Es importante, por lo tanto, la localización de los elementos de compensación de potencia reactiva con criterio fundamentado en los nodos más influidos por esos esquemas.

Otro parámetro a tener en cuenta en la determinación de los esquemas de compensación reactiva es el problema que se pretende resolver; por ejemplo, en áreas de distribución se trataría de mejorar el factor de potencia de las cargas para disminuir pérdidas de energía y liberar capacidad de los equipos (principalmente transformadores) con los consecuentes beneficios económicos; mientras que en zonas de subtransmisión se trataría de controlar el voltaje, liberar capacidad de transformadores y líneas y disminuir pérdidas. Por otra parte, en la transmisión se trataría de aumentar los límites de ésta, controlar el voltaje tanto antes como después de la contingencia, mejorar el límite de estabilidad transitoria y disminuir pérdidas de energía.

Los esquemas de compensación reactiva deben tener suficiente flexibilidad para satisfacer los requerimientos cambiantes por la variación cíclica de la demanda a nivel diario, semanal y estacional; dicha flexibilidad se logra dotándolos con medios de control y de conexión/desconexión adecuados. Asimismo, sus características deben ser adecuadas para enfrentar los cambios bruscos que ocurren en el sistema eléctrico, si han sido previstos para ello. Como criterio general, se podría establecer que los reactores y capacitores tengan facilidades para su conexión-desconexión del sistema y, que en caso de instalarse con miras a resolver un problema dinámico, tengan tiempo de respuesta rápida. Por otra parte, si para resolver un problema específico resultara suficiente la utilización de elementos discretos, es preferible emplear

éstos en lugar de esquemas con controles más avanzados (compensadores estáticos de vars) por el elevado diferencial de costo que ello significaría.

En el caso de aplicación de reactores para controlar el voltaje de estado estable durante condiciones de carga liviana o las sobretensiones durante maniobras, es determinante --para la operación del sistema-- definir si deben permanecer continuamente conectados a la línea o si se pueden desconectar en condiciones de carga alta. En el primer caso, se estarían utilizando los reactores para reducir las sobretensiones por maniobra, prevenir sobretensiones por rechazos de carga en los generadores y lograr el balance de reactivos en carga mínima; sin embargo, al permanecer conectados, limitarían la cargabilidad de la red de transmisión en carga alta. Por otra parte, si los reactores se pudieran desconectar, se incurriría en el riesgo de un disturbio que provoque rechazo de carga; es necesario, en general, que en la definición de los esquemas de compensación se realicen estudios de sobretensiones para complementar los de régimen permanente y de estabilidad.

Asimismo, en la aplicación de capacitores en derivación en barras de subtransmisión, generalmente se requiere al menos una maniobra diaria de conexión/desconexión, y en cada maniobra de los bancos de capacitores o durante fallas cercanas, se presentan corrientes y voltajes transitorios que pueden exceder la capacidad nominal del equipo en operación. Se debe tener presente ese comportamiento para la especificación adecuada de los equipos de switcheo y protección, particularmente interruptores y pararrayos.

Otro aspecto a considerar en los estudios de planificación de reactivos es el de contar con suficiente reserva de potencia reactiva, en el lugar y con las características idóneas, para afrontar la contingencia en estudio. Es también importante tenerlo presente en las políticas de operación del sistema, ya que si, por ejemplo, todos los reactivos se concentraran en un elemento, la contingencia se tornaría crítica si éste queda súbitamente indisponible. También es fundamental determinar la robustez de los nodos sujetos a compensación para evitar variaciones bruscas del voltaje al conectar/desconectar cada bloque de compensación. Usualmente se considera aceptable una variación hasta del 5%, con respecto al voltaje nominal, en el impacto por la conexión/desconexión de

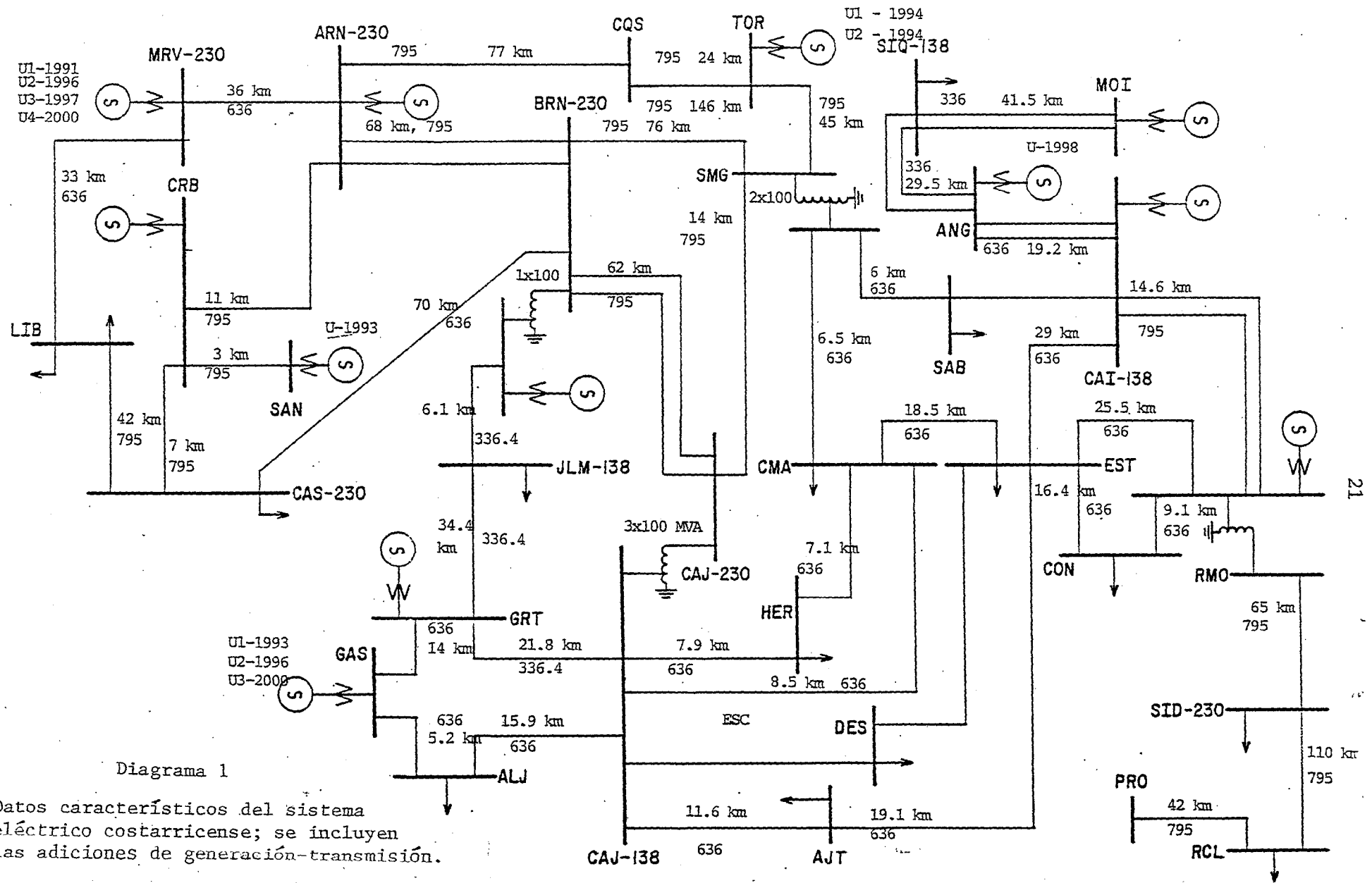
elementos de compensación. La sensibilidad (MVAR/kV) debe evaluarse para condiciones operativas realistas del sistema ya que puede cambiar sustancialmente, especialmente cuando se desconectan generadores o se abren líneas. Por ejemplo, si la capacidad de bancos de capacitores-paralelo se determinó sobre la base de los MVAR/KV de carga máxima y se hacen maniobras de switcheo en carga liviana, pueden presentarse variaciones de la tensión mayores que las estipuladas.

El monto de compensación suele determinarse permitiendo una variación de +5% en los voltajes nodales para el caso base del año o condición futura estudiada. Sin embargo, si dicho límite se logra utilizando al máximo los recursos disponibles (generadores y taps en transformadores de sistema), sería recomendable reducirlo para obtener márgenes que permitan afrontar las incertidumbres usuales en planificación, previamente mencionadas; o bien, mantener el criterio de +5%, pero sin cambiar taps ni llevar a su límite los voltajes de generación ni la capacidad de generar/absorber reactivos de los generadores.

3. Descripción de las alternativas de refuerzo estudiadas

Se estudiaron tres alternativas: a) inicialmente, construir en 1992 las líneas de 230 kV ARN-CQS-SMG-CAJ, con dos conductores por fase calibre 636 MCM ACSR, e incorporarle la compensación serie en 1997. Esta alternativa se denomina 2X636+CS; b) construir en 1992 las líneas ARN-CQS-SMG-CAJ, ya mencionadas en la alternativa anterior pero con un conductor sencillo de calibre 795 MCM ACSR y agregar en 1997 un segundo circuito de características similares, ya sea en la misma torre o en torre separada, alternativa identificada como 2C-795, y c) construir en 1992 las líneas ARN-CQS-SMG-CAJ, ya mencionadas en las alternativas anteriores, en base a un conductor por fase, calibre 795, y en 1997 agregar la línea de 230 kV BRN-SMG, del mismo calibre, alternativa identificada como 1C-795+BRN-SMG. En cualquier alternativa, se incorporaría la subestación Toro -al entrar el proyecto hidroeléctrico- entre el tramo CQS-SMG.

La alternativa 2X636+CS se analizó bajo dos variantes para la compensación serie: i) que se distribuyera en dos bancos de capacitores serie: uno en CQS para compensar la línea CQS-ARN, y otro en medio de la línea TOR-SMG, y ii) concentrarla en el extremo CQS para compensar el 60% de la línea ARN-CQS. En ambas variantes se compensaría aproximadamente el 30% de la distancia total de ARN-CQS-TOR-SMG.



Cuadro 1

COSTA RICA: PRONOSTICOS DE DEMANDA
ESCENARIO: MEDIO BID

AÑOS	DEMANDA COMERCIAL		DEMANDA RESIDENCIAL		DEMANDA IND. MENOR		DEMANDA IND. MAYOR		ALUMBRADO PUBLICO		DEMANDA TOTAL		GENERACION			ABONADOS	CREC. %
	(GWH)	CREC. %	(GWH)	CREC. %	(GWH)	CREC. %	(GWH)	CREC. %	CREC. %	(GWH)	(GWH)	CREC. %	(GWH)	FC	(MW)		
1985	575.90	-	1 122.80	-	504.10	-	206.20	-	-	81.10	2 490.10	-	2 768.0	0.600 ^{b/}	545.5	431 064 ^{b/}	-
1986	608.76	5.7	1 242.51	10.7	525.76	4.3	212.00	2.8	1.3	82.00	2 671.03	7.3	2 968.0	0.600	564.7	448 558	3.90
1987	661.27	8.6	1 287.91	3.6	555.69	5.7	232.00	9.4	2	83.64	2 820.52	5.6	3 102.6	0.603	587.4	466 037	3.90
1988	714.50	8.0	1 333.59	3.6	588.69	5.9	252.00	8.6	2	85.31	2 974.09	5.4	3 271.5	0.607	615.2	484 329	3.93
1989	764.42	7.0	1 372.97	3.0	620.86	5.5	274.00	8.7	2	87.02	3 119.27	4.9	3 431.2	0.610	642.1	503 475	3.95
1990	812.23	6.2	1 408.29	2.6	653.46	5.2	303.00	10.6	2	88.76	3 265.74	4.7	3 592.3	0.614	667.9	523 534	3.98
1991	860.61	6.0	1 445.98	2.7	685.57	4.9	325.00	7.3	2	90.53	3 407.69	4.4	3 748.5	0.617	693.5	544 560	4.02
1992	915.43	6.4	1 489.53	3.0	719.85	5.0	355.00	9.2	2	92.35	3 572.16	4.8	3 929.4	0.620	723.5	566 587	4.04
1993	976.64	6.7	1 537.22	3.2	756.20	5.0	387.00	9.0	2	94.19	3 751.25	5.0	4 126.4	0.622	757.3	589 705	4.08
1994	1 046.53	7.2	1 595.43	3.8	796.20	5.3	421.00	8.8	2	96.08	3 955.31	5.4	4 350.8	0.625	794.7	613 943	4.11
1995	1 129.95	8.0	1 667.75	4.5	843.06	5.9	460.00	9.3	2	98.00	4 198.75	6.2	4 618.6	0.627	840.9	639 370	4.94
1996	1 224.46	8.4	1 750.24	5.0	896.17	6.3	501.00	8.9	2	99.96	4 471.84	6.5	4 919.0	0.629	892.7	666 058	4.17
1997	1 330.15	8.6	1 845.99	5.5	954.87	6.6	546.00	9.0	2	101.96	4 778.97	6.9	5 256.9	0.631	951.0	694 101	4.21
1998	1 447.04	8.8	1 950.52	5.7	1 018.85	6.7	595.00	9.0	2	104.00	5 115.40	7.0	5 626.9	0.634	1 013.2	723 553	4.24
1999	1 574.92	8.8	2 063.21	5.8	1 088.39	6.8	648.00	8.9	2	106.08	5 480.59	7.1	6 028.6	0.636	1 082.0	754 496	4.28
2000	1 714.91	8.9	2 183.10	5.8	1 163.21	6.9	707.00	9.1	2	108.20	5 876.42	7.2	6 464.1	0.638	1 156.6	787 022	4.31

a/ Datos registrados para 1985 y 1986.

b/ Valor estimado.

FLEXPG

Cuadro 2

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION

ANO	PLANTA	CAPACIDAD (MW)	UBICACION
1991	G. Miravalles	(1x55)	Campo Miravalles
1993	P.H. Sandillal	(2x16)	Canas
1993	P.T. Gas	(1x32)	Moin-Garita
1994	P.H. Toro 1	(1x24)	Colonia Toro
1994	P.H. Toro 2	(1x66)	Colonia Toro
1996	G. Miravalles 2	(1x55)	Campo Miravalles
1996	P.T. Gas	(1x32)	Garita
1997	G. Miravalles 3	(1x55)	Campo Miravalles
1998	P.H. Angostura	(3x59)	Angostura
2000	P.T. gas	(1x32)	Garita
2000	P.H. Miravalles 4	(1x55)	Campo Miravalles

Cuadro 3

ICE: POTENCIAS ACTIVAS NODALES COMPATIBLES CON
LAS PROYECCIONES DE DEMANDA DEL CUADRO 1

SUBESTACION	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
COLORADO	1.48	1.77	1.86	1.94	2.02	2.11	2.21	2.32	2.45	2.60	2.76	2.95	3.14	3.34
ALAJUELA	23.27	24.11	25.24	26.16	41.00	43.13	44.78	47.36	50.21	53.43	56.95	61.23	65.36	69.90
ALAJUELITA	54.18	56.17	58.57	60.83	54.64	57.35	54.12	56.87	54.27	57.79	61.61	66.14	70.74	75.66
BARRANCA	30.74	32.23	33.97	35.71	37.34	39.19	41.23	43.43	46.08	49.04	52.29	56.03	59.86	64.00
CACHI	11.10	11.47	11.93	12.33	12.74	13.23	13.78	14.41	15.20	16.08	17.09	18.24	19.43	20.72
CANYS	5.42	6.48	6.80	7.09	7.38	7.71	8.09	8.49	8.97	9.50	10.10	10.78	11.48	12.22
C. QUESADA	16.34	17.00	17.76	18.47	19.17	19.98	20.88	21.87	23.09	24.44	25.95	27.70	29.48	31.41
COLIMA	106.34	110.07	114.76	119.23	114.16	104.70	108.98	113.56	104.04	110.69	94.15	101.00	107.73	115.22
CONCAVAS	45.01	47.48	48.55	50.27	51.97	53.96	56.19	58.63	61.66	64.99	68.72	68.21	72.46	77.00
DESAMPARADOS	45.55	47.17	49.24	51.11	53.45	56.17	48.34	50.91	54.01	57.52	65.12	91.17	97.94	104.76
GARITA	12.87	13.41	14.04	14.61	15.18	15.83	16.58	17.41	18.42	19.57	20.87	22.34	23.87	25.51
GUYADAL	9.28	11.09	11.63	12.13	12.63	13.20	13.84	14.52	15.34	16.26	17.28	18.44	19.63	20.91
MEREDIA	23.97	25.28	26.38	27.38	44.69	46.96	54.76	57.40	60.73	64.55	71.62	76.69	81.43	87.09
JUANILAMA	1.12	1.15	1.19	1.23	1.27	1.30	1.35	1.38	1.43	1.47	1.51	1.55	1.60	1.64
LA CAJA	67.41	70.71	73.81	76.72	66.54	66.56	65.64	68.25	50.39	52.81	55.53	56.76	61.94	66.23
LIBERIA	7.41	7.82	8.29	8.74	9.19	9.70	10.28	10.90	11.66	12.53	13.49	14.58	15.71	16.97
MOIN	15.26	16.09	17.03	17.90	18.80	19.81	20.94	22.16	23.65	25.33	27.19	29.32	31.52	33.91
NARANJO	20.44	21.16	22.00	22.75	23.48	24.36	25.36	26.46	27.85	29.39	31.13	33.12	35.16	37.36
CEMPA	4.57	5.47	5.73	5.98	6.23	6.51	6.82	7.16	7.57	8.02	8.52	9.10	9.68	10.31
ST. RITA	0.42	0.51	0.53	0.55	0.58	0.60	0.63	0.66	0.70	0.74	0.79	0.84	0.90	0.95
RIO CLARO	9.66	10.16	10.74	11.26	11.81	12.43	13.14	13.92	14.86	15.96	17.17	18.56	20.00	21.56
RIO MACHO	2.15	2.27	2.40	2.53	2.65	2.79	2.94	3.10	3.31	3.54	3.79	4.07	4.37	4.69
SABANILLA	50.97	52.79	55.05	57.18	59.80	77.96	86.86	91.32	87.51	93.16	82.62	88.66	94.26	100.82
SAN ISIDRO	7.99	8.37	8.81	9.22	9.62	10.08	10.62	11.20	11.92	12.73	13.64	14.69	15.76	16.93
SIOQUIRES	3.09	3.23	3.39	3.54	3.69	3.83	4.00	4.15	4.35	4.60	4.85	5.16	5.48	5.81
LEESVILLE	11.31	11.82	12.43	12.99	13.49	14.03	14.63	15.25	15.98	16.83	17.79	18.92	20.08	21.35
SAN MIGUEL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.26	17.16	34.78	37.18	39.50	42.25
ESTE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.17	11.55	21.39	22.67	24.05	25.74	27.38	29.28
ESCAZU	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	27.58	29.34	29.69	33.96	36.18	38.69
TOTAL	587.35	615.29	642.12	667.87	693.52	723.47	757.13	794.65	840.89	892.73	951.05	1013.1	1082.0	1156.5

DATGEN

Cuadro 4

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
DATOS DE GENERADORES

```
*****
```

PLANTA	MVA	MW	Fp	TIPO	# u	H a	Xd' a	Xq' a
ARENAL	61.73	52.47	0.85	H	3	1.05	0.30	0.65
COROBICI	68.24	58.00	0.85	H	3	1.05	0.32	0.65
RIO MACHO u1,2	18.75	15.00	0.80	H	2	2.88	0.32	0.68
RIO MACHO u3,4,5	37.50	30.00	0.80	H	3	2.88	0.35	0.68
CACHI u1,2	40.00	32.00	0.80	H	2	2.63	0.28	0.63
CACHI u3	46.00	36.80	0.80	H	1	2.37	0.31	0.66
GARITA	18.75	15.00	0.80	H	2	1.00	0.24	0.47
VENTANAS	53.30	47.97	0.90	H	2	1.05	0.30	0.65
SANDILLAL *	35.56	32.00	0.90	H	2	2.63	0.28	0.63
TORO I *	26.67	24.00	0.90	H	1	2.88	0.35	0.68
TORO II *	73.33	66.00	0.90	H	1	2.66	0.26	0.54
MIRAVALLS * U1,2,3,4	64.71	55.00	0.85	G	4	6.19	0.19	0.36
ANGOSTURA *	65.56	59.00	0.90	H	3	1.05	0.32	0.65
TERMICAS *	37.65	32.00	0.85	T	2	5.02	0.23	0.72

```
*****
```


LT

Cuadro 5

PARAMETROS DE LINEAS DE 230 KV Y 138 KV PARA
VARIOS CALIBRES Y CONFIGURACIONES a/

TORRE TIPO	CONDUCTOR	LINEAS DE 230 KV, 73 Km					
		Z(+)	Z(0)	Zm	b(+)	b(0)	bm
* *							
* *	795	.0122+j.0643	.0505+j.2092	.0382+j.1326	.1375	.0843	-.0289
* *							
* *	795	.0122+j.0686	.0458+j.2067	-	.1278	.0790	-
* *							
* *	900	.0109+j.0681	.0444+j.2063	-	.1288	.0794	
* *							
* *	1113	.0089+j.0675	.0424+j.2057	-	.1304	.0800	
* *							
* *	1192	.0081+j.0667	.0417+j.2048	-	.1317	.0805	
* *							
** ** *	636	.0076+j.0512	.0462+j.1791	-	.1714	.1047	
Para 10 Km de linea de 138 Kv							
* *							
* *	636	.0053+j.0244	.0173+j.0833	.0120+j.0533	.0067	.0040	-.0015
* *							
* *	336	.01000+j.0260	.0224+j.0836		.0063	.0035	-

a/ Se utilizo correccion de Carson 2 y resistividad de 100 ohms-mt.

III. ESTUDIOS Y ANALISIS EN REGIMEN PERMANENTE

Se efectuaron corridas de flujos de potencia iniciales para detectar y corregir errores en parámetros y para validar los resultados de las simulaciones, comparándolas con las realizadas previamente en el ICE. Se procedió luego a simular el comportamiento del sistema en régimen permanente para las tres alternativas analizadas, descritas en el capítulo anterior. Se procuró seguir un orden cronológico y se abordaron dos temas adicionales a los previstos en el programa de trabajo original: a) la necesidad de aumentar los refuerzos de la transformación de 230/138 kV en el valle central, y b) la conveniencia de instalar bancos de capacitores-paralelo en el anillo metropolitano.

Como se mencionó previamente, la definición de los refuerzos a la transmisión abordados en estos trabajos se refiere al segundo circuito calibre 795 MCM del norte a la meseta central, o lo que resulte mejor, tanto desde el punto de vista técnico como económico para poder transmitir la generación que se agregará después de 1997.

Las simulaciones de flujos de potencia se efectuaron para 1994, 1997 y 2000. Se dió mayor atención a 1997 por ser el año en que entrará la tercera unidad de Miravalles. Las corridas en general se hicieron para cero transferencias entre países. Las pérdidas de servicios propios se consideraron despreciables para plantas hidroeléctricas, y en el caso de Miravalles de 5MW por unidad; en este caso se representaron concentradas en la barra de 230 kV. A continuación se presentan los resultados y algunos comentarios para cada uno de los años estudiados.

1. Casos para 1994

Se representaron las condiciones estimadas para la carga máxima de verano/94 (794 MW), suponiendo que la transmisión alterna consiste de las líneas de 230 kV, calibre 795 MCM, ARN-CQS-TOR-SMG-CAJ y que en SMG ya se encuentren en servicio dos autotransformadores de 230/138 kV de 100 MVA cada uno. Las adiciones de generación consideradas son: Ventanas con 90 MW, una unidad en Miravalles (55 MW), 32 MW de Sandillal y 90 MW de Toro (véase el diagrama 2). 1994 representa un año de enlace de este estudio con el anterior; las principales diferencias radican en la adición de la planta hidroeléctrica Toro y la modificación de las estimaciones del mercado.

Observando el diagrama 2 se puede hacer notar que el auto de BRN está al 80% y los de CAJ y SMG al 70% de su capacidad nominal, y sólo hay reserva de generación en la planta RMO; el resto de la generación que entra en 138 kV se encuentra al máximo. Lo anterior se menciona porque en carga media de verano y dependiendo de la disponibilidad de generación en RMO, GRT y CAI pudiera alcanzarse mayor carga en la transformación de CAJ y SMG. Asimismo, el comentario sería válido para transferencias hacia Panamá.

Con la finalidad de motivar el estudio sobre adición de compensación reactiva en el anillo metropolitano, se supuso la adición de seis bancos de capacitores-paralelo de 7 MVAR cada uno (véase el diagrama 3), pudiendo concluirse que para las condiciones representadas no sería estrictamente necesaria su adición. Sin embargo, cabe hacer notar que entre la CAJ y SMG suministran 100 MVAR a la zona de carga y que instalando capacitores y controlando taps se podría liberar capacidad de esos autos para transferir potencia activa. Se recomienda estudiar el tema iniciando con las condiciones operativas actuales e ir definiendo la cantidad de capacitivos-paralelo en el tiempo y lugar óptimos.

Adicionalmente se simularon las contingencias dobles ARN-BRN y BRN-CAJ para el caso sin refuerzos, o sea, sólo 1C-795, tanto para el caso compensado como sin compensar el anillo metropolitano (véase el cuadro 6). Como aspecto relevante se puede señalar la sobrecarga del 70% que alcanza el autotransformador de BRN ante la contingencia BRN-CAJ, pudiendo concluirse que este problema actual, persistirá después de 1992, al entrar la transmisión alterna y, por ende, la importancia de mejorar la confiabilidad de los tramos con dos líneas en la misma torre ARN-BRN y BRN-CAJ.

Se supuso que entrara en 1994 el refuerzo a la transmisión alterna y se simularon las mismas dos contingencias dobles antes mencionadas para el supuesto de dos alternativas de refuerzos: a) 2C-795 y b) 1C-795+BRN-SMG (véase el cuadro 7); cabe aclarar que el comportamiento de la opción 2X636 para estas contingencias es muy similar al de la 2C-795.

La razón para suponer la entrada en el año de 1994 para los refuerzos a la transmisión, fue para ilustrar que, pese a contarse con sólo una unidad de Miravalles, ya se presentaría sobrecarga en el autotransformador de Barranca ante la doble contingencia BRN-CAJ (véase de nuevo el cuadro 7).

2. Estudios para 1997

Los estudios para 1997 se iniciaron evaluando la sensibilidad (MVAR/kV) para barras de 138 kV en el anillo metropolitano (véase el cuadro 8). Los resultados indicaron un comportamiento uniforme para la sensibilidad, variando de 15 a 25 MVAR/kV. Lo anterior permite seleccionar el tamaño de bancos de capacitores-paralelo sin restricción sobre la variación del voltaje permisible (+5%) al conectar/desconectar un elemento.

Se procedió luego a simular el comportamiento del sistema para carga máxima de verano ante las tres alternativas de refuerzos y en la primera etapa de dichas alternativas, esto es, para los casos 2X636 y 1C-795 (véase el cuadro 9). El cuadro 9 muestra los resultados más relevantes de las cinco corridas de flujos-base sin considerar la instalación de capacitores-paralelo en subestaciones del anillo. En dicho cuadro se puede hacer notar: a) la transformación de 230/138 kV de SMG y CAJ estaría al 90% de su capacidad nominal; b) los voltajes del anillo estarían en 133-134 kV, pese a que la generación en la meseta se encuentra con reactivos altos (véase de nuevo el cuadro 9). Partiendo de los casos-base del cuadro 9 y sin alterar las condiciones operativas (voltajes de generación, taps, etc.), se simularon las dobles contingencias ARN-BRN y BRN-CAJ (véanse los cuadros 10 y 11). Del análisis de dichos cuadros se puede comentar lo siguiente: a) los voltajes posdisturbio en CAJ-230 resultan en 211 kV y en subestaciones del anillo en 130-132 kV; b) para las alternativas 2X636-CS y 2C-795 la sobrecarga en el autotransformador de Barranca alcanza el 60% mientras que para la alternativa 1C-795+BRN-CAJ es del 40%; c) para la contingencia ARN-BRN en la alternativa 1C-795+BRN-SMG se alcanza el límite térmico en la línea CAS-BRN (véanse de nuevo los cuadros 10 y 11). Se procedió luego -utilizando los resultados de sensibilidad- a correr un nuevo grupo de casos-base suponiendo la adición de 90 MVAR en seis bancos de capacitores-paralelo (véase el cuadro 12).

Debido a que para los estudios de estabilidad se utilizaron como predisturbio las condiciones con los capacitores-paralelo, en los digramas 4, 5 y 6 se presentan los resultados de los tres casos-base para las tres alternativas de refuerzos a la transmisión.

Como se hizo notar anteriormente en los casos-base de flujos para demanda máxima de verano/97, los autotransformadores de 230/138 kV en CAJ, SMG y BRN resultan al 90% de su capacidad nominal para las tres

alternativas de refuerzos a la transmisión. Con la finalidad de presentar el comportamiento que se tendría, se simularon tres esquemas de refuerzos para la transformación de 230/138 kV en el anillo: a) construir la subestación reductora El Este reubicando en ella uno de los dos autotransformadores de RMO (véase el diagrama 7); b) construir el tramo de línea de 230 kV SMG-RMO (véase el diagrama 8), y c) una combinación de los dos esquemas anteriores, esto es, construir El Este reubicando a ella un auto de Río Macho y la línea SMG-EST-RMO (véase el diagrama 9). Los tres esquemas se simularon para condiciones de carga máxima de verano/97 suponiendo la alternativa 2X636+CS para los refuerzos a la transmisión. Esto último porque los resultados para este caso son independientes de la alternativa de refuerzos que se considere para la transmisión.

Comparando los diagramas 7 y 8 se nota que el flujo que sale de SMG es igual para los dos esquemas (80 MW). El esquema "a" tendría como desventajas: i) el costo de construir la subestación EST; ii) el debilitamiento de la confiabilidad para el suministro a la zona sur, y iii) el límite reducido para intercambios con Panamá al quedar sólo un autotransformador en RMO. La ventaja del esquema "a" frente al "b" sería la necesidad de construir un tramo de línea más corto, SMG-EST en vez de SMG-RMO. Es importante hacer notar que la transformación de RMO en el esquema "b" para operar de 230 a 138 kV en vez de como ocurre actualmente -de 138 a 230 kV- para condiciones operativas similares.

El esquema "c" tendría la ventaja de anillar más la red de 138 y 230 kV en la zona metropolitana aumentando la redundancia de suministro ante fallas; sin embargo, desde el punto de vista de capacidad de transformación instalada sería la misma que la del esquema "b", o sea, 300 MVA en La Caja, 200 MVA en El Este y 110 MVA tanto en EST como en RMO. También se puede mencionar como desventaja para este esquema el mayor costo al requerirse la construcción de la subestación El Este.

Adicionalmente a las ventajas nacionales brevemente señaladas, el esquema "b" permitiría mayores transferencias a Panamá, al menos para la limitante de la doble transformación 230/138 kV que actualmente ocurre. En base a este análisis preliminar se considera atractivo el esquema "b" por lo que se sugiere ampliar estos estudios incorporándoles los análisis económicos pertinentes.

3. Simulaciones del año 2000

Para el año 2000, en primera instancia, se simularon condiciones operativas en régimen permanente sin agregar compensación en derivación en la zona del anillo ni refuerzos de transformación de 230/138 kV, tanto para condiciones normales como antes contingencia. Con la finalidad de presentar resultados completos para propósitos comparativos de las alternativas de refuerzos a la transmisión, se concentró la información más relevante en los cuadros 13 a 15. Como se observa en estos cuadros, la transformación de 230/138 kV en la meseta central quedaría saturada, y aún con sobrecarga en el caso de BRN, siendo uno de los factores de esta situación el uso que se está haciendo de los autos para transmitir reactivos de 230 a 138 kV. Los 600 MVA de los autos en CAJ, BRN y SMG se encuentran operando, en el caso base, con

Se procedió entonces a suponer igual que para 1997 y -en base a los estudios de sensibilidad previamente comentados- la adición de 90 MVAR de bancos de capacitores en la zona del anillo. Se volvieron a simular los casos base y de contingencia para las tres alternativas de refuerzos a la transmisión (véanse los cuadros 16 a 18), disminuyendo la carga en los autotransformadores mencionados a MVA; esto es, se liberaron MVA de capacidad de transformación. No obstante lo anterior, se observa necesario reforzar la capacidad de transformación -no se estudió el año preciso de adicionar este refuerzo- por lo que se efectuaron estudios complementarios para analizar la efectividad de ubicar la transformación. Al igual que para 1997, las alternativas estudiadas consistieron en: i) considerar que se construyera la línea SMG-RMO; ii) se reubique un auto de RMO a EST y la línea SMG-EST, y iii) se construya la línea SMG-EST-RMO y se reubique un autotransformador de RMO al EST.

Debido a que como mínimo sería necesario poner en servicio la subestación reductora de El Este, se seleccionó como caso base para los estudios de estabilidad del año 2000 -en lo referente a la zona del anillo metropolitano- la reubicación de un auto de RMO a EST la línea SMG-EST y los 90 MVAR capacitivos.

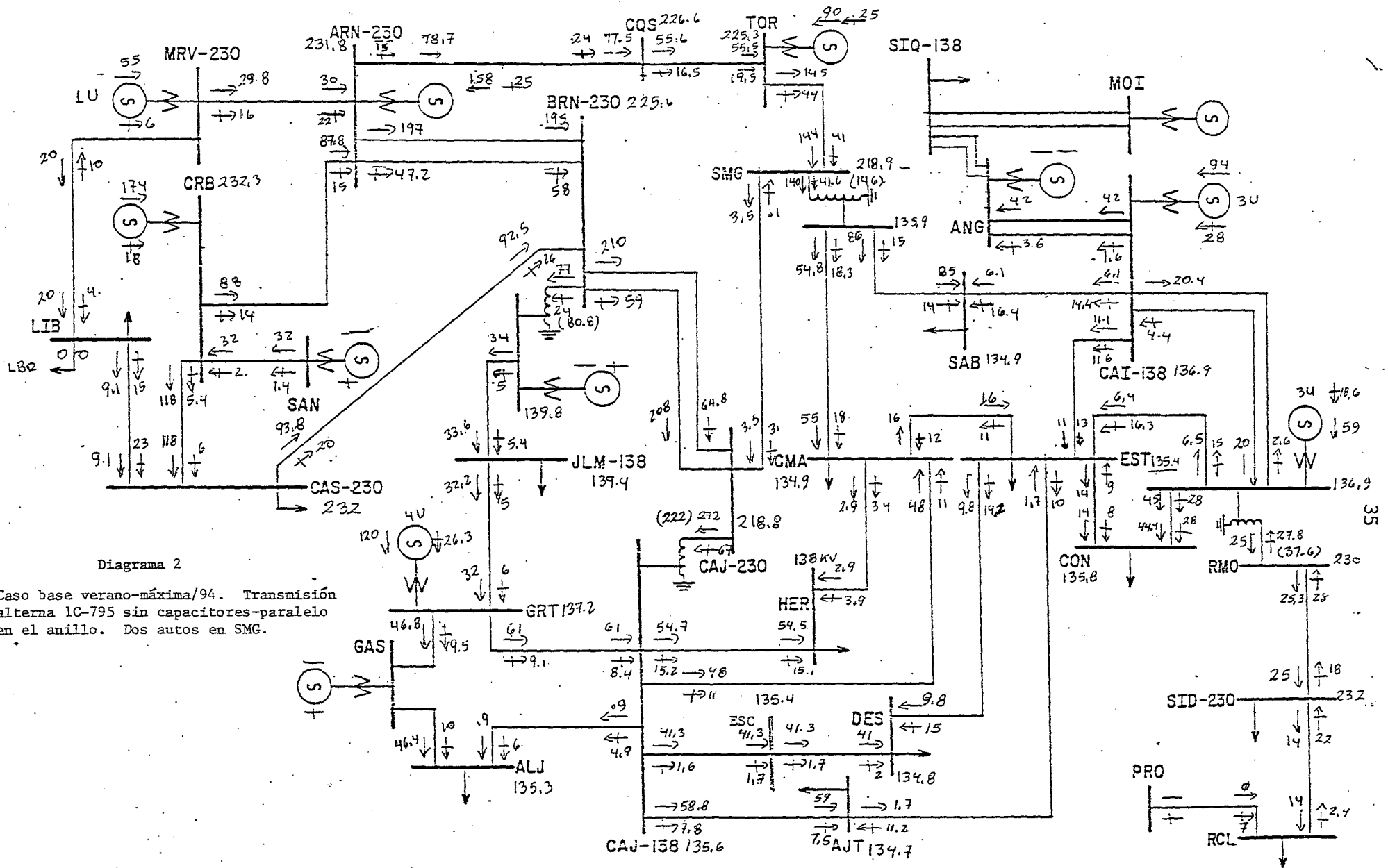


Diagrama 2

Caso base verano-máxima/94. Transmisión alterna 1C-795 sin capacitores-paralelo en el anillo. Dos autos en SMG.

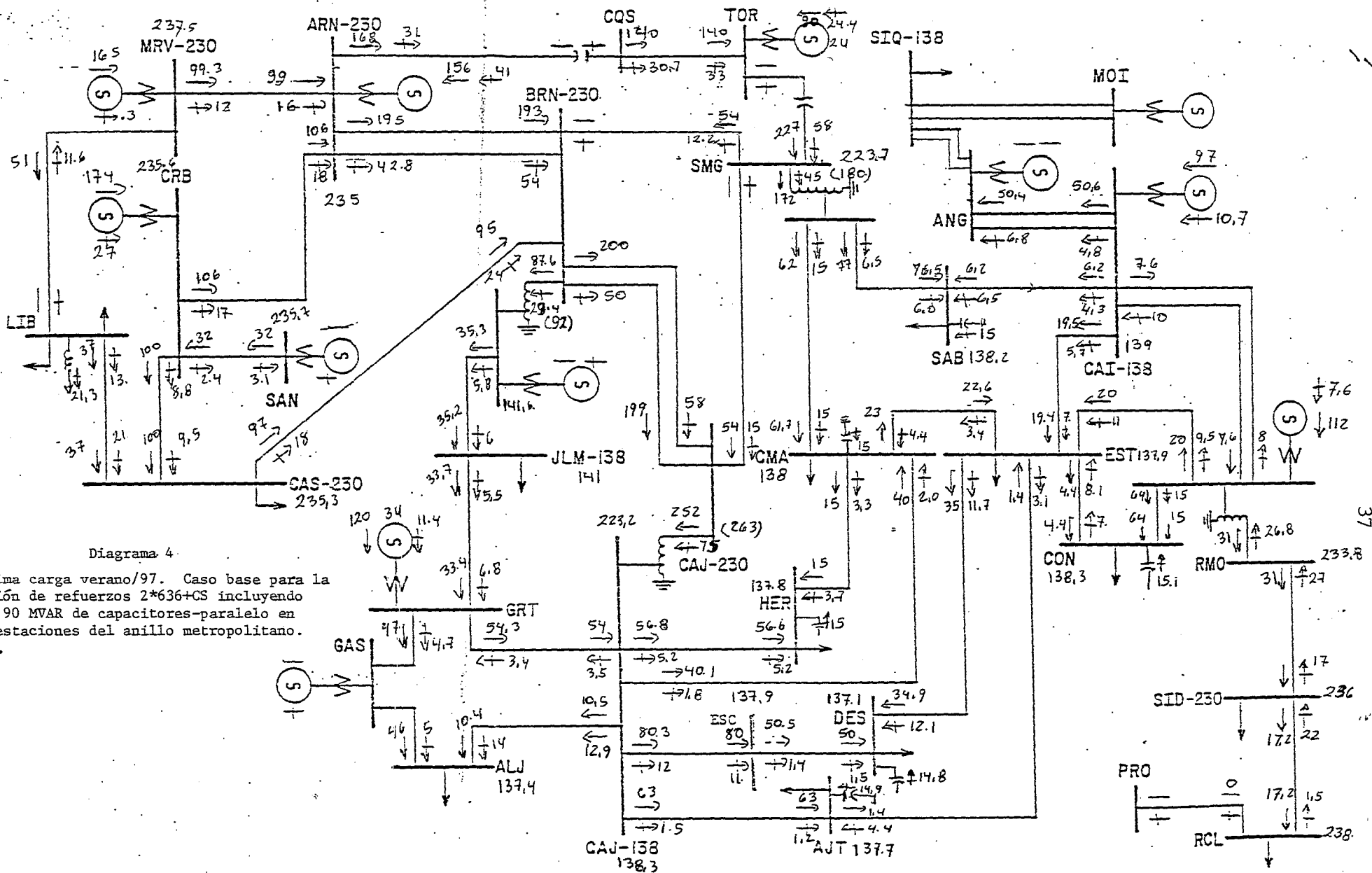


Diagrama 4

Máxima carga verano/97. Caso base para la opción de refuerzos 2*636+CS incluyendo los 90 MVAR de capacitores-paralelo en subestaciones del anillo metropolitano.

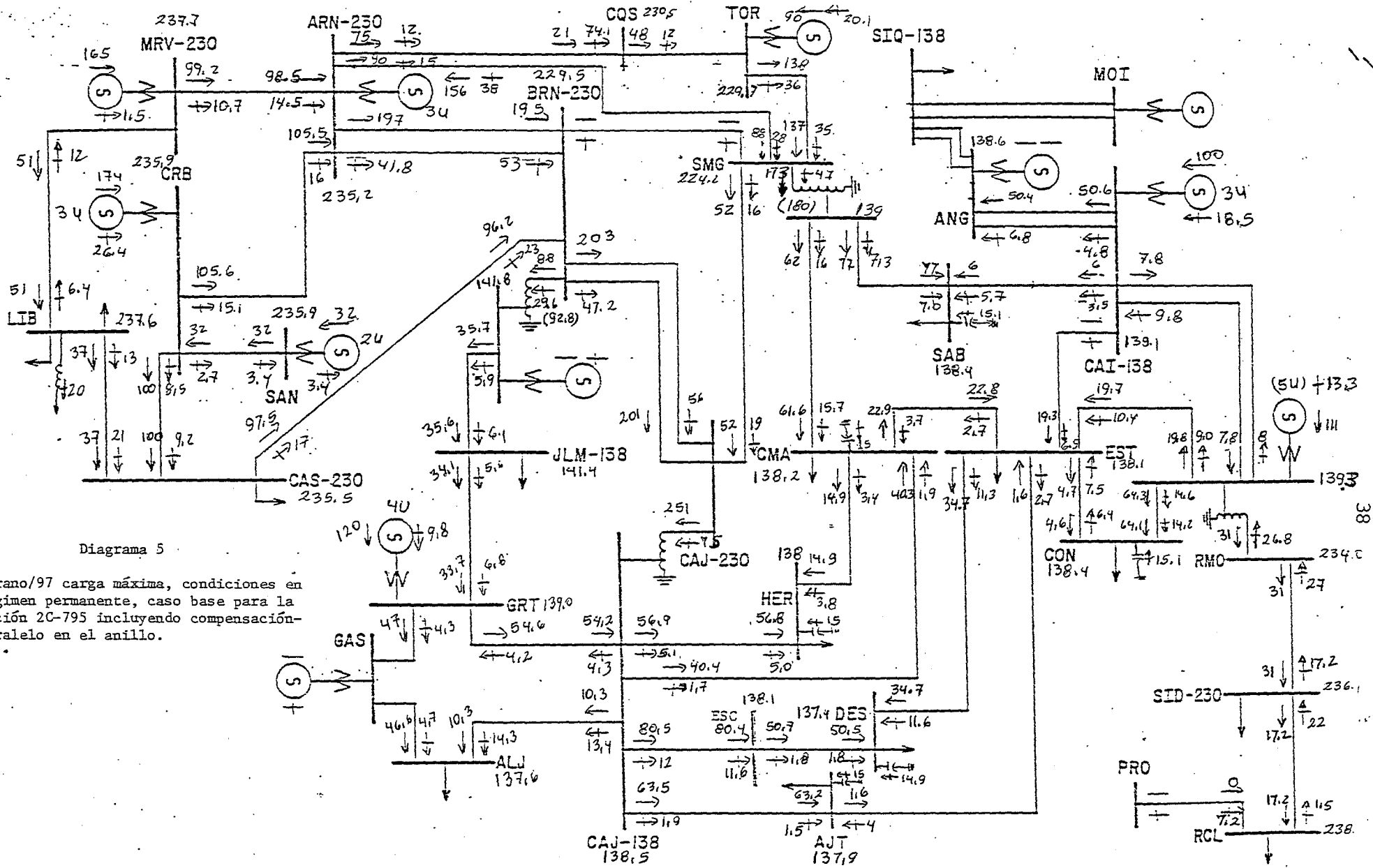


Diagrama 5

Verano/97 carga máxima, condiciones en régimen permanente, caso base para la opción 2C-795 incluyendo compensación-paralelo en el anillo.

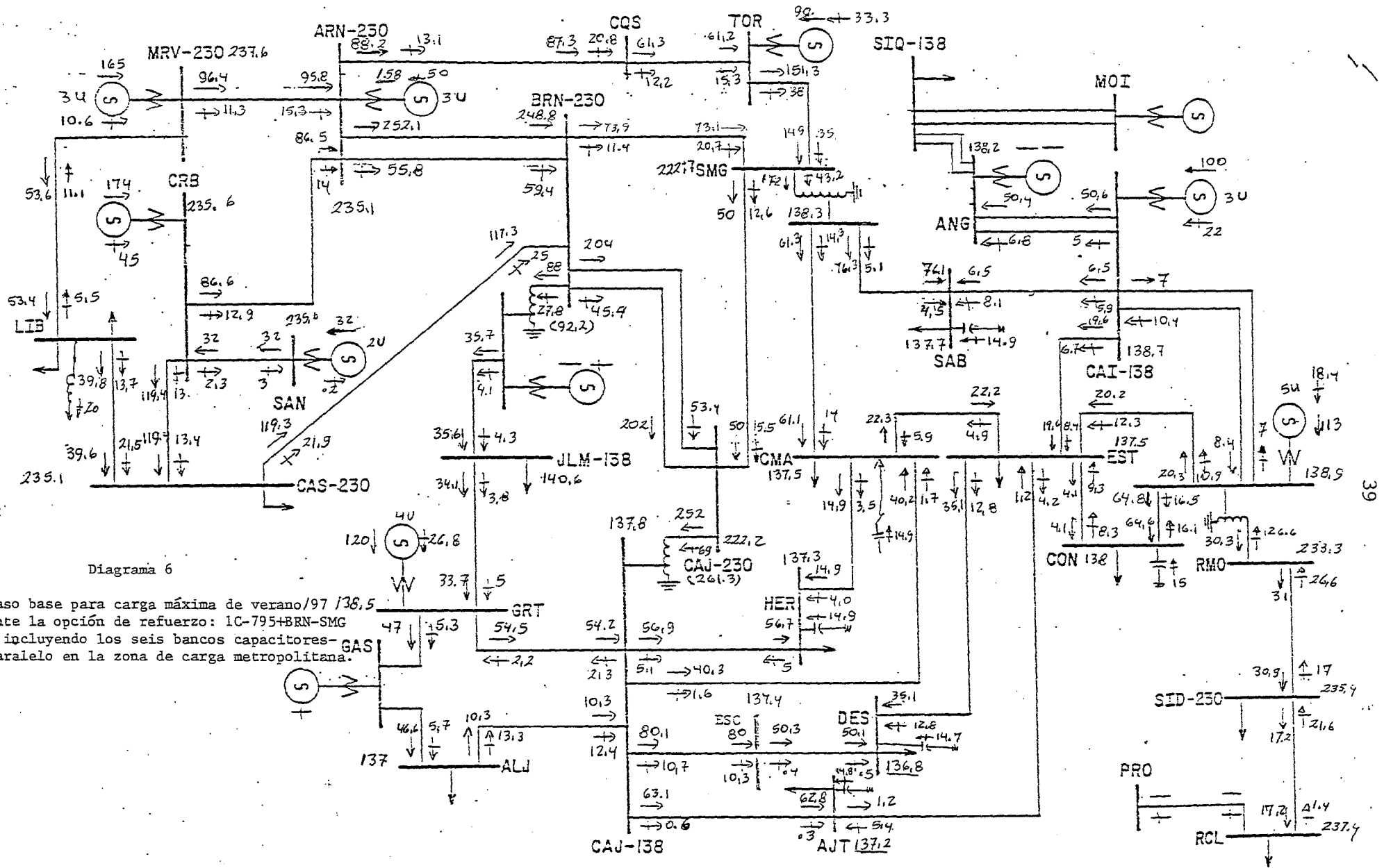


Diagrama 6

Caso base para carga máxima de verano/97 138,5
 ante la opción de refuerzo: 1C-795+BRN-SMG
 e incluyendo los seis bancos capacitores-
 paralelo en la zona de carga metropolitana.

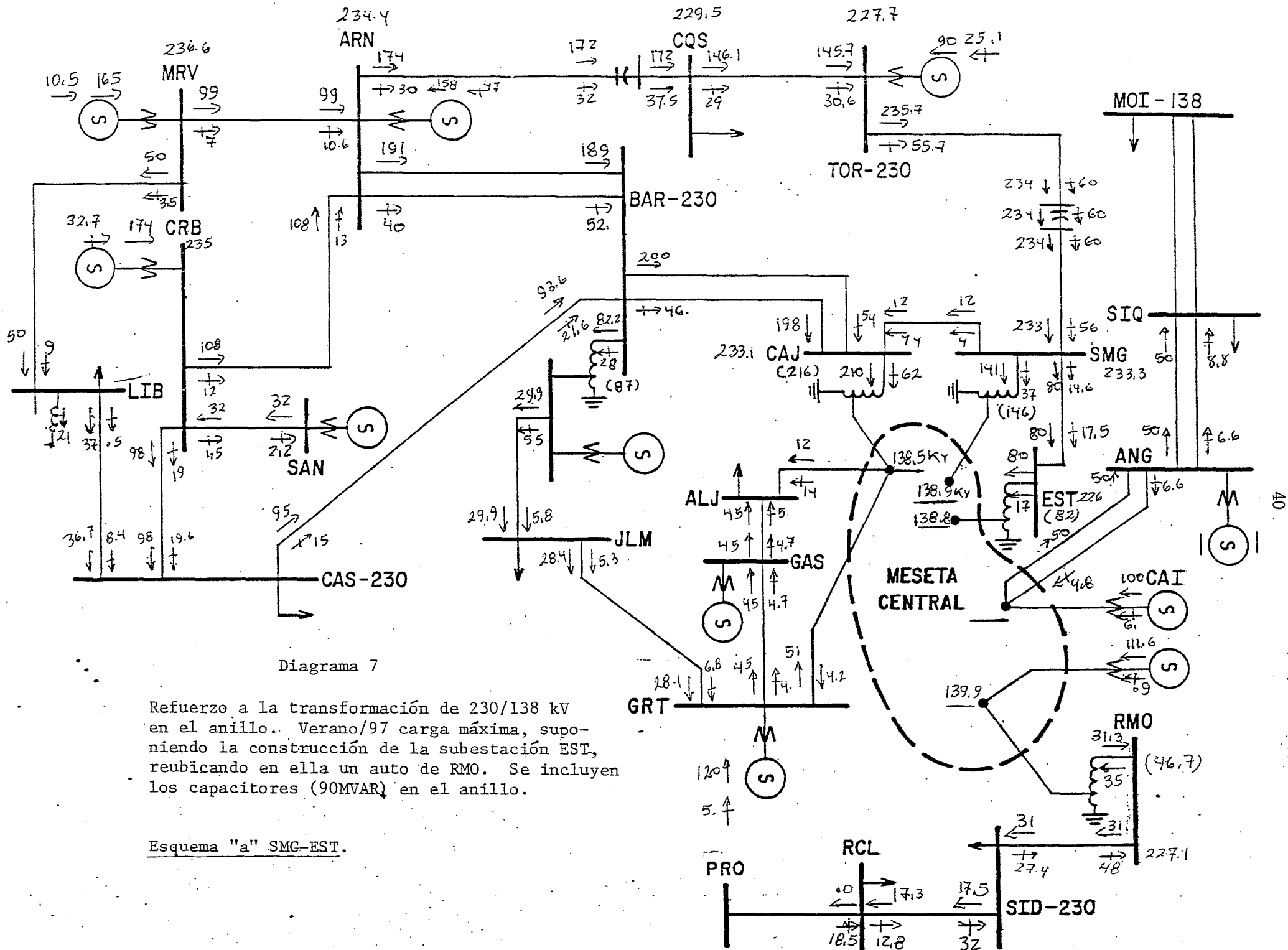


Diagrama 7

Refuerzo a la transformación de 230/138 kV en el anillo. Verano/97 carga máxima, suponiendo la construcción de la subestación EST, reubicando en ella un auto de RMO. Se incluyen los capacitores (90MVAR) en el anillo.

Esquema "a" SMG-EST.

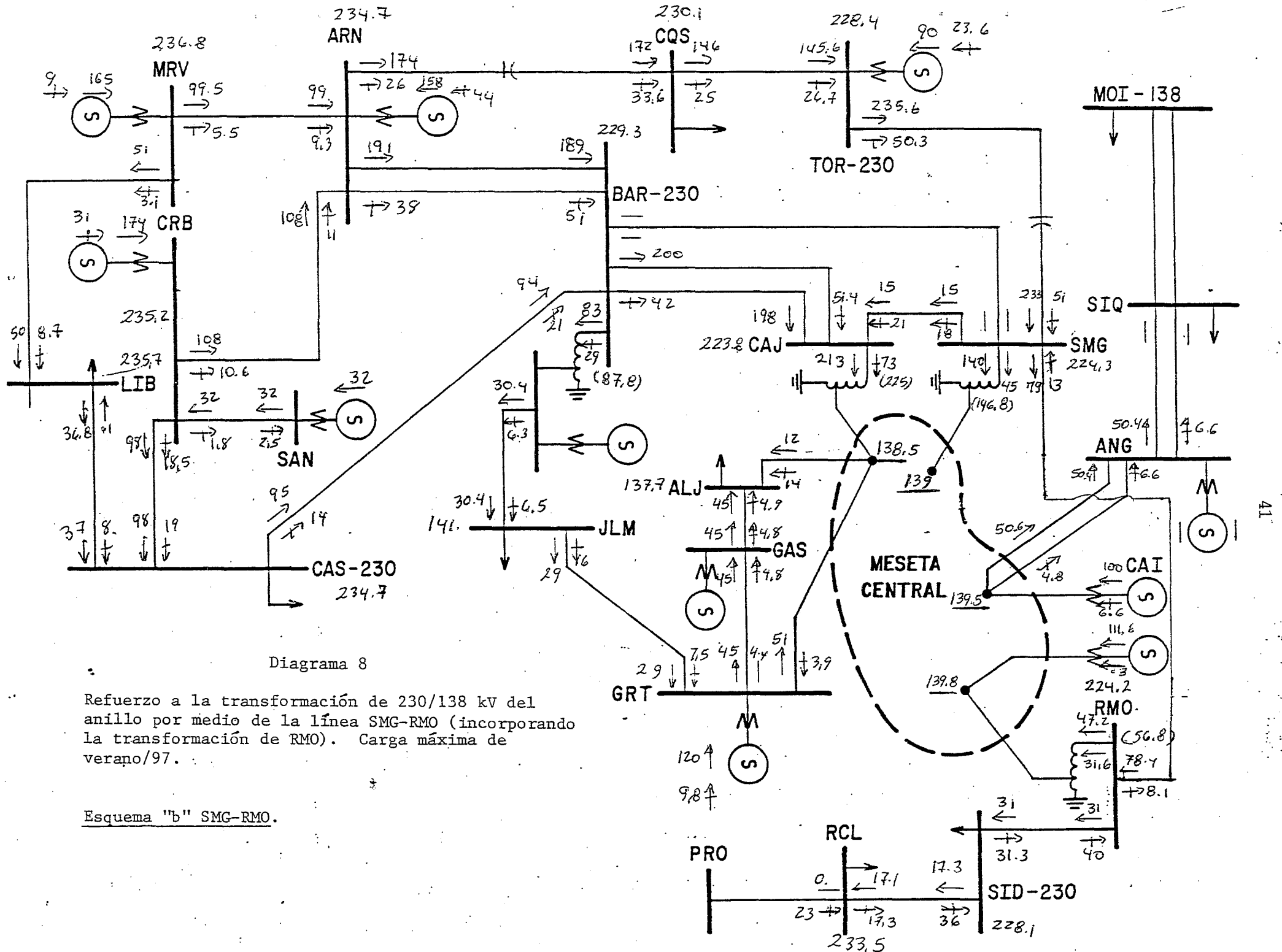


Diagrama 8

Refuerzo a la transformación de 230/138 kV del anillo por medio de la línea SMG-RMO (incorporando la transformación de RMO). Carga máxima de verano/97.

Esquema "b" SMG-RMO.

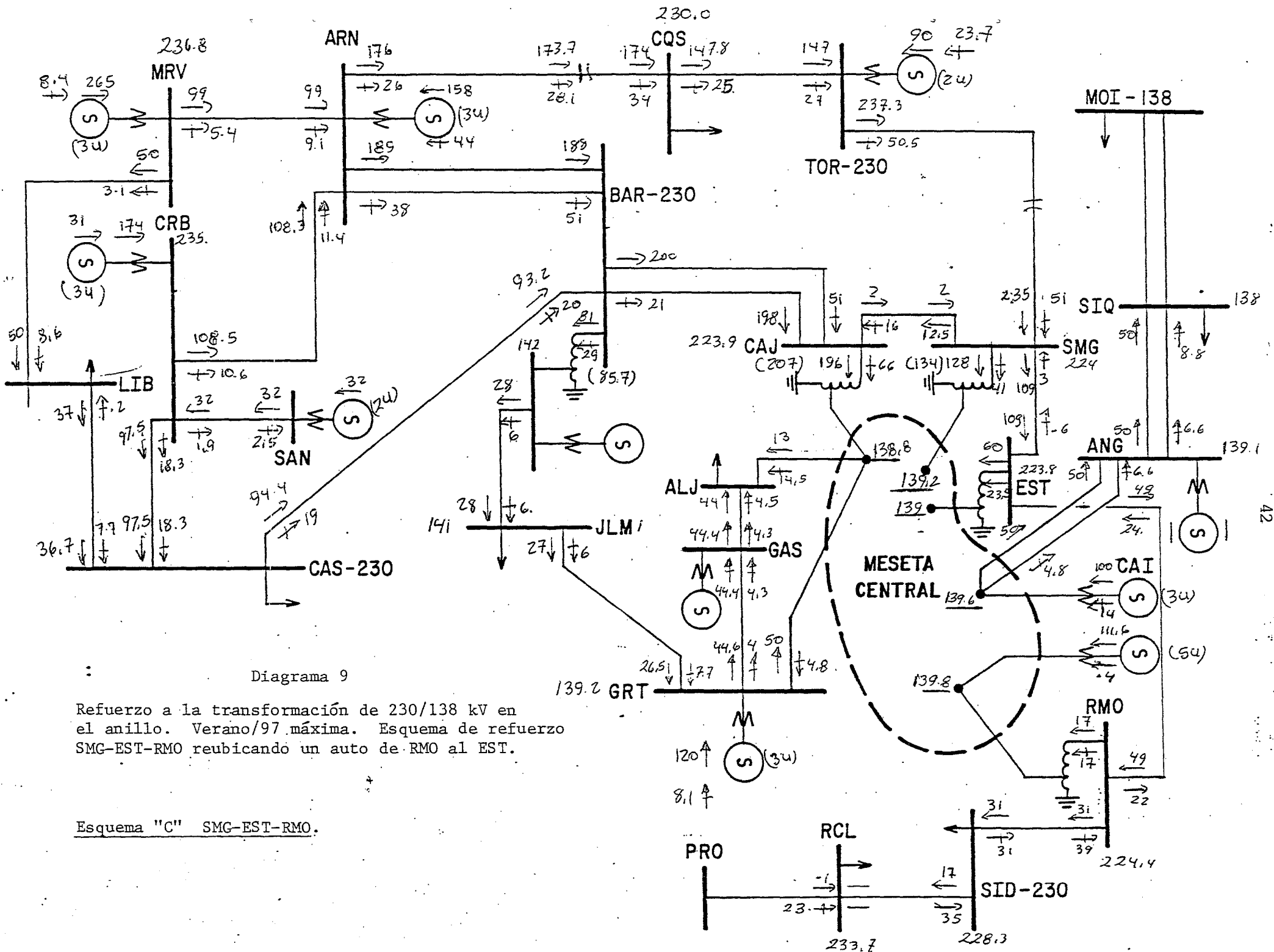


Diagrama 9

Refuerzo a la transformación de 230/138 kV en el anillo. Verano/97 máxima. Esquema de refuerzo SMG-EST-RMO reubicando un auto de RMO al EST.

Esquema "C" SMG-EST-RMO.

COMB. I

CUADRO 6

ICE: RESUMEN DE RESULTADOS DE FLUJOS MAXIMA VERANO/94 PARA
ALTERNATIVA IC-795, INCLUYENDO CONTINGENCIAS

BARRA	OPCION BASE A		IC-795 CONTINGENCIAS				OPCION BASE B		CONTINGENCIAS			
	a/		BRN-CAJ		ARN-BRN		b/		BRN-CAJ		ARN-BRN	
VOLTAJES (KV)												
CAJ-230	219		208		213		221		210		216	
SHG-230	219		209		214		221		211		216	
BRN-230	226		230		217		227		230		219	
DES-138	135		130		132		137		132		134	
CHA-138	135		130		132		137		132		134	
HER-138	135		129		132		137		131		134	
AJT-138	135		130		132		137		132		134	
SAB-138	135		130		132		137		132		134	
P Q P Q P Q P Q P Q P Q												
FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS												
BRN-230/138	77	24	167	47	67	13	77	23	166	44	67	12
CAJ-230/138	211	68	131	22	209	47	212	60	132	18	209	39
SHG-230/138	140	42	126	24	146	33	141	36	127	19	147	27
ARN-CDS	78	15	201	47	142	27	78	11	202	41	142	23
TOR-SHG	146	44	264	72	208	60	146	40	264	62	208	52
ARN-BRN	197	47	109	11	-	-	197	39	129	9	-	-
CAS-BRN	93	20	59	6	227	55	94	16	59	5	227	48
BRN-CAJ	111	59	-	-	452	19	212	48	-	-	152	12
CAJ-SHG	-4	-3	-131	-22	-58	-16	-3	-5	-132	-18	-58	-15
c/												
POTENCIAS GENERADAS												
HRV-U1	55	9	55	7	55	10	55	7	55	5	55	8
CRB-U1	58	12	58	9	58	13	58	10	58	8	58	12
SAN-U1	16	2	16	2	16	3	16	2	16	1	16	2
ARN-U1	53	12	53	9	53	11	53	5	53	8	53	9
BRT-U1	15	5	15	9	15	8	15	4	15	8	15	6
VGR-U1	45	15	45	27	45	23	45	11	45	23	45	18
TDR-U1	24	8	24	18	24	14	24	8	24	16	24	13
TDR-U2	66	28	66	49	66	40	66	27	66	45	66	36
RMO-U1	15	6	15	12	15	9	15	4	15	10	15	7
RMO-U3	29	11	41	23	36	17	29	6	41	18	35	12
CAI-U1	32	11	32	20	32	15	32	8	32	16	32	12
CAI-U3	30	15	30	27	30	21	30	10	30	22	30	16

a/ Anillo sin compensar.

b/ Anillo compensado SAB-CUN-CMA-AJT-HER-DES. 7 MVAR c/u.

c/ Solo se indican unidades representativas por planta.

COHB.2

Cuadro 7

ICE: RESUMEN DE FLUJOS PARA VERANO MAXIMA/94 ALTERNATIVAS ZC-795 Y
IC-795+BRN-SHG. SIN COMPENSACION EN EL ANILLO

BARRA	OPCION		ZC-795		OPCION		IC-795+BRN SHG	
	BASE		CONTINGENCIA		BASE		CONTINGENCIA	
	a/		BRN CAJ		b/		ARN-BRN	
VOLTAJES (KV)								
CAJ-230	222		214		220		214	
SHG-230	222		215		221		215	
BRN-230	227		230		226		217	
DES-138	136		133		136		132	
CHA-138	136		133		136		132	
HER-138	136		132		136		132	
ATJ-138	136		132		136		132	
SAB-138	137		133		136		133	
FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS								
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
BRN 230/138	71	25	122	39	71	24	63	13
CAJ 230/138	212	78	162	42	212	74	209	50
SHG 230/138	148	51	144	39	147	48	151	36
ARN-CQS	56	8	115	24	67	11	137	24
TOR-SHG	124	38	181	58	135	41	202	56
ARN-SHG	74	13	132	34	-	-	-	-
ARN-BRN	161	35	76	3	205	46	-	-
CAS-BRN	79	15	46	3	97	19	232	53
BRN-CAJ	167	47	-	-	168	45	123	14
BRN-SHG	-47	-19	-162	-42	-46	-17	-86	-21
CAJ-SHG	-	-	-	-	60	12	38	0
c/ POTENCIAS GENERADAS								
HRV-U1	55	8	55	6	55	8	55	9
CRB-U1	58	10	58	9	58	11	58	13
SAN-U1	16	2	16	2	16	2	16	3
ARN-U1	53	10	53	9	53	11	53	10
GRT-U1	15	4	15	6	15	4	15	7
VGR-U1	45	11	45	18	45	13	45	21
TOR-U1	24	8	24	13	24	8	24	14
TOR-U2	66	25	66	36	66	27	66	37
RND-U1	15	4	15	8	15	5	15	9
RND-U3	27	8	33	15	28	9	35	15
CAI-U1	32	9	32	14	32	10	32	14
CAI-U3	30	11	30	19	30	13	30	19

a/ Las unidades de P:MW y Q:MVAR.

b/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tension y en lineas saliendo del nodo de envio (primer nodo mencionado).

c/ Solo se indican unidades representativas por planta.

SENSI

Cuadro B

ICE: VARIACIONES DE VOLTAJES NODALES EN EL ANILLO METROPOLITANO
 AL CONSIDERAR INYECCIONES DE REACTIVOS INDEPENDIENTES
 CASO BASE: DEMANDA MAXIMA DE VERANO/97

a/										
VOLTAJES EN NODOS PARA INYECCIONES DE 20 MVAR										
NODO	CASO BASE	CAJ	ESC	DES	EST	AJT	HER	CMA	SMG	SAB
CAJ	133.6	134.6	134.6	134.4	134.4	134.5	134.5	134.5	134.4	134.4
ESC	133.2	134.1	134.3	134.1	134.0	134.0	134.1	134.0	134.0	133.9
DES	132.4	133.2	133.3	133.7	133.3	133.2	133.2	133.2	133.1	133.1
EST	133.5	134.3	134.3	134.4	134.5	134.4	134.3	134.3	134.3	134.3
AJT	132.7	133.6	133.6	133.6	133.6	134.1	134.3	133.6	133.5	133.5
HER	132.8	133.7	133.7	133.6	133.6	133.7	133.6	133.8	133.7	133.6
CMA	133.0	133.9	133.9	133.8	133.8	133.9	134.0	134.1	134.0	133.9
SMG	133.8	134.6	134.6	134.6	134.6	134.6	134.7	134.8	135.0	134.9
SAB	133.2	134.0	134.0	133.9	133.9	134.0	134.0	134.1	134.3	134.6

b/										
(MVAR/KV)										
NODO		CAJ	ESC	DES	EST	AJT	HER	CMA	SMG	SAB
CAJ		20.0	20.0	25.0	25.0	22.2	22.2	22.2	25.0	25.0
ESC		22.2	18.2	22.2	25.0	25.0	22.2	25.0	25.0	28.6
DES		25.0	22.2	15.4	22.2	25.0	25.0	25.0	28.6	28.6
EST		25.0	25.0	22.2	20.0	22.2	25.0	25.0	25.0	25.0
AJT		22.2	22.2	22.2	22.2	14.3	12.5	22.2	25.0	25.0
HER		22.2	22.2	25.0	25.0	22.2	25.0	20.0	22.2	25.0
CMA		22.2	22.2	25.0	25.0	22.2	20.0	18.2	20.0	22.2
SMG		25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	22.2	20.0	16.7	18.2
SAB		25.0	25.0	28.6	28.6	25.0	25.0	22.2	18.2	14.3

a/ Las inyecciones se suponen en los nodos del primer renglon del encabezado

b/ Los MVAR/KV se calculan dividiendo los 20 MVAR entre el cambio del voltaje que se presenta

COMB3

Cuadro 9

ICE: CARGA MAXIMA VERANO/97. COMPARACION DE ALTERNATIVAS
CASO BASE SIN COMPENSAR ANILLO

BARRA	2X636		2X636+CS		1C-795		2C-795		1C-795+BRN SMG	
VOLTAJES (KV)										
CAJ-230	218		219		216		220		218	
SMG-230	218		220		216		221		219	
BRN-230	226		227		225		227		225	
DES-138	133		134		132		134		133	
AJT-138	134		134		133		135		134	
HER-138	134		134		133		135		134	
CHA-138	134		135		133		135		134	
EGC-138	134		135		133		135		134	
FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS										
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
BRN 230/138	81	17	76	19	84	15	76	19	79	15
CAJ 230/138	249	61	248	70	246	51	249	71	296	54
SMG 230/138	176	45	181	52	170	36	182	53	175	40
ARN-CQS-CS	213	58	254	65	181	46	118	27	174	40
CQS-CS-CQS	-	-	249	48	-	-	-	-	-	-
TOR-TOR-CS	-	-	312	92	-	-	-	-	-	-
SMG-CS-SMG	272	88	309	79	240	75	181	61	233	69
ARN-SMG	-	-	-	-	-	-	133	37	-	-
ARN-BRN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAS-BRN	247	70	206	61	278	82	208	60	285	81
BRN-CAJ	157	22	124	23	183	24	188	22	149	19
CAJ-SMG	-93	-28	-126	-32	-65	-19	-125	-35	-99	-23
BRN-SMG	-	-	-	-	-	-	-	-	46	1
CQS-CQS-CS	-	-	-249	-60	-	-	-	-	-	-
SMG-CS-TOR-CS	-	-	-309	-96	-	-	-	-	-	-
c/ POTENCIAS GENERADAS										
HRV-U1	55	7	55	7	55	8	55	6	55	7
CRB-U1	58	19	58	19	58	19	58	18	58	19
SAN-U1	16	1	16	1	16	1	16	1	16	1
ARN-U1	53	23	53	23	53	23	53	21	53	22
GRT-U1	15	6	15	5	15	6	15	5	15	6
VGR-U1	45	18	45	16	45	20	45	15	45	18
TOR-U1	24	8	24	8	24	8	24	8	24	8
TOR-U2	66	28	66	28	66	28	66	28	66	28
RHO-U1	15	7	15	6	15	8	15	6	15	7
RHO-U3	30	12	30	11	30	14	30	10	30	12
RHO-U4	23	12	23	10	25	14	22	10	24	12
CAI-U1	32	13	32	12	32	14	32	11	32	13
CAI-U3	37	15	37	15	37	15	37	15	36	15

a/ Las unidades de P; MW y Q; MVAR.

b/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tension y en lineas del nodo de envio (primer nodo mencionado).

c/ Solo se indican unidades representativas por planta.

COMB4

Cuadro 10

ICE: VERANO/97. CARGA MAXIMA. RESUMEN DE RESULTADOS DE FLUJOS
ANTE DOBLE CONTINGENCIA ARN-BRN SIN COMPENSAR ANILLO

BARRAS	2X636		2X636+CS		1C-795		2C-795		1C-795+BRN SMG	
VOLTAJES (KV)										
CAJ-230	212		215		210		215		210	
SMG-230	213		216		210		216		211	
BRN-230	216		219		214		219		214	
DES-138	131		132		130		132		130	
AJT-138	131		132		130		132		130	
HER-138	131		132		130		132		130	
CHA-138	131		133		130		133		130	
ESC-138	131		133		130		133		130	
FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS										
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
BRN 230/138	81	17	76	19	84	15	76	19	79	15
CAJ 230/138	249	61	248	70	246	51	249	71	246	54
SMG 230/138	176	45	181	52	170	36	182	53	175	40
ARN-CQS-CS	213	58	254	65	181	46	118	27	174	40
CQS-CS-CRS	-	-	249	48	-	-	-	-	-	-
TDR-TDR-CS	-	-	312	92	-	-	-	-	-	-
SMG-CS-SMG	272	88	309	79	240	75	181	61	233	69
ARN-SMG	-	-	-	-	-	-	133	37	-	-
ARN-BRN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAS-BRN	247	70	206	61	278	82	208	60	285	81
BRN-CAJ	157	22	124	23	183	24	188	22	149	19
CAJ-SMG	-93	-28	-126	-32	-65	-19	-125	-35	-99	-23
BRN-SMG	-	-	-	-	-	-	-	-	46	1
CQS-CQS-CS	-	-	-249	-40	-	-	-	-	-	-
SMG-CS-TDR-CS	-	-	-309	-96	-	-	-	-	-	-
a/ POTENCIAS GENERADAS										
HRV-U1	55	8	55	7	55	8	55	69	55	7
CRB-U1	58	20	58	20	58	21	58	19	58	20
SAN-U1	16	2	16	1	16	2	16	1	16	1
ARN-U1	53	21	53	21	53	20	53	20	53	19
GRT-U1	15	9	15	8	15	10	15	7	15	9
VGR-U1	45	26	45	23	45	29	45	22	45	28
TDR-U1	24	16	24	15	24	17	24	13	24	16
TDR-U2	66	44	66	43	66	47	66	36	66	45
RNO-U1	15	9	15	8	15	11	15	8	15	10
RNO-U3	30	16	30	14	30	19	30	14	30	18
RNO-U5	31	16	30	14	36	19	28	14	36	18
CAI-U1	32	16	32	15	32	18	32	14	32	18
CAI-U3	37	23	37	20	37	25	37	16	37	24

a/ Las unidades de P: MW y Q: MVAR.

b/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tension y en lineas del nodo de envio. (primer nodo mencionado).

c/ Solo se indican unidades representativas por planta.

COMB5

Cuadro 11

ICE: COMPORTAMIENTO DE LAS ALTERNATIVAS EN REGIMEN PERMANENTE ANTE DISPARO
DOBLE DE BRN-CAJ; DEMANDA MAXIMA VERANO/97 SIN CAPACITORES-PARALELO

DARRAS	2X636	2X636+CS	1C-795	2C-795	1C-795+BRN SHG					
VOLTAJES (KV)										
CAJ-230	207	211	203	211	211					
SHG-230	209	212	204	213	213					
BRN-230	231	232	230	232	227					
DES-138	129	130	127	131	130					
AJT-138	129	131	127	131	131					
HER-138	129	131	127	131	131					
CHA-138	129	131	142	131	131					
ESC-138	129	131	127	131	131					
	P MW	Q MVAR	P MW	Q MVAR	P MW	Q MVAR	P MW	Q MVAR	P MW	Q MVAR
FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS										
BRN 230/138	180	56	150	51	206	64	151	51	132	40
CAJ 230/138	172	34	190	44	153	21	190	46	201	47
SHG 230/138	157	35	167	44	146	24	168	45	174	45
ARN-CDS-CS	278	83	309	88	252	71	147	38	143	35
CDS-CS-CDS	-	-	302	53	-	-	-	-	-	-
TOR-TOR-CS	-	-	364	106	-	-	-	-	-	-
TOR-CS-SHG	335	101	361	86	307	86	208	71	204	69
ARN-SHG	-	-	-	-	-	-	161	50	-	-
ARN-BRN	116	17	94	12	135	25	95	12	213	57
CAS-BRN	65	9	57	7	73	12	57	7	104	24
BAR-CAJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAJ-SHG	-172	-34	-190	-44	-153	-21	-190	-46	-201	-47
BAR-SHG	-	-	-	-	-	-	-	-	46	1
c/ POTENCIAS GENERADAS										
MRV-U1	55	5	55	5	55	5	55	5	55	6
CRB-U1	58	16	58	16	58	16	58	16	58	17
SAN-U1	16	1	16	0	16	0	16	0	16	1
ARN-U1	53	20	53	20	53	20	53	20	53	20
GRT-U1	15	10	15	8	15	12	15	8	15	8
VBR-U1	45	29	45	24	45	35	45	24	45	25
TOR-U1	24	20	24	18	24	22	24	15	24	15
TOR-U2	66	54	66	49	66	60	66	42	66	42
RMO-U1	15	12	15	10	29	15	15	10	15	10
RMO-U3	30	20	30	17	30	24	30	17	30	17
RMO-U5	35	21	34	18	30	24	31	17	32	17
CAI-U1	32	20	32	17	32	23	32	17	32	17
CAI-U3	37	27	37	24	37	32	37	23	37	24

a/ Las unidades de P: MW y Q: VAR.

b/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tension y en lineas del nodo de envio (primer nodo mencionado).

c/ Solo se indican unidades representativas por planta.

COMB15

Cuadro 12

ICE: CONDICIONES NORMALES REGIMEN PERMANENTE VERANO CARGA MAXIMA/97
 AGREGANDO BANCOS DE CAPACITORES-PARALELO DE 15 MVAR EN CMA, CON, DES, AJT Y SAB

BARRAS	2X636		2X636+CS		1C-795		2C-795		1C-795+BRN SNG	
VOLTAJES (KV)										
CAJ-230	222		223		221		224		222	
SNG-230	223		224		221		224		222	
BRN-230	229		229		228		230		228	
DES-138	137		137		136		137		137	
AJT-138	137		138		137		138		137	
HER-138	137		138		137		138		137	
CMA-138	137		138		137		138		138	
ESC-138	137		138		137		138		137	
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS										
BRN 230/138	93	29	88	29	96	29	88	30	88	28
CAJ 230/138	253	69	252	73	252	64	253	75	252	69
SNG 230/138	168	42	173	46	164	37	173	47	172	43
ARN-COS-CS	129	26	168	32	102	20	75	12	88	13
COS-CS-COS	-	-	166	34	-	-	-	-	-	-
TOR-TOR-CS	-	-	230	57	-	-	-	-	-	-
TOR-CS-SNG	192	54	228	53	165	44	138	36	151	38
ARN-SNG	-	-	-	-	-	-	90	15	-	-
ARN-BRN	223	49	195	43	242	56	197	42	252	56
CAS-BRN	108	20	97	18	115	23	98	17	119	22
BRN-CAJ	234	52	201	49	257	59	203	47	204	45
CAJ-SNG	-21	-13	-54	-15	1	-5	-52	-19	-50	-16
BRN-SNG	-	-	-	-	-	-	-	-	74	11
COS-COS-CS	-	-	-166	-39	-	-	-	-	-	-
SNG-CS-TOR-CS	-	-	-228	-62	-	-	-	-	-	-
c/ POTENCIAS GENERADAS										
HRV-U1	55	4	55	4	55	4	55	3	55	4
CRB-U1	58	15	58	15	58	16	58	15	58	15
SAN-U1	16	0	16	0	16	0	16	0	16	0
ARN-U1	53	17	53	17	53	18	53	16	53	17
GRT-U1	15	3	15	3	15	3	15	3	15	3
VGR-U1	45	10	45	9	45	12	45	8	45	10
TOR-U1	24	8	24	8	24	8	24	8	24	8
TOR-U2	66	28	66	27	66	28	66	23	66	25
RHO-U1	15	3	15	2	15	3	15	2	15	3
RHO-U1	30	5	30	4	30	6	30	3	30	5
RHO-U5	22	4	22	3	24	6	21	3	23	4
CAI-U1	32	7	32	6	32	8	32	6	32	7
CAI-U3	37	9	37	8	37	10	37	7	37	9

a/ Las unidades de P: MW y Q: MVAR.

b/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tension y en lineas del nodo de envio (primer nodo mencionado).

c/ Solo se indican unidades representativas por planta.

COMB6

Cuadro 13

ICE: RESUMEN DE RESULTADOS DE FLUJOS VERANO/2000 CARGA MAXIMA
LAS 3 ALTERNATIVAS Y ANTES DE INCORPORAR REFUERZOS

BARRAS	2X636	2X636+CS	1C-795	2C-795	1C-795+BRN SHG					
VOLTAJES (KV)										
CAJ-230	217	218	216	219	217					
SHG-230	217	219	216	219	218					
BRN-230	225	226	224	226	224					
SAB-138	134	135	134	135	134					
CHA-138	134	134	133	134	134					
DES-138	133	134	133	149	133					
FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS										
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
DRN 230/138	101	32	96	32	105	31	97	33	97	30
CAJ 230/138	265	78	265	83	265	71	266	85	265	78
SHG 230/138	177	49	182	54	173	44	183	56	182	51
ARN-CQS-CS	141	42	184	51	112	39	82	29	97	33
CQS-CS-CQS	140	48	181	49	-	-	-	-	-	-
TOR-TOR-CS	198	58	239	64	169	51	141	40	155	44
SHG-CS-SHG	197	56	238	68	-	-	-	-	-	-
ARN-SHG	-	-	-	-	-	-	97	23	-	-
ARN-BRN	240	66	209	60	261	72	213	117	272	74
CAS-BRN	115	28	103	26	124	30	105	25	128	30
BRN-CAJ	249	104	212	66	274	74	207	62	218	60
BRN-SHG	-	-	-	-	-	-	-	-	79	16
c/										
POTENCIAS GENERADAS										
HRV-U1	55	12	55	12	55	12	55	11	55	12
CRB-U1	58	20	58	20	58	20	58	19	58	20
SAN-U1	16	-3	16	-3	16	-2	16	-2	16	-2
ARN-41	53	22	53	22	53	23	53	22	53	22
GRT-U1	15	6	15	6	15	6	15	6	15	6
VGR-U1	45	18	45	17	45	19	45	16	45	18
GAS-U1	64	28	64	26	64	31	64	25	64	28
TOR-U1	24	8	24	8	24	8	24	6	24	6
TOR-U2	66	21	66	21	66	21	66	16	66	18
RND-U1	15	8	15	7	15	8	15	7	15	8
RND-U3	30	13	21	12	22	14	19	12	21	13
RND-U4	21	13	30	13	30	14	30	12	30	13
RND-U5	0	15	0	15	0	16	0	14	0	15
CAI-11	32	10	32	10	32	11	32	9	32	10
CAI-U3	36	14	36	13	36	15	36	13	36	14
ANG-41	43	22	43	21	43	23	43	21	43	22

a/ Las unidades de P: MW y Q: MVAR.

b/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tension y en lineas del nodo de envio (primer nodo mencionado).

c/ Solo se indican unidades representativas por planta.

Cuadro 14

ICE: REGIMEN PERMANENTE POSCONTINGENCIA DOBLE
ARN-BRN VERANO MAXIMA/2000

BARRAS	2C-795		1C-795+BRN SMG	
	VOLTAJES (KV)			
CAJ-230	223		210	
SMG-230	215		211	
BRN-230	217		213	
SAB-138	133		131	
CHA-138	132		131	
DES-138	132		130	
	P MW	Q MVAR	P MW	Q MVAR
FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS				
BRN 230/138	83	19	86	14
CAJ 230/138	263	60	308	57
SMG 230/138	193	45	186	32
ARN-CDS-CS	128	43	188	62
CDS-CS-CDS	129	43	-	-
TOR-TOR-CS	188	53	245	63
TOR-CS-SMG	-	-	-	-
ARN-SMG	144	37	-	-
ARN-BRN	-	-	-	-
CAS-BRN	224	60	308	80
BRN-CAJ	140	17	-	-
BRN-SMG	-	-	159	11
SMG-CAJ	130	28	-	-
c/ POTENCIAS GENERADAS				
HRV-U1	55	12	55	13
CRB-U1	58	21	58	22
SAN-U1	16	-2	16	-2
ARN-U1	53	21	53	21
GRT-U1	15	7	15	9
VGR-U1	45	22	45	27
GAS-U1	64	35	64	42
TOR-U1	24	8	24	10
TOR-U1	66	22	66	24
RHO-U1	15	9	15	10
RHO-U3	25	15	32	18
RHO-U4	30	15	30	17
RHO-U5	-	17	-	20
CAI-U1	32	11	32	13
CAI-U3	36	16	36	18
ANG-U1	43	24	43	27

a/ Las unidades de P: MW y Q: MVAR.

b/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tension y en lineas del nodo de envio (primer nodo mencionado)

c/ Solo se indican unidades representativas por planta.

CDND7

Cuadro 15

ICE: AÑO 2000. CASO: APERTURA CAJ-BRN

BARRAS	2X636		2X636+CS		1C-795		2C-795		1C-795+BRN SHG	
VOLTAJES (KV)										
BRN-230	207		210		204		211		211	
CAJ-230	208		211		205		212		212	
SHG-230	230		230		229		230		226	
SAB-138	130		131		129		132		132	
CHA-138	129		131		128		131		131	
DES-138	129		130		128		131		131	
FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS										
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
BRN 230/138	194	56	161	51	224	62	164	50	143	39
CAJ 230/138	179	20	198	31	161	11	200	36	212	36
SHG 230/138	166	25	176	51	155	16	178	37	185	38
ARN-COS-CS	301	92	334	95	271	96	158	55	155	54
COS-CS-COS	295	58	326	51	270	52	158	48		
TOR-TOR-CS	351	81	382	85	326	73	216	62	123	37
SHG-CS-SHG	348	65	379	89	317	28	212	46	-	-
ARN-SHG	-	-	-	-	-	-	174	49	-	-
ARN-BRN	125	18	102	13	147	24	103	12	230	56
CAS-BRN	70	10	61	8	79	12	61	8	112	23
BRN-CAJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BRN-SHG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAJ-SHG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
POTENCIAS GENERADAS										
HRV-U1	55	10	55	10	55	11	55	10	55	11
CRB-U1	58	18	58	17	58	19	58	18	58	19
SAN-U1	16	-3	16	-3	16	-3	16	-3	16	-3
ARN-U1	53	20	53	20	53	22	53	21	53	21
GRT-U1	15	11	15	8	15	11	15	8	15	8
VGR-U1	45	28	45	24	45	32	45	23	45	24
GAS-U1	64	47	64	40	64	53	64	39	64	39
TOR-U1	24	14	24	13	24	15	24	10	24	10
TOR-U2	66	39	66	35	66	40	66	26	66	26
RHO-U1	15	11	15	10	15	13	15	10	15	10
RHO-U3	35	20	33	18	38	22	28	17	28	17
RHO-U4	30	20	30	17	30	22	30	17	30	17
RHO-U5	-	22	-	20	-	24	-	19	-	19
CAI-U1	32	15	32	13	32	17	32	13	32	13
CAI-U3	36	21	36	18	36	23	36	18	36	18
ANG-U1	43	30	43	27	43	32	43	27	43	27

a/ Las unidades de P: MW y Q: MVAR.

b/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tension y en lineas del nodo de envio (primer nodo mencionado).

c/ Solo se indican unidades representativas por planta.

CONBB

Cuadro 16

COMPORTAMIENTO DE UNIDADES GENERADORAS
DISTINTAS ALTERNATIVAS DE REFUERZOS A LA TRANSMISION
AÑO: 2000. CASO: BASE COMPENSADO

BARRAS	2X636+CS	1C-795	2C-795	1C-795+BRN SHG				
VOLTAJES (KV)								
CAJ-230	221	219	222	220				
SHG-230	221	219	222	220				
BRN-230	227	226	228	226				
DES-138	136	135	136	136				
AJT-138	137	136	137	136				
HER-138	136	136	137	136				
CMA-138	137	136	137	136				
ESC-138	137	136	137	136				
GAB-138	137	136	137	137				
FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS								
	P MW	Q MVAR	P MW	Q MVAR	P MW	Q MVAR	P MW	Q MVAR
BRN 230/138	95	31	104	30	96	31	96	29
CAJ 230/138	265	68	265	12	266	71	265	64
SHG 230/138	183	41	173	33	183	44	182	40
ARN-COS-CS	182	82	112	34	82	25	97	29
COS-CS-COS	182	41	-	-	-	-	-	-
TOR-TOR-CS	240	48	170	40	141	30	155	34
TOR-CS-SHG	238	43	-	-	-	-	-	-
ARN-SHG	-	-	-	-	97	17	-	-
ARN-BRN	210	49	261	60	212	46	272	60
CAS-BRN	103	20	124	24	104	19	128	24
BRN-CAJ	214	52	275	60	218	48	218	44
BRN-SHG	-	-	-	-	-	-	80	11
SHG-CAJ	54	6	-6	1	51	13	49	11
a/ POTENCIAS GENERADAS								
HRV-U1	55	10	55	10	55	9	55	10
CRB-U1	58	17	58	18	58	17	58	18
SAN-U1	16	-3	10	-3	16	-3	16	-3
ARN-U1	53	18	53	19	53	18	53	19
GRT-U1	15	4	15	5	15	7	15	4
VGR-U1	45	12	45	14	45	12	45	13
GAS-U1	64	17	64	21	64	16	64	19
TOR-U1	24	6	24	6	24	4	24	5
TOR-U2	66	15	66	16	66	11	66	13
RHO-U1	15	4	15	5	15	4	15	5
RHO-U3	19	7	21	9	18	7	20	8
RHO-U4	30	8	30	9	30	7	30	8
RHO-U5	-	9	-	11	-	9	-	10
CAI-U1	32	6	32	7	32	6	32	7
CAJ-U3	36	8	36	10	36	8	36	9
ANG-U1	43	16	43	18	43	15	43	16

a/ Las unidades de P: MW y Q: MVAR.

b/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tension y en lineas del nodo de envio (primer nodo mencionado).

c/ Solo se indican unidades representativas por planta.

COND9

Cuadro 17

COMPORTAMIENTO DE UNIDADES GENERADORAS
DISTINTAS ALTERNATIVAS DE REFUERZOS A LA TRANSMISION
AÑO: 2000. CASO: APERTURA COMPENSADO DOBLE ARN-BRN

BARRAS	2X436+CS	1C-795	2C-795	1C-795+BRN SHG				
VOLTAJES (KV)								
CAJ-230	217	213	217	213				
SHG-230	217	213	219	214				
BRN-230	220	220	220	220				
DES-138	135	133	135	133				
SHG-138	136	134	136	134				
AJT-138	135	133	131	133				
HER-138	135	133	135	133				
CNA-138	135	133	135	133				
SAB-138	135	134	136	134				
FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS								
	P MW	Q MVAR	P MW	Q MVAR	P MW	Q MVAR	P MW	Q MVAR
BRN 230/138	82	19	91	14	82	19	85	16
CAJ 230/138	262	44	261	44	263	48	261	32
SHG 230/138	192	32	181	18	193	34	187	7
ARN-COS-CS	276	62	196	59	129	38	188	57
TOR-TOR-CS	328	58	253	53	187	42	245	52
ARN-SHG	-	-	-	-	144	28	-	-
ARN-BRN	-	-	-	-	-	-	-	-
CAS-BRN	220	53	300	68	223	49	308	68
BRN-CAJ	132	12	197	5	134	8	159	4
BRN-SHG	-	-	-	-	-	-	50	-4
SHG-CAJ	131	16	67	12	130	23	103	15
a/ POTENCIAS GENERADAS								
HRV-U1	55	10	55	11	55	10	55	11
CRB-U1	58	19	58	21	58	19	58	21
SAN-U1	16	-3	16	-2	16	-3	16	-2
ARN-U1	53	18	53	19	53	18	53	18
GRI-U1	15	6	15	7	15	6	15	6
VGR-U1	45	18	45	22	45	17	45	20
BAS-U1	64	26	64	34	64	25	64	28
TOR-U1	24	8	24	9	24	6	24	8
TOR-U2	66	23	66	25	66	17	66	24
RHO-U1	15	6	15	7	15	6	15	7
RHO-U3	27	10	31	13	24	10	30	13
RHO-U4	30	10	30	13	30	10	30	13
RHO-U5	-	12	-	15	-	12	-	15
CAI-U1	32	8	32	10	32	8	32	10
CAI-U3	36	11	36	14	36	10	36	14
ANG-U1	43	19	43	22	43	19	43	22

a/ Las unidades de P: MW y Q: MVAR.

b/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tension y en lineas del nodo de envio (primer nodo mencionado).

c/ Solo se indican unidades representativas por planta.

COMBIO

Cuadro 18

COMPORTAMIENTO DE UNIDADES GENERADORAS
DISTINTAS ALTERNATIVAS DE REFUERZOS A LA TRANSMISION
AÑO: 2000. CASO: APERTURA COMPENSADO DOBLE ARN-CAJ

BARRAS	2X636+CS	1C-795	2C-795	1C-795+BRN SMG				
VOLTAJES (KV)								
CAJ-230	213	208	214	214				
SMG-230	214	209	215	215				
BRN-230	231	229	231	227				
DES-138	133	131	134	134				
AJT-138	133	131	134	134				
HER-138	133	130	134	134				
CMA-138	133	131	134	134				
ESC-138	133	131	134	134				
SAB-138	134	132	135	134				
COH-138	135	135	137	137				
FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS								
	P MW	Q MVAR	P MW	Q MVAR	P MW	Q MVAR	P MW	Q MVAR
BRN 230/138	161	48	223	57	162	46	142	37
CAJ 230/138	199	66	161	5	200	27	212	27
SMG 230/138	177	23	156	9	180	28	185	27
ARN-CDS-CS	335	83	272	87	159	48	155	48
CDS-CS-CDS	327	40	-	-	-	-	-	-
TOR-TOR-CS	383	64	327	58	216	32	213	50
SMG-CS-SMG	380	67	-	-	-	-	-	-
ARN-SMG	-	-	-	-	174	40	-	-
ARN-BRN	101	54	147	21	102	9	230	46
CAS-BRN	60	6	78	10	61	6	111	19
BRN-CJN	-	-	-	-	-	-	-	-
BRN-SMG	-	-	-	-	-	-	195	40
SMG-CAJ	199	23	162	6	200	29	213	30
a/ POTENCIAS GENERADAS								
MRV-U1	55	9	55	10	55	9	55	10
CRB-U1	58	16	58	18	58	16	58	17
SAN-U1	16	-3	16	-3	16	-3	16	-3
ARN-U1	53	17	53	20	53	18	53	19
BRT-U1	15	6	15	9	15	6	15	6
VGR-U1	45	19	45	26	45	18	45	19
GAS-U1	64	28	64	43	64	28	64	28
TOR-U1	24	8	24	12	24	8	24	8
TOR-U2	66	28	66	34	66	21	66	21
RHO-U1	15	7	15	9	15	7	15	7
RHO-U3	31	13	36	17	26	12	27	12
RHO-U4	30	13	30	16	30	12	30	12
RHO-U5	-	15	-	18	-	14	-	14
CAI-U1	32	10	32	13	32	9	32	9
CAI-U3	36	13	36	17	36	13	36	13
ANG-U1	43	22	43	26	43	21	43	21

a/ Las unidades de P: MW y Q: MVAR.

b/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tension y en lineas del nodo de envio (primer nodo mencionado).

c/ Solo se indican unidades representativas por planta.

IV. ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA COMPARATIVOS PARA LAS ALTERNATIVAS DE REFUERZOS A LA TRANSMISION

Las simulaciones de estabilidad transitoria se centraron en evaluar comparativamente las tres alternativas de refuerzo a la transmisión alterna que se han venido tratando en este trabajo. El criterio de prueba fue aplicar falla trifásica y liberarla en 6 ciclos, principalmente para los casos de doble circuito Arenal-Barranca y Barranca-La Caja. En general, se utilizó como modelo para la carga 70% de corriente constante y 30% de impedancia constante, excepto en los casos en que explícitamente se especifique el modelo utilizado.

Se procuró presentar estudios paramétricos, por lo que en un mismo gráfico se incluyen resultados de dos o más corridas de estabilidad. Con la finalidad de evitar confusión en la interpretación de los gráficos, en la identificación siempre se mencionan primero las variables que se presentan secuencialmente de arriba hacia abajo. Asimismo, los resultados de estabilidad se han separado en grupos de estudio mediante una hoja que describe brevemente los casos simulados.

A continuación se presentan breves comentarios acerca de los resultados obtenidos, cabiendo aclarar que estos comentarios podrían ampliarse, si así se cree conveniente, en la versión final del documento.

Actualmente, la falla de línea Barranca-La Caja pudiera provocar sobrecarga en el auto de Barranca y, dependiendo del ajuste de las protecciones de sobrecorriente en dicho auto, éste podría dispararse, provocando a su vez sobrecarga en la otra línea Barranca-La Caja. De cumplirse esta hipótesis, la contingencia sencilla evolucionaría en colapso del sistema eléctrico de Costa Rica, al perderse la generación del norte; se efectuó un estudio de esta posibilidad, confirmándose la secuencia antes descrita (véanse los gráficos 1 y 2). Se recomienda revisar cuidadosamente los ajustes de protecciones primarias y de respaldo asociados a la red troncal (líneas y autotransformadores).

Del conjunto de estudios realizados para los refuerzos, se observó que para los casos -ya considerando la primera etapa-, ésto es, la transmisión alterna del norte a la meseta central, ya sea con el arreglo 2X636 o 1C-795, las contingencias dobles evolucionarían en sobrecarga sobre el auto de Barranca, sin pérdida de sincronismo en el primer segundo (véanse los gráficos 3 al 7). El mismo análisis se realizó para

carga media de verano/97, con los mismos resultados anteriores (véanse los gráficos 8 al 12).

Es importante hacer notar que si bien el sistema es transitoriamente estable, podría ser dinámicamente inestable ya que se observan oscilaciones severas en el flujo de potencia de los interconectores.

Se procedió luego a combinar 3 corridas de estabilidad utilizando como primer disturbio las condiciones de carga máxima de verano/97, una para cada alternativa, tanto para las fallas Arenal-Barranca como para las de Barranca-La Caja (véanse los gráficos 13 al 36).

Para la alternativa 2X636+CS se efectuaron 2 corridas de estabilidad comparativas: a) una distribuyendo la compensación serie en 2 bancos, uno en Cd. Quesada para compensar la línea hacia Arenal, y el otro en medio de la línea Toro-San Miguel, y b) concentrar la compensación serie en Cd. Quesada (véanse los gráficos 37 al 44). Como se observa de dichos gráficos, los resultados para ambas variantes son casi iguales, por lo que, en caso de seleccionar esta alternativa, sería atractivo, por razones económicas, concentrar la compensación serie en un solo banco en Cd. Quesada. El modelo de carga utilizado para estos 2 estudios fue 100% corriente constante.

Se efectuaron 2 corridas de estabilidad para evaluar el impacto de la compensación paralelo del anillo metropolitano (véanse los gráficos 45 al 47). Como se observa de estos gráficos, también se obtienen beneficios en la estabilidad transitoria proveniente de la compensación paralelo fija en subestaciones del anillo metropolitano.

Debido a que el problema predominante es la sobrecarga en el banco de Barranca, se simuló la acción de un esquema de disparo automático de generación, actuando sobre la generación del norte (Arenal y Corobicí) (véanse los gráficos del 48 al 52). Dichos gráficos representan 4 corridas de estabilidad, combinando los resultados sin DAG y con 3 niveles de generación disparada. Como se observa de estos resultados, es poco el impacto de ese control de emergencia para disminuir la sobrecarga en el auto de Barranca.

Se efectuaron otros estudios para 1997, evaluando distintos aspectos, entre los que cabe mencionar: a) la influencia de las interconexiones sobre la estabilidad transitoria; b) la respuesta del

sistema ante distintos modelos de carga; c) el comportamiento del sistema ante fallas trifásicas en el anillo, tanto en 34.5 como en 138 kV, y d) comportamiento transitorio del sistema considerando SMG-RMO y con transferencia de 50 MW hacia Panamá. Este grupo de estudios no se incluye en este reporte; sin embargo, los profesionales participantes disponen de los resultados.

Finalmente, en los gráficos del 53 al 60 se presentan algunos resultados de corridas de estabilidad del año 2000.

Verano, carga media/87

Resultados de estabilidad transitoria considerando como predisturbio las condiciones de carga media de verano/97.

Se supone falla en Barranca-230 y se libera en seis ciclos abriendo una línea BRN-CAJ; luego, seis ciclos después se supone el disparo (por la posible sobrecarga) del autotransformador de Barranca.

Gráfico 1

CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
31/JUL/87

** MEDIA 1987. FALLA TRIFASICA EN BARRANCA 230KV LIBERADA EN 4 CICLOS
** CON UNA LINEA BRN-CAJ. DESPUES DE 6 CICLOS SE DISPARA EL AUTO BRN

BRN-230 -> CAJ-230

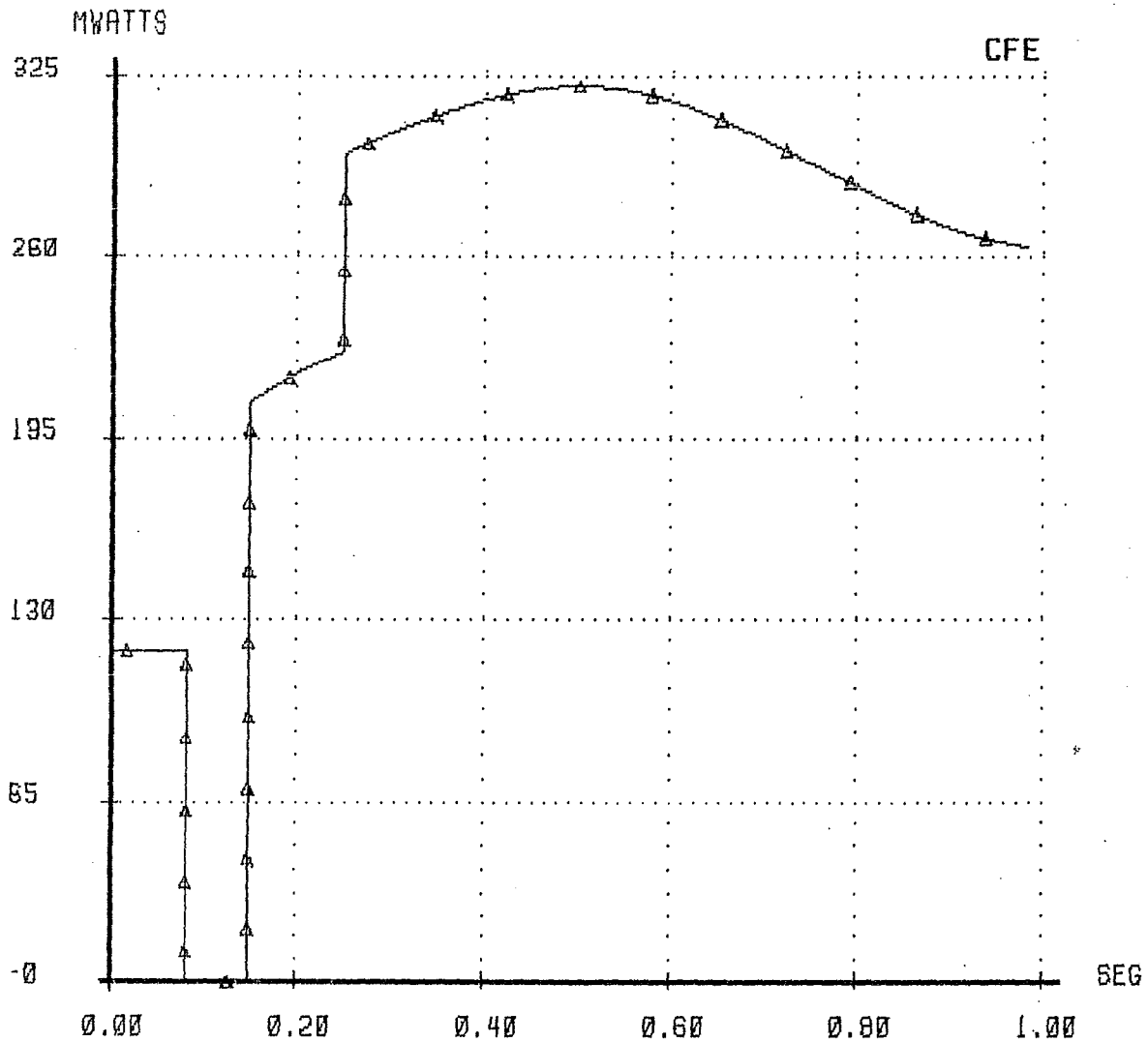


Gráfico 2

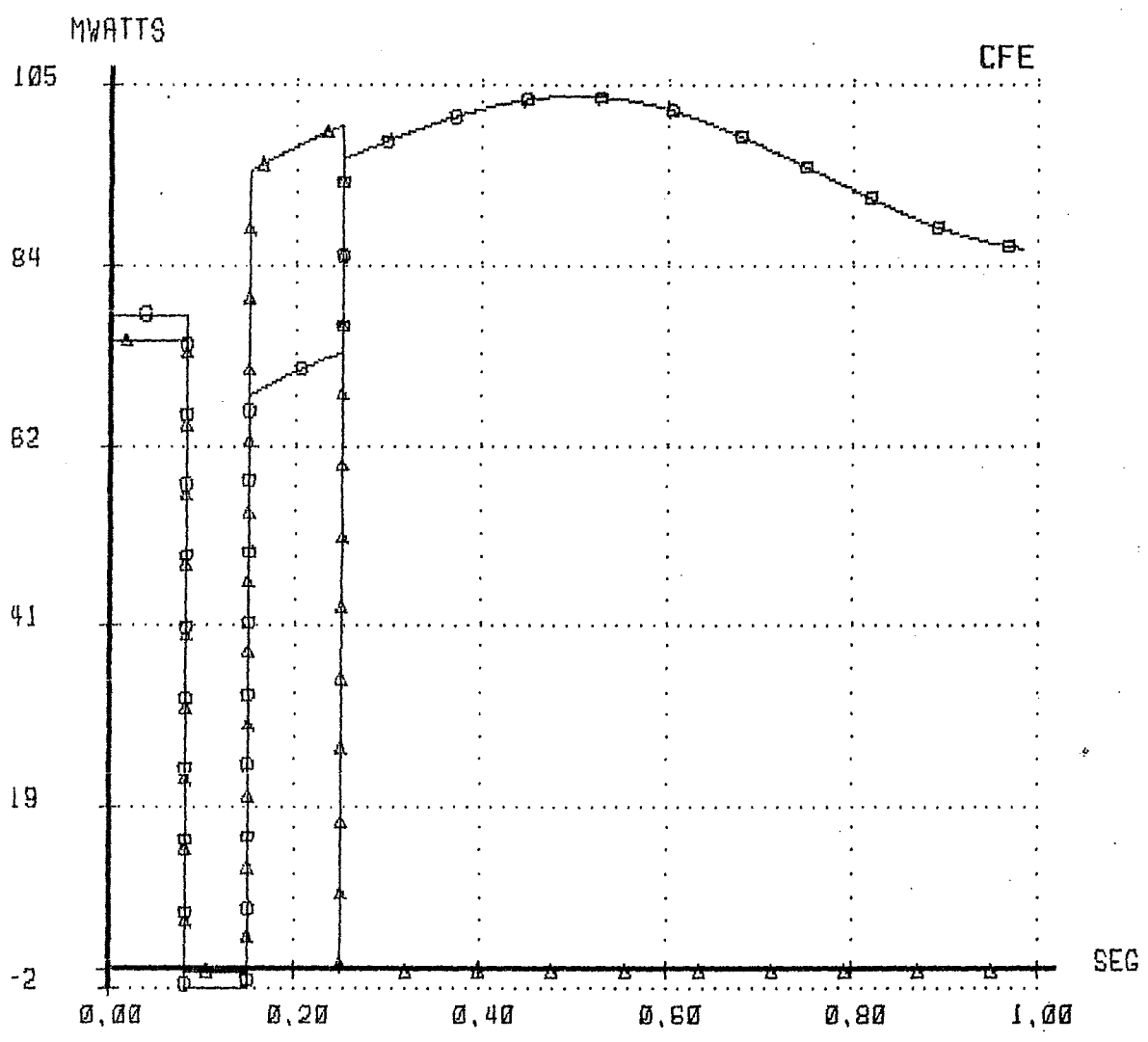
CFE - CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP - ESTABI
31/JUL/87

** MEDIA 1987. FALLA TRIFASICA EN BARRANCA 230KV LIBERADA EN 4 CICLOS
** CON UNA LINEA BRN-CAJ. DESPUES DE 6 CICLOS SE DISPARA EL AUTO BRN

△-△-△-△-△ BRN-230 → BRN-138
□-□-□-□-□ CAJ-230 → CAJ-138



Carga máxima de verano/97 para las alternativas 2*636 y 1C-795
(antes de incorporar los refuerzos).

Se supone falla trifásica en BRN-230 liberada con apertura de las dos líneas BRN-CAJ. Se comparan dos corridas de estabilidad: i) para la opción 2*636 y ii) para la alternativa 1C-795; o sea, antes de que entren los capacitores serie o el segundo circuito respectivamente.

Gráfico 3

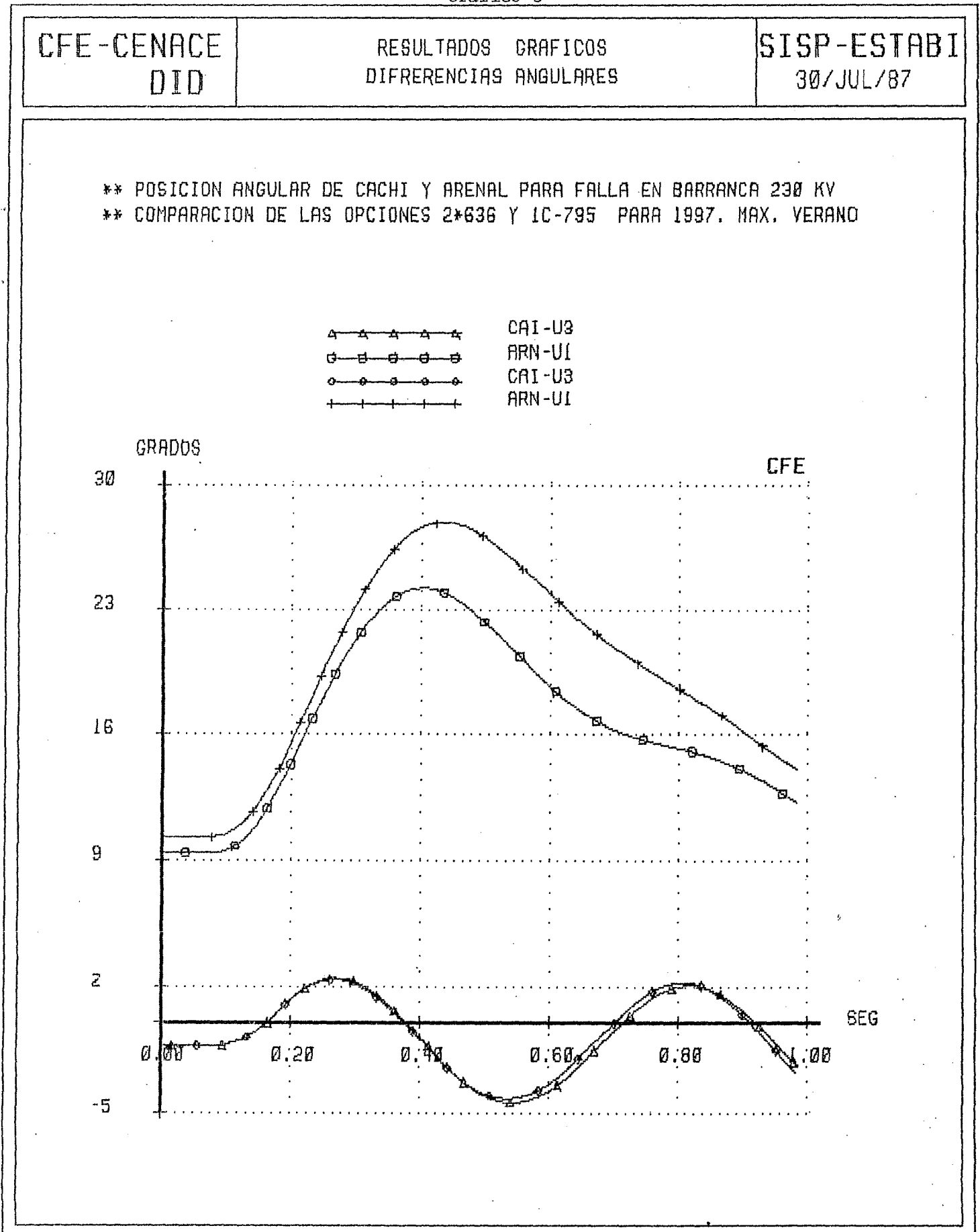


Gráfico 4

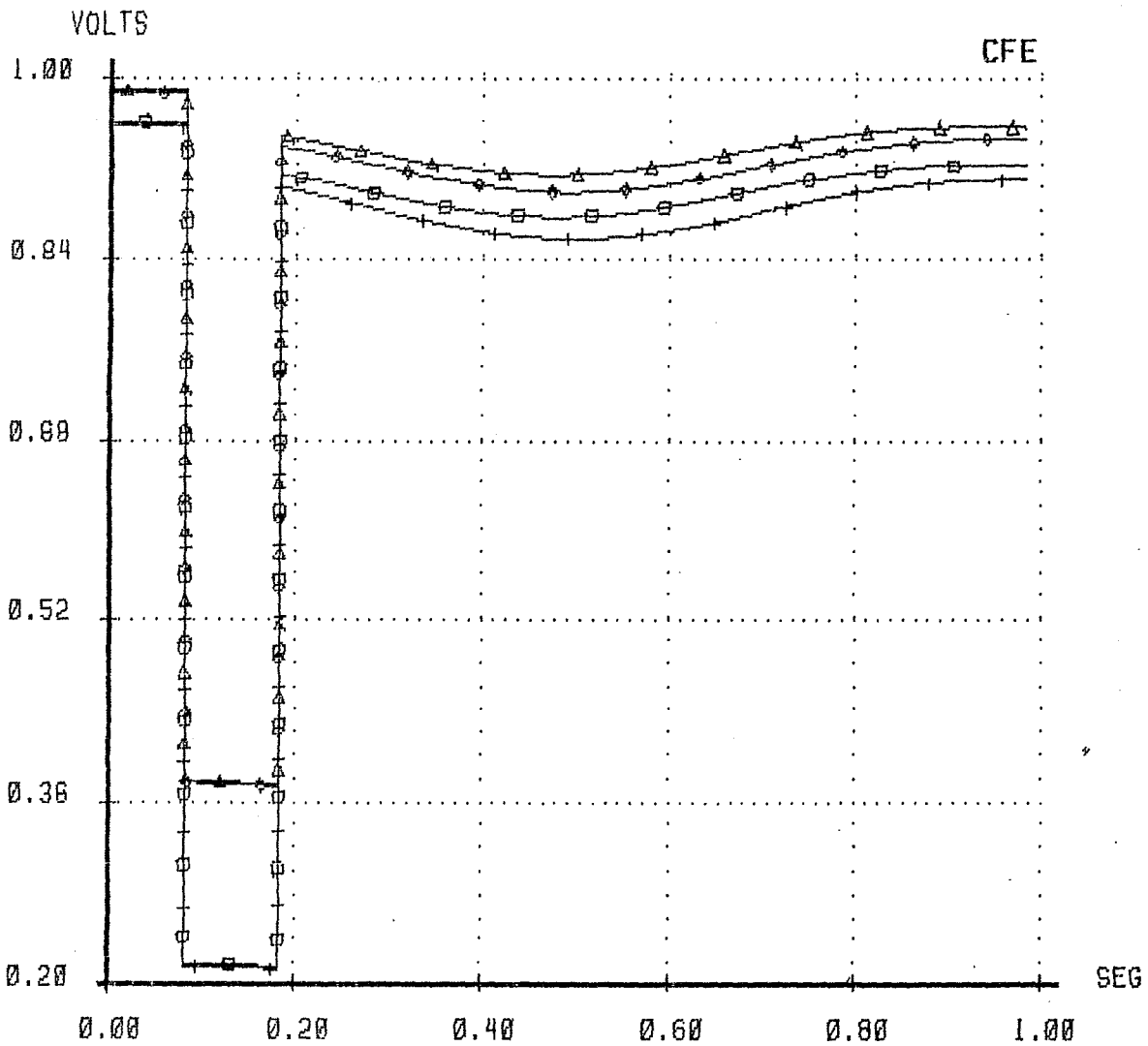
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP-ESTABI
31/JUL/87

** VOLTAJES EN NODOS 138 Y 230 KV . FALLA EN BARRANCA 230 KV
** ANALISIS DEL CONDUCTOR PARA LA LINEA ALTERNA 2*636 .VRS. 795

▲-▲-▲-▲-▲ DES-138
□-□-□-□-□ CAJ-230
○-○-○-○-○ DES-138
+--+--+--+ CAJ-230



k brn

Gráfico 5

CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
31/JUL/87

** FLUJO DE MWATTS EN EL AUTO DE BARRANCA . FALLA EN BARRANCA 230 KV
** ANALISIS DEL CONDUCTOR PARA LA LINEA ALTERNA 2*636 .VRS. 795

△-△-△-△-△ BRN-230 -> BRN-138
□-□-□-□-□ BRN-230 -> BRN-138

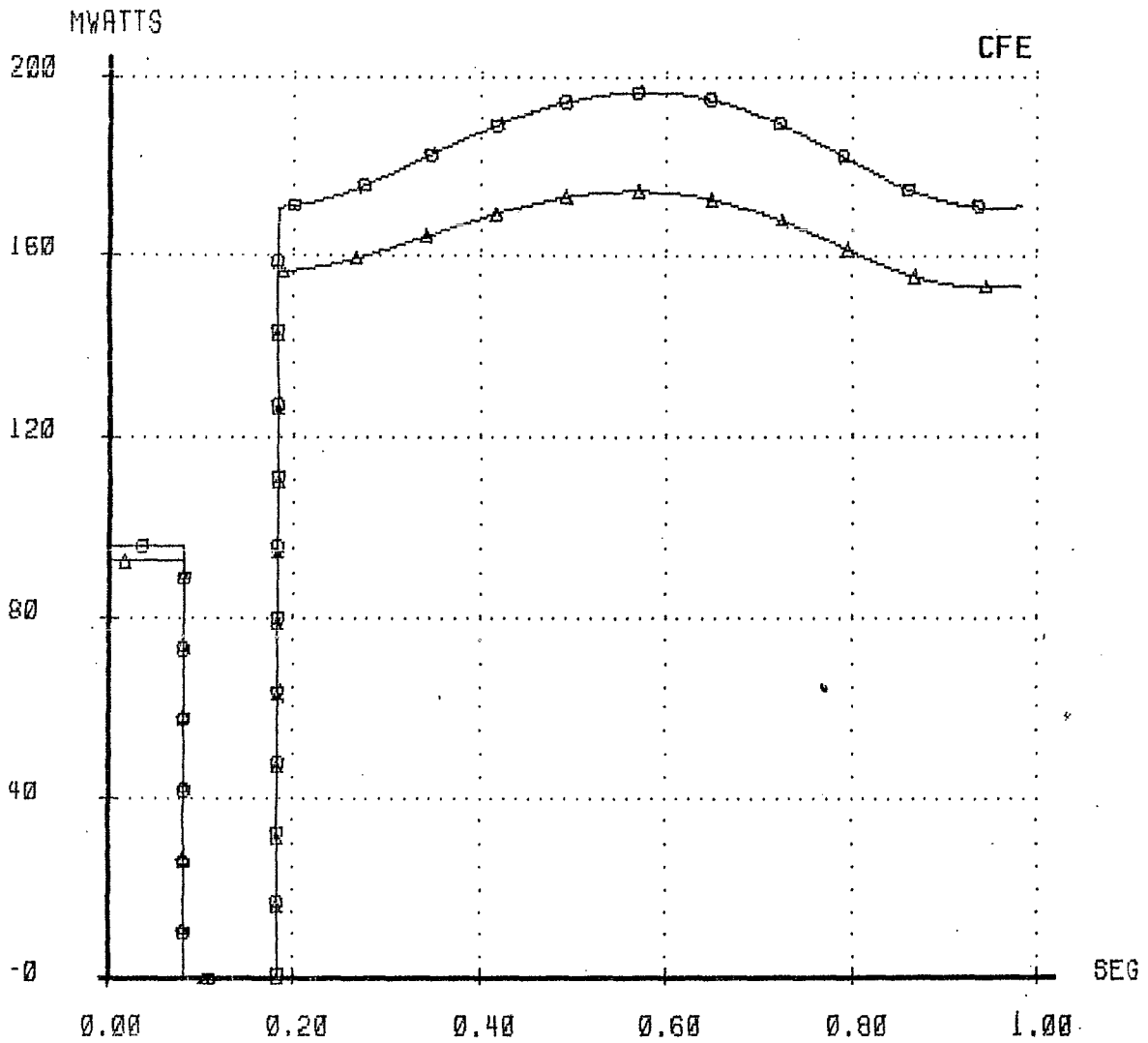


Gráfico 6

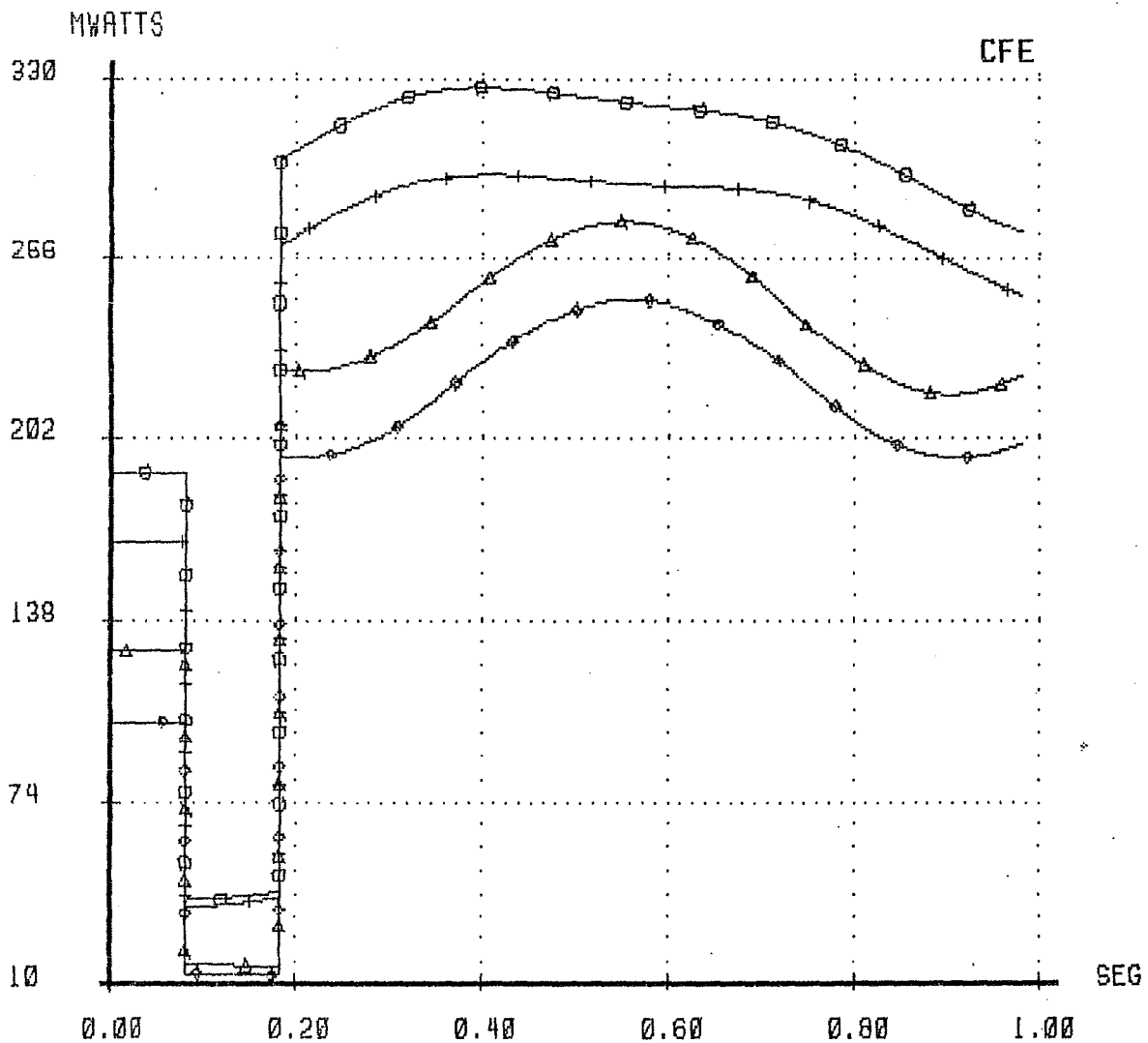
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
31/JUL/87

** FLUJO DE MWATTS EN LINEA ALTERNA . FALLA EN BARRANCA 230 KV
** ANALISIS DEL CONDUCTOR DE LA LINEA ALTERNA 2*636 .VRS. 795

△-△-△-△-△	ARN-230	->	COS-230
□-□-□-□-□	TOR-230	->	SMB-230
○-○-○-○-○	ARN-230	->	COS-230
+ + + + +	TOR-230	->	SMB-230



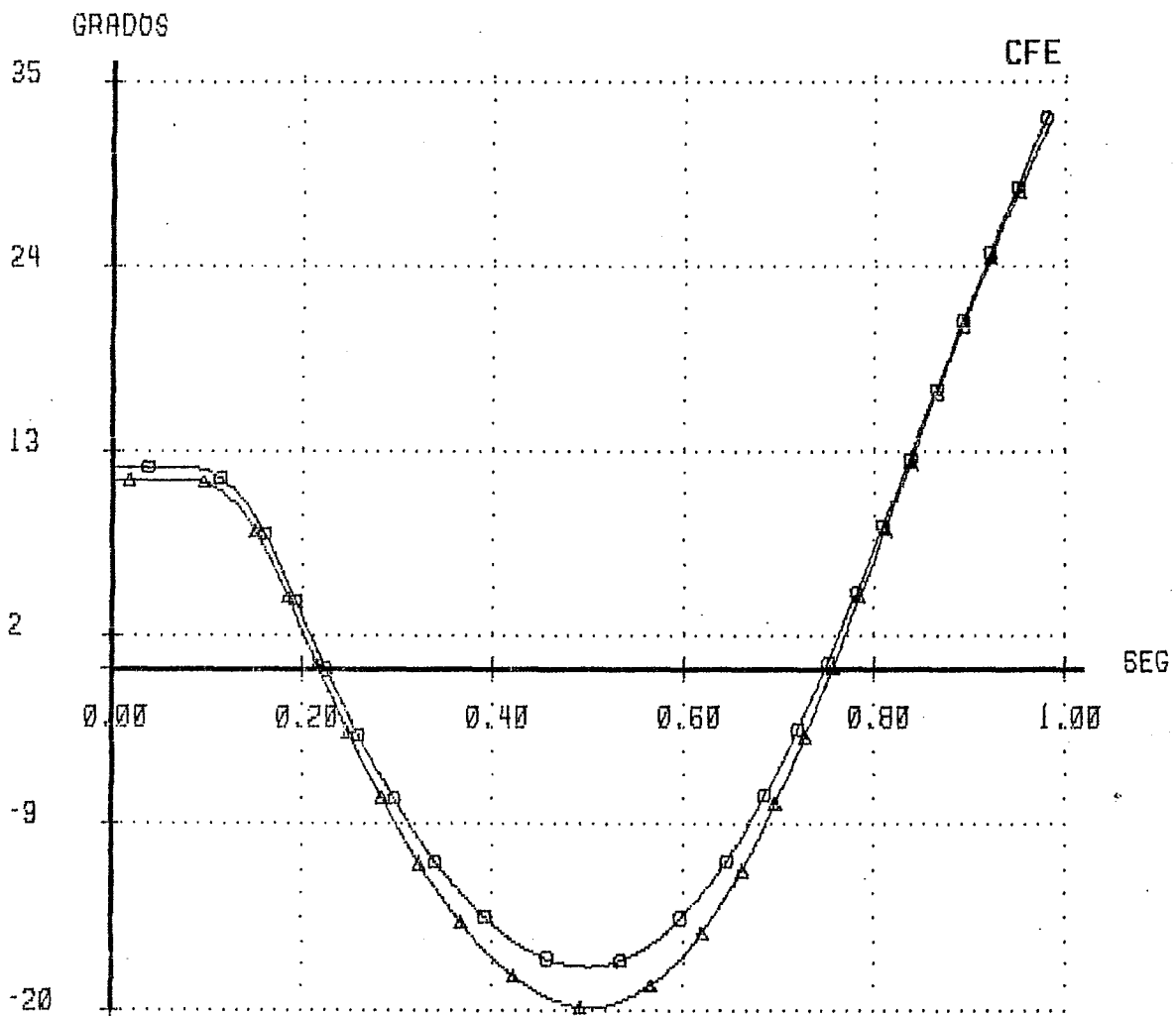
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI
31/JUL/87

** POSICION ANGULAR DE CAJON .VRS. R.MACHO. FALLA EN BARRANCA 230 KV
** ANALISIS DE CONDUCTORES 2*636 .VRS. 795

△-△-△-△-△ CJN-UI
□-□-□-□-□ CJN-UI



Carga media de verano/97

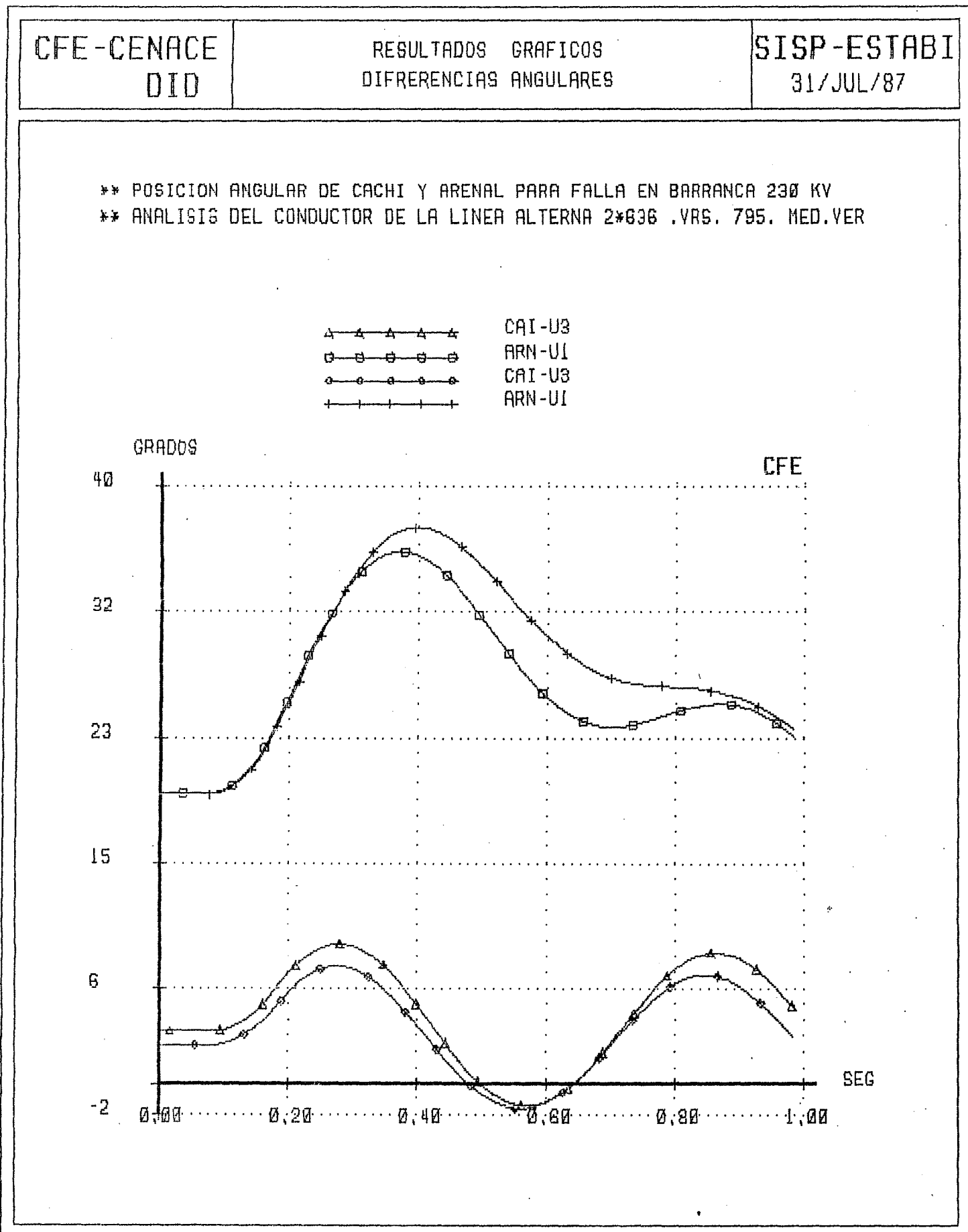
Se compara el comportamiento de las alternativas para los refuerzos 2*636 y 1C-795; o sea, antes de agregar la compensación serie o el segundo circuito ARN-SMG para la falla en BRN-230 liberada con disparo de las dos líneas BRN-CAJ.

Observese que el caso 1C-795 sirve para evaluar el comportamiento del sistema -antes de incorporarle los refuerzos- de las alternativas 2C-795 y 1C-795+BRN-SMG.

Se parte como condiciones de predisturbio de la carga media de verano/97.

OK, k angl

Gráfico 8



k vol

Gráfico 9

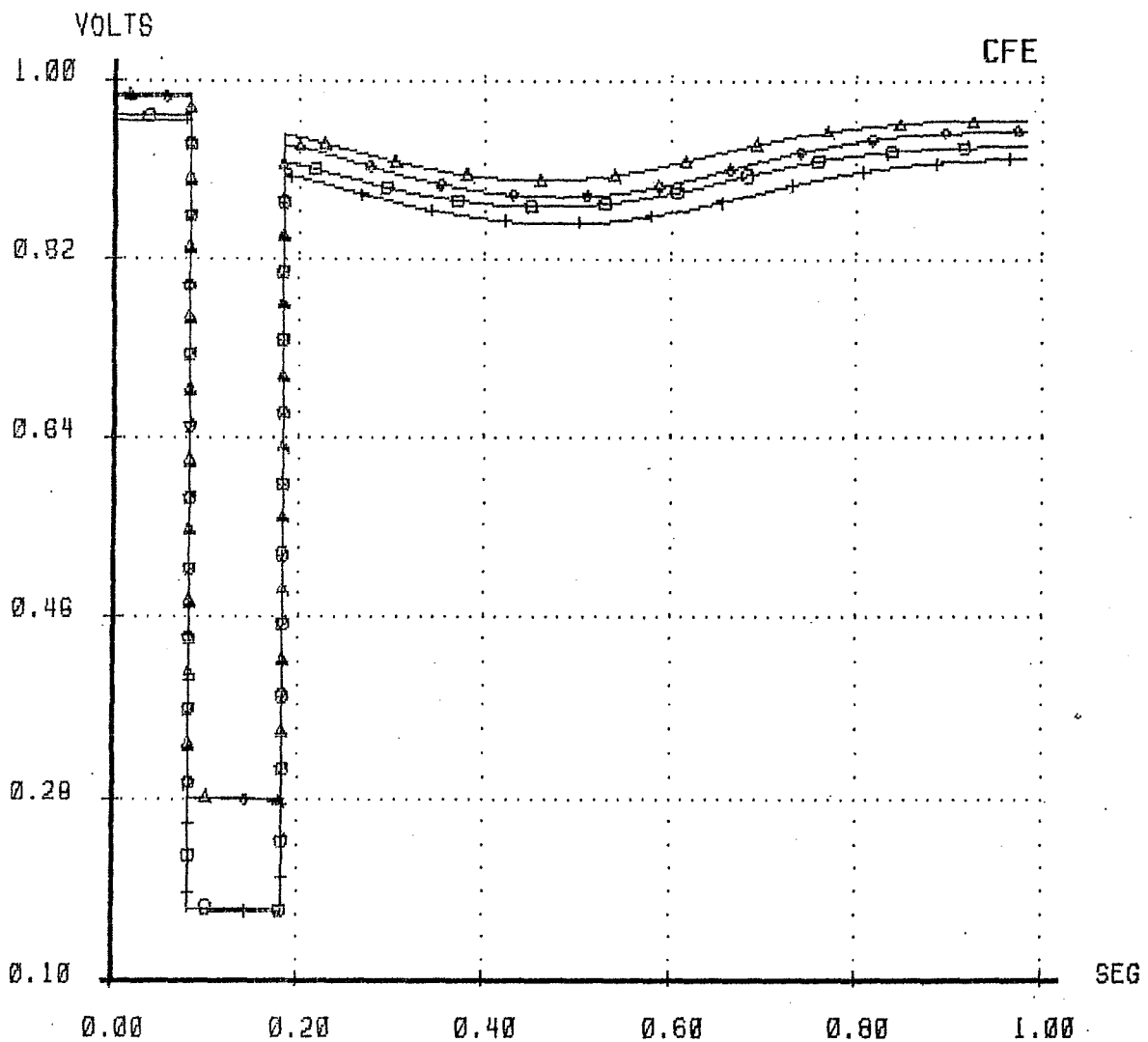
CFE - CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP - ESTABI
31/JUL/87

** VOLTAJE EN NODOS DE 138 Y 230 KV PARA FALLA EN BARRANCA 230 KV
** ANALISIS DEL CONDUCTOR PARA LA LINEA ALTERNA 2*630 .VRS. 795. MED.

△-△-△-△-△ DES-138
□-□-□-□-□ CAJ-230
○-○-○-○-○ DES-138
+--+--+--+ CAJ-230



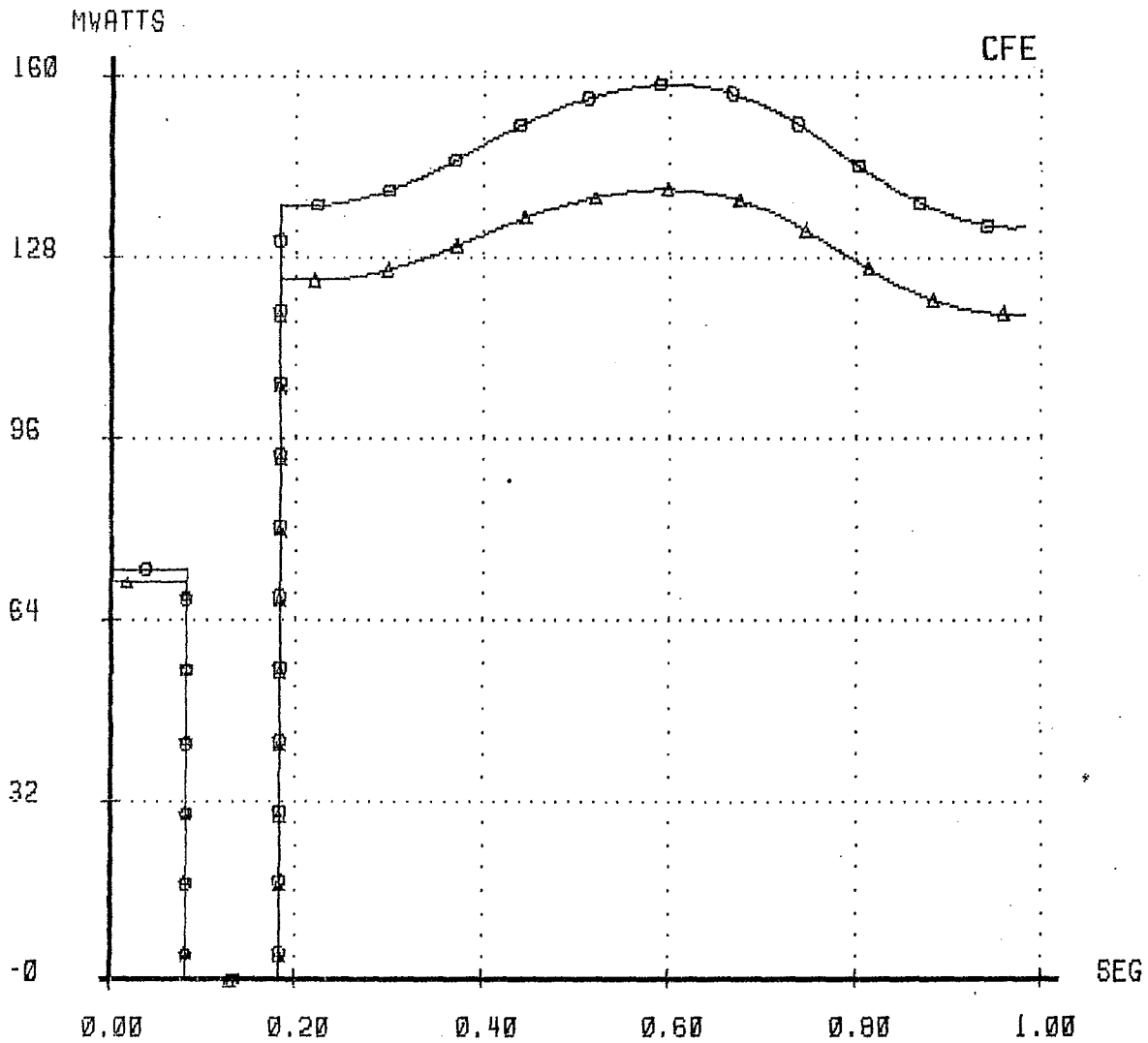
CFE - CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP - ESTABI
31/JUL/87

** FLUJO DE MWATTS EN EL AUTO DE BARRANCA PARA FALLA EN BARRANCA 230K
** ANALISIS DEL CONDUCTOR PARA LA LINEA ALTERNA 2*636 .VRS. 795. MED.

△-△-△-△-△ BRN-230 -> BRN-138
□-□-□-□-□ BRN-230 -> BRN-138



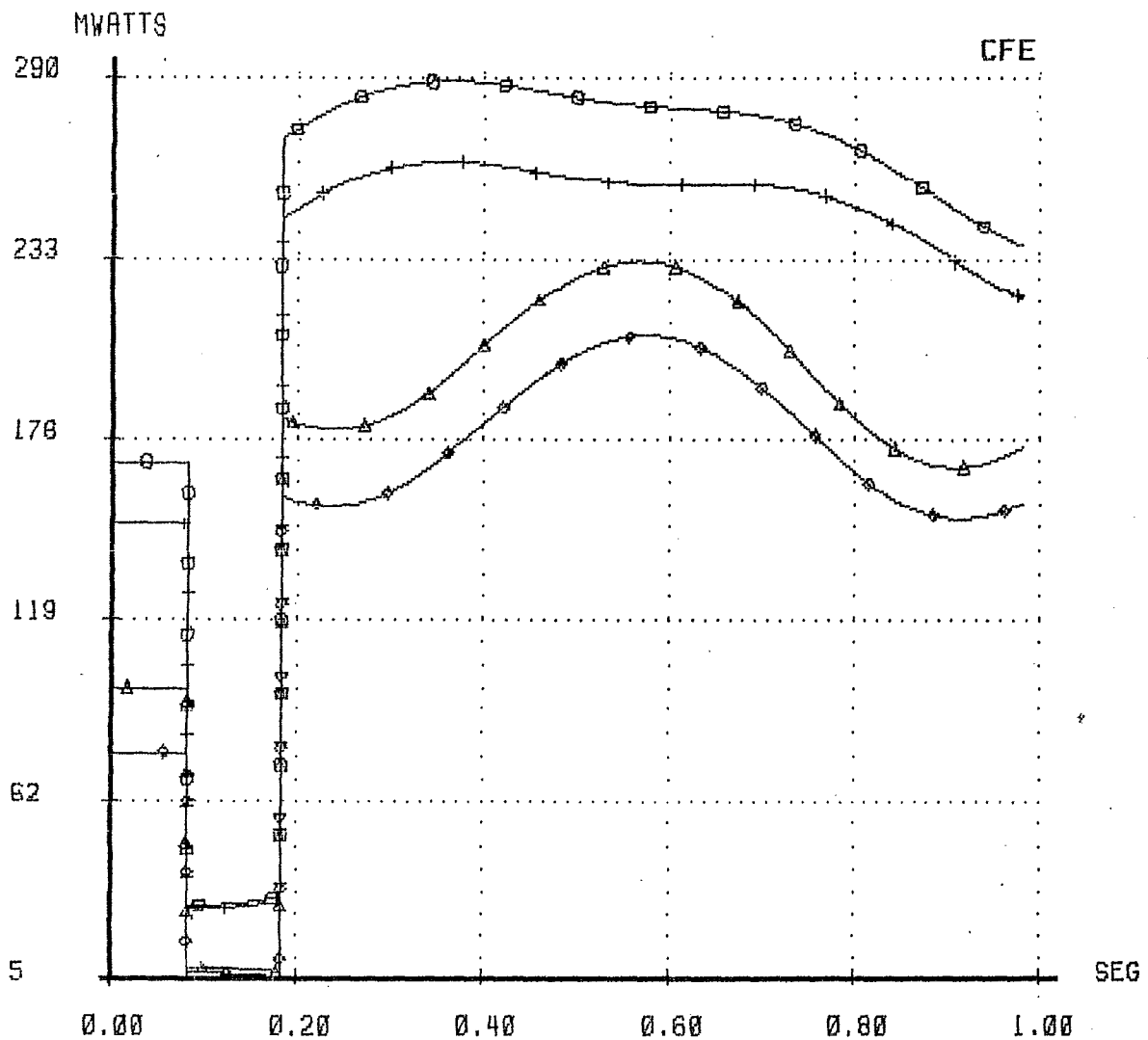
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
31/JUL/87

** FLUJO DE MWATTS EN LINEA ALTERNA PARA FALLA EN BARRANCA 230 KV
** ANALISIS DEL CONDUCTOR PARA LA LINEA ALTERNA 2*630 .VRS. 795 MED.V.

△-△-△-△-△	ARN-230	->	COS-230
□-□-□-□-□	TDR-230	->	SMG-230
◇-◇-◇-◇-◇	ARN-230	->	COS-230
+--+--+--+	TDR-230	->	SMG-230



k cnj1

Gráfico 12

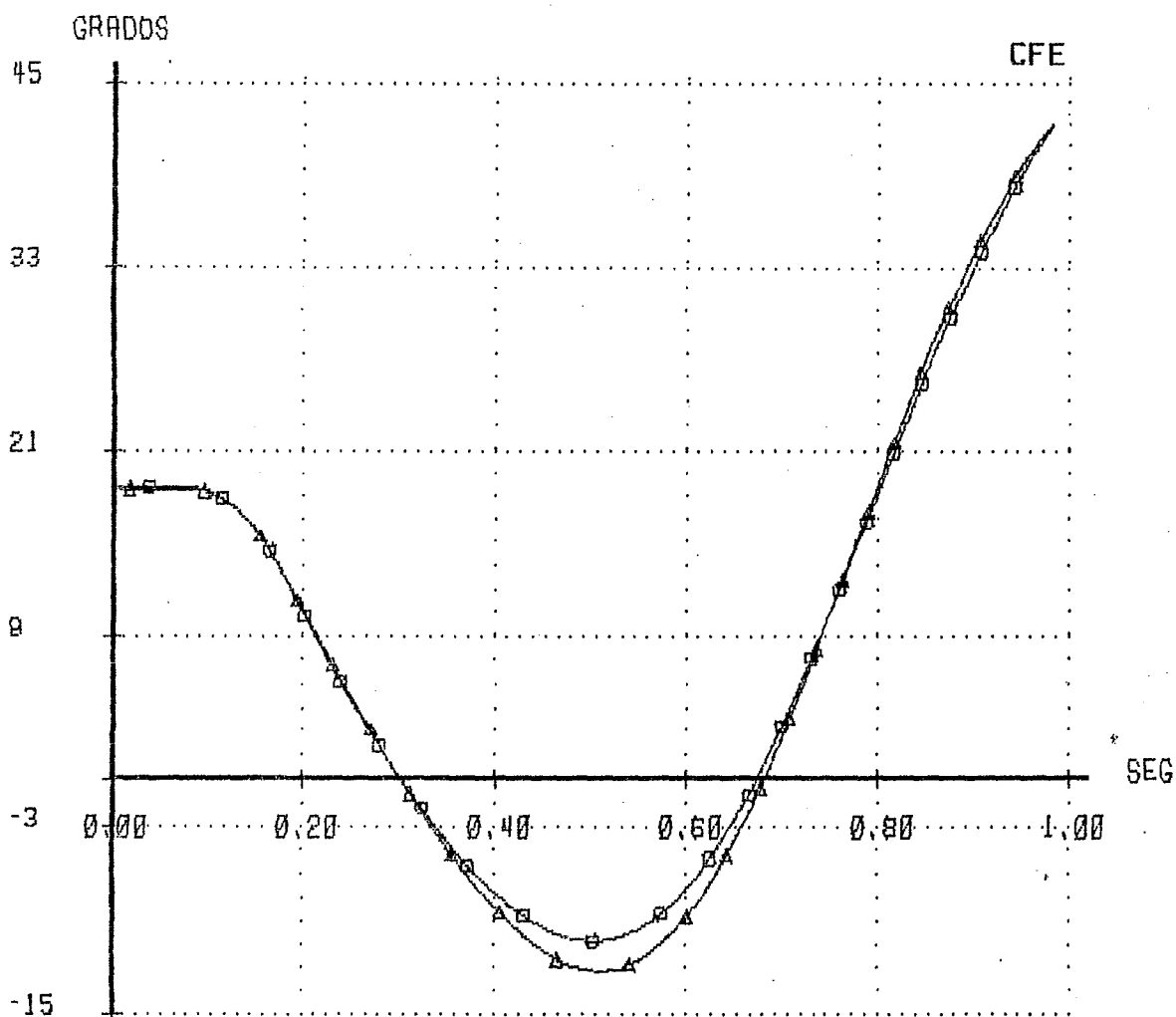
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI
31/JUL/87

** POSICION ANGULAR DE CAJON .VRS. R.MACHO. FALLA EN BARRANCA 230 KV
** ANALISIS DEL CONDUCTOR PARA LA LINEA ALTERNA 2*636 .VRS. 795 . MED.

△-△-△-△-△ CJN-UI
□-□-□-□-□ CJN-UI



Comparación de resultados para las tres alternativas de refuerzos a la transmisión alterna:

- a) 2*636-CS
- b) 2C-795
- c) 1C-795+BRN-SMG

Gráficos 13 al 24 para falla en BRN-230 liberada con disparo de las dos líneas ARN-BRN.

En los gráficos del 25 al 36 se muestran los resultados para falla en BRN-230 liberada con disparo de las dos líneas BRN-CAJ.

Las curvas se presentan en la misma secuencia que se mencionan las tres alternativas.

Gráfico 13

CFE - CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP - ESTABI
26/JUL/87

** POSICION ALGULAR DE ARENAL UI PARA FALLA EN LINEA ARENA BARRANCA **
** SEGUN LAS OPCIONES 2*838 +CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG **

△-△-△-△-△ ARN-UI
□-□-□-□-□ ARN-UI
◇-◇-◇-◇-◇ ARN-UI

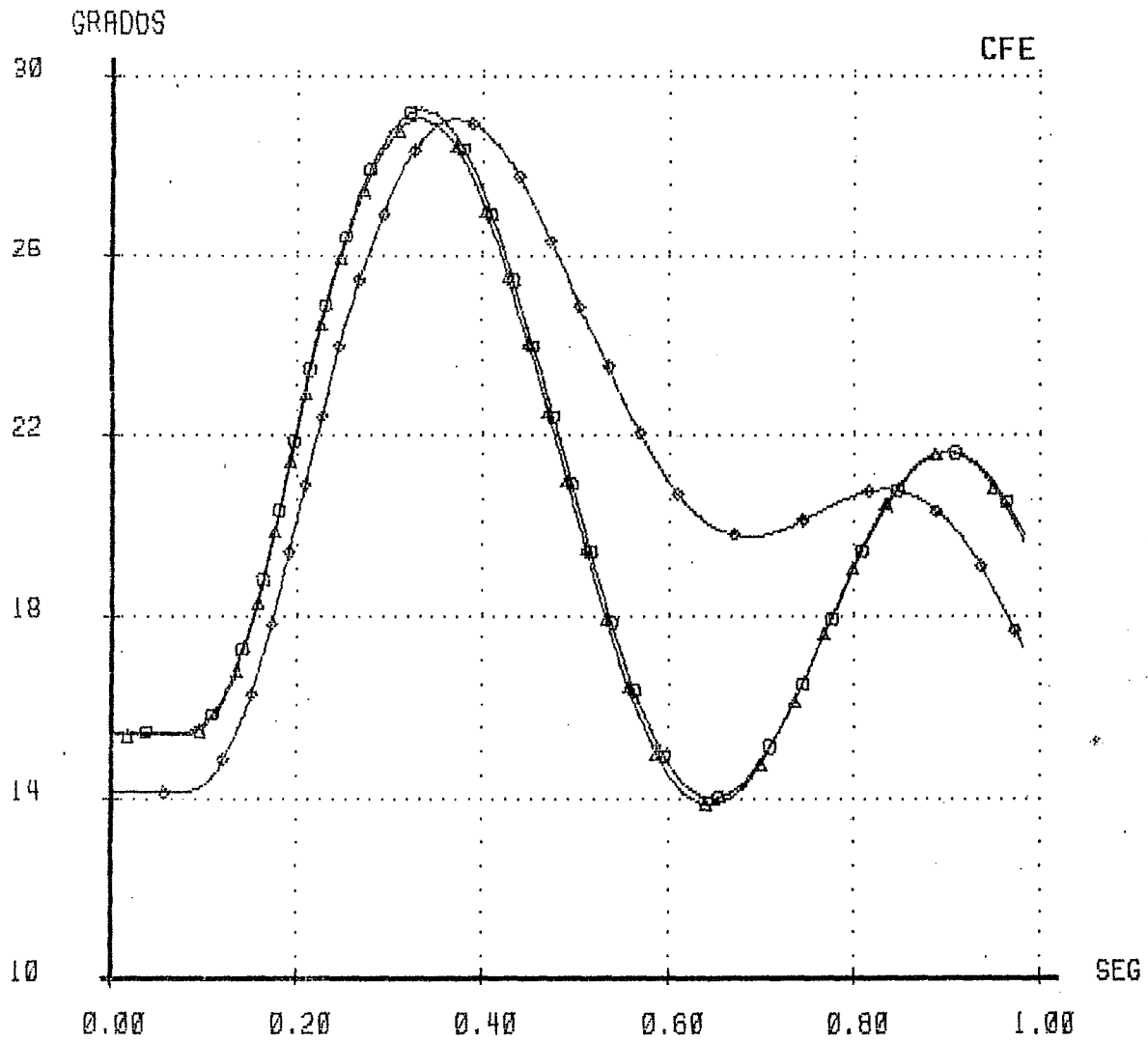


Gráfico 14

CFE - CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP - ESTABI
26/JUL/87

** POSICION ANGULAR DE TORO U1 PARA FALLA EN LINEA ARENAL BARRANCA *
** SEGUN LAS OPCIONES 2*636 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG *

△-△-△-△-△	TOR-U1
□-□-□-□-□	TOR-U1
○-○-○-○-○	TOR-U1

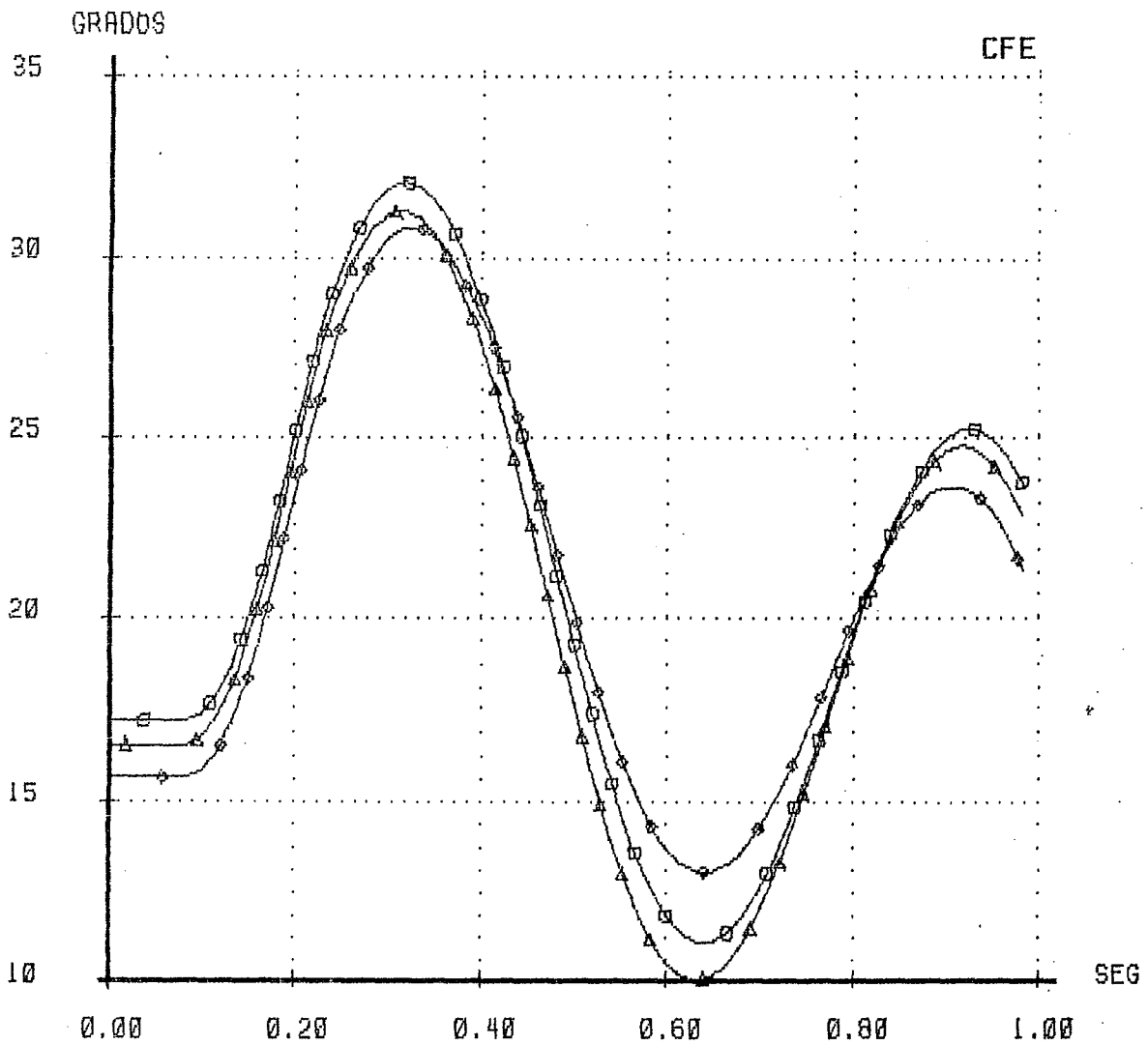


Gráfico 15

CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP-ESTABI
26/JUL/87

** VOLTAJE EN ARENAL 230 KV PARA FALLA EN LINEA ARENAL BARRANCA *
** SEGUN LAS OPCIONES 2*636 + C6 , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG *

△-△-△-△-△-△ ARN-230
□-□-□-□-□-□ ARN-230
○-○-○-○-○-○ ARN-230

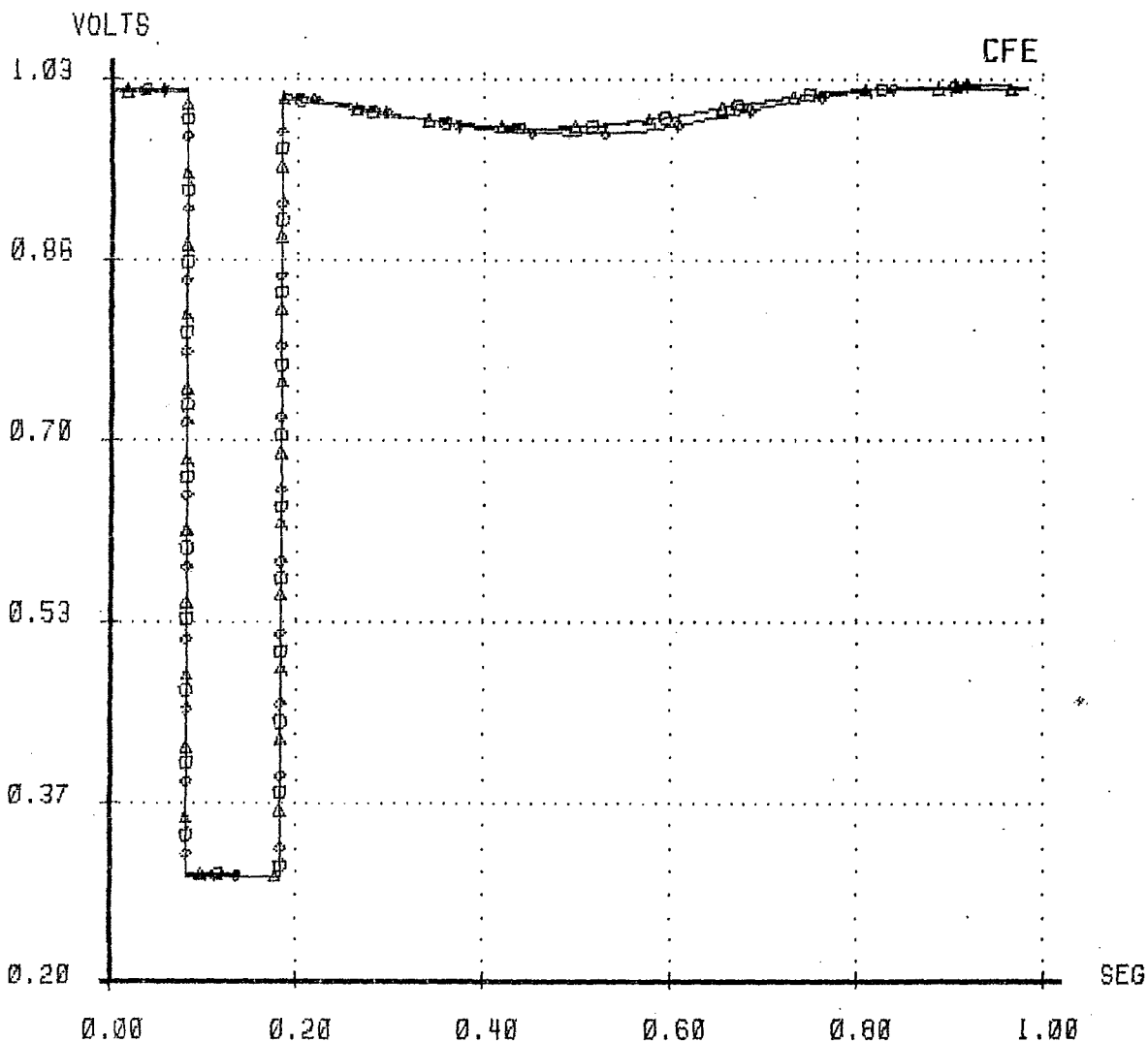


Gráfico 16

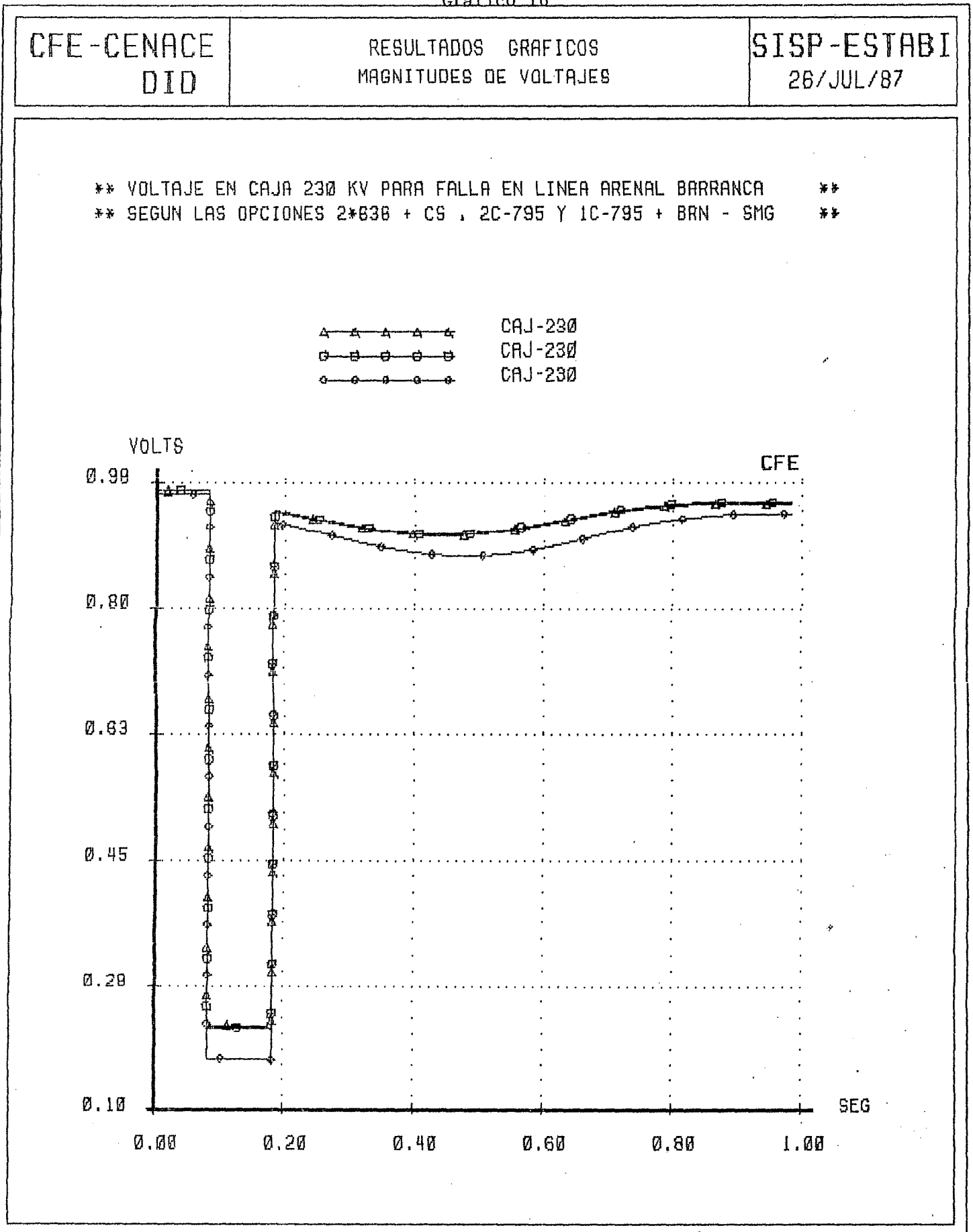


Gráfico 17

CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP-ESTABI
26/JUL/87

** VOLTAJE EN SABANILLA 138 KV PARA FALLA EN LINEA ARENAL BARRANCA *
** SEGUN LAS OPCIONES 2*838 +CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG *

△-△-△-△-△ SAB-138
□-□-□-□-□ SAB-138
○-○-○-○-○ SAB-138

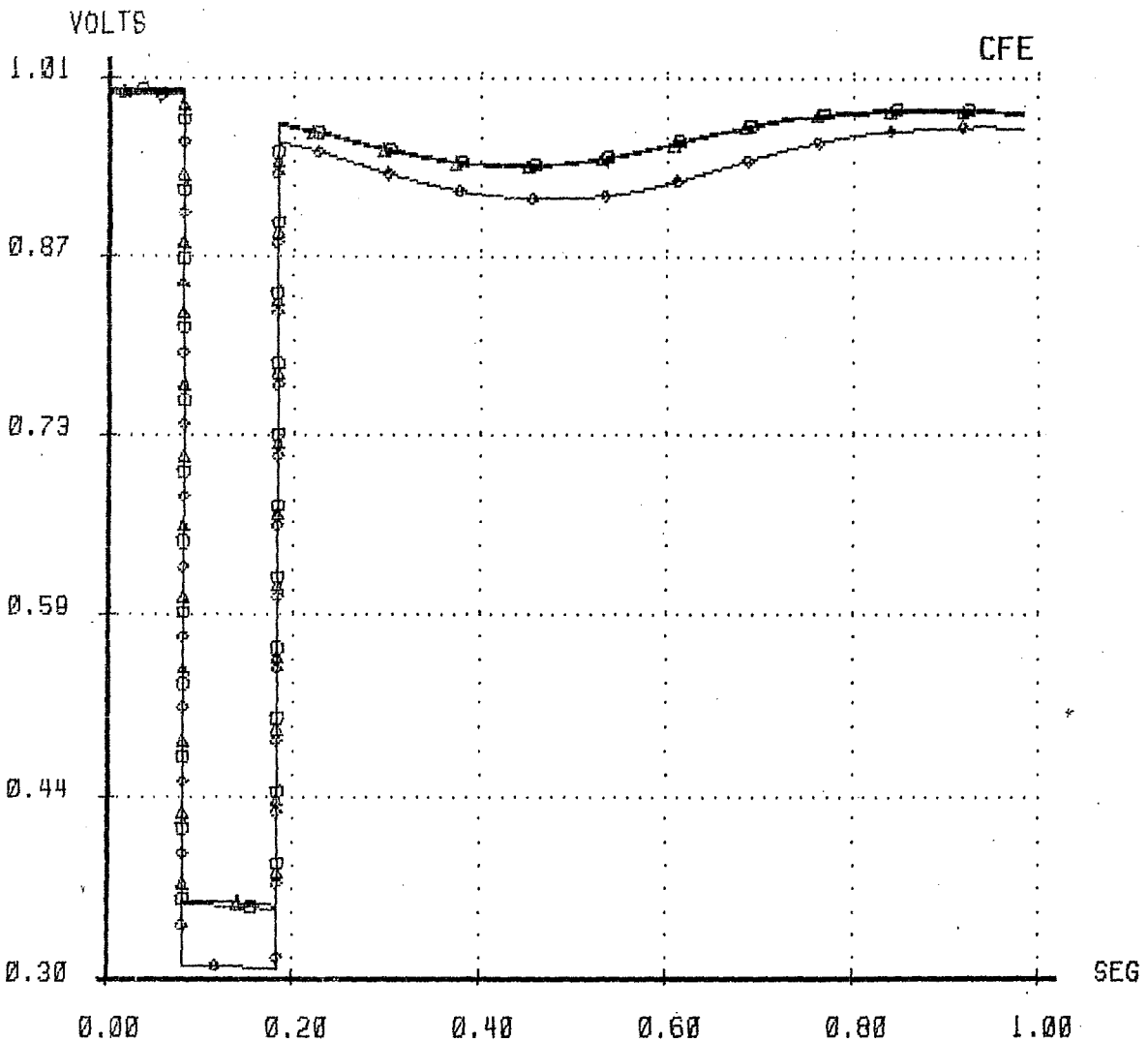


Gráfico 18

CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
26/JUL/87

** FLUJO ACTIVO EN LINEA ARENAL C.QUESADA , FALLA EN ARENAL BARRANCA
** SEGUN LAS OPCIONES 2*630 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG

△-△-△-△-△	ARN-230	->	C08-CS
□-□-□-□-□	ARN-230	->	C05-230
○-○-○-○-○	ARN-230	->	C06-230

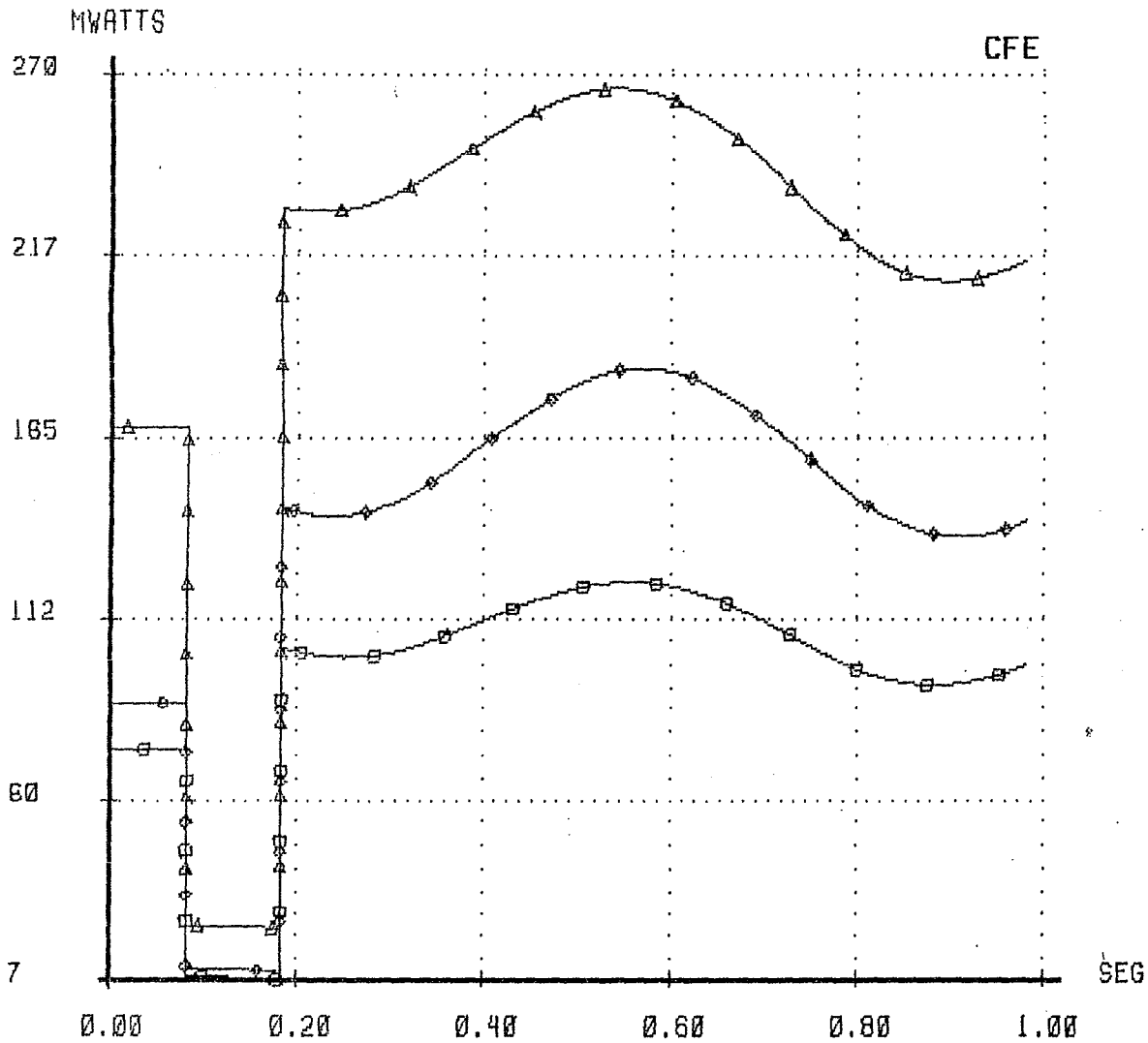


Gráfico 19

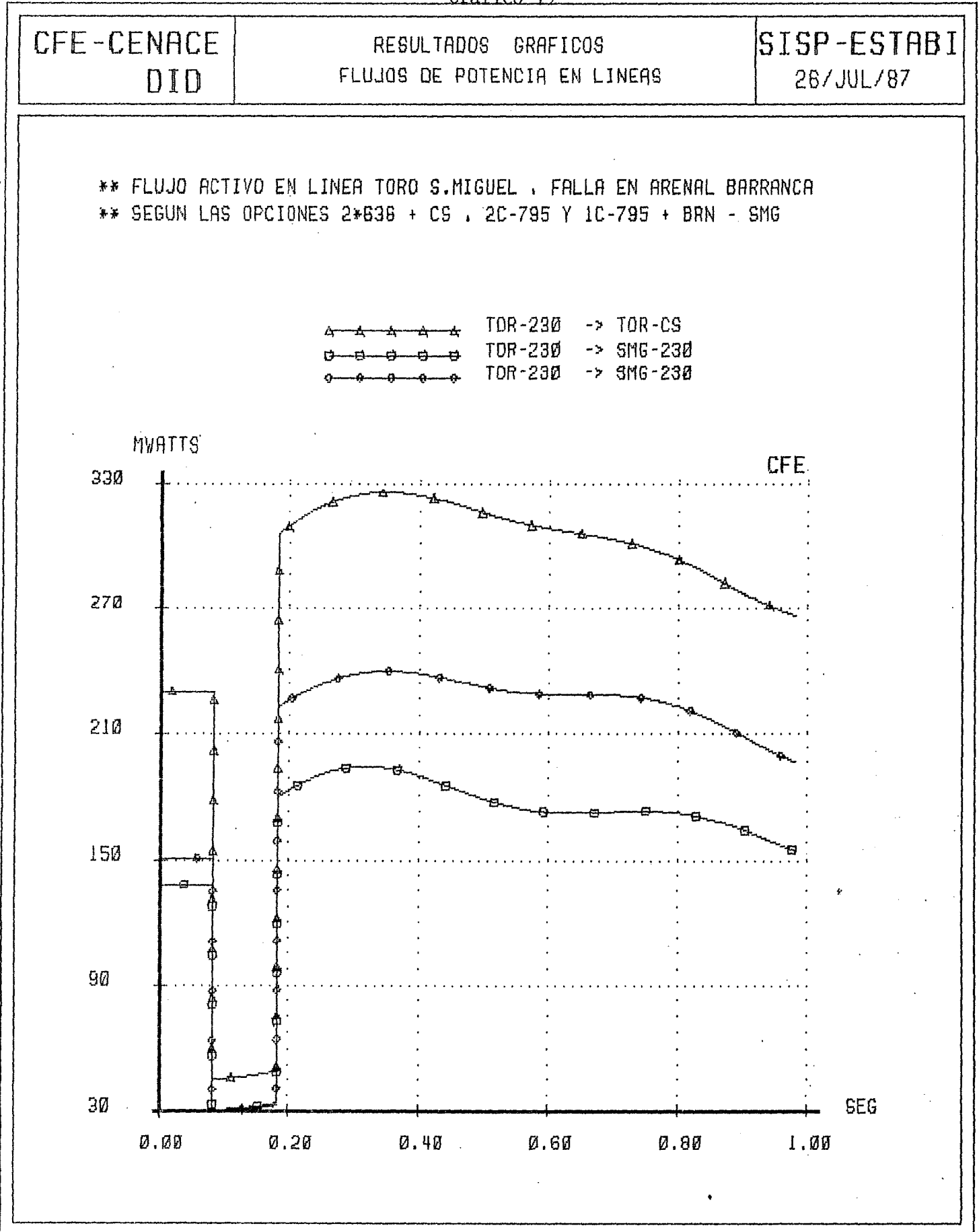


Gráfico 20

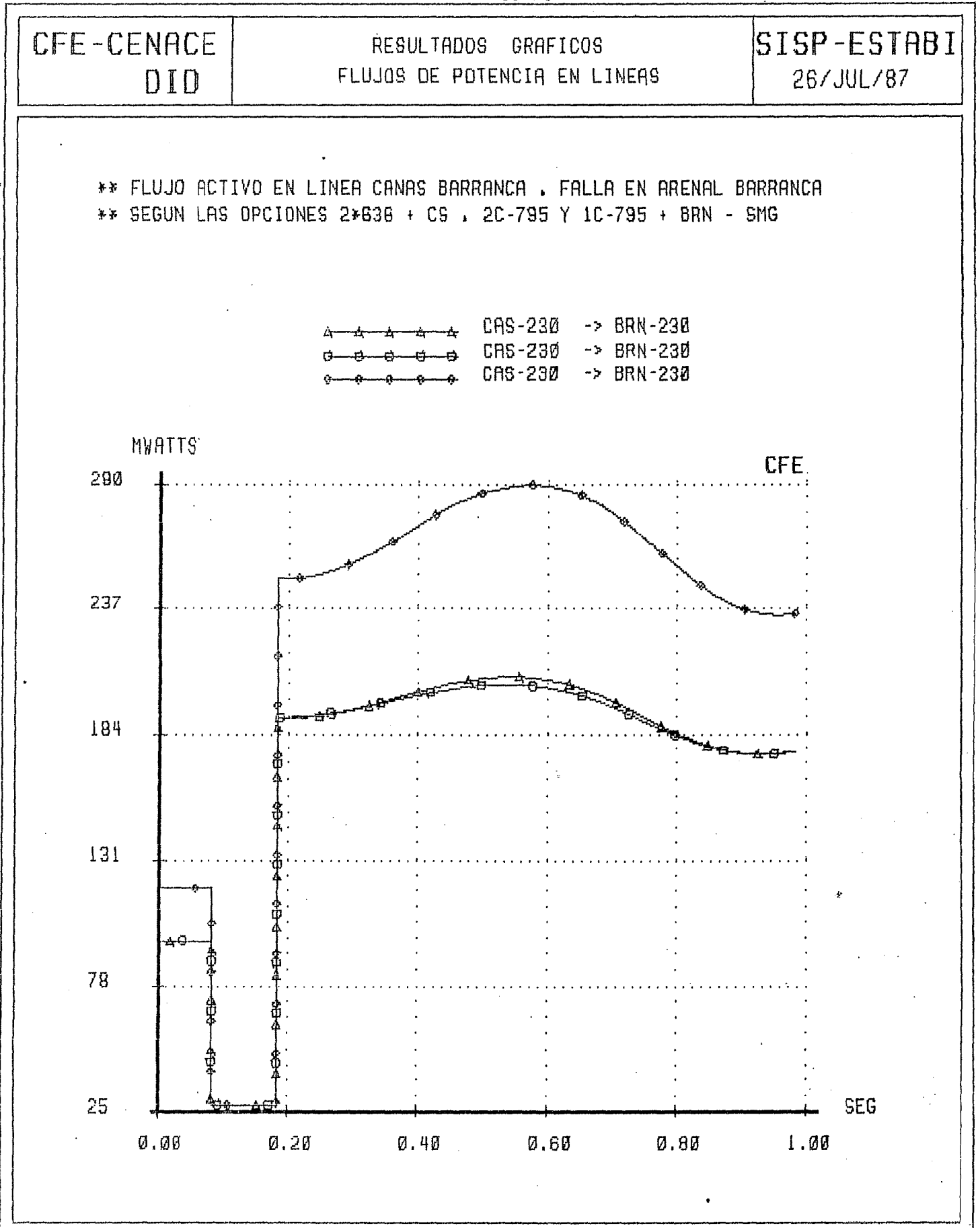


Gráfico 21

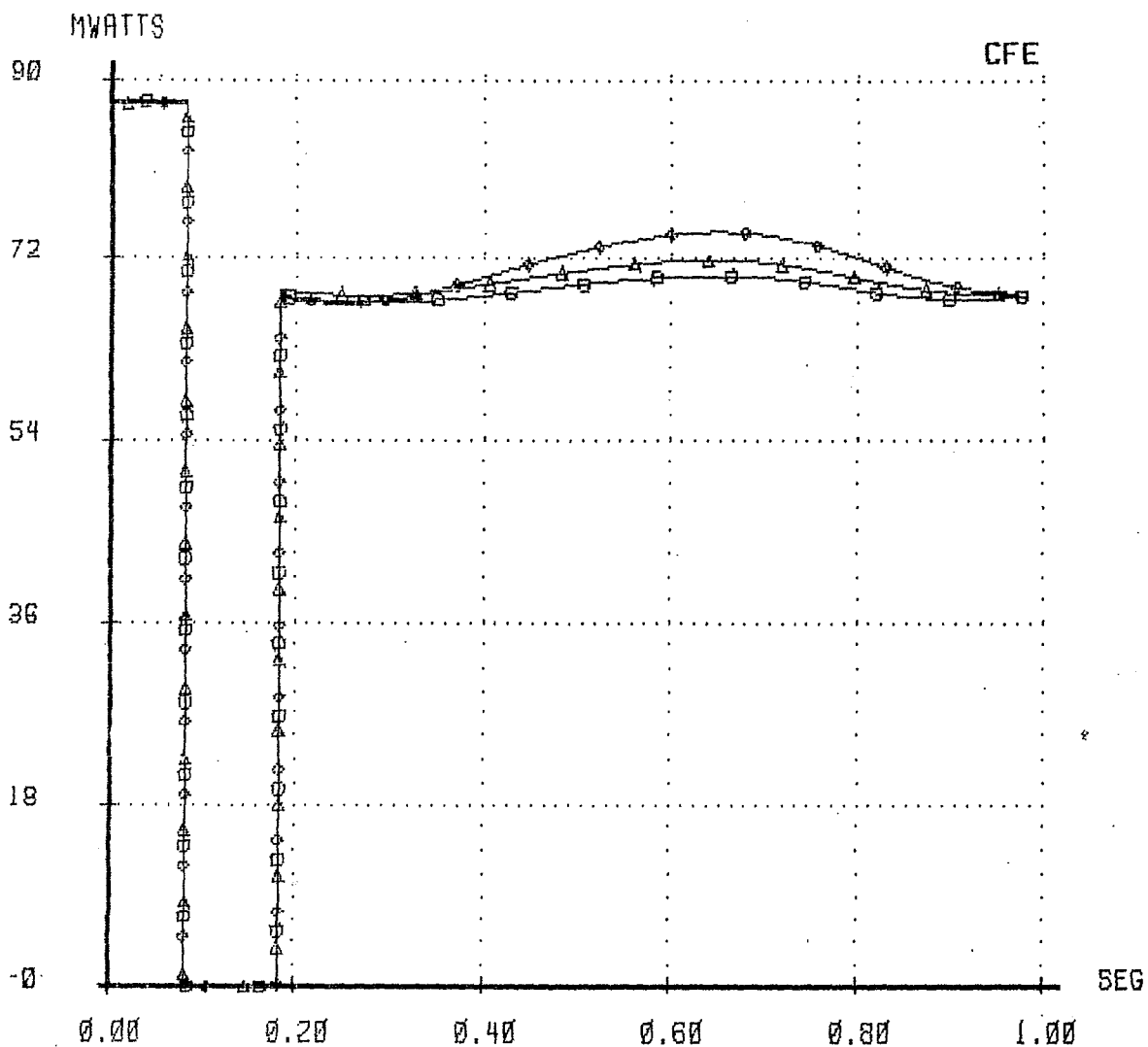
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
26/JUL/87

** FLUJO ACTIVO EN EL AUTO DE BARRANCA PARA FALLA EN ARENAL BARRANAC
** SEGUN LAS OPCIONES 2*630 + C9 , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG

△-△-△-△-△ BRN-230 → BRN-130
□-□-□-□-□ BRN-230 → BRN-130
◇-◇-◇-◇-◇ BRN-230 → BRN-130



CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
26/JUL/87

** FLUJO ACTIVO EN LINEA R.CLARO PROGRESO , FALLA ARENAL BARRANCA
** SEGUN LAS OPCIONES 2*636 + CS , 2C-796 Y 1C-795 + BRN - SMG

△-△-△-△-△ RCL-230 -> PRO-230
□-□-□-□-□ RCL-230 -> PRO-230
○-○-○-○-○ RCL-230 -> PRO-230

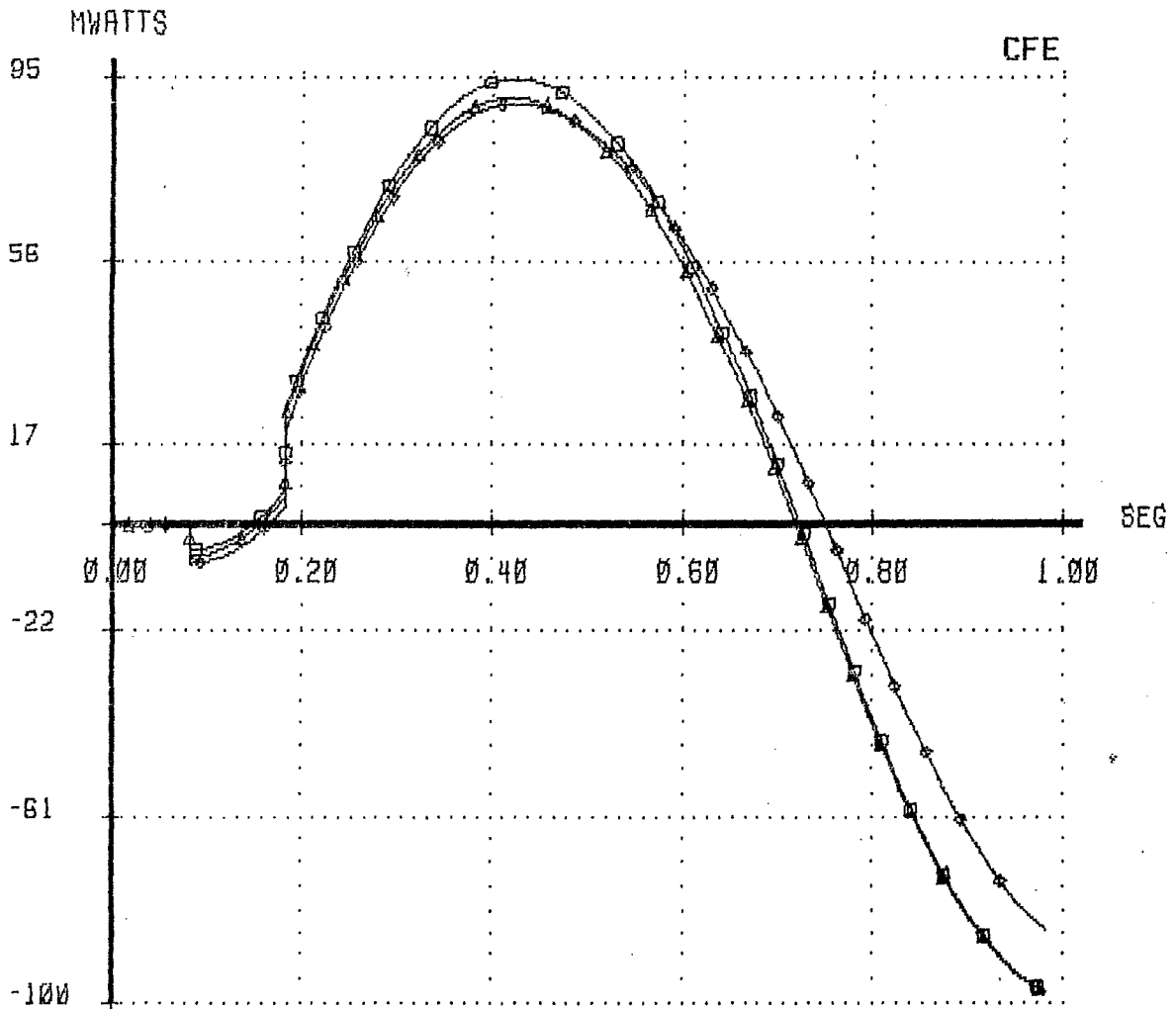


Gráfico 23

CFE - CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP - ESTABI
26/JUL/87

** FLUJO ACTIVO EN LINEA LIBERIA BRASILES , FALLA EN ARENAL BARRANCA
** SEGUN LAS OPCIONES 2*630 + CS , 2C-795 , 1C-795 + BRN - AMG

△-△-△-△-△ LIB-230 → LBR-230
□-□-□-□-□ LIB-230 → LBR-230
○-○-○-○-○ LIB-230 → LBR-230

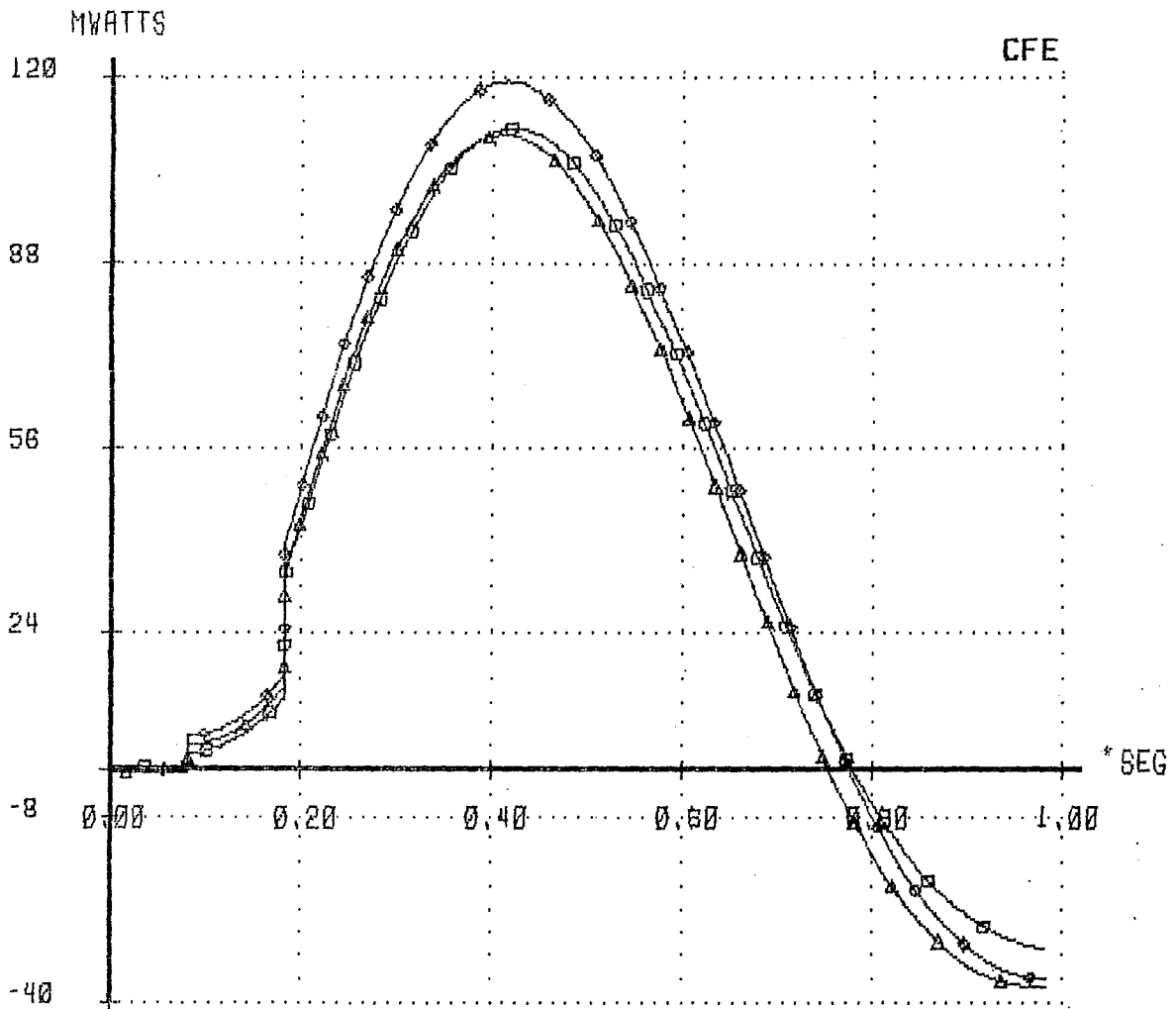


Gráfico 24

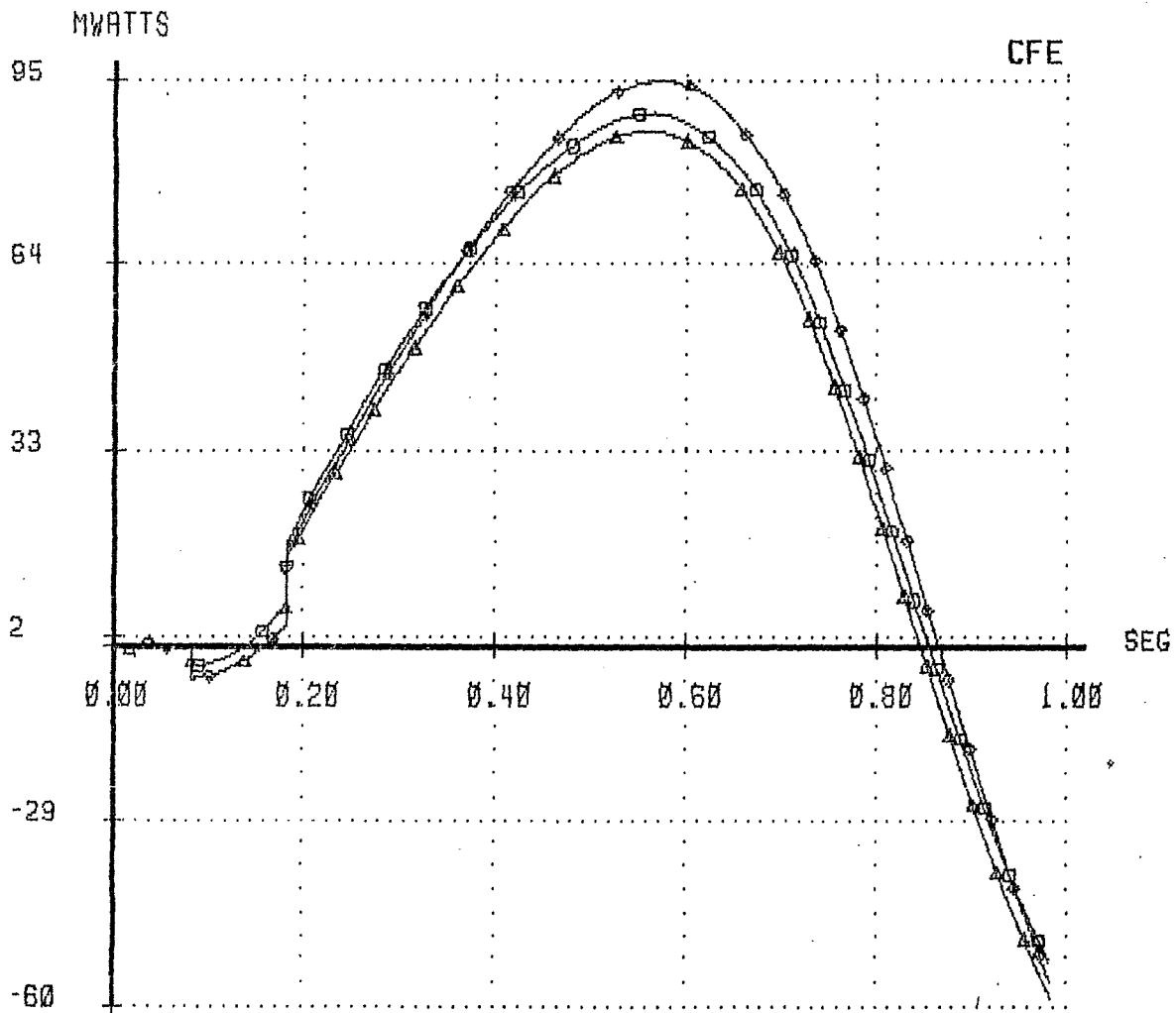
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
26/JUL/87

** FLUJO ACTIVO EN LINEA LEON PAVAN. FALLA ARENAL BARRANCA *
** SEGUN LAS OPCIONES 2*636 + C6 , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG *

△-△-△-△-△ LEO-230 -> PVN-230
□-□-□-□-□ LEO-230 -> PVN-230
◇-◇-◇-◇-◇ LEO-230 -> PVN-230



MCANG

Gráfico 25

CFE - CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP - ESTABI
26/JUL/87

** POSICION ANGULAR DE ARENAL UI PARA FALLA EN BARRANCA CAJA **
 ** SEGUN LAS OPCIONES 2*636 + C9 , 2C-795 Y IC-795 + BRN - SMG **

△-△-△-△-△ ARN-UI
 □-□-□-□-□ ARN-UI
 ○-○-○-○-○ ARN-UI

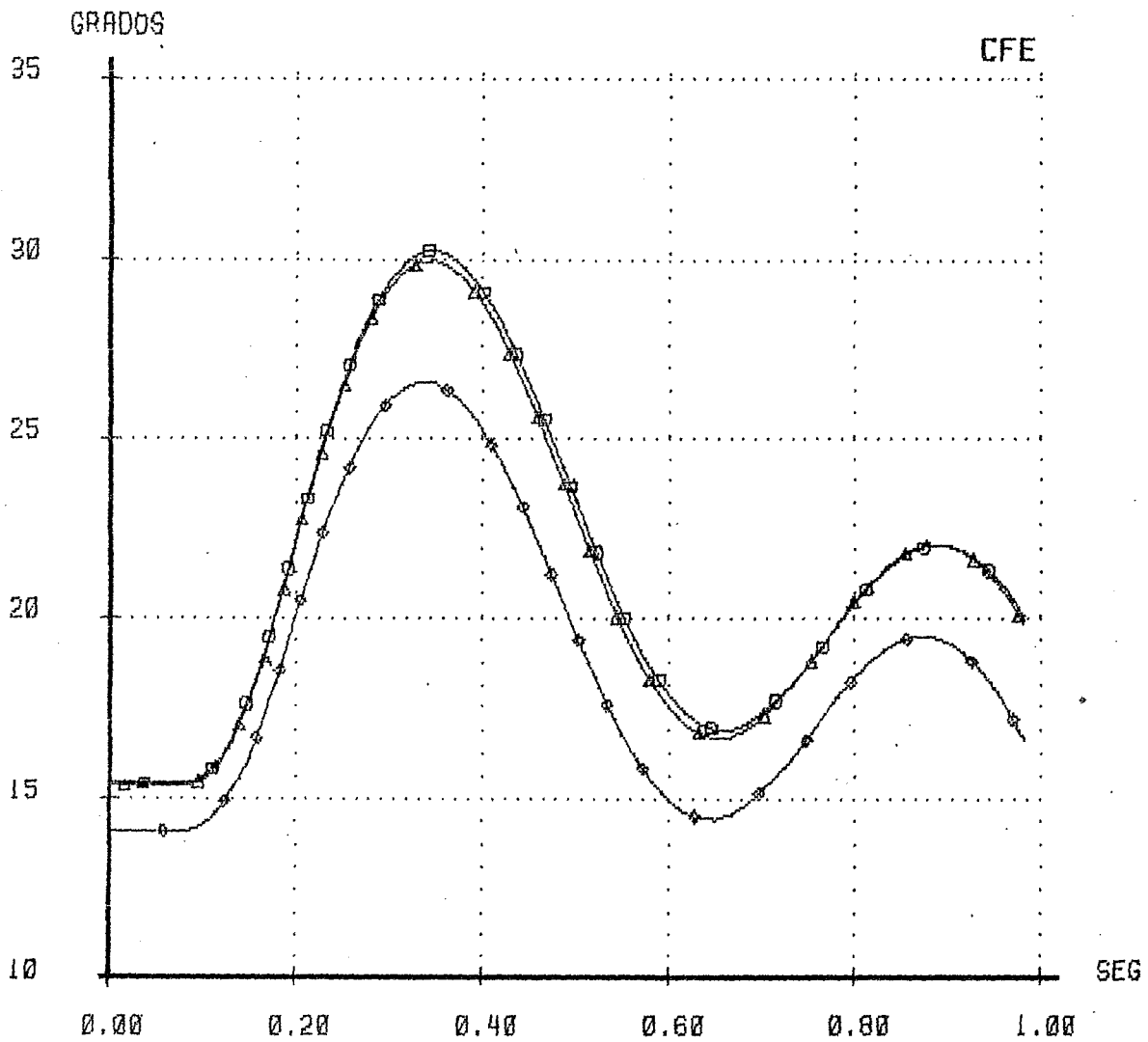


Gráfico 26

CFE - CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI
26/JUL/87

** POSICION ANGULAR DE TORO UI PARA FALLA EN BARRANCA CAJA **
** SEGUN LAS OPCIONES 2*638 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BAN - SMG **

△-△-△-△-△ TOR-UI
□-□-□-□-□ TOR-UI
○-○-○-○-○ TOR-UI

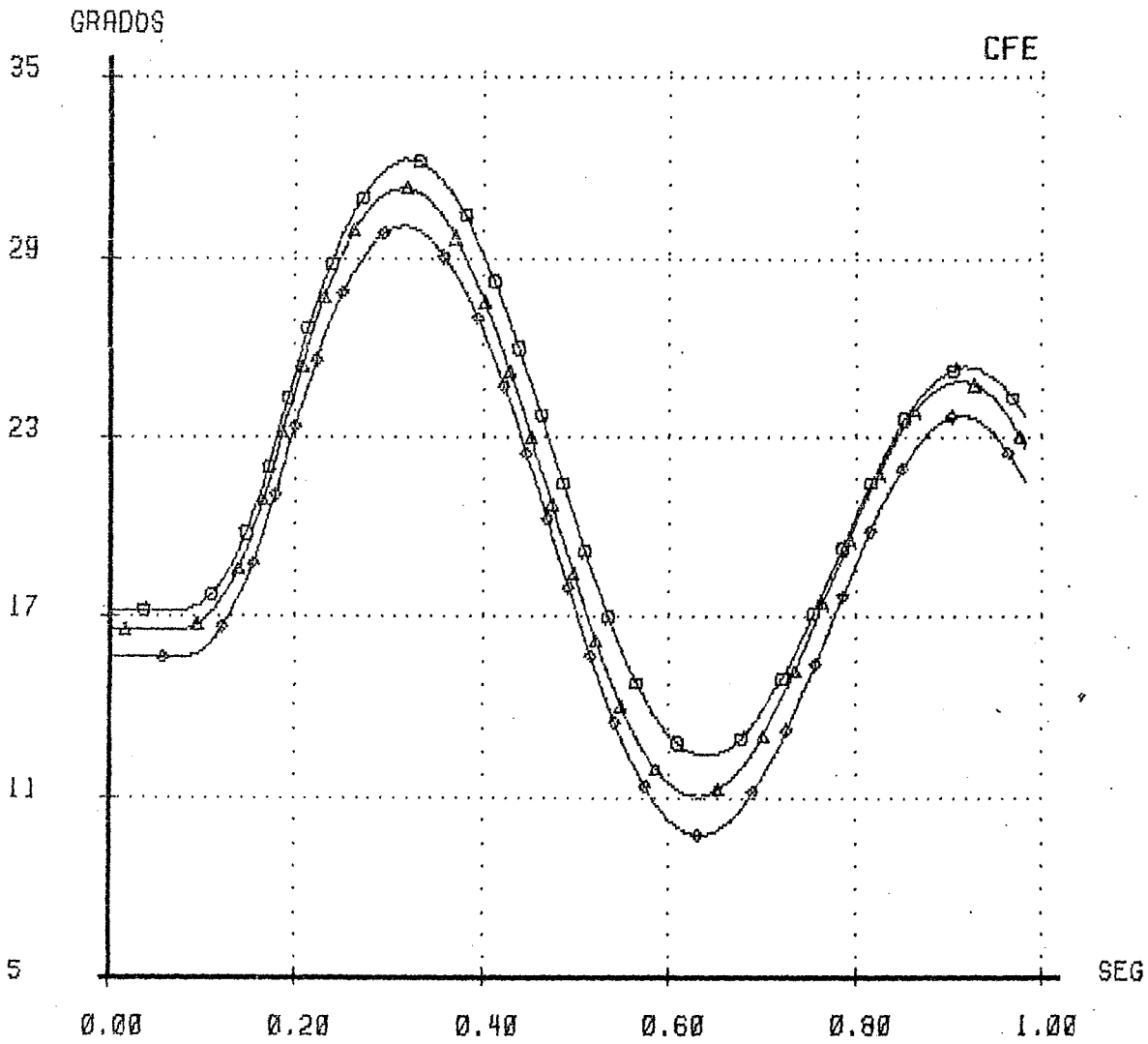


Gráfico 27

CFE-CENACE
DID

RESULTADOS, GRAFICOS
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP-ESTABI
26/JUL/87

** VOLTAJE EN ARENAL 230 KV PARA FALLA EN BARRANCA CAJA **
** SEGUN LAS OPCIONES 2*630 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG **

△-△-△-△-△ ARN-230
□-□-□-□-□ ARN-230
◇-◇-◇-◇-◇ ARN-230

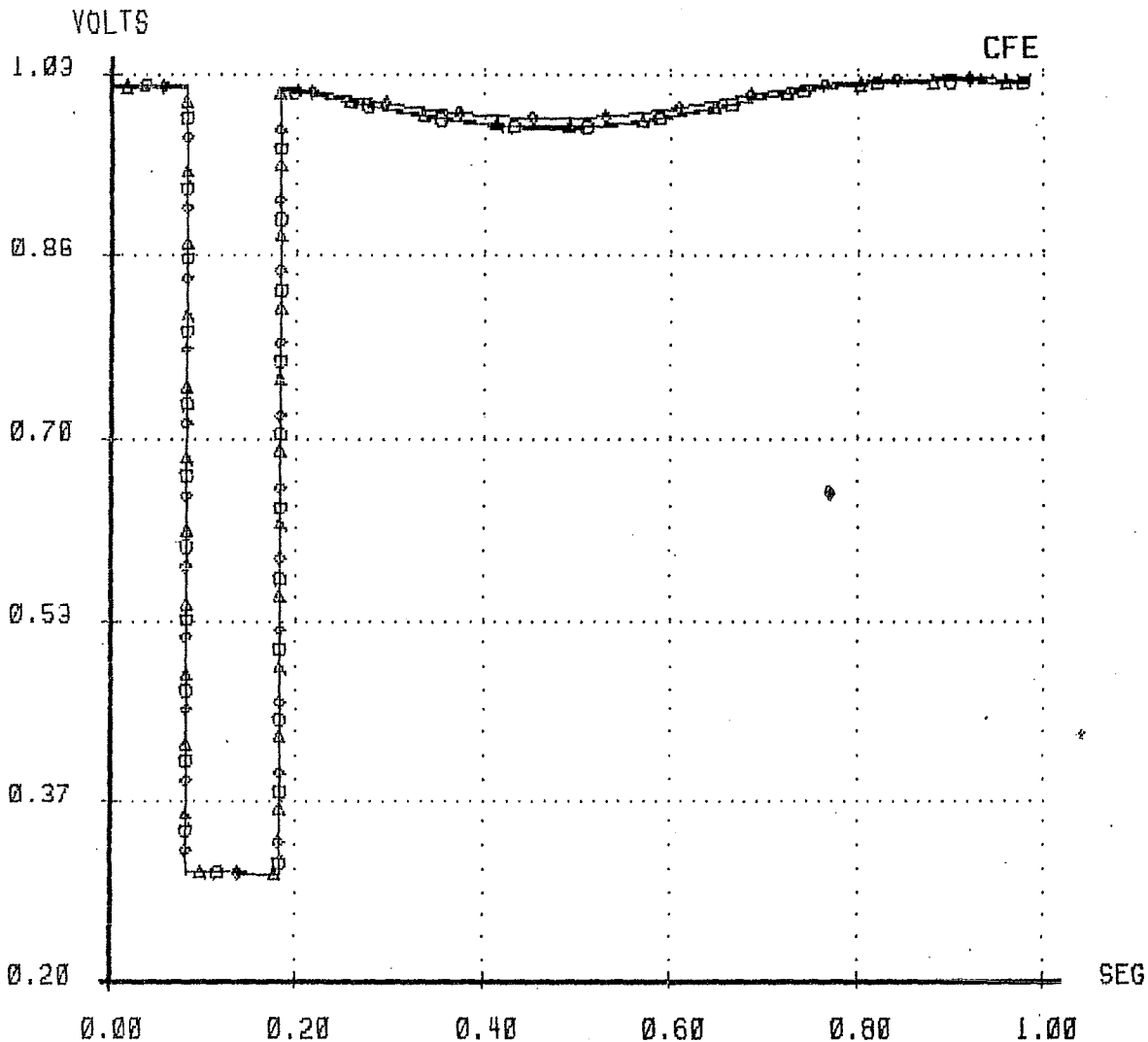


Gráfico 28

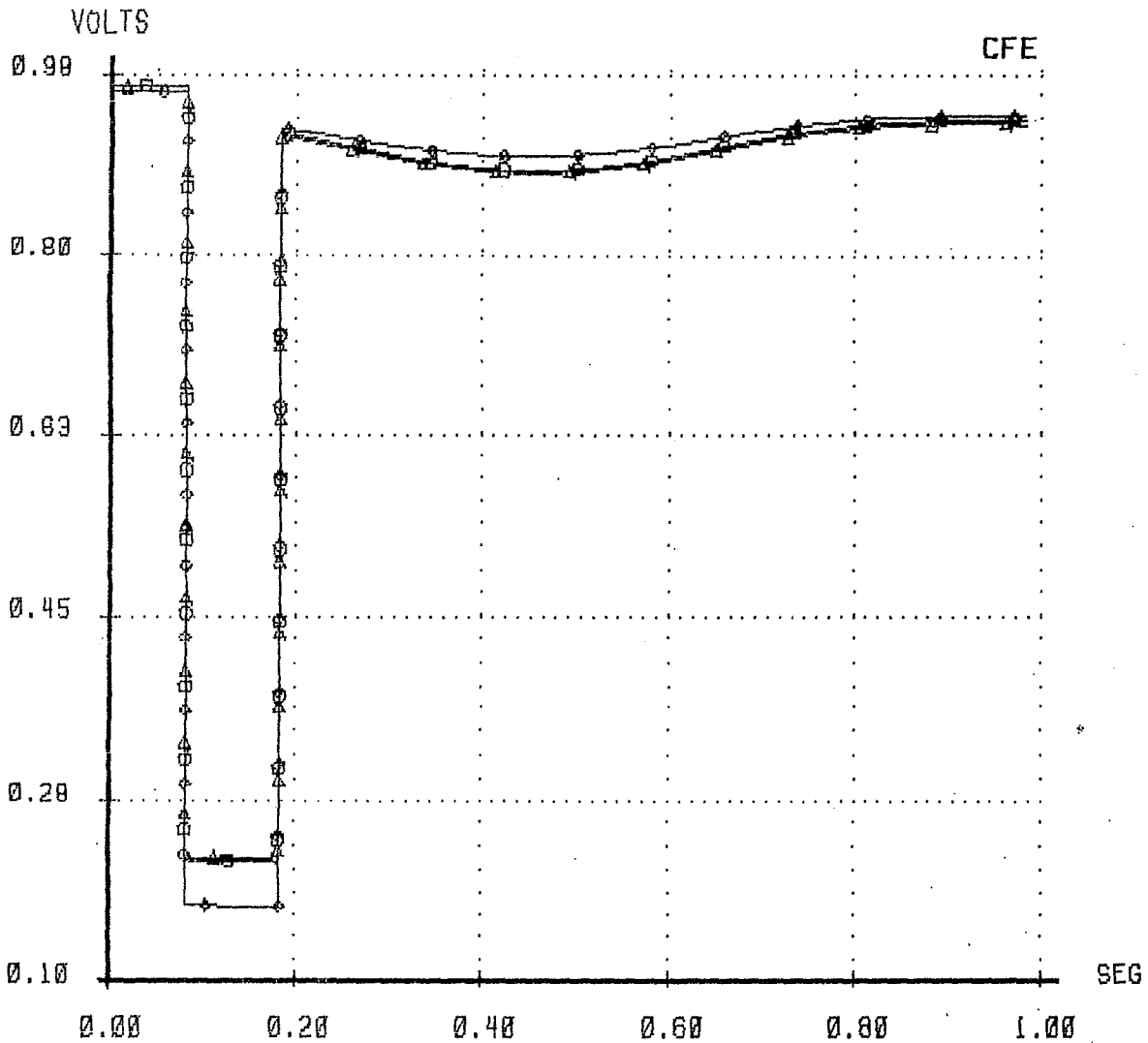
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP-ESTABI
26/JUL/87

** VOLTAGE EN CAJA 230 KV PARA FALLA EN BARRANCA CAJA **
** SEGUN LAS OPCIONES 2*630 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG **

△-△-△-△-△ CAJ-230
□-□-□-□-□ CAJ-230
○-○-○-○-○ CAJ-230



CFE - CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP - ESTABI
26/JUL/87

** VOLTAJE EN SABANILLA 138 KV PARA FALLA EN BARRANCA CAJA **
** SEGUN LAS OPCIONES 2*636 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG **

△-△-△-△-△ SAB-138
□-□-□-□-□ SAB-138
○-○-○-○-○ SAB-138

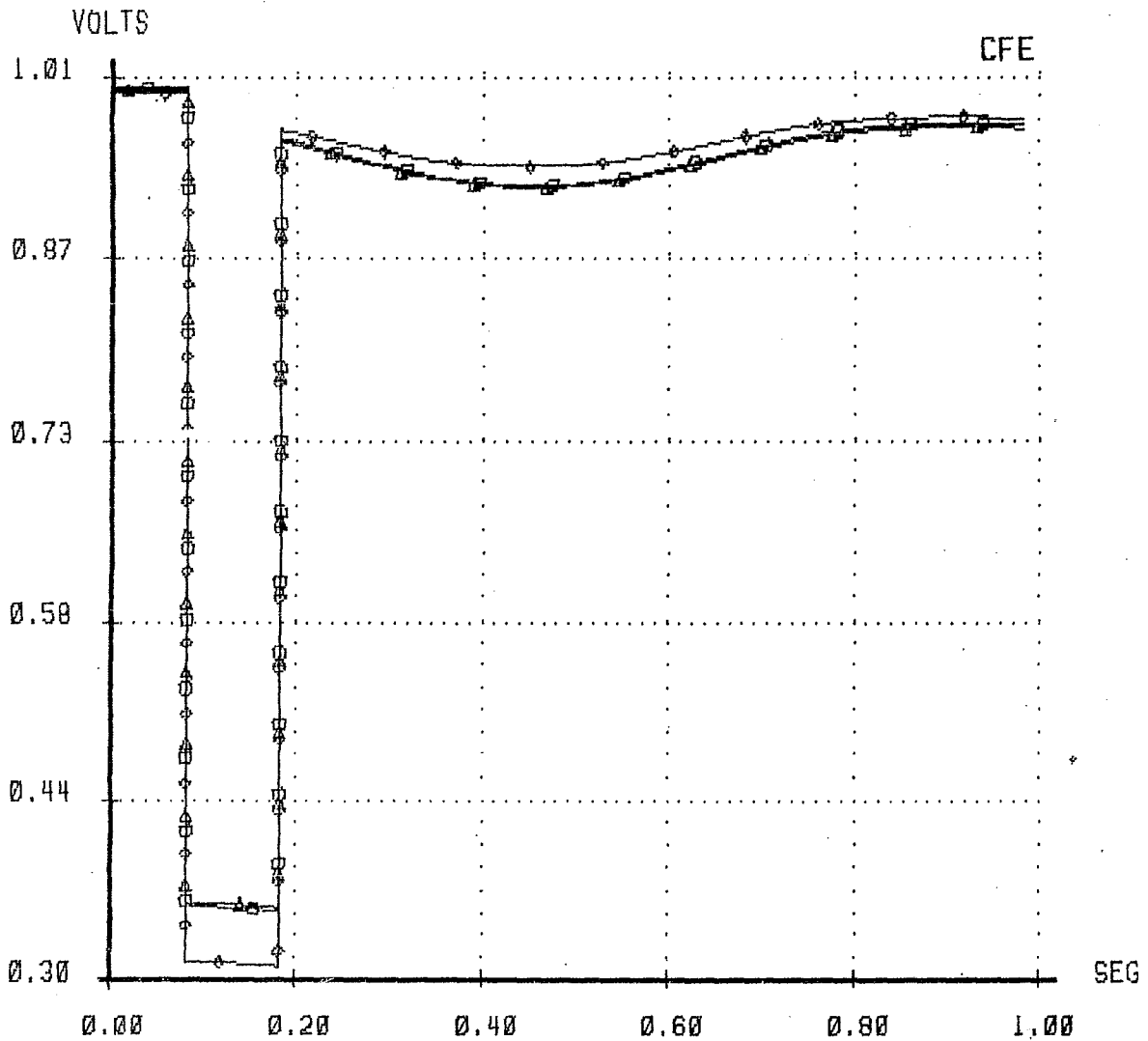


Gráfico 30

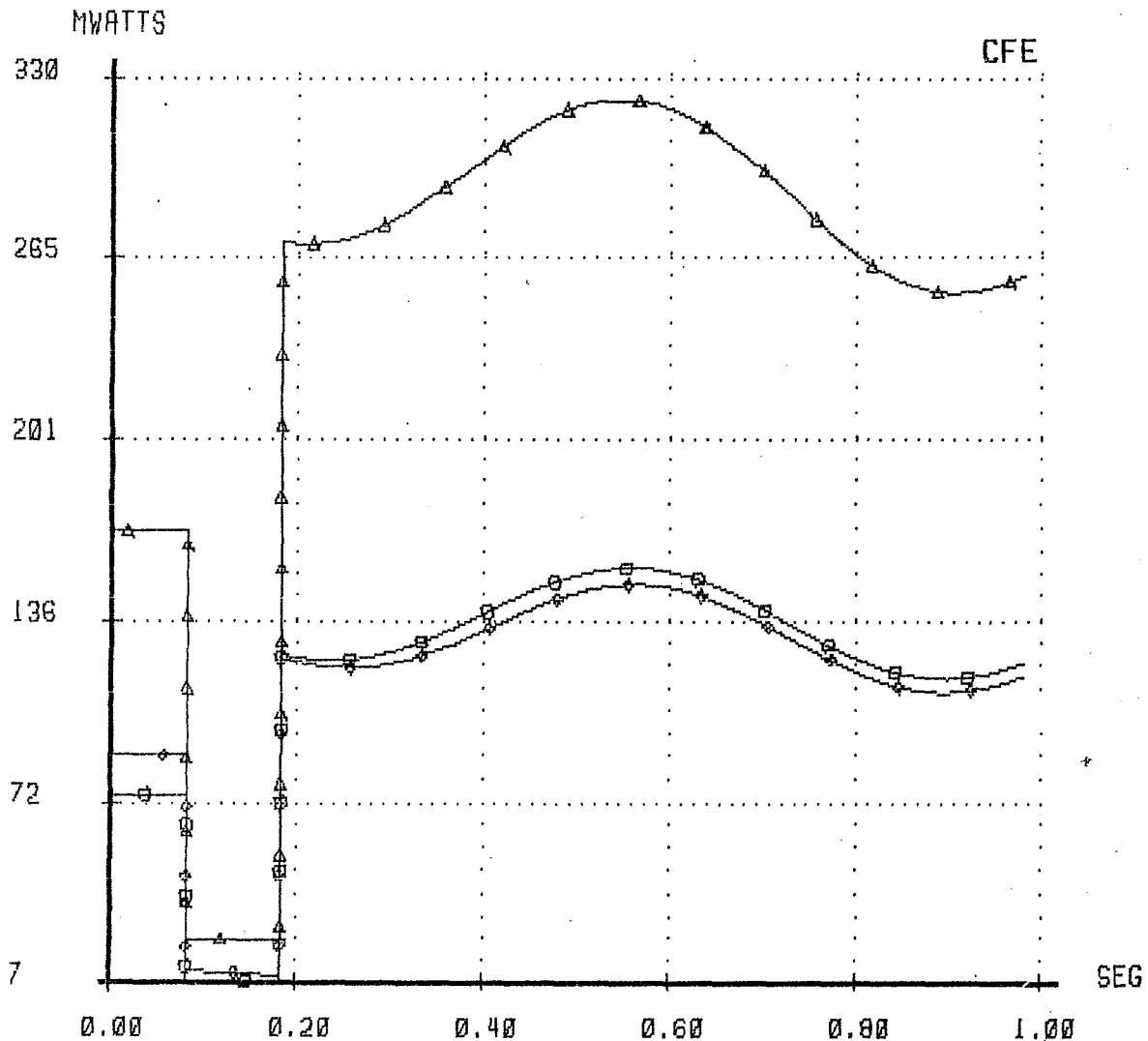
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
26/JUL/87

** FLUJO ACTIVO EN LINEA ARENAL C.QUESADA, FALLA EN BARRANCA CAJA *
** SEGUN LAS OPCIONES 2*636 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG *

△-△-△-△-△ ARN-230 -> COS-CS
□-□-□-□-□ ARN-230 -> COS-230
○-○-○-○-○ ARN-230 -> COS-230



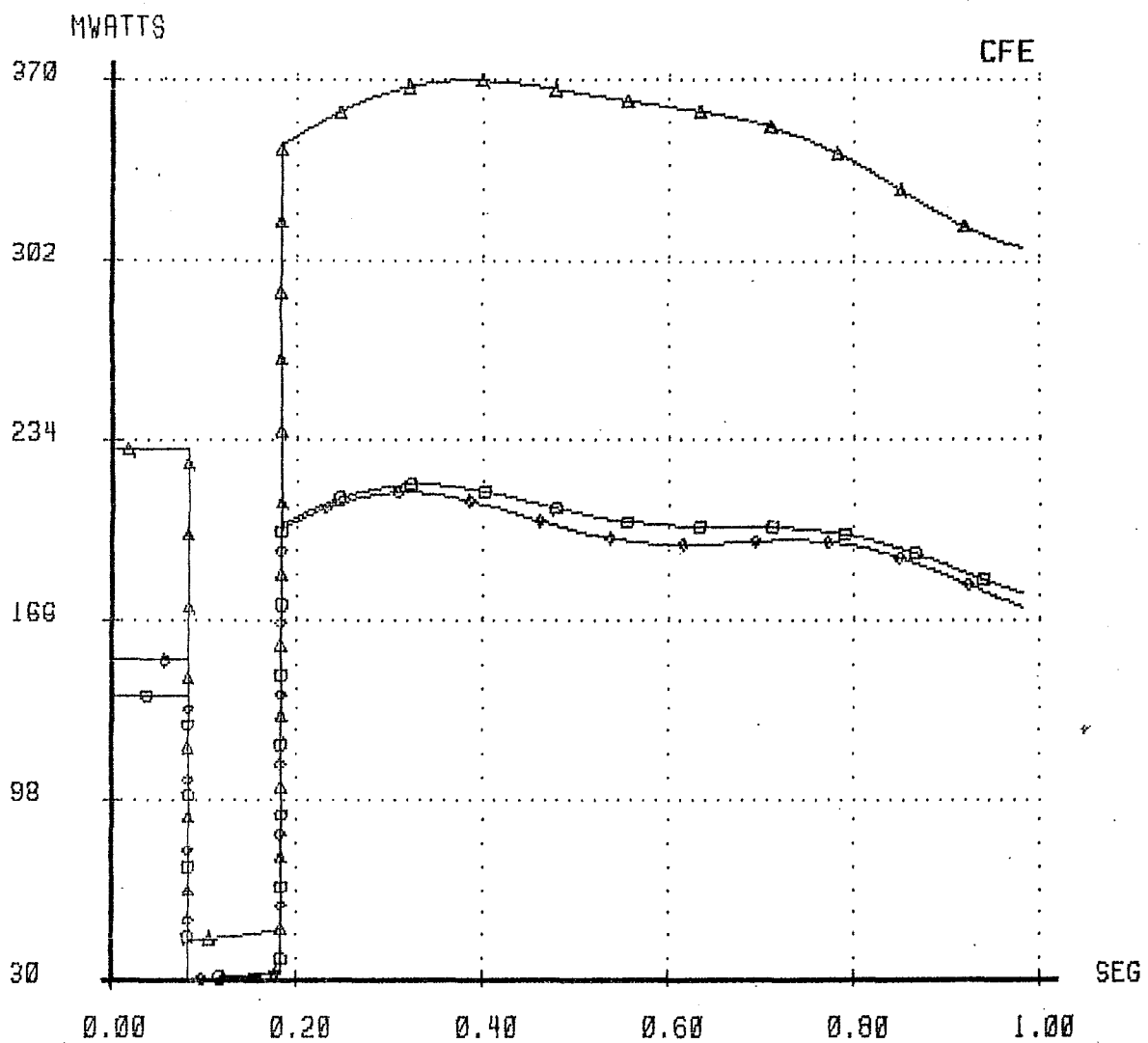
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
26/JUL/87

** FLUJO ACTIVO EN LINEA TORO S.MIGUEL, FALLA EN BARRANCA CAJA **
** SEGUN LAS OPCIONES 2*630 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG **

△-△-△-△-△	TOR-230	->	TOR-CS
□-□-□-□-□	TOR-230	->	SMG-230
○-○-○-○-○	TOR-230	->	SMG-230



CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
26/JUL/87

** FLUJO ACTIVO EN LINEA CANAS BARRANCA . FALLA BARRANCA CAJA **
** SEGUN LAS OPCIONES 2*630 + CS Y IC - 795 + BRN - SMG **

△-△-△-△-△ CAS-230 -> BRN-230
□-□-□-□-□ CAS-230 -> BRN-230

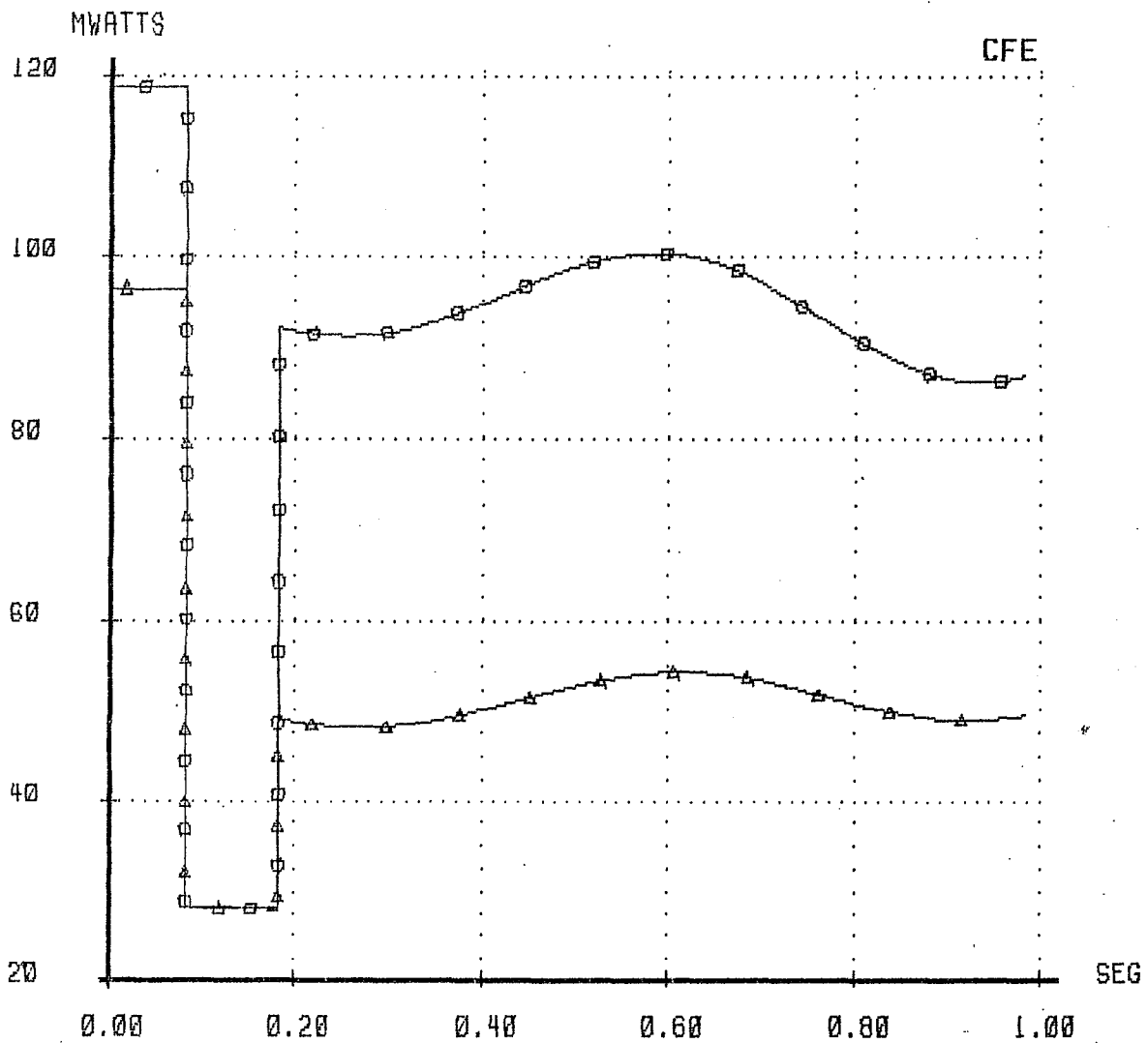


Gráfico 33

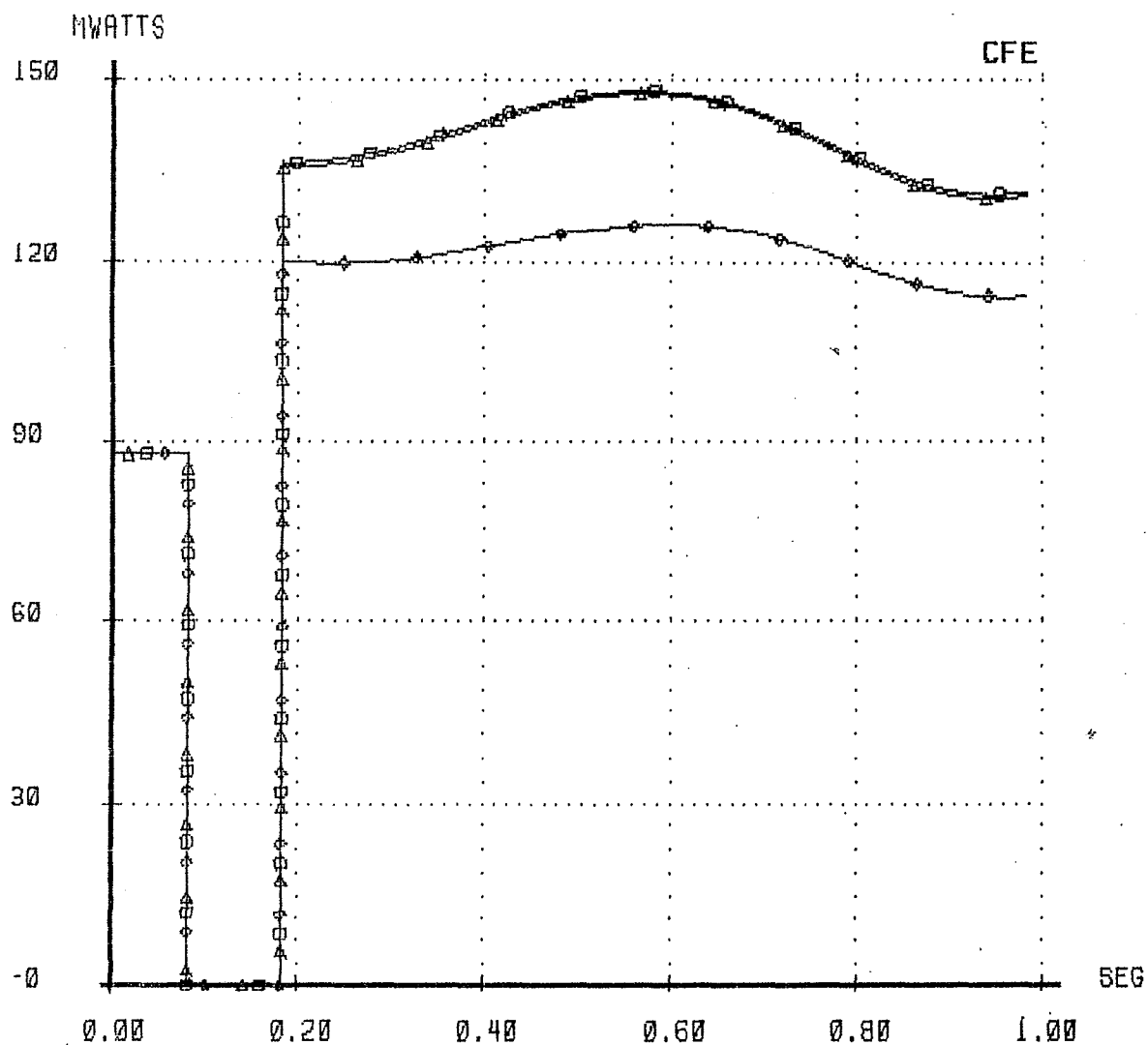
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE PTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
26/JUL/87

** FLUJO ACTIVO EN EL AUTO DE BARRANCA PARA FALLA EN BARRANCA CAJA
** SEGUN LAS OPCIONES 2*636 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG

△-△-△-△-△ BRN-230 -> BRN-138
 □-□-□-□-□ BRN-230 -> BRN-138
 ○-○-○-○-○ BRN-230 -> BRN-138



CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
26/JUL/87

** FLUJO ACTIVO LINEA R.CLARO PROGRESO , FALLA BARRANCA CAJA **
** SEGUN LAS OPCIONES 2*636 +CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG **

△-△-△-△-△-△ RCL-230 -> PRO-230
□-□-□-□-□-□ RCL-230 -> PRO-230
○-○-○-○-○-○ RCL-230 -> PRO-230

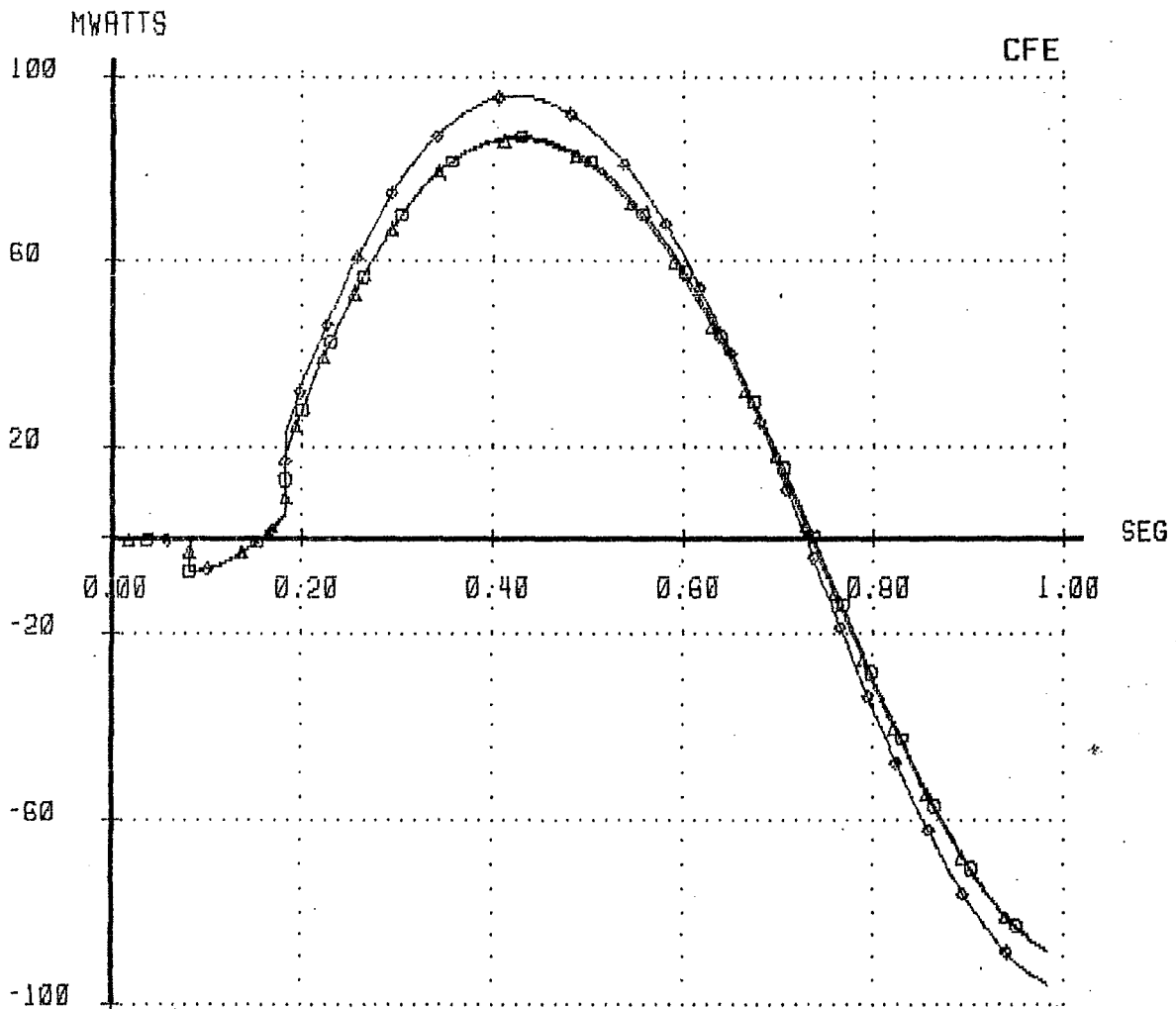


Gráfico 35

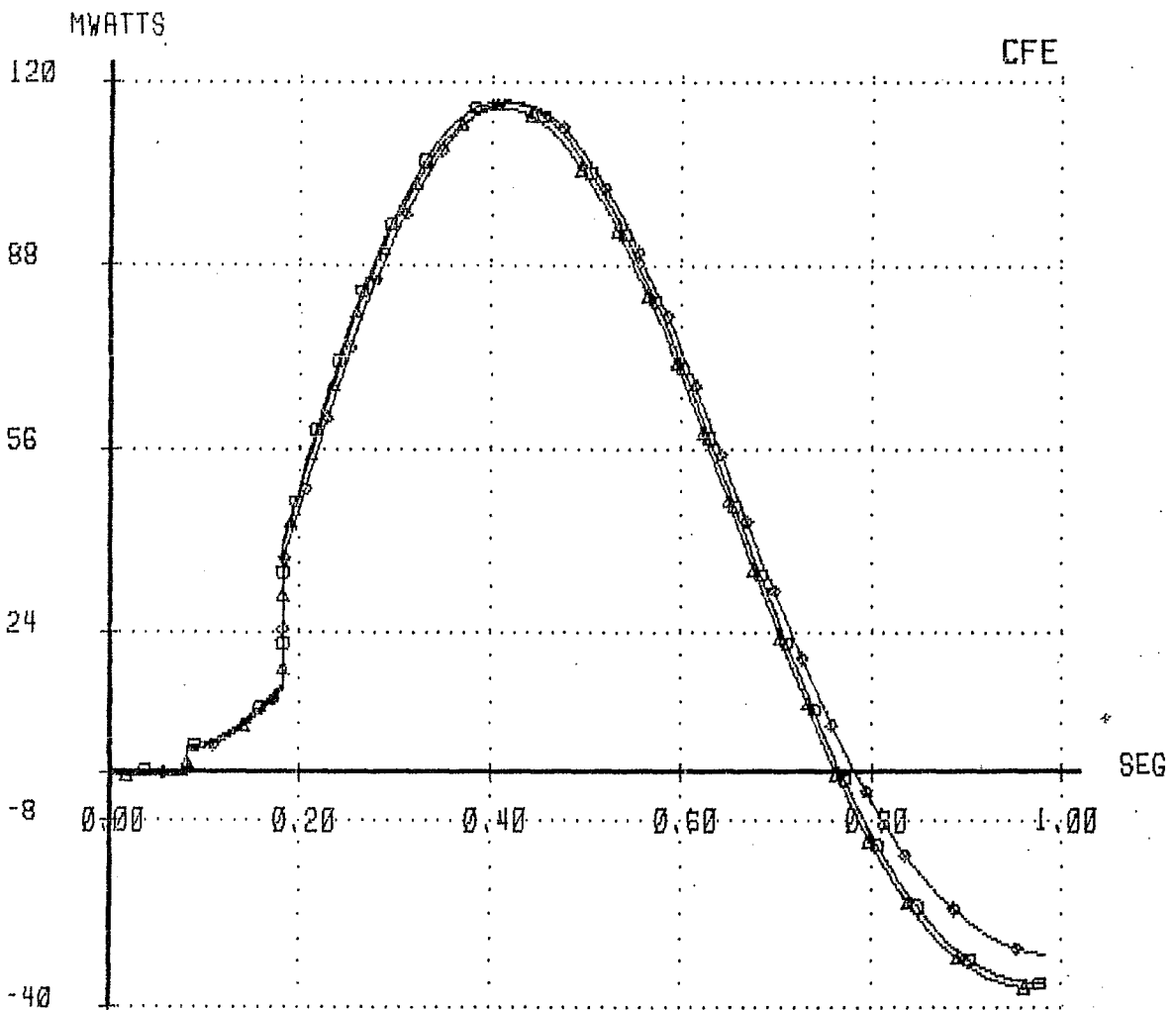
CFE - CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP - ESTABI
26/JUL/87

** FLUJO ACTIVO EN LINEA LIBERIA BRASILES, FALLA BARRANCA CAJA *
** SEGUN LAS OPCIONES 2*630 + CS , 2C-795 Y IC-795 + BRN - SMG *

△-△-△-△-△ LIB-230 -> LBR-230
□-□-□-□-□ LIB-230 -> LBR-230
○-○-○-○-○ LIB-230 -> LBR-230



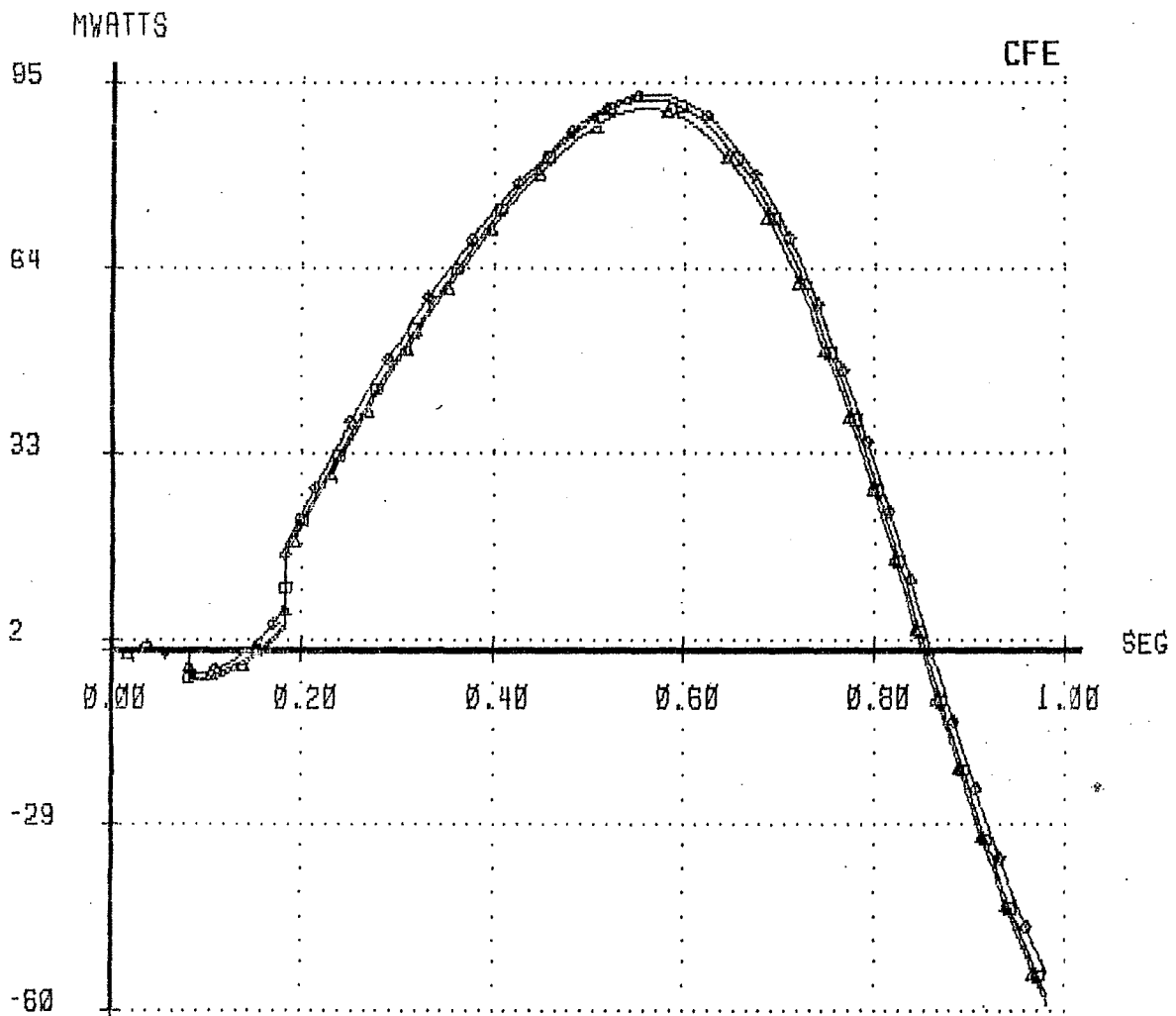
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
26/JUL/87

** FLUJO ACTIVO EN LINEA LEON PAVANA , FALLA EN BARRANCA CAJA **
** SEGUN LAS OPCIONES 2*636 + C9 , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG **

△-△-△-△-△ LEO-230 -> PVN-230
□-□-□-□-□ LEO-230 -> PVN-230
○-○-○-○-○ LEO-230 -> PVN-230



Variantes de compensación-serie

Para la alternativa 2*636+CS se simulan las dos variantes: a) distribuir la compensación-serie en Ciudad Quesada.

La carga se modela como corriente constante.

Las condiciones iniciales (predisturbio) son las de carga máxima de verano/ ,

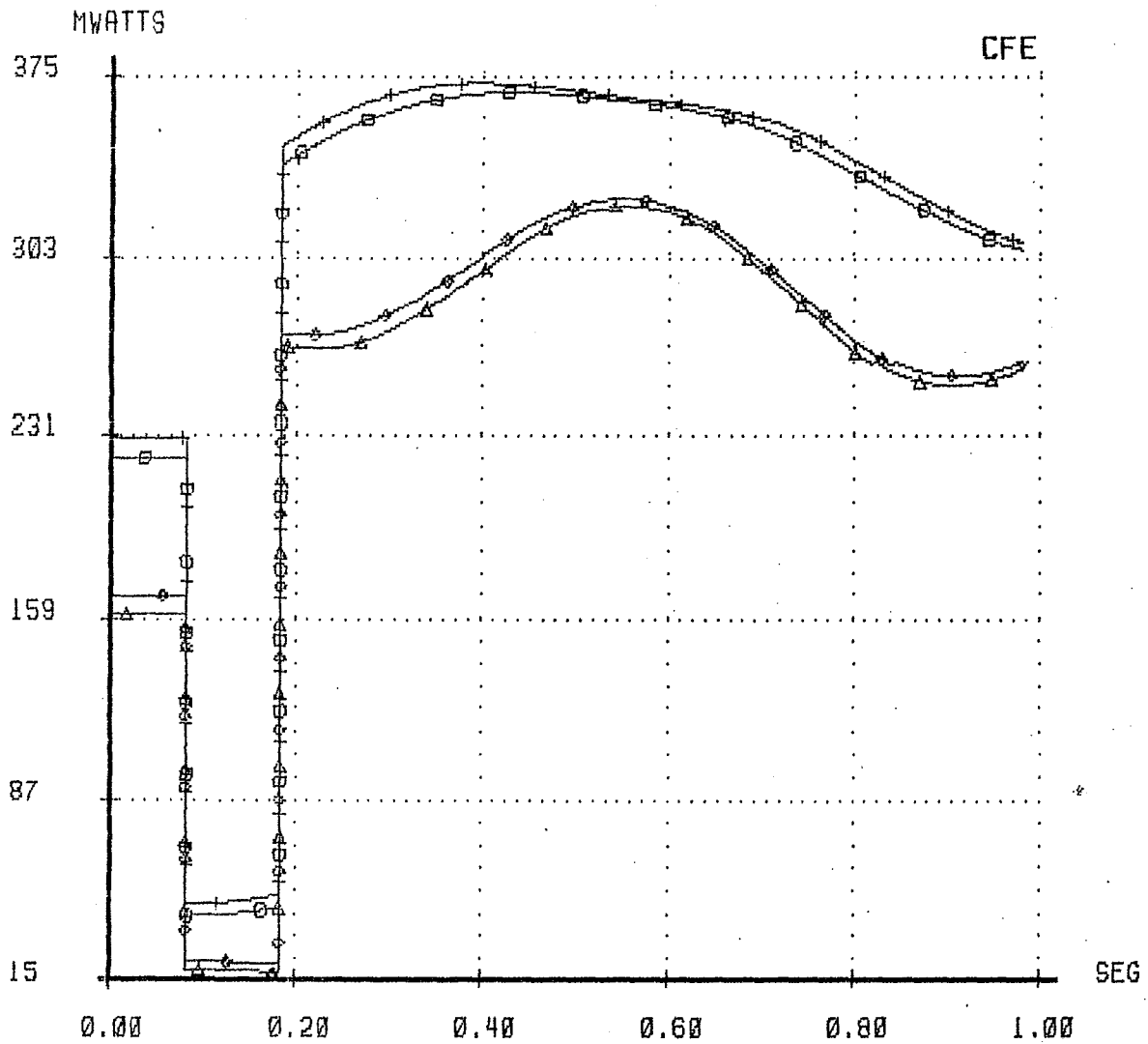
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
29/JUL/87

** FLUJO DE MW EN LINEAS ARENAL C.QUESADA, TORO S.MIGUEL , FALLA BRN-C
** BANCO DE COMPENSACION CONCENTRADO EN C.QUESADA .VRS. DISTRIBUIDO

△-△-△-△-△ ARN-230 -> C08-CS
□-□-□-□-□ TOR-230 -> TOR-CS
○-○-○-○-○ ARN-230 -> C08-CS
+--+--+--+ TOR-230 -> TOR-CS



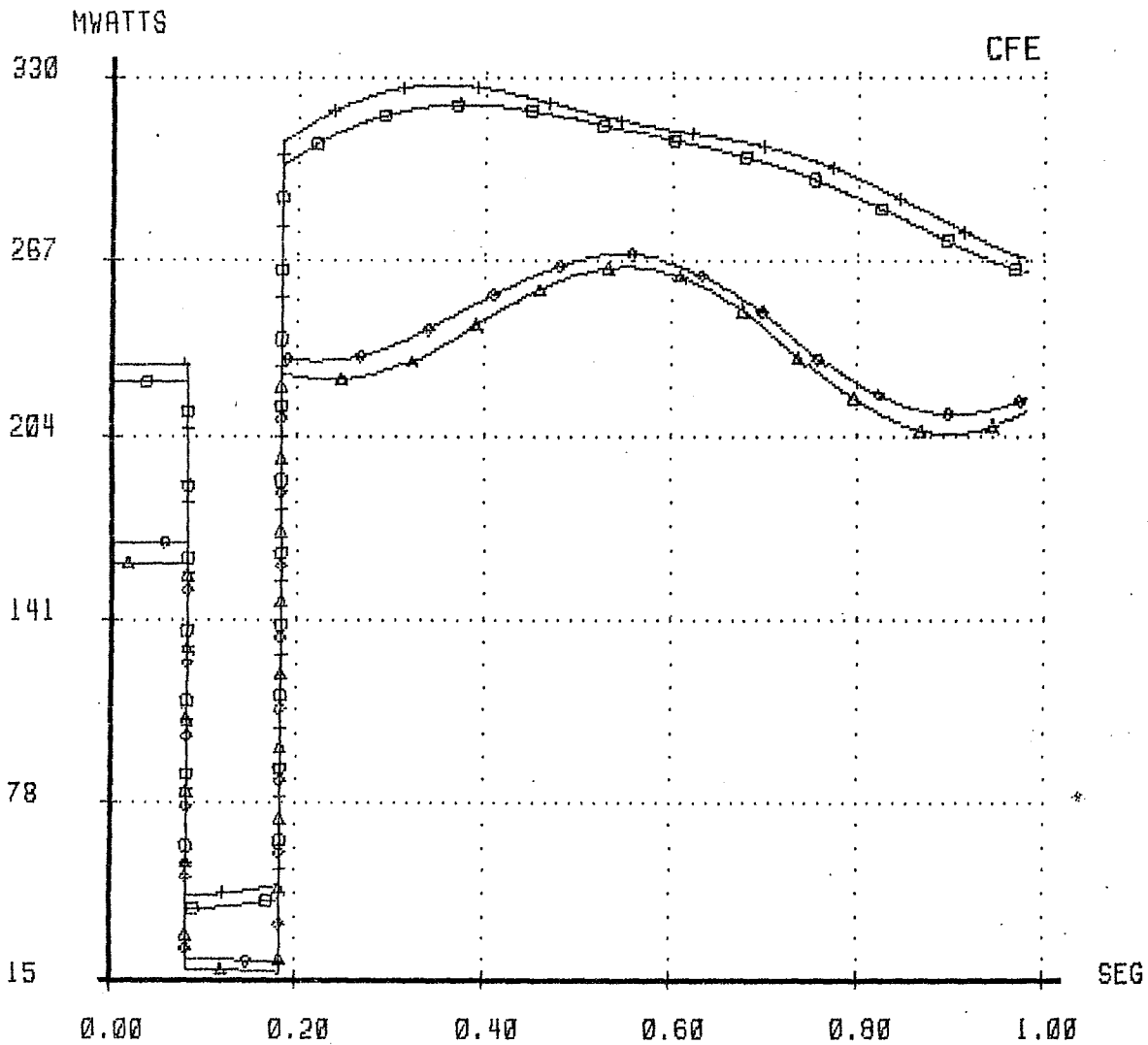
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
29/JUL/87

** FLUJO DE MW EN LINEA ARENAL C.QUESADA. TORO S.MIGUEL , FALLA ARN-BR
** BANCO DE COMPENSACION CONCENTRADO EN C.QUESADA ,VRS. DISTRIBUIDO

△-△-△-△-△-△	ARN-230	->	COS-CS
□-□-□-□-□-□	TOR-230	->	TOR-CS
○-○-○-○-○-○	ARN-230	->	COS-CS
+ -+ -+ -+ -+ -+	TOR-230	->	TOR-CS



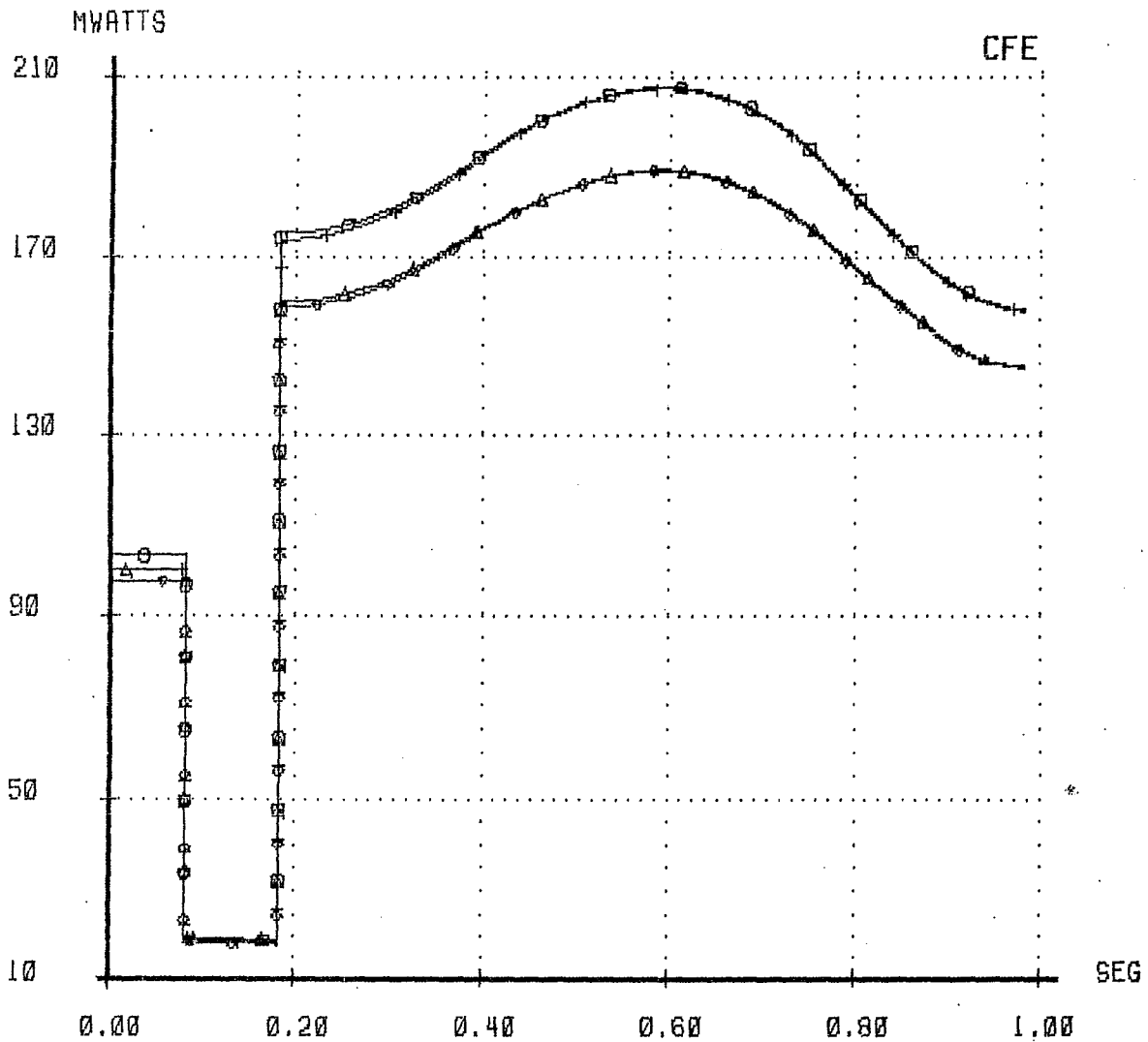
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
29/JUL/87

** FLUJO DE MW EN LINEAS ARENAL BARRANCA, BARRANCA CAJA, FALLA EN TOR-
** BANCO DE COMPENSACION CONCENTRADO EN C.QUESADA .VRS. DISTRIBUITO

△-△-△-△-△ ARN-230 -> BRN-230
□-□-□-□-□ BRN-230 -> CAJ-230
○-○-○-○-○ ARN-230 -> BRN-230
+--+--+--+--+ BRN-230 -> CAJ-230



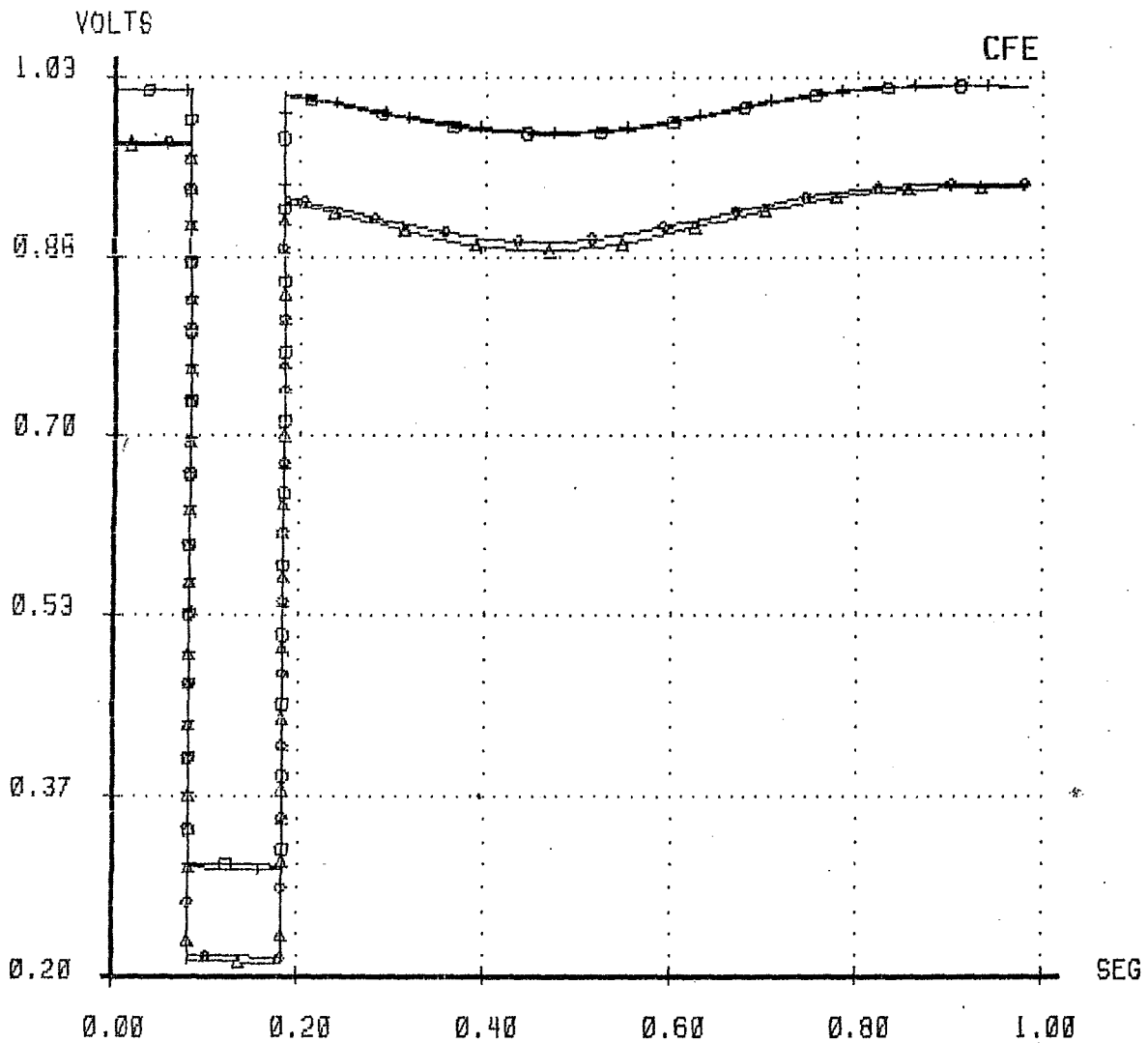
CFE-CENACE
DIO

RESULTADOS GRAFICOS
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP-ESTABI
29/JUL/87

** VOLTAJE EN CAJA Y ARENAL 23 KV PARA FALLA EN BARRANCA CAJA
** BANCO DE COMPENSACION CONCENTRADO EN C.QUESADA .VRS. DISTRIBUIDO

△-△-△-△-△ CAJ-230
□-□-□-□-□ ARN-230
○-○-○-○-○ CAJ-230
+--+--+--+ ARN-230



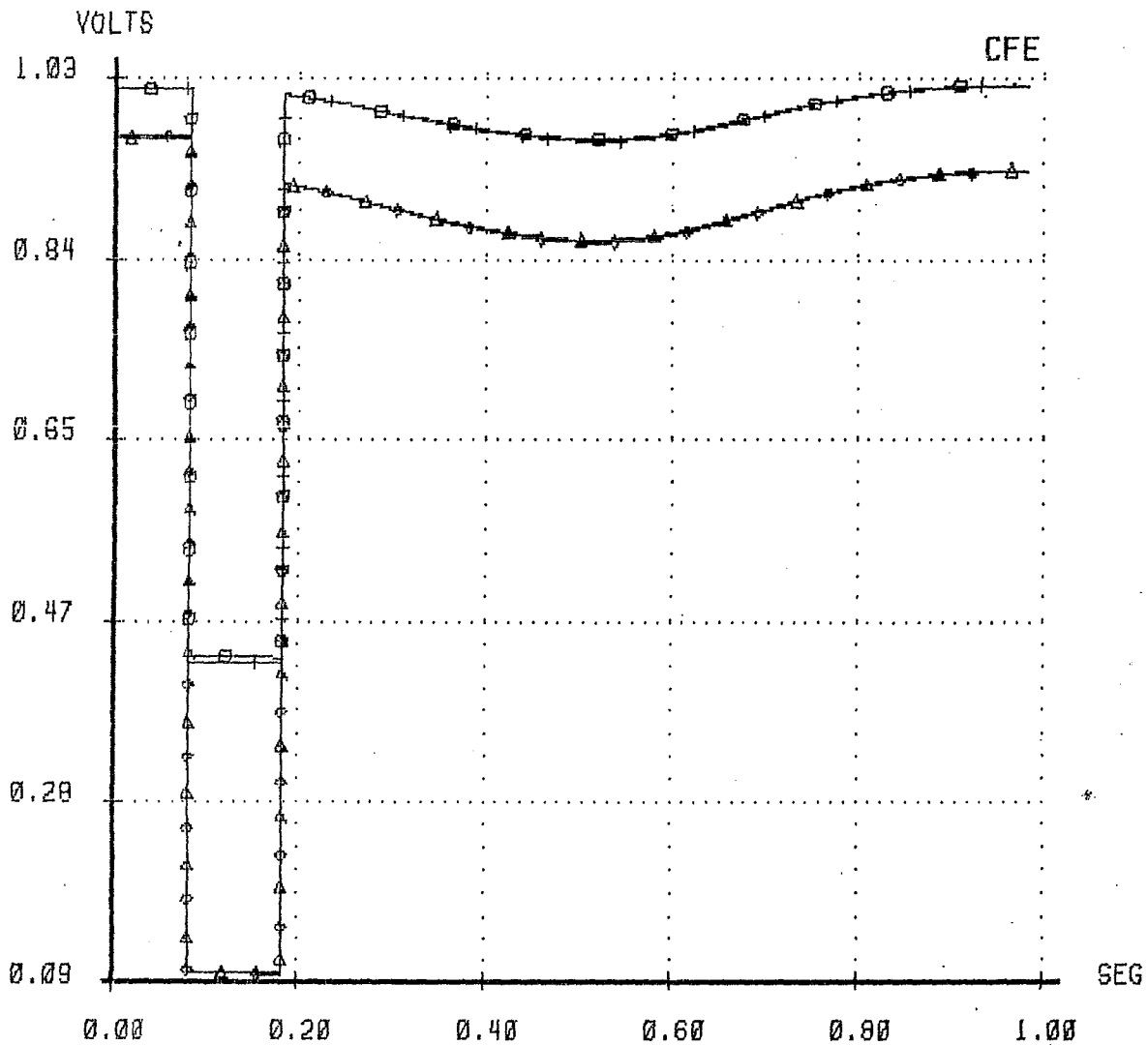
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP-ESTABI
29/JUL/87

** VOLTAJE EN CAJA Y ARENAL 230 KV PARA FALLA EN TORO S.MIGUEL
** BANCO DE COMPENSACION CONCENTRADO EN C.QUESADA .VRS. DISTRIBUIDO

△-△-△-△-△ CAJ-230
□-□-□-□-□ ARN-230
○-○-○-○-○ CAJ-230
+--+--+--+ ARN-230



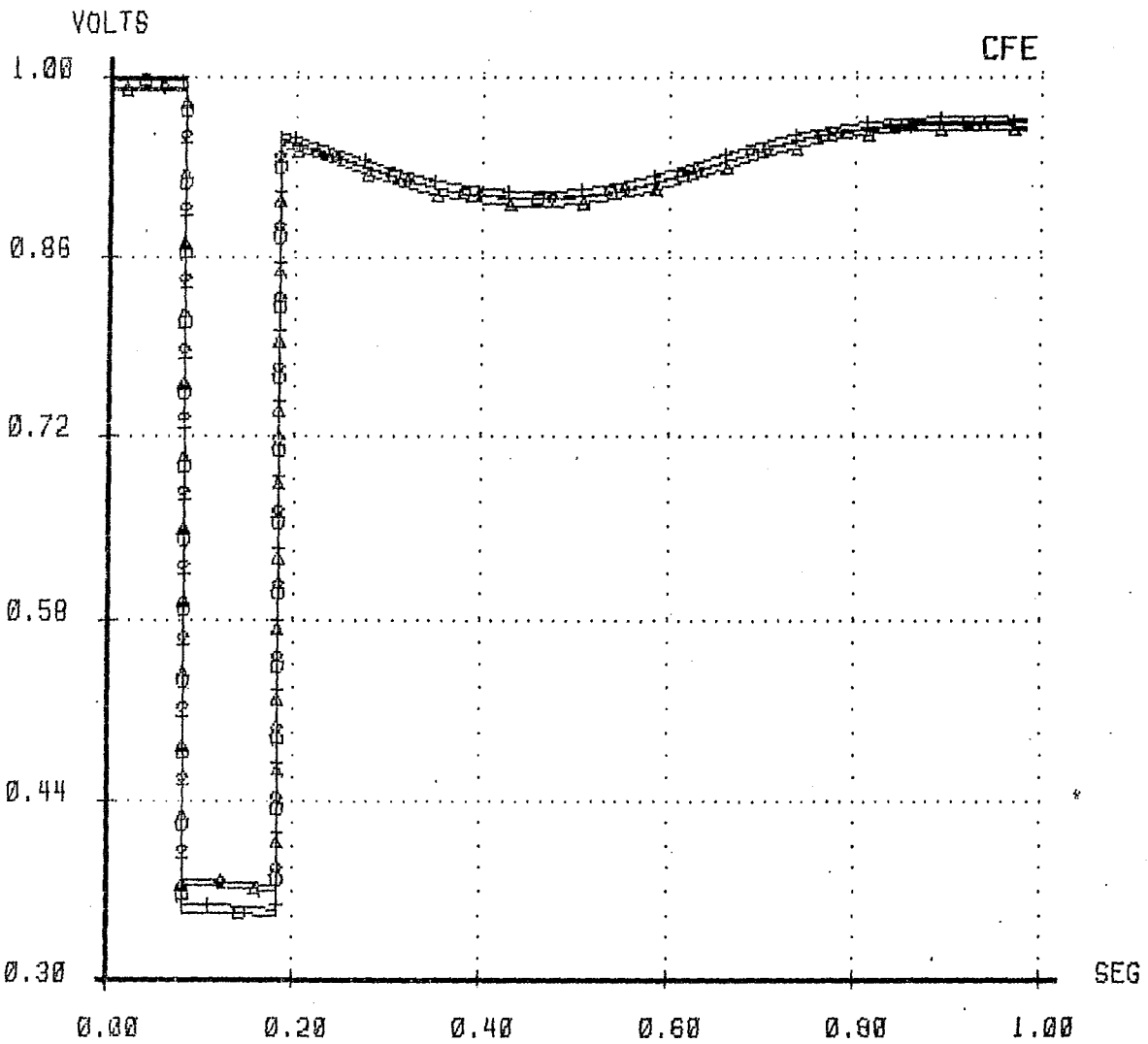
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP-ESTABI
29/JUL/87

** VOLTAJES EN DESAMPARADOS Y SABANILLA PARA FALLA EN BARRANCA CAJA
** BANCO DE COMPENSACION CONCENTRADO EN C.QUESADA .VRS. DISTRIBUITO

△-△-△-△-△ DES-138
○-○-○-○-○ SAB-138
●-●-●-●-● DES-138
+--+--+--+--+ SAB-138



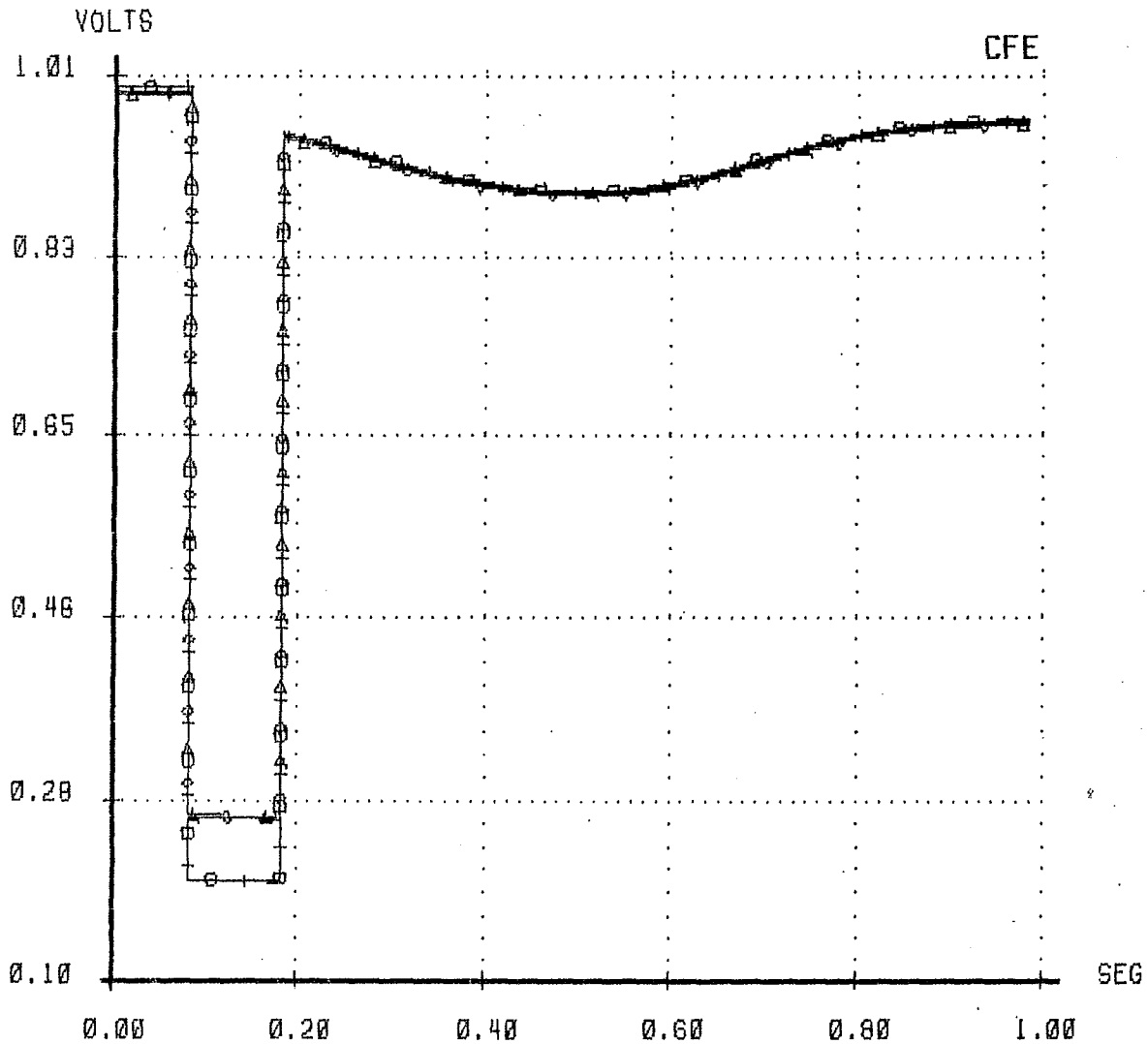
CFE - CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP - ESTABI
29/JUL/87

** VOLTAJE EN DESAMPARADOS Y SABANILLA PARA FALLA EN TORO S.MIGUEL
** BANCO DE COMPENSACION CONCENTRADO EN C.QUESADA .VRS. DISTRIBUIDO

△-△-△-△-△ DES-138
□-□-□-□-□ SAB-138
○-○-○-○-○ DES-138
+--+--+--+ SAB-138



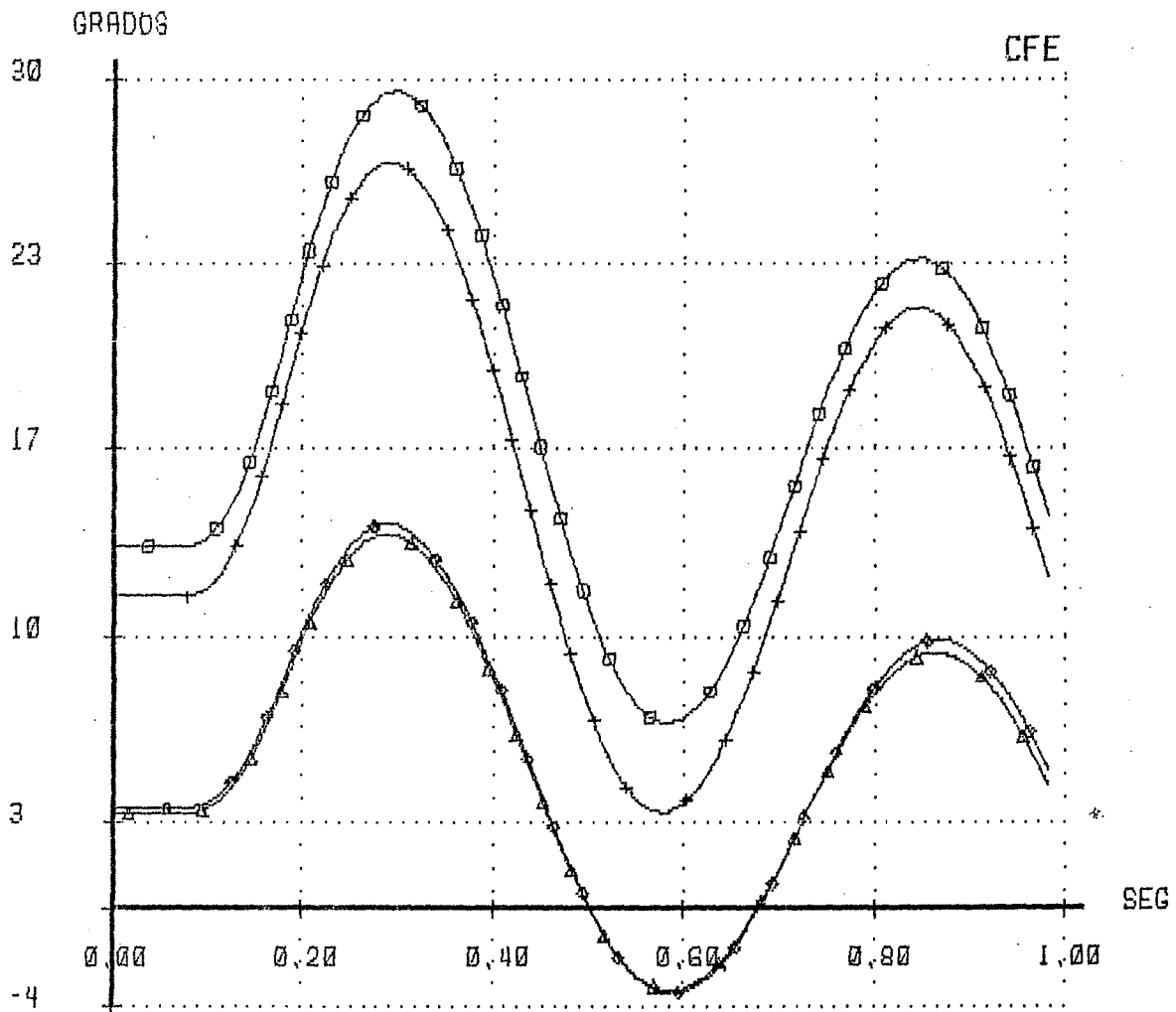
CFE - CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI
29/JUL/87

** POSICION ANGULAR DE GARITA Y TORO PARA FALLA EN ARENAL BARRANCA
** BANCO DE COMPENSACION CONCENTRADO EN C.QUESADA ,VRS. DISTRIBUIDO

△-△-△-△-△ GRT-U1
□-□-□-□-□ TOR-U2
◇-◇-◇-◇-◇ GRT-U1
+--+--+--+--+ TOR-U2



Influencia de los bancos de capacitores-paralelo

Se comparan dos corridas de estabilidad transitoria para falla en Barranca liberada con disparo de las dos líneas BRN-CAJ; una con y otra sin los seis bancos de capacitores-paralelo en subestaciones del anillo (90 MVAR).

Caso base: Carga máxima de verano/97; alternativa de refuerzos:
1C-795+BRN-SMG

K ADI
 File in use. ADI (SLIST)
 ER!

Gráfico 45

CFE-CENACE
 DID

RESULTADOS GRAFICOS
 DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI
 26/JUL/87

** POSICION ANGULAR DE ARENAL UI Y GARITA UI. EFECTO DE LA COMPENSACION
 ** ANILLO. INICIA COMP. FALLA BARRANCA CAJA . OPCION IC-795 + BRN - SM4

△-△-△-△-△ ARN-UI
 ○-○-○-○-○ GRT-UI
 ◇-◇-◇-◇-◇ ARN-UI
 +--+--+--+ GRT-UI

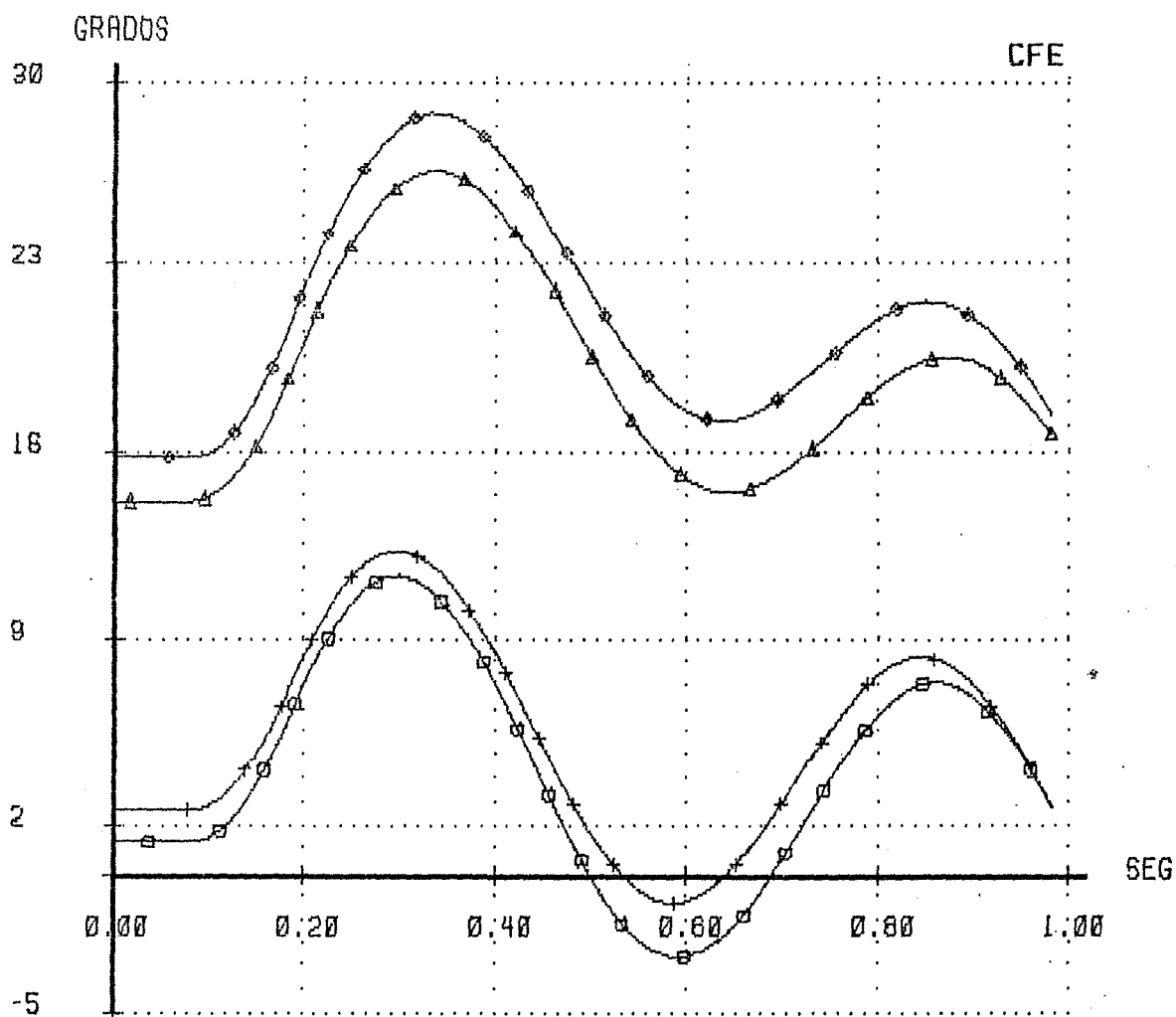


Gráfico 46

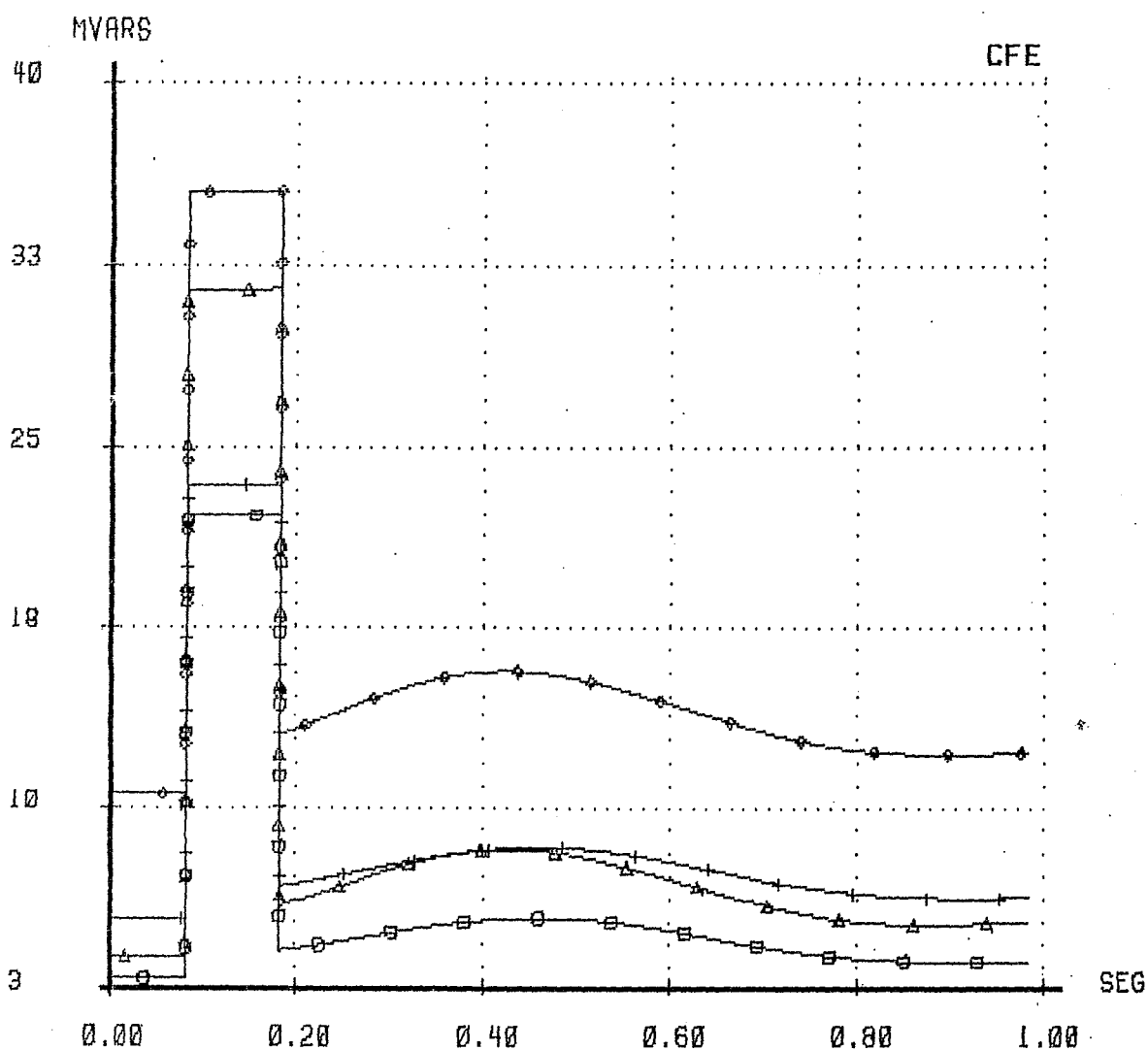
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
POTENCIA REACTIVA GENERADA

SISP-ESTABI
26/JUL/87

** COMPENSACION REACTIVA EN EL ANILLO. EFECTO EN LA GENERACION DE REAC
** DE UNIDADES. INICIO COMP. FALLA BARRANCA CAJA. OP. IC-795 + BRN-SMG

△-△-△-△-△ RMO-U5
□-□-□-□-□ GRT-UI
○-○-○-○-○ RMO-U5
+ + + + + GRT-UI



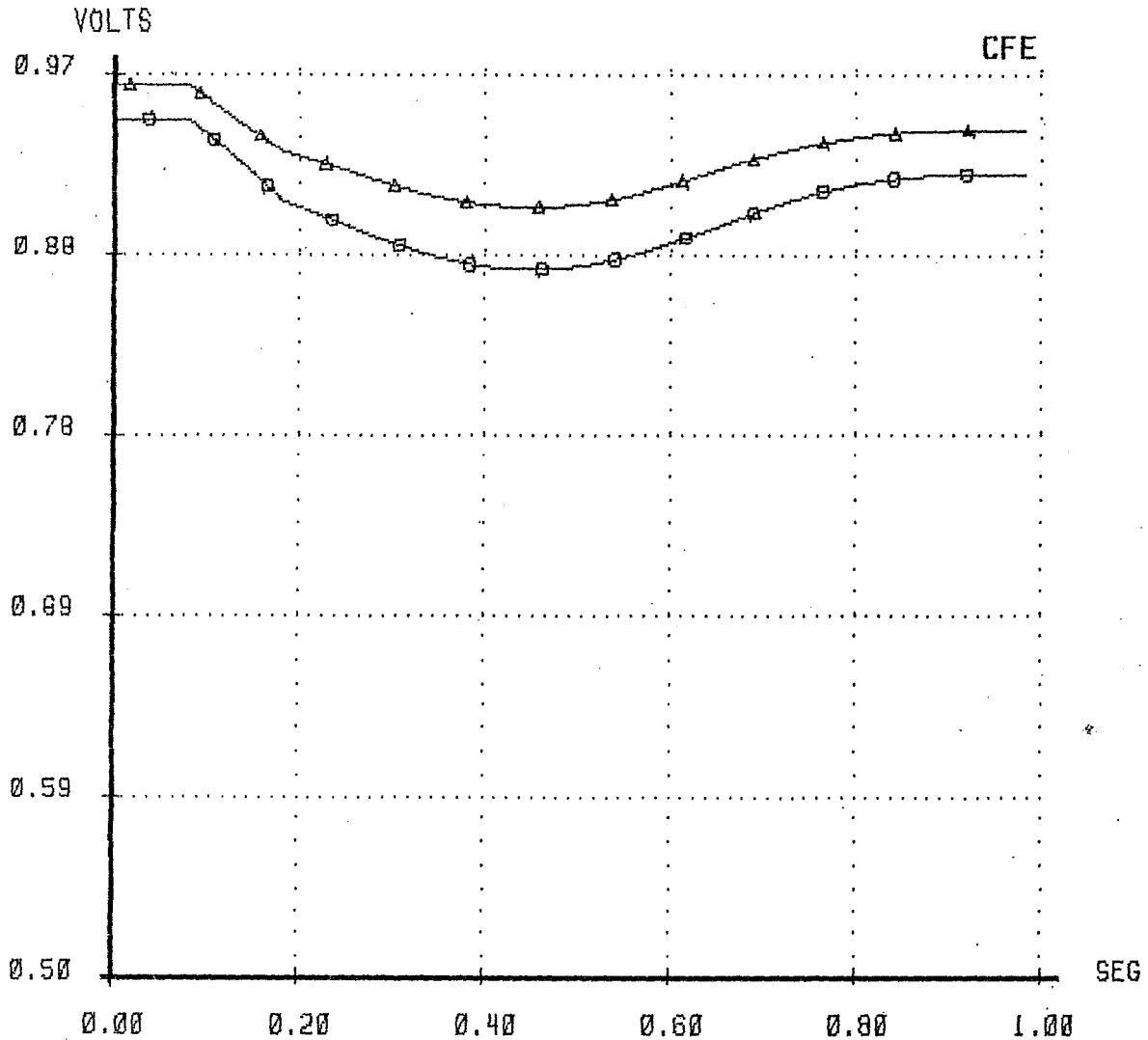
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP-ESTABI
26/JUL/87

** COMPENSACION REACTIVA EN EL ANILLO Y SU EFECTO EN EL VOLTAJE CAJA 230
** INICIO COMPENSADO. FALLA BARRANCA CAJA . OPCION IC-795 + BRN - SMG

△-△-△-△-△ CAJ-230
□-□-□-□-□ CAJ-230



Disparo automático de generación

Utilizando como predisturbio las condiciones de carga máxima de verano/97 y suponiendo que sólo se dispone de la transmisión alterna (1C-795), se supone falla trifásica en BRN-230 liberada con disparo de las dos líneas BRN-CAJ. Se simulan tres niveles de disparo de generación para evaluar el impacto en la sobrecarga del autotransformador de Barranca.

CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
31/JUL/87

** 1C-795 MAX. VER. 1997 FALLA TRIFASICA EN BARRANCA 230 KV
** FLUJO DE MW EN AUTO BARRANCA SIN Y UTILIZANDO EN DGA (2U DE ARENAL)

△-△-△-△-△ BRN-230 -> BRN-138
□-□-□-□-□ BRN-230 -> BRN-138

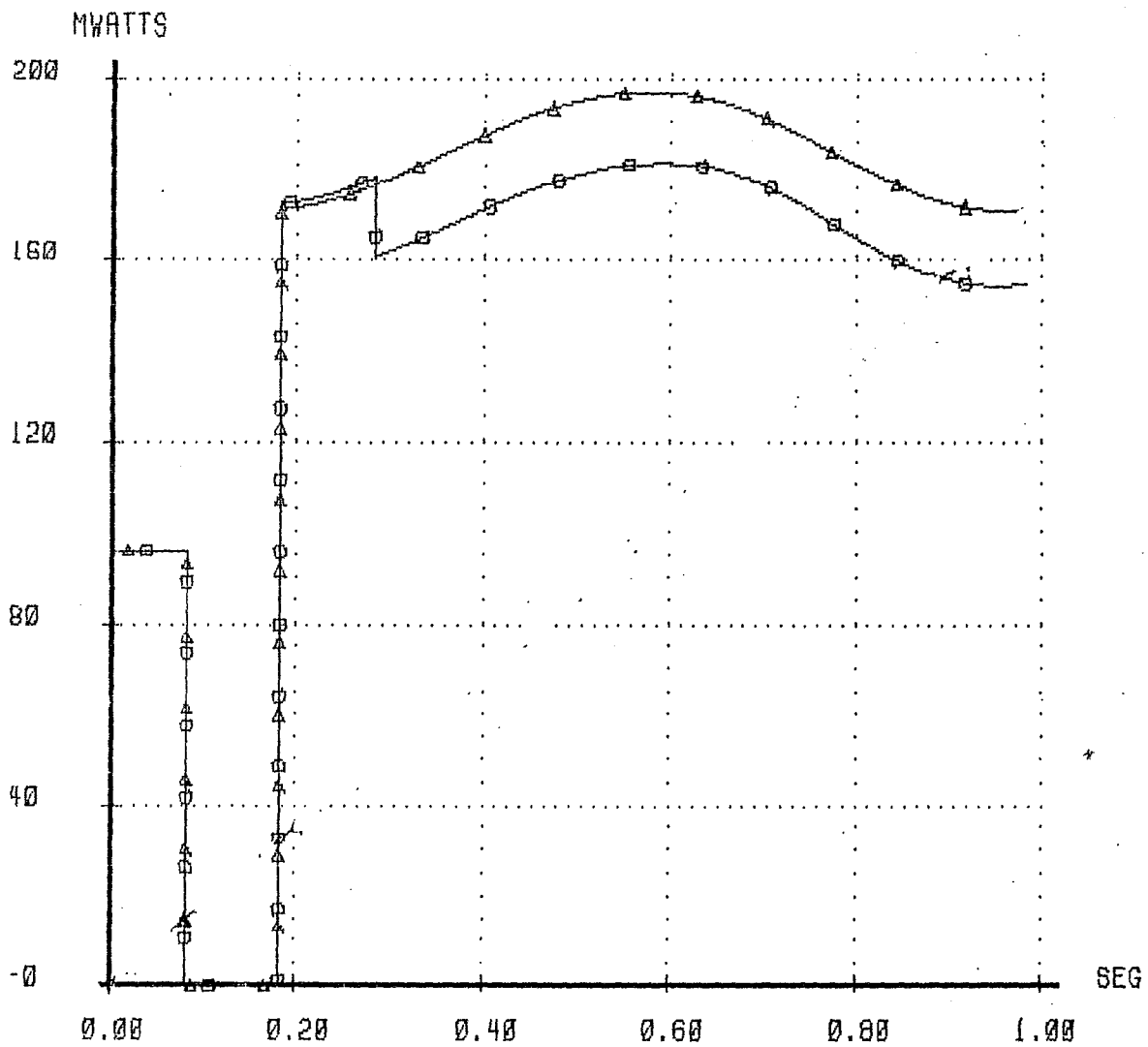


Gráfico 49

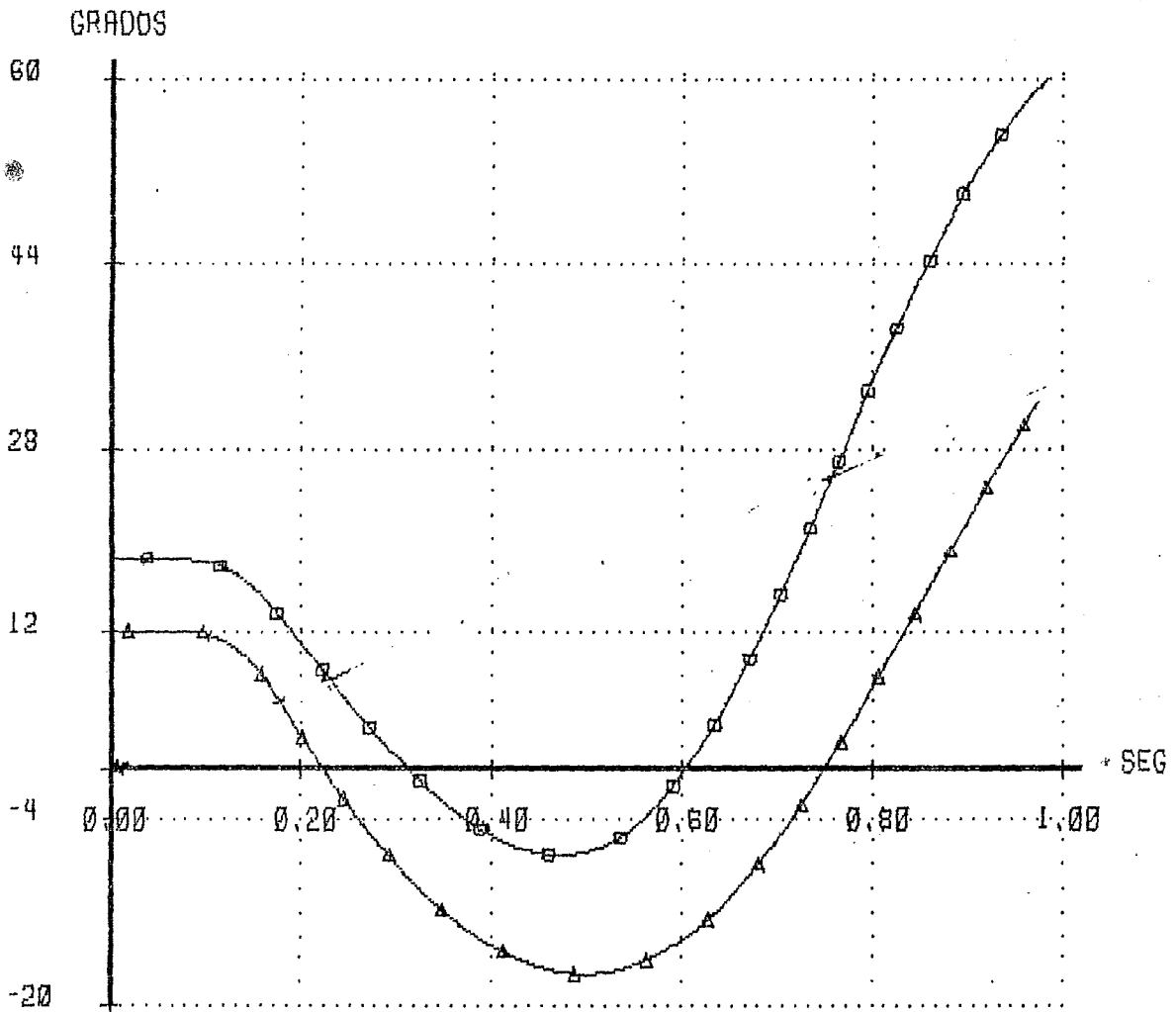
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI
31/JUL/87

** IC-795 MAX. VER. 1997. FALLA TRIFASICA EN BARRANCA 230 KV
** POSICION ANGULAR DE CAJON SIN Y UTILIZANDO EN DAG (2U DE ARENAL)

△-△-△-△-△ CJN-UI
□-□-□-□-□ CJN-UI



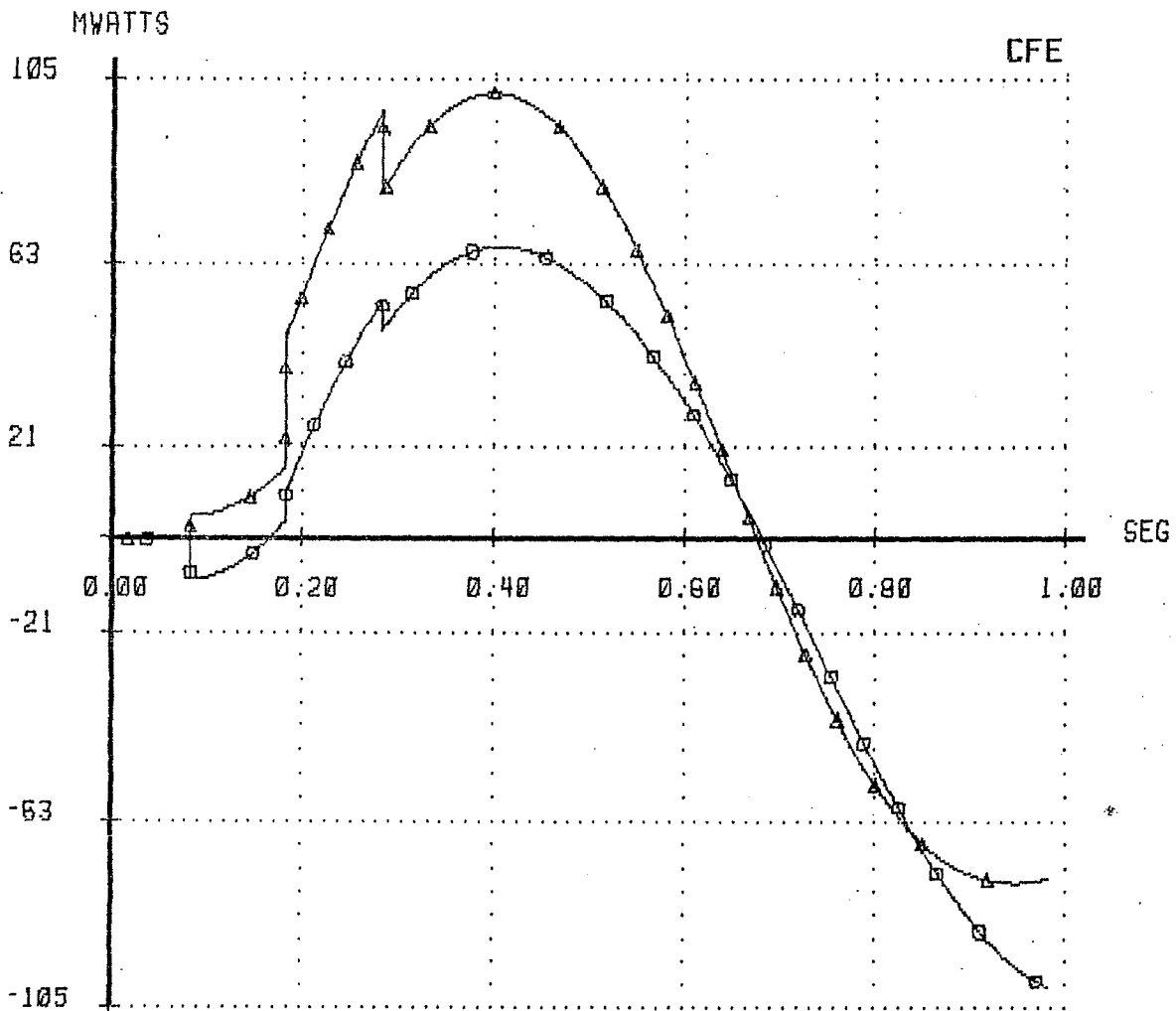
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
31/JUL/87

** 1C-795 1997. FALLA EN BARRANCA 230KV LIBERADA CON APERTURA DOBLE
** BARRANCA CAJA Y A LOS 6 CICLOS SIGUIENTES SE DISPARAN ARENAL 1Y2

△-△-△-△-△ LIB-230 → LBR-230
□-□-□-□-□ RCL-230 → PRO-230



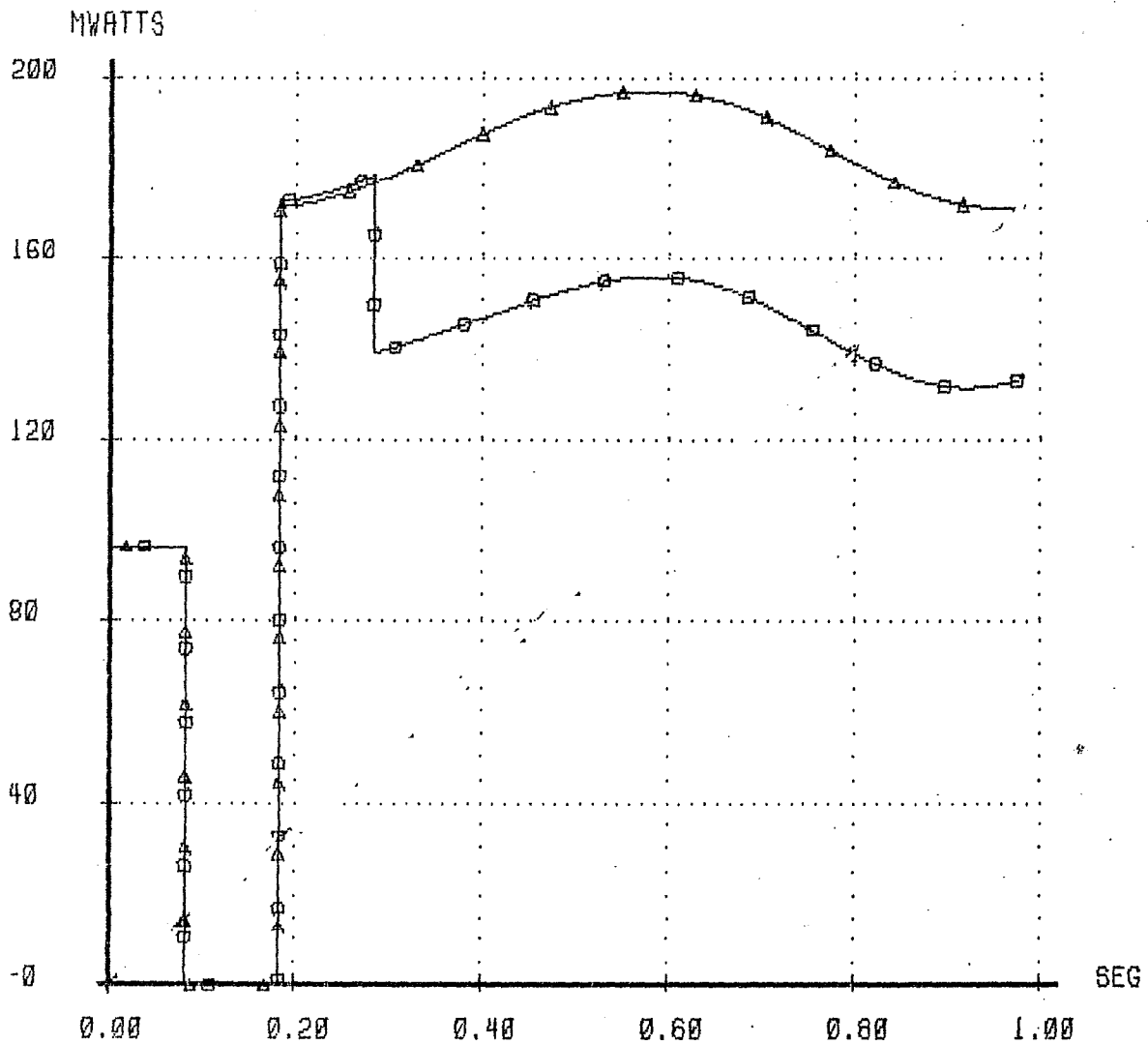
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
31/JUL/87

** IC-795 MAX 1997 . FALLA EN BARRANCA 230KV. ANALISIS COMPARATIVO
** SIN DAG Y LUEGO UTILIZANDO EN DAG PARA DISPARAR ARENAL Y COROBICI U3

△-△-△-△-△ BRN-230 -> BRN-138
□-□-□-□-□ BRN-230 -> BRN-138



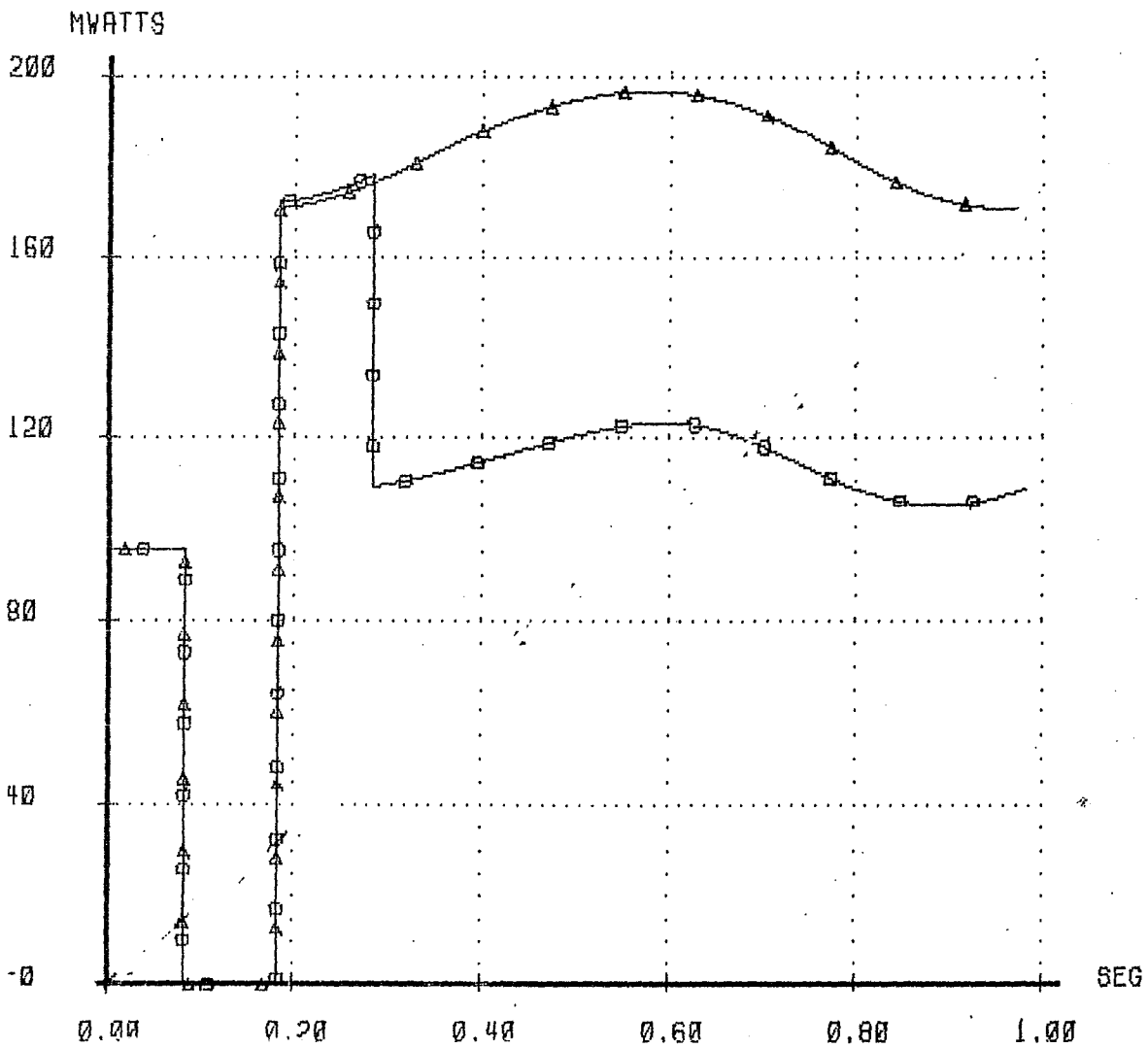
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
31/JUL/87

** IC-795 MAX. 1997. FALLA EN BARRANCA. ANALISIS COMPARATIVO DEL DAG
** SIN DAG Y LUEGO SE UTILIZA PARA DISPARAR ARENAL Y COROBICI TOTAL

△-△-△-△-△ BRN-230 -> BRN-139
□-□-□-□-□ BRN-230 -> BRN-138



Simulaciones de estabilidad para el año 2000

Gráfico 57

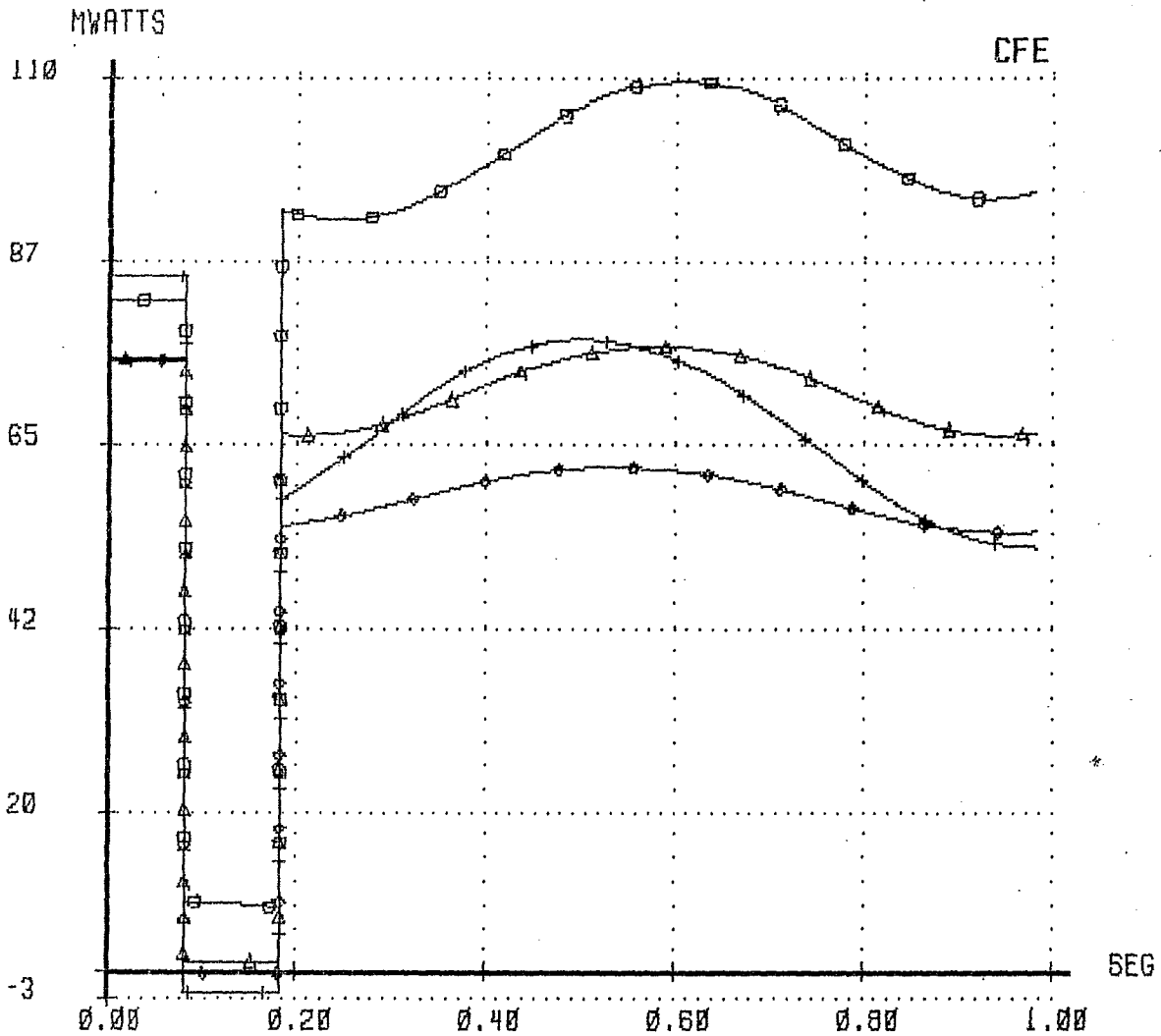
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
31/JUL/87

** 2*636 + CS MAX. VER , 2000. FALLA TRIFASICA EN S.MIGUEL 230 KV
** LIBERACION DE FALLA CON APERTURA DEL TRAMO S.MIGUEL AL CAPACITOR

△-△-△-△-△ CAJ-230 → CAJ-130
□-□-□-□-□ BRN-230 → BRN-130
◇-◇-◇-◇-◇ SMG-230 → SMG-130
+ + + + + EST-230 → EST-130



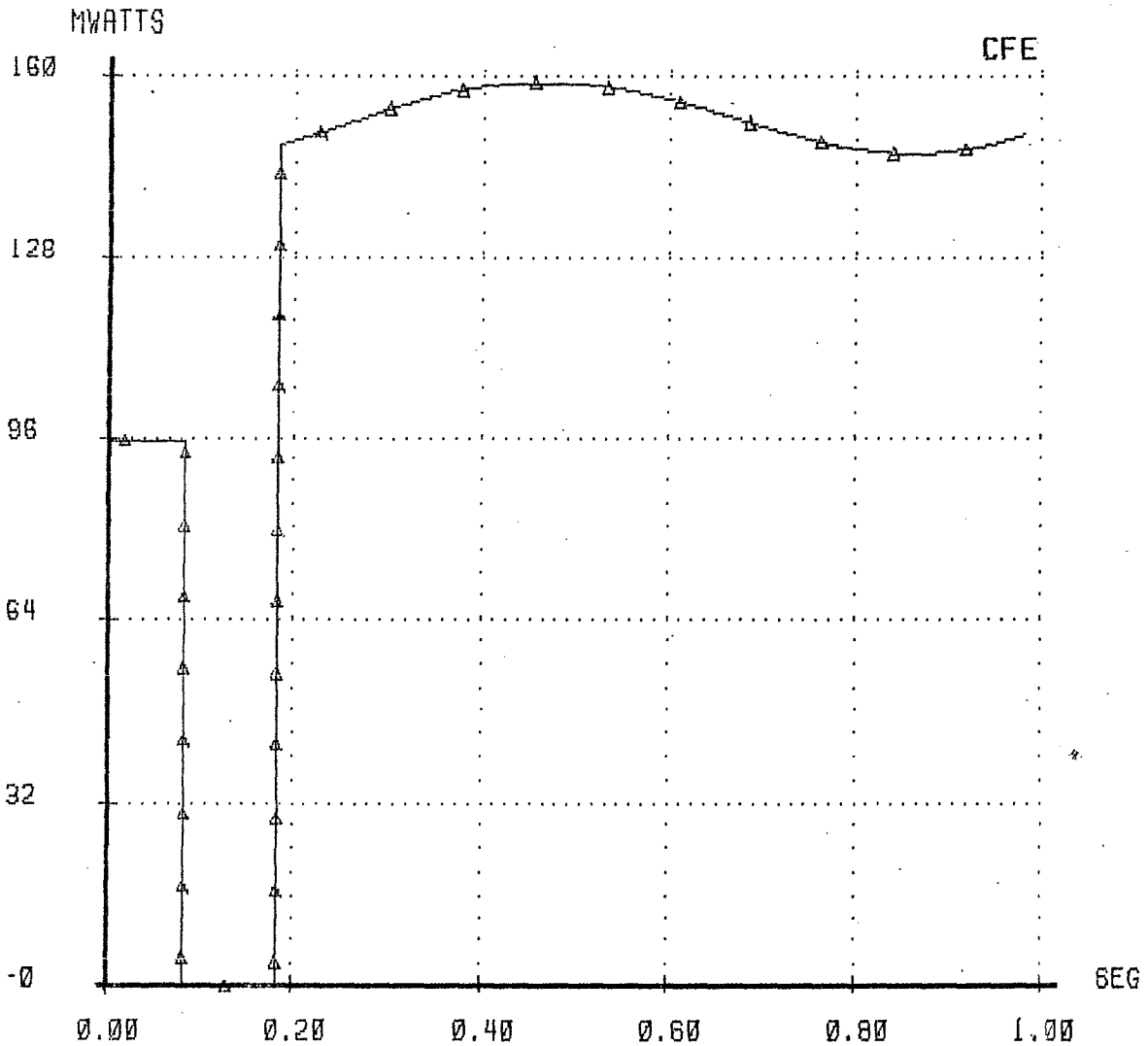
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
30/JUL/87

** 2C-795 + SMG-EST. 2000 FALLA TRIFASICA EN BARRANCA 230 KV **
** LIBERACION DE FALLA CON APERTURA DOBLE DE BARRANCA CAJA 230 KV **

BRN-230 -> BRN-130



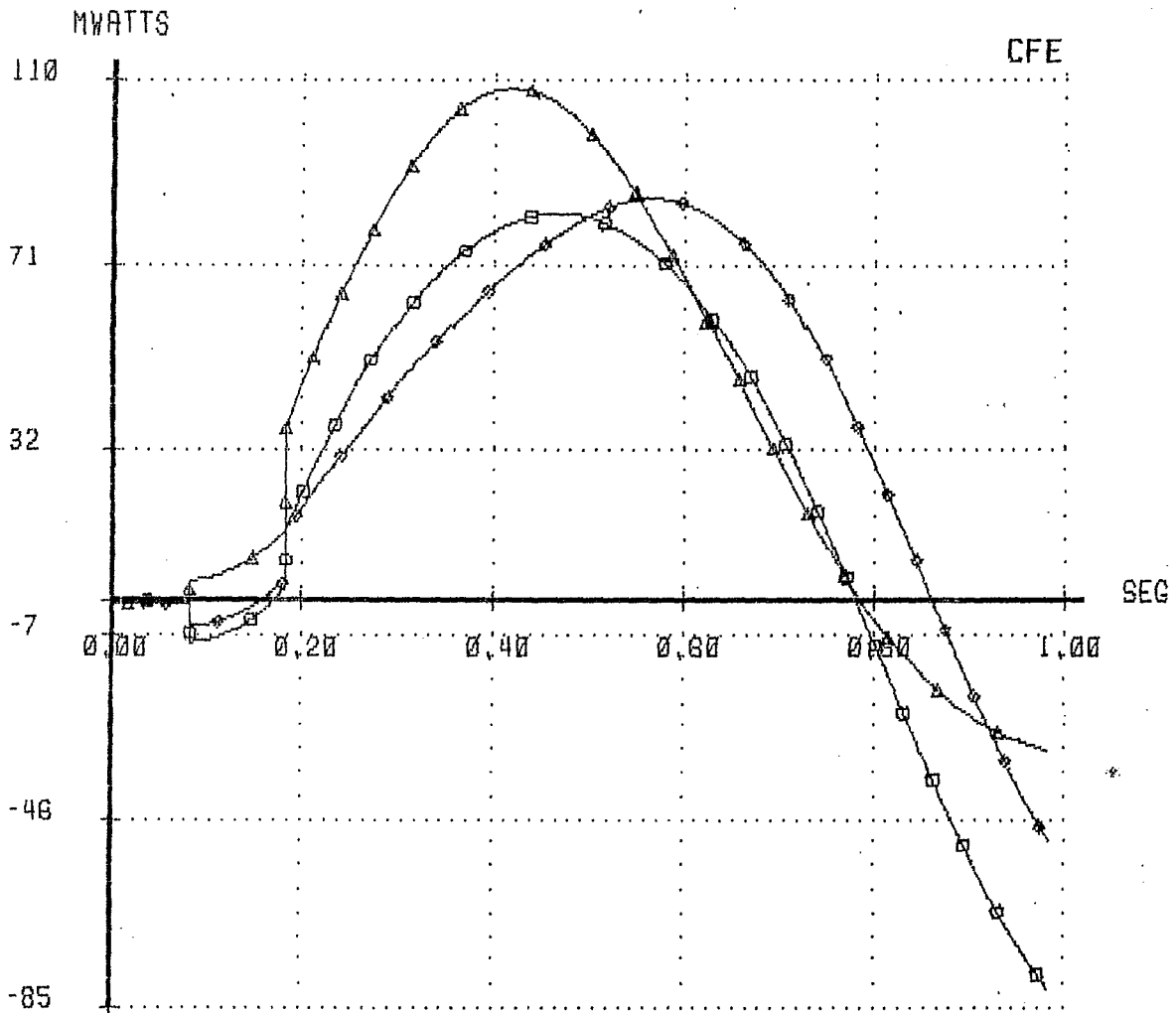
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
30/JUL/87

** 2C-795 + SMG-EST. 2000 FALLA TRIFASICA EN BARRANCA 230 KV **
** LIBERACION DE FALLA CON APERTURA DOBLE DE BARRANCA CAJA 230 KV **

△-△-△-△-△ LIB-230 → LBR-230
□-□-□-□-□ RCL-230 → PRO-230
○-○-○-○-○ LEO-230 → PVN-230



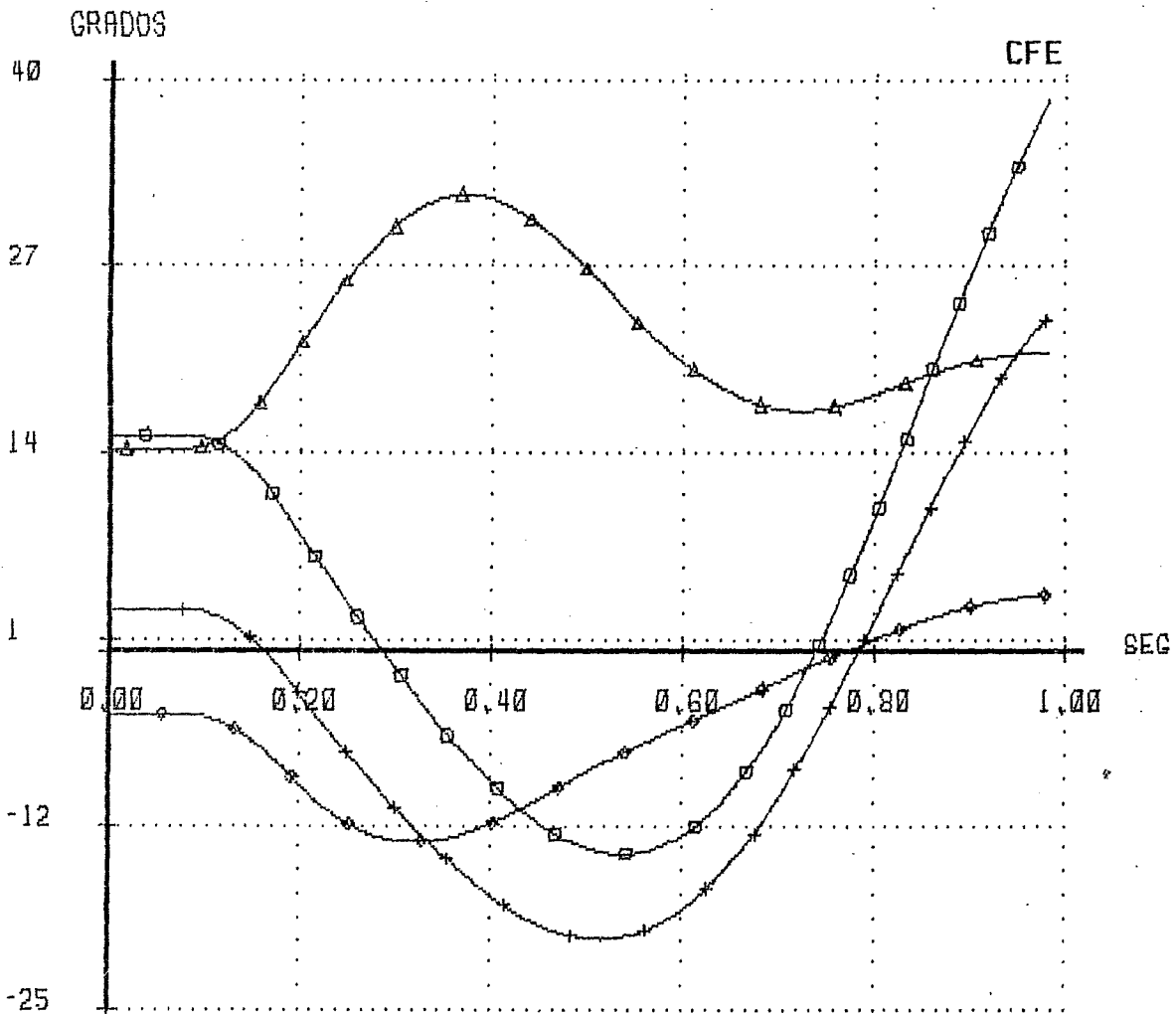
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI
31/JUL/87

** IC-795 + BAN - SMG 2000 , FALLA TRIFASICA EN BARRANCA 230 KV
** LIBERACION DE FALLA CON APERTURA DOBLE ARENAL BARRANCA. MAX. VER.
+-- MAQUINA DE REFERENCIA --+ [RMO-U4]

△-△-△-△-△ ARN-UI
□-□-□-□-□ CJN-UI
◇-◇-◇-◇-◇ MGA-UI
+--+--+--+ FOR-UI



Anexo 1

ICE: NOMENCLATURA UTILIZADA PARA LAS SUBESTACIONES
REPRESENTADAS EN EL ESTUDIO

ALJ	ALAJUELA
AJT	ALAJUELITA
ARN	ARENAL
ERN	BARRANCA
CAI	CACHI
CAS	CAÑAS
CQS	CIUDAD QUESADA
CMA	COLIMA
COL	COLORADO
CON	CONCAVAS
CRB	COROBICI
DES	DESAMPARADOS
EST	ESTE
GRT	GARITA
GUA	GUAYABAL
HER	HEREDIA
JIM	JUANILAMA
CAJ	LA CAJA
LIB	LIBERIA
MRV	MIRAVALLS
MOI	MOIN
NAR	NARANJO
RCL	RIO CLARO
RMO	RIO MACHO
SAB	SABANILLA
SID	SAN ISIDRO
SMG	SAN MIGUEL
SAN	SANDILLAL
SIQ	SIQUIRRES
TOR	TORO
VGR	VENTIANAS GARITA

Anexo II

Datos de la red de Costa Rica utilizados en los estudios de flujos y de estabilidad transitoria.

NOTA: En el caso de estabilidad se incluyen los datos de los seis países del Istmo Centroamericano. Los datos se especifican de acuerdo al formato utilizado en el SISP.

RMO-230	0.00	0.00	59	2
SID-230	16.93	5.64	52	2
RCL-230	21.56	7.18	52	2
FIC-N2	00.00	0.00	52	2
RMO-138	4.69	1.56	59	5
CAI-138	20.72	8.03	52	5
ANG-138	00.00	0.00	52	5
SIQ-138	5.81	1.94	52	5
LES-138	21.35	7.12	52	5
MOI-138	33.91	11.30	52	5
SAB-138	100.80	33.59	52	5
CMA-138	85.20	38.40	52	5
EST-138	29.28	9.750	59	5
CON-138	77.00	25.66	52	5
DES-138	104.70	34.90	59	5
ESC-138	38.69	12.89	52	5
HER-138	87.09	29.00	52	5
AJT-138	75.66	25.21	52	5
CAJ-138	66.25	22.06	59	5
CAJ-230	0.00	0.00	59	2
BRN-138	64.00	21.31	52	5
BRN-230	0.00	0.00	59	2
ALJ-138	69.90	23.29	52	5
JLM-138	1.64	0.55	52	5
GRT-138	25.51	8.50	52	5
GAS-138	00.00	0.00	52	5
GRT-13F	0.00	0.00	52	14
NAR-138	37.36	12.45	52	5
CON-34	00.00	00.00	52	9
CAS-230	0.00	0.00	52	2
CRB-230	0.00	0.00	52	2
ARN-230	0.00	0.00	59	2
MRV-230	20.00	0.00	52	2
SAN-230	0.00	0.00	52	2
CQS-230	31.41	10.47	59	2
CQS-CS	00.00	00.00	52	2
TOR-230	00.00	00.00	59	2
TOR-CS	00.00	00.00	52	2
SMG-CS	00.00	00.00	52	2
SMG-230	00.00	00.00	59	2
EST-230	00.00	00.00	59	2
SMG-138	42.25	14.08	59	5
CAS-138	0.00	0.00	52	5
CAS-34	12.22	4.07	52	9
GUA-138	20.91	6.97	52	5
COL-138	14.60	4.86	52	5
LIB-230	16.97	5.66	52	2
FIC-N1	00.00	0.00	52	2
RMO-U1	0.00	0.00	52	14
RMO-U2	0.00	0.00	52	14
RMO-U3	0.00	0.00	52	14
RMO-U4	0.00	0.00	52	14
RMO-U5	0.00	0.00	52	14
CAI-U1	0.00	0.00	52	14
CAI-U2	0.00	0.00	52	14
CAI-U3	0.00	0.00	52	14
GRT-U1	0.00	0.00	52	14
GRT-U2	0.00	0.00	52	14
CRB-U1	0.00	0.00	52	14
CRB-U2	0.00	0.00	52	14
CRB-U3	0.00	0.00	52	14
ARN-U1	0.00	0.00	52	14
ARN-U2	0.00	0.00	52	14
ARN-U3	0.00	0.00	52	14
MRV-U1	0.00	0.00	52	14
MRV-U2	0.00	0.00	52	14
MRV-U3	0.00	0.00	52	14
MRV-U4	0.00	0.00	52	14
SAN-U1	0.00	0.00	52	14
SAN-U2	0.00	0.00	52	14
SAN-F1	0.00	0.00	52	14
TOR-U1	0.00	0.00	52	14
TOR-U2	0.00	0.00	52	14
ANG-U1	0.00	0.00	52	14
ANG-U2	0.00	0.00	52	14
ANG-U3	0.00	0.00	52	14
GAS-U	0.00	0.00	52	14
VGR-U1	0.00	0.00	52	14
VGR-U2	0.00	0.00	52	14
PRO-230	0.00	0.00	62	2

RMO-U1	RMO-138	15.00	10.00	-6.00	1.02890
RMO-U2	RMO-138	15.00	10.00	-6.00	1.02890
RMO-U3	RMO-138	30.00	20.00	-15.00	1.02890
RMO-U4	RMO-138	30.00	20.00	-15.00	1.02890
RMO-U5	RMO-138	00.00	20.00	-15.00	1.03600
CAI-U1	CAI-138	32.00	15.00	-15.00	1.02890
VGR-U1	GRT-138	45.00	20.00	-10.00	1.02200
VGR-U2	GRT-138	45.00	20.00	-10.00	1.02200
CAI-U2	CAI-138	32.00	15.00	-15.00	1.02890
CAI-U3	CAI-138	36.00	15.00	-15.00	1.02890
GRT-U1	GRT-13F	15.00	6.00	-6.00	1.02200
GRT-U2	GRT-13F	15.00	6.00	-6.00	1.02200
CRB-U1	CRB-230	58.00	28.00	-28.00	1.04300
CRB-U2	CRB-230	58.00	28.00	-28.00	1.04300
CRB-U3	CRB-230	58.00	28.00	-28.00	1.04300
ARN-U1	ARN-230	52.70	24.00	-24.00	1.03600
ARN-U2	ARN-230	52.70	24.00	-24.00	1.03600
ARN-U3	ARN-230	52.70	24.00	-24.00	1.03600
ANG-U1	ANG-138	43.00	28.00	-28.00	1.04300
ANG-U2	ANG-138	43.00	28.00	-28.00	1.04300
ANG-U3	ANG-138	43.00	28.00	-28.00	1.04300
MRV-U1	MRV-230	55.00	25.00	-25.00	1.04300
MRV-U2	MRV-230	55.00	25.00	-25.00	1.04300
MRV-U3	MRV-230	55.00	25.00	-25.00	1.04300
MRV-U4	MRV-230	55.00	25.00	-25.00	1.04300
SAN-U1	SAN-F1	16.00	6.00	-6.00	1.04300
SAN-U2	SAN-F1	16.00	6.00	-6.00	1.04300
TOR-U1	TOR-230	24.00	8.00	-8.00	1.00000
TOR-U2	TOR-230	66.00	28.00	-28.00	1.00000
GAS-U	GAS-138	64.00	28.00	-28.00	1.01500

RCL-230	FIC-N2	0.00590	0.03505	0.03360	0.00000
PRO-115	PRO-230	0.00000	0.13500	0.00000	1.00000
PRO-34	PRO-115	0.00000	0.24500	0.00000	1.00000
PRO-115	CHZ-115	0.02140	0.10490	0.00680	0.00000
RCL-230	SID-230	0.01628	0.09890	0.09710	0.00000
SID-230	RMO-230	0.00834	0.05448	0.04980	0.00000
RMO-230	RMO-138	0.00000	0.06060	0.00000	1.02300
EST-230	EST-138	0.00000	0.06060	0.00000	1.02300
RMO-138	CAI-138	0.00614	0.03840	0.00500	0.00000
RMC 138	CAI-138	0.00614	0.03840	0.00500	0.00000
RMO-138	EST-138	0.01350	0.06290	0.00870	0.00000
RMO-138	CON-138	0.00480	0.02240	0.00300	0.00000
CAI-138	ANG-138	0.01000	0.04670	0.00620	0.00000
CAI-138	ANG-138	0.01000	0.04670	0.00620	0.00000
ANG-138	SIQ-138	0.02260	0.06280	0.00725	0.00000
ANG-138	SIQ-138	0.02260	0.06280	0.00725	0.00000
CAI-138	SAB-138	0.01810	0.08420	0.01150	0.00000
CAI-138	EST-138	0.01533	0.07126	0.00980	0.00000
SIQ-138	MOI-138	0.04789	0.12400	0.01540	0.00000
SIQ-138	MOI-138	0.04789	0.12400	0.01540	0.00000
SIQ-138	LES-138	0.02200	0.10300	0.01300	0.00000
SMG-138	CMA-138	0.00440	0.02040	0.00280	0.00000
SMG-138	SAB-138	0.00400	0.01870	0.00260	0.00000
EST-138	CMA-138	0.00977	0.04553	0.00630	0.00000
HER-138	CMA-138	0.00369	0.01750	0.00240	0.00000
CAJ-138	CMA-138	0.00450	0.02090	0.00270	0.00000
EST-138	CON-138	0.00880	0.04101	0.00570	0.00000
EST-138	DES-138	0.00551	0.02557	0.00350	0.00000
EST-138	AJT-138	0.01008	0.04694	0.00640	0.00000
DES-138	ESC-138	0.00820	0.03860	0.00530	0.00000
CAJ-138	ESC-138	0.00220	0.01010	0.00140	0.00000
HER-138	CAJ-138	0.00418	0.01940	0.00270	0.00000
CAJ-138	GRT-138	0.01150	0.05350	0.00730	0.00000
AJT-138	CAJ-138	0.00614	0.02851	0.00390	0.00000
ALJ-138	CAJ-138	0.00845	0.03928	0.00520	0.00000
GRT-138	GAS-138	0.01080	0.05020	0.00690	0.00000
GAS-138	ALJ-138	0.00440	0.02030	0.00280	0.00000
CAJ-230	BRN-230	0.00941	0.06040	0.05730	0.00000
CAJ-230	BRN-230	0.00941	0.06040	0.05730	0.00000
CAS-230	BRN-230	0.01329	0.06544	0.06177	0.00000
ARN-230	BRN-230	0.01040	0.06200	0.05885	0.00000
ARN-230	BRN-230	0.01040	0.06200	0.05885	0.00000
ARN-230	CQS-CS	0.00690	0.05130	0.08660	0.00000
CQS-CS	CQS-230	0.00000	-.0174	0.00000	0.00000
CQS-230	TOR-230	0.00215	0.01580	0.02670	0.00000
TOR-230	TOR-CS	0.00207	0.01530	0.02580	0.00000
TOR-CS	SMG-CS	0.00000	-.01450	0.00000	0.00000
SMG-CS	SMG-230	0.00207	0.01530	0.02580	0.00000
SMG-230	CAJ-230	0.00133	0.00953	0.01720	0.00000
SMG-230	EST-230	0.00152	0.01089	0.01966	0.00000
EST-230	RMO-230	0.00224	0.01601	0.02891	0.00000
ARN-230	SMG-230	0.01310	0.09770	0.16490	0.00000
JLM-138	BRN-138	0.00630	0.01638	0.00200	0.00000

JLM-138	GRT-138	0.03434	0.08937	0.01090	0.00000
NAR-138	GRT-138	0.01728	0.04537	0.00550	0.00000
CAS-230	CRB-230	0.00106	0.00643	0.00630	0.00000
CAS-230	LIB-230	0.00720	0.04040	0.04040	0.00000
CRB-230	ARN-230	0.00136	0.00850	0.00820	0.00000
CRB-230	SAN-230	0.00070	0.00360	0.00350	0.00000
LIB-230	MRV-230	0.00626	0.03010	0.02982	0.00000
ARN-230	MRV-230	0.00689	0.03310	0.03282	0.00000
CAS-138	GUA-138	0.05808	0.15842	0.01760	0.00000
RMO-138	RMO-U1	0.00000	0.40957	0.00000	1.00000
RMO-138	RMO-U2	0.00000	0.40957	0.00000	1.00000
RMO-138	RMO-U3	0.00000	0.24000	0.00000	1.00000
RMO-138	RMO-U4	0.00000	0.24000	0.00000	1.00000
RMO-138	RMO-U5	0.00000	0.24000	0.00000	1.00000
CAI-138	CAI-U1	0.00000	0.29773	0.00000	1.00000
CAI-138	CAI-U2	0.00000	0.29773	0.00000	1.00000
CAI-138	CAI-U3	0.00000	0.20741	0.00000	1.00000
ANG-138	ANG-U1	0.00000	0.12300	0.00000	1.00000
AN -138	ANG-U2	0.00000	0.12300	0.00000	1.00000
ANG-138	ANG-U3	0.00000	0.12300	0.00000	1.00000
CAJ-230	CAJ-138	0.00000	0.07300	0.00000	1.023000
CAJ-230	CAJ-138	0.00000	0.07300	0.00000	1.023000
CAJ-230	CAJ-138	0.00000	0.07300	0.00000	1.023000
SMG-230	SMG-138	0.00000	0.07300	0.00000	1.02300
SMG-230	SMG-138	0.00000	0.07300	0.00000	1.02300
GRT-138	GRT-13F	0.00000	0.32400	0.00000	1.00000
GRT-13F	GRT-U1	0.00000	0.00100	0.00000	1.00000
GRT-13F	GRT-U2	0.00000	0.00100	0.00000	1.00000
BRN-138	BRN-230	0.00000	0.07200	0.00000	1.05000
GRT-138	VGR-U1	0.00000	0.21400	0.00000	1.00000
GRT-138	VGR-U2	0.00000	0.21400	0.00000	1.00000
GAS-U	GAS-138	0.00000	0.12000	0.00000	1.00000
CON-34	CON-138	0.00000	0.31978	0.00000	1.05000
CRB-230	CRB-U1	0.00000	0.17391	0.00000	1.00000
CRB-230	CRB-U2	0.00000	0.17391	0.00000	1.00000
CRB-230	CRB-U3	0.00000	0.17391	0.00000	1.00000
ARN-230	ARN-U1	0.00000	0.12300	0.00000	1.00000
ARN-230	ARN-U2	0.00000	0.12300	0.00000	1.00000
ARN-230	ARN-U3	0.00000	0.12300	0.00000	1.00000
MRV-230	MRV-U1	0.00000	0.12300	0.00000	1.00000
MRV-230	MRV-U2	0.00000	0.12300	0.00000	1.00000
MRV-230	MRV-U3	0.00000	0.12300	0.00000	1.00000
MRV-230	MRV-U4	0.00000	0.12300	0.00000	1.00000
SAN-U1	SAN-F1	0.00000	0.00050	0.00000	1.02500
SAN-U2	SAN-F1	0.00000	0.00050	0.00000	1.02500
SAN-F1	SAN-230	0.00000	0.32400	0.00000	1.02500
TOR-230	TOR-U1	0.00000	0.45800	0.00000	1.00000
TOR-230	TOR-U2	0.00000	0.16700	0.00000	1.00000
CAS-138	CAS-230	0.00000	0.21436	0.00000	1.00500
CAS-138	CAS-230	0.00000	0.21436	0.00000	1.00000
CAS-34	CAS-138	0.00000	0.50147	0.00000	1.02000
CAS-138	COL-138	0.02490	0.06810	0.00760	0.00000

** DATOS DE COSTA RICA

RMO-U1	0.000000	1.706666	3.200000	0.54	1
RMO-U2	0.000000	1.706666	3.200000	0.54	1
RMO-U3	0.000000	0.842670	1.813333	1.08	1
RMO-U4	0.000000	0.842670	1.813333	1.08	1
RMO-U5	0.000000	0.842670	1.813333	1.08	1
ARN-U1	0.0000000	0.489230	1.052970	1.95	1
ARN-U2	0.0000000	0.489230	1.052970	1.95	1
ARN-U3	0.0000000	0.489230	1.052970	1.95	1
CRB-U1	0.0000000	0.468930	0.952520	2.22	1
CRB-U2	0.0000000	0.468930	0.952520	2.22	1
CRB-U3	0.0000000	0.468930	0.952520	2.22	1
VGR-U1	0.0000000	0.600000	1.300000	1.74	1
VGR-U2	0.0000000	0.600000	1.300000	1.74	1
CAI-U1	0.0000000	0.710000	1.575000	1.05	1
CAI-U2	0.0000000	0.710000	1.575000	1.05	1
CAI-U3	0.0000000	0.673900	1.434800	1.09	1
GRT-U1	0.0000000	1.253330	2.506670	0.53	1
GRT-U2	0.0000000	1.253330	2.506670	0.53	1
MRV-U1	0.0000000	0.392000	0.392000	3.23	0
MRV-U2	0.0000000	0.392000	0.392000	3.23	0
MRV-U3	0.0000000	0.392000	0.392000	3.23	0
MRV-U4	0.0000000	0.392000	0.392000	3.23	0
GAS-U	0.0000000	0.392000	0.392000	3.23	0
TOR-U1	0.0000000	1.310000	2.546800	0.77	1
TOR-U2	0.0000000	0.355000	0.737000	1.95	1
SAN-U1	0.0000000	1.253300	2.506670	0.53	1
SAN-U2	0.0000000	1.253300	2.506670	0.53	1
ANG-U1	0.000000	0.468930	0.953520	2.13	1
ANG-U2	0.000000	0.468930	0.953520	2.13	1
ANG-U3	0.000000	0.468930	0.953520	2.13	1

** DATOS DE PANAMA

FOR-U1	0.000000	0.270000	0.540000	4.50	1
FOR-U2	0.000000	0.270000	0.540000	4.50	1
FOR-U3	0.000000	0.270000	0.540000	4.50	1
LVL-U1	0.000000	0.740740	2.296296	0.66	1
LVL-U2	0.000000	0.740740	2.296296	0.66	1
EST-U1	0.000000	0.740740	2.296296	0.66	1
EST-U2	0.000000	0.740740	2.296296	0.66	1
BAY-U1	0.000000	0.345238	0.833333	2.27	1
BAY-U2	0.000000	0.345238	0.833333	2.27	1
BLM-U2	0.0000000	0.404255	0.404255	2.09	0
BLM-U3	0.0000000	0.404255	0.404255	2.09	0
BLM-U4	0.0000000	0.404255	0.404255	2.09	0

FIN

FIN

PAN-CEV	0.000000	2.112000	2.112000	0.20	3
LLS-CEV	0.000000	2.112000	2.112000	0.20	3

FIN

PAN-CEV	PAN-230	0.040	0.100	1.000	1.000	0.500	-0.10	100
LLS-CEV	LLS-230	0.040	0.100	1.000	1.000	0.500	0.10	100

FIN

OK, k maquinas.maq

** DATOS PARA ESTABILIDAD TRANSITORIA DE AMERICA CENTRAL

** DATOS DE MAQUINAS DE GUATEMALA

CHY-H1	0.004200	0.490600	1.1132000	2.6268	1
CHY-H2	0.004200	0.490600	1.1132000	2.6268	1
CHY-H3	0.004200	0.490600	1.1132000	2.6268	1
CHY-H4	0.004200	0.490600	1.1132000	2.6268	1
CHY-H5	0.004200	0.490600	1.1132000	2.6268	1
AGU-H1	0.013300	0.968300	2.4963000	1.3125	1
AGU-H2	0.013300	0.968300	2.4963000	1.3125	1
AGU-H3	0.013300	0.968300	2.4963000	1.3125	1
JMA-H1	0.010000	1.192300	3.1796000	0.6650	1
JMA-H2	0.010000	1.192300	3.1796000	0.6650	1
JMA-H3	0.010000	1.192300	3.1796000	0.6650	1
ESV-H12	0.057500	2.200000	4.6000000	0.6000	1
SMA-H123	0.033300	3.226700	6.3333000	0.3600	1
STO-H123	0.033300	2.893300	5.6667000	0.3000	1
BAR-D123	0.033300	2.333300	4.6667000	0.0070	1
BAR-D456	0.033300	2.333300	4.6667000	0.0070	1
ZUN-GT1	0.0001	0.92400	0.924000	5.490	0
ESC-V2	0.00217	0.27167	0.46667	2.5800	1
ESC-V1	0.00376	0.51810	0.96640	1.025	1

** MAQUINAS DE EL SALVADOR

GUAJ-U1	0.000100	1.856490	3.713000	0.4517	1
CGRA-U1	0.000100	0.396690	0.793400	2.9625	1
CGRA-U2	0.000100	0.396690	0.793400	2.9625	1
5NOV-U1	0.000100	2.998950	5.997900	0.4683	1
5NOV-U2	0.000100	2.998950	5.997900	0.4683	1
5NOV-U3	0.000100	2.998950	5.997900	0.4683	1
5NOV-U4	0.000100	2.998950	5.997900	0.5717	1
5NOV-U5	0.000100	1.400100	2.800200	0.9425	1
15SE-U1	0.000100	0.396690	0.793400	4.8546	1
15SE-U2	0.000100	0.396690	0.793400	4.8546	1
AHUA-U1	0.000100	0.616000	0.616000	2.0588	0
AHUA-U2	0.000100	0.616000	0.616000	2.0588	0
AHUA-U3	0.000100	0.500000	0.500000	2.0000	0
ACAJ-U1	0.000100	0.475490	0.475490	1.0128	0
ACAJ-U2	0.000100	0.460790	0.460790	1.0475	0
SOYA-U12	0.000050	0.458850	0.458850	0.3261	0
SOYA-U3	0.000100	0.747640	0.747640	0.5620	0
MIRAU123	0.000033	0.239067	0.239067	0.2723	0
SMIG-U1	0.000100	0.790320	0.790320	2.1860	0
BERL-U12	0.000050	1.848000	1.848000	0.3413	0
CHIP-U12	0.000050	1.848000	1.848000	0.3413	0
BERL-U1	0.000100	0.924000	0.924000	1.3725	0

** HONDURAS

RLN-U1	0.0	1.52	2.71	0.83	1
RLN-U2	0.0	1.52	2.71	0.83	1
RLN-U3	0.0	1.52	2.71	0.83	1
RLN-U4	0.0	1.52	2.71	0.83	1
CRL-U1	0.0	2.173	3.333	0.41	1
CRL-U2	0.0	2.173	3.333	0.41	1
CJN-U1	0.0	0.30	0.6959	4.02	1
CJN-U2	0.0	0.30	0.6959	4.02	1
CJN-U3	0.0	0.30	0.6959	4.02	1
CJN-U4	0.0	0.30	0.6959	4.02	1
NIS-U1	0.0	1.04	2.20	0.73	1
REM-U1	0.0	0.46893	0.95252	2.01	1
REM-U1	0.0	0.46893	0.95252	2.01	1

** DATOS DE NICARAGUA

PNI-U1	0.000000	0.277419	0.277419	1.30	0
PNI-U2	0.000000	0.277419	0.277419	1.30	0
MGA-U1	0.000000	0.748718	0.748718	0.90	0
MGA-U2	0.000000	0.748718	0.748718	0.90	0
MGA-U3	0.000000	0.335144	0.335144	1.30	0
PPA-U1	0.000000	0.572815	0.572815	1.75	0
PCA-U1	0.000000	0.971428	1.942857	0.98	1
PCA-U2	0.000000	0.971428	1.942857	0.98	1
PCF-U1	0.000000	0.847619	1.968254	1.30	1
PCF-U2	0.000000	0.847619	1.968254	1.30	1