

BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO

Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.61
29 de mayo de 1987

ORIGINAL: ESPAÑOL

CATALOGADO

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

G.1

ESTUDIOS DE COMPENSACION REACTIVA PARA LA RED
DE TRANSMISION DE HONDURAS

INDICE

	<u>Página</u>
Presentación	1
I. Conclusiones y recomendaciones	2
II. Criterios y aplicación sobre compensación reactiva	5
1. Aspectos conceptuales	5
2. Estudios de compensación para la red de la ENEE en estado estable	8
3. Estudios de estabilidad transitoria	11
<u>Anexos</u>	
I: Nomenclatura utilizada en los estudios para las subestaciones del sistema eléctrico hondureño	13
II: Diagrama unifilar de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano	15
<u>Nota:</u> Los cuadros, diagramas y gráficos aparecen al final del documento.	17

PRESENTACION

En este informe se presentan las bases y los resultados del estudio para definir la localización y las dimensiones de los esquemas de compensación reactiva que se proyecta instalar en la red de transmisión de Honduras. En él se establecen las premisas para determinar las necesidades de reactivos y se presentan los estudios de flujos y de sensibilidad efectuados, apoyados en las premisas para explicitar el problema que se pretende resolver y los esquemas de compensación resultantes. En particular, se estudiaron los años 1989, 1991, 1993 y 1995, y se representaron en detalle los escenarios de carga máxima y mínima para dichos años. Se incorporan también los resultados de estabilidad transitoria para condiciones operativas extremas y contingencias que ilustran el comportamiento de los esquemas aludidos.

Los estudios y resultados se apoyaron en los trabajos realizados con el propósito de evaluar el comportamiento de la futura interconexión eléctrica entre El Salvador, Guatemala y Honduras. 1/ Como complemento de esos trabajos, profesionales de planificación y operación de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) 2/ efectuaron los análisis y estudios adicionales que aquí se reportan, para definir los requerimientos de reactivos de la red de transmisión hondureña, proyecto que la propia ENEE está gestionando con el gobierno canadiense a través del Instituto Canadiense de Desarrollo Internacional (CIDA).

Tanto los estudios relativos a la interconexión de Honduras, El Salvador y Guatemala como los de compensación reactiva de la red de Honduras, se efectuaron, del 6 al 24 de abril de 1987, con el apoyo técnico de la Comisión Federal de Electricidad, utilizando los recursos de simulación digital del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), y la asesoría de la Subsede en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

1/ Véase, CEPAL, Estudios técnicos de las alternativas de interconexión de Honduras con El Salvador y Guatemala (Versión preliminar), abril de 1987.

2/ Por parte de la ENEE, participaron en los trabajos los ingenieros J. Danilo Esquivel y Carlos R. García.

I. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Se formulan en el informe criterios y lineamientos conceptuales sobre la planificación y operación de los recursos de compensación reactiva. Se recomienda analizarlos internamente en la ENEE y discutirlos luego con funcionarios del Instituto Canadiense de Desarrollo Internacional (CIDA), ya que constituyen la base para definir el tamaño y localización de los esquemas de compensación reactiva.

2. De los estudios realizados para la interconexión de Honduras con El Salvador y/o Guatemala, se concluyó que para el horizonte de estudio establecido (hasta 1995), los excedentes de energía hidroeléctrica en Honduras se podrán manejar sin necesidad de transmitir grandes bloques de potencia en la red eléctrica de Honduras. 3/ Ello permite descartar esquemas de compensación del tipo compensadores estáticos de vars (CEVs), para la red de transmisión de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). Es suficiente instalar bloques desconectables de capacitores en derivación para compensar los requerimientos de reactivos en carga alta, y reactores desconectables para lograr el balance de reactivos en carga baja. Por estar estrechamente relacionados los estudios de la interconexión y el presente estudio sobre compensación de la red eléctrica hondureña, se recomienda analizarlos conjuntamente para evitar así la repetición de la misma información.

3. Los requerimientos de reactivos se analizaron representando con detalle las condiciones de carga mínima y máxima de 1989, 1991, 1993 y 1995.

4. En condiciones de carga máxima, se detectaron tres zonas de carga deficitarias de potencia reactiva-capacitiva: a) Tegucigalpa; b) litoral Atlántico, y c) zona norte, principalmente San Pedro Sula. Se realizaron estudios de sensibilidad para determinar las dimensiones de los bancos de capacitores en paralelo que se instalarían en subestaciones de dichas zonas de carga, así como las subestaciones más adecuadas para instalarlos. Se concluyó que se requiere un total de 70 MVARs capacitivos hasta 1995, distribuidos en las subestaciones y en el tiempo, según se indica en el cuadro 1. En este cuadro se incluyen los resultados de estudios de

3/ Véase, CEPAL, Estudios técnicos de las alternativas de interconexión de Honduras con El Salvador y Guatemala (Versión preliminar), abril de 1987.

sensibilidad (MVAR/kV), para justificar el tamaño de los bloques de compensación reactiva propuestos.

5. Para las condiciones de carga mínima, se simularon diversas alternativas de operación, con uno o más generadores en El Cajón, y con líneas abiertas o red completa. Asimismo, se evaluó la sensibilidad (MVAR/kV) de los nodos más recomendables para agregar reactores en derivación. De ahí se concluyó que para la red actual de Honduras se necesitan de 25 a 30 MVAR en Suyapa, de preferencia en 230 kV para mayor flexibilidad operativa, sin ser ello restrictivo para instalarlos en los terciarios de los autotransformadores de 230/138 kV, y que sería necesario instalar también un reactor del mismo tamaño en las subestaciones La Paz o Pavana (según la que se escoja), al construirse la interconexión con El Salvador. Una síntesis de los estudios en régimen permanente para demanda mínima se incluye también en el cuadro 1.

6. El dimensionamiento para los reactores en derivación se abordó sólo sobre el criterio de lograr el balance de la potencia reactiva en carga mínima, razón por la cual no habría diferencias significativas si se instalaran en los terciarios de los autotransformadores de Suyapa. Se requieren estudios de sobretensiones y análisis económicos para completar los estudios y decidir si se instalarán en 230 o 13.8 kV.

7. Para determinar los requerimientos de reactivos mencionados, se efectuaron estudios en régimen permanente, incluyendo contingencias. También se realizaron simulaciones de estabilidad transitoria para las distintas alternativas de interconexión de Honduras con El Salvador y Guatemala, incluyéndose en la modelación los sistemas eléctricos de Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Se estima que a pesar de no haberse utilizado un recurso de optimización de compensación reactiva, los resultados obtenidos se justifican sólidamente y que éstos no diferirían significativamente, de aplicarse dicho recurso de optimización.

8. Conviene destacar los bajos niveles de corto circuito en las barras seleccionadas para instalar capacitores en derivación ya que, sin duda, ello repercutirá en las especificaciones del equipo de protección y de conexión/desconexión para los capacitores. Asimismo, se debe hacer notar que, durante fallas cercanas a los capacitores, los interruptores vecinos pueden ser sometidos a esfuerzos de sobrecorrientes, particularmente cuando haya dos bancos de capacitores (espalda con espalda o back to back.)

9. En los análisis de demanda máxima, se supuso que los reactores se desconectarían para facilitar las mayores transferencias de potencia. Conviene mencionar el riesgo potencial (si bien poco probable) que existiría en tales condiciones, ya que si súbitamente quedara desconectada la red de 230 kV de Honduras en los extremos finales de las interconexiones (subestaciones León en Nicaragua y 15 de Septiembre en El Salvador), así como en el lado de alta tensión de los autotransformadores en la subestación Suyapa, se tendrían alrededor de 800 km de líneas de 230 kV excitadas en vacío y con sobrevelocidad en los generadores de El Cajón por el rechazo de carga ante esa contingencia; se supone que las líneas de El Cajón-Progreso permanecerían conectadas. Es posible que para soportar esta contingencia y evitar sobretensiones anormalmente altas por el fenómeno de rechazo de carga y posible autoexcitación de los generadores de El Cajón, fuera necesario instalar reactores en El Cajón, que deberían permanecer conectados sin interrupción u obligar a que los reactores en Suyapa se instalaran en 230 kV. Ante la escasa probabilidad de que tal contingencia ocurra, se recomienda profundizar en el estudio con miras a instalar otro tipo de defensa para afrontarla sin necesidad de una inversión tan elevada. Adicionalmente, si se optara por instalar reactores en El Cajón, conectados de manera permanente a las líneas, sería necesario volver a evaluar los requerimientos de reactivos ya que se podrían alterar las cifras obtenidas en este estudio.

II. CRITERIOS Y APLICACION SOBRE COMPENSACION REACTIVA

1. Aspectos conceptuales

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 en sistemas eléctricos. En particular, se destacan aquellos criterios que fueron utilizados en los estudios de la red eléctrica de Honduras. No se consideran los esquemas de compensación serie por no haberse contemplado éstos para el caso de Honduras.

La compensación de la potencia reactiva está íntimamente relacionada con el control del voltaje tanto en estado estable como 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; tal fue el caso del estudio de compensación para el sistema eléctrico hondureño en el que participaron profesionales de planificación y operación de la ENEE. Adicionalmente a los estudios técnicos, convendría 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, ya que de otra manera se provocan mayores pérdidas y se degrada el perfil del voltaje de la red de transmisión. 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.

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 del equipo 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 (CEVs) 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 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.

6. 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.

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 de 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 en estudio.

2. Estudios de compensación para la red de la ENEE en estado estable

Se estableció como horizonte de estudio hasta 1995 partiendo de la red actual. (Véase el diagrama 1.) Las adiciones de generación-transmisión se presentan en el cuadro 2, y las cargas nodales estimadas para los años estudiados en detalle, en el cuadro 3. Se procuró, en primera instancia, definir los reactivos necesarios con base en pasos discretos de reactores y capacitores para el período de tiempo considerado; la red representada incluye las subestaciones de entrega en 34.5 y 69 kV, alcanzando un total de 60 nodos. Los estudios de compensación de la red de la ENEE aprovecharon los resultados del estudio de operación interconectada Guatemala-El Salvador-Honduras. 4/

Para cada uno de los cuatro años simulados, se representaron con detalle las condiciones de carga mínima y máxima (véanse los diagramas del 2 al 9), suponiendo cero intercambio entre los países; la nomenclatura utilizada se presenta en el anexo I. Adicionalmente, se simularon diversas contingencias en estado estable y suponiendo transferencias factibles entre los países.

Una conclusión importante a la que se llegó en el estudio citado es que los excedentes de energía previsible en la ENEE no conducirán a flujos altos de El Cajón a Tegucigalpa debido al incremento de carga estimado para la zona norte y el litoral Atlántico en Honduras. Por lo tanto, que no es necesario instalar esquemas de compensación de respuesta rápida (compensadores estáticos de VARS), razón por la cual no se efectuaron estudios para esta alternativa.

El análisis de los casos de carga mínima puso de manifiesto la necesidad de instalar 25 a 30 MVAR en Suyapa para evitar el desarmado y armado diario de la red de 230 kV por control del voltaje. Asimismo, se encontró que para las dos alternativas de interconexión en estudio entre El Salvador y Honduras, sería necesario instalar un reactor de igual tamaño al de Suyapa en la subestación que se escoja como terminal (La Paz o Pavana). (Véase el anexo II.) Para ilustrar esta necesidad, se efectuaron estudios de

4/ *Ibidem.*

sensibilidad partiendo de los escenarios base de carga mínima de 1989 y 1993 y suponiendo que la interconexión con El Salvador se realice entre las subestaciones La Paz de Honduras y 15 de Septiembre de El Salvador. Los resultados de este estudio paramétrico se presentan en los cuadros 4 a 6. Como se observa en ellos, aun con los dos reactores, se obtiene una absorción de reactivos de 51 MVAR o de 36, según haya uno o dos generadores en El Cajón, por lo que la adición de esos dos reactores se presenta como el requerimiento mínimo de reactivos inductivos. El caso con dos unidades de El Cajón y sin ningún reactor se repitió para dos niveles de voltaje de generación, 13.5 y 13.1 kV, siendo el último el límite operativo recomendable (5% por debajo del valor nominal) y alcanzando 88 MVAR de absorción en las dos unidades de El Cajón. (Véase de nuevo el cuadro 6.)

Debido a que en la interconexión entre Honduras y El Salvador sólo existe una alternativa para la subestación terminal en el segundo país (15 de Septiembre) y dos para Honduras (La Paz o Pavana) y que la longitud de la línea sería prácticamente igual (150 km), el reactor que se indica en La Paz se debería instalar en Pavana en caso de que se seleccionase esa alternativa. (Véase el cuadro 4). De cualquier manera, para confirmar esta conclusión, se simuló la condición de carga mínima de 1989, incluyendo la interconexión con El Salvador y suponiendo solamente un reactor de 25 MVAR en Suyapa. (Véase el diagrama 10.) Como se observa en ese diagrama, se logró un control adecuado del voltaje, pero fue necesario suponer que estaban dos unidades en El Cajón, sincronizadas.

En cuanto a otras áreas deficitarias de reactivos, se detectaron mayores requerimientos de compensación capacitiva, y se identificaron dos problemas: a) las zonas de carga del litoral del Atlántico y norte presentan una cargabilidad (límite de transmisión) sumamente reducida debido a que se trata de una carga sin soporte de voltaje local, y b) la zona de carga de Tegucigalpa requiere de una compensación capacitiva aun cuando se pueda lograr el control del voltaje con los cambiadores de tap de 230/138 kV de Suyapa.

Para elaborar una propuesta de las dimensiones de cada paso de compensación, se efectuaron estudios de sensibilidad a partir del escenario de demanda máxima de 1995, año extremo del horizonte del estudio). (Véanse los resultados en los cuadros 7 y 8). Cabe destacar que a pesar de haberse estudiado un año en particular, estos factores de sensibilidad no variarán

notablemente para años anteriores o posteriores, ya que no se prevén cambios importantes ni en el número de unidades generadoras ni en la topología de la red. No obstante, es necesario que en los estudios de sobretensiones se contemplen maniobras de energización/desenergización en otras situaciones que las de máxima generación, ya que ello podría afectar la especificación de los equipos de conexión/desconexión.

Actualmente, para controlar el voltaje en la zona de carga del litoral del Atlántico, es necesario operar la barra de Progreso-138 en valores altos, afectándose con ello la zona de carga de San Pedro Sula. También puede optarse por degradar la confiabilidad del sistema separando en dos barras de 138 kV a la subestación Progreso. Para 1989 resulta de la mayor urgencia instalar capacitores en las subestaciones Ceiba y Coyoles.

Como conclusión general de los trabajos sobre compensación capacitiva para el horizonte de tiempo considerado en las tres zonas de influencia mencionadas, los requerimientos totales son: 70 MVAR capacitivos (véase de nuevo el cuadro 1.) Las dimensiones propuestas para los bancos de capacitores se apoyan en la premisa de no exceder las variaciones de voltaje mayores a 5% durante su conexión-desconexión. (Véase de nuevo el cuadro 8.)

Un aspecto conceptual que conviene subrayar es el uso de bancos de capacitores en derivación en zonas de carga radiales, sin soporte de voltaje local para aumentar la cargabilidad de la(s) línea(s) de transmisión que alimentan dichas zonas de carga. Se estima que la zona de carga del litoral del Atlántico en Honduras es un caso típico de este concepto ya que, aun construyendo una segunda línea, la cargabilidad seguiría siendo muy limitada. Al respecto, es importante mencionar que para incrementar la cargabilidad en este tipo de problema, es posible que la zona de carga llegue a entregar reactivos al extremo de envío o, en su defecto, se puede llegar incluso a restringir la carga por regulación de voltaje y aumentar notablemente las pérdidas al usar al límite el control del voltaje, por medio del cambiador de derivaciones. Por otra parte, si bien estos cambiadores no resuelven el problema de fondo (desbalance de reactivos), resultan sumamente útiles para controlar el voltaje ante desbalances permanentes o variaciones normales de reactivos, así como para lograr un suministro satisfactorio --aunque costoso-- del servicio eléctrico.

3. Estudios de estabilidad transitoria

Como se mencionó anteriormente, los excedentes de energía previsibles en Honduras, así como los intercambios factibles provenientes de Guatemala y El Salvador hacia Honduras, permiten descartar escenarios con flujos de potencia mayores a 120 MW en la interconexión. No fue necesario, por lo tanto, efectuar muchas corridas de estabilidad transitoria.

También es importante subrayar que debido a dichos bajos flujos de potencia, no se requiere de un soporte de voltaje con respuesta rápida (CEV), razón por la cual no se incluyeron CEVs en los estudios dinámicos.

El análisis de los escenarios base, indicó la pertinencia de simular el comportamiento dinámico (estabilidad transitoria) para el caso de carga mínima 89 (véase el diagrama 2), debido a que en ese escenario se consideró sólo un generador sincronizado en El Cajón, y se encuentra absorbiendo 38.8 MVARs. El estudio de estabilidad transitoria se enfocó a las sobretensiones que pudieran ocurrir. Una vez que se absorbiera eléctricamente el disturbio, el desbalance de potencia activa lo corregiría, en primera instancia, la respuesta inercial de las unidades generadoras sincronizadas en los seis sistemas eléctricos del Istmo; luego se redistribuiría de acuerdo con la respuesta de los gobernadores y la reserva rodante disponible; finalmente, el balance se lograría con base en un control secundario (carga-frecuencia).

La simulación se realizó modelando los seis sistemas eléctricos del Istmo interconectados (300 nodos) y representando la carga activa y reactiva mediante 70% de corriente constante y 30% de impedancia constante.

Dado que el interés principal, como ya se mencionó, era determinar la existencia de sobretensiones anormales, no se simuló la acción de gobernadores ni el nuevo equilibrio para la potencia activa (redespacho de generación). Los resultados permiten afirmar que pese a que la absorción reactiva se concentra en un solo elemento en el sistema eléctrico de Honduras (una unidad de El Cajón), las sobretensiones son tolerables ya que alcanzan un máximo de 7%. (Véanse de nuevo los gráficos 1 y 2.) Los generadores sincronizados participan en el desbalance de reactivos (véase el gráfico 3) reflejándose su respuesta en los reactivos de las líneas de interconexión. (Véase el gráfico 4.) En cuanto a la absorción del desbalance de potencia activa, la mayor respuesta inercial proviene del sistema eléctrico de Guatemala y, en menor medida, del sistema eléctrico de El Salvador.

Obsérvese en el gráfico 5 el defasamiento en la potencia activa de la línea de interconexión de Guatemala y El Salvador con Honduras (15 de Septiembre-La Paz) frente a la interconexión de Honduras con Nicaragua (León-Pavana); en esta última línea se registra el apoyo para esta emergencia proveniente de los sistemas del sur. Este tipo de comportamiento provocaría una interacción de los controles de voltaje y velocidad que, de no estar bien ajustados, conduciría a oscilaciones de baja frecuencia (inestabilidad dinámica).

Del análisis de los escenarios base, considerando ya en servicio los esquemas de compensación previamente señalados, se concluyó que no era preciso efectuar otras simulaciones de estabilidad transitoria. No obstante, se seleccionó el caso más crítico para estudiar lo adecuado de los capacitores en derivación en las zonas de carga norte y litoral atlántico (véase de nuevo el diagrama 9.) Utilizando este diagrama como condición de predisturbio, se simuló el disparo de la línea de 55 km, 230 kV El Cajón-Progreso, se alcanzaron las condiciones operativas luego del disturbio, ilustradas en el diagrama 11 sin modificar la excitación en generadores ni los taps en los transformadores. Se concluyó que la compensación capacitiva propuesta sería suficiente para soportar esta contingencia.

Anexo I

NOMENCLATURA UTILIZADA PARA LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA ELECTIRICO HONDUREÑO

Nomenclatura	Subestación	Nomenclatura	Subestación
BVT	Bella Vista	MCH	Mochito
BRM	Bermejo	NIS	Nispero
BLJ	Bijao	PVN	Pavana
BOT	Bonito Oriental	PGR	Progreso
CJN	Cajón	PCT	Puerto Cortés
CRL	Cañaverál	RGT	Reguleto
CBT	Ceiba Térmica	RLN	Río Lindo
CIR	Circunvalación	STF	Santa Fe
CMY	Comayagua	SGT	Siguatopeque
CYL	Coyoles	SYP	Suyapa
IST	Isletas	TEL	Tela
LIN	La Leona	TAL	Térmica Alsthom
LPT	La Puerta	TSZ	Térmica Sultzer
LNZ	Lainez	VLL	Villa Nueva
LMA	Lima	REM	Remolino
MFL	Miraflores	LPZ	La Paz

DIAGRAMA UNIFILAR DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DEL
ISTMO CENTROAMERICANO



CUADROS, DIAGRAMAS Y GRAFICOS

Cuadro 1

REQUERIMIENTOS DE COMPENSACION REACTIVA PARA
LA RED DE TRANSMISION DE HONDURAS

	Total	MVAR/kV a/	MVAR Capacitivos			
			1989	1991	1993	1995
Total	70		15	15	27.5	12.5
Santa Fe 69 b/	10	5.88			5.0	5.0
Miraflores 69	5	5.88			5.0	
Circunvalación 138	5	7.14		5		
Bellavista 138	5	7.70			5.0	
Bermejo 69	5	7.70		5		
Lima 69	5				5.0	
Coyoles 138	5					5.0
Coyoles 34	5	0.55	5			
Ceiba 138	10	0.92		5	5.0	
Ceiba 34	5	0.92	5			
Mochito 34	10		2 x 2.5		2.5	2.5
			MVAR Inductivos^{c/}			
Suyapa 230		5	25			
La Paz 230 (o Pavana 230)		5		25		

a/ Los estudios de sensibilidad para capacitivos se efectuaron para carga máxima.

b/ La pronta instalación de capacitores en Tegucigalpa liberaría la capacidad de transformación en Suyapa y Santa Fe.

c/ Los estudios de sensibilidad para inductivos se efectuaron para carga mínima/89 con una unidad en El Cajón.

Cuadro 2

PROGRAMA DE ADICIONES EN EL SISTEMA ELECTIRICO
DE HONDURAS HASTA 1995

Año	Adición ^{a/}
1990	Autotransformador SYP-138/69 kV, 50 MVA Autotransformador STF-138/69 kV, 50 MVA
1993	Línea de transmisión BRM-PGR 138 kV, 33.7 km, 477 MCM, ACSR
1994	Central hidroeléctrica El Remolino 125 MW, 550.2 GWh/anuales Línea de transmisión Cajón-Remolino en 230 kV, 30 km, 795 MCM, ACSR

a/ El equipamiento de compensación reactiva no se incluye por estar en etapa de definición con la cooperación del CIDA.

Cuadro 3

ESTIMACION DE CARGAS NODALES PARA EL SISTEMA ELECTRICO DE HONDURAS

	1989				1991				1993				1995			
	Máxima		Mínima		Máxima		Mínima		Máxima		Mínima		Máxima		Mínima	
	MW	MVAR	MW	MVAR												
TOTAL	304.2	156.3	150.2	77.9	339.4	171.0	167.0	84.9	378.8	190.2	185.7	94.0	427.4	213.9	208.8	105.3
NIS-34	3.5	1.7	1.6	0.8	4.0	1.9	1.9	0.9	4.5	2.2	2.1	1.0	5.1	2.4	2.4	1.2
CMY-138	18.7	11.6	9.7	6.0	19.9	9.6	10.4	5.0	21.3	10.3	11.1	5.4	22.9	11.1	11.9	5.8
SGT-138	3.0	1.4	1.4	0.7	3.4	1.7	1.6	0.8	3.9	1.9	1.8	0.9	4.5	2.2	2.1	1.0
TEL-138	4.1	2.0	1.9	0.9	4.5	2.2	2.1	1.0	5.2	2.5	2.4	1.2	5.9	2.9	2.8	1.3
BVT-138	19.0	9.2	8.9	4.3	21.8	10.5	10.2	5.0	24.9	12.1	11.7	5.7	28.8	13.9	13.5	6.6
CIR-138	13.0	6.3	6.1	3.0	14.9	7.2	7.0	3.4	17.0	8.2	8.0	3.9	19.7	9.5	9.2	4.5
BRM-69	18.5	9.0	8.7	4.2	21.2	10.3	10.0	4.8	24.2	11.7	11.4	5.5	28.0	13.6	13.2	6.4
LPT-69	14.0	6.8	6.6	3.2	16.0	7.8	7.5	3.6	18.4	8.9	8.6	4.2	21.2	10.3	10.0	4.8
VLL-138	12.0	5.8	5.6	2.7	13.7	6.6	6.5	3.1	15.7	7.6	7.4	3.6	18.2	8.8	8.5	4.1
PVN-138	9.7	4.7	4.6	2.2	11.1	5.4	5.2	2.5	12.7	6.1	6.0	2.9	14.6	7.0	6.8	3.3
SYP-69	15.0	7.3	7.0	3.4	16.8	8.2	7.9	3.8	18.9	9.2	8.9	4.3	21.7	10.5	10.2	4.9
MFL-69	23.0	11.1	10.8	5.2	25.8	12.5	12.1	5.9	29.0	14.1	13.6	6.6	33.2	16.1	15.6	7.6
STF-69	20.0	9.7	9.4	4.6	22.5	10.9	10.6	5.1	25.7	12.5	12.1	5.9	29.5	14.3	13.8	6.7
LLN-69	20.0	9.7	9.4	4.6	22.5	10.9	10.6	5.1	25.7	12.5	12.1	5.9	29.5	14.3	13.8	6.7
LNZ-69	15.0	7.3	7.0	3.4	16.8	8.2	7.9	3.8	18.9	9.2	8.9	4.3	21.7	10.5	10.2	4.9
PCT-69	7.8	3.8	3.7	1.8	8.9	4.3	4.2	2.0	10.2	5.0	4.8	2.3	11.7	5.7	5.5	2.7
BIJ-69	5.0	3.1	2.5	1.6	5.0	3.1	2.5	1.6	5.0	3.1	2.5	1.6	5.0	3.1	2.5	1.6
LMA-69	18.1	11.2	10.9	6.7	19.0	11.8	11.4	7.1	19.0	11.8	11.4	7.1	19.5	12.1	11.7	7.2
PGR-69	8.0	3.9	3.8	1.8	9.2	4.4	4.3	2.1	10.5	5.1	4.9	2.4	12.0	5.8	5.6	2.7
CRL-34	4.8	2.3	2.3	1.1	5.5	2.7	2.6	1.2	6.3	3.0	3.0	1.4	7.2	3.5	3.4	1.6
MCH-34	12.5	7.8	8.1	5.0	13.0	8.1	8.4	5.2	13.0	8.1	8.4	5.2	13.5	8.4	8.8	5.4
STF-34	6.4	3.1	3.0	1.5	7.3	3.6	3.4	1.7	8.4	4.1	3.9	1.9	9.6	4.6	4.5	2.2
BOT-34	3.1	1.5	1.4	0.7	3.5	1.7	1.7	0.8	4.0	2.0	1.9	0.9	4.6	2.2	2.2	1.1
IST-34	2.2	1.1	1.0	0.5	2.5	1.2	1.2	0.6	2.9	1.4	1.4	0.7	3.3	1.6	1.6	0.7
CYL-34	12.0	7.4	7.2	4.5	12.3	7.6	7.4	4.6	12.6	7.8	7.6	4.7	13.0	8.0	7.8	4.8
CBT-34	15.7	7.6	7.4	3.6	18.0	8.7	8.5	4.1	20.6	10.0	9.7	4.7	23.6	11.4	11.1	5.4

Cuadro 4

ESTUDIOS PARAMETRICOS PARA DETERMINAR EL TAMAÑO DE REACTORES
 INTERCONEXION: LA PAZ-15 DE SEPTIEMBRE
 CASO BASE: MIN89

Reactor (MVAR)		Voltajes en barras de 230 kV						Absorción de MVAR en generadores			Reactivos entrando en subestaciones terminales			
SYP	LPZ	CJN	PGR	LPZ	SYP	15 SE	LEO	CJN a/	RLN	CRL	15 SE	LEO	LPZ	PVN
25.0	-	234.4	233.2	236.9	235.2	233.8	235.4	49.0	11.1	6.0	24.0	19.8	4.3	5.9
25.0	12.5	232.9	231.8	234.3	233.1	232.1	234.5	43.7	7.8	6.0	20.6	16.7	7.2	8.8
25.0	25.0	231.6	230.5	231.8	231.1	230.6	233.8	38.8	5.4	5.0	17.3	13.8	10.1	11.4
25.0	37.5	230.2	229.3	229.4	229.2	229.2	233.0	34.2	3.0	4.0	14.1	11.0	12.9	14.0
-	25.0	234.3	233.2	235.9	236.2	232.9	235.7	48.7	11.5	6.0	22.7	21.0	5.4	4.5
12.5	25.0	232.9	231.8	233.8	233.6	231.8	234.7	43.5	8.0	6.0	20.0	17.4	7.8	8.1
25.0	25.0	231.6	230.5	231.8	231.1	230.6	233.8	38.8	5.4	5.0	17.3	13.8	10.1	11.4
37.5	25.0	230.3	229.3	229.9	228.7	229.5	232.8	34.3	3.2	3.8	14.7	10.3	12.3	14.6

a/ Se supuso sólo un generador sincronizado en El Cajón.

Cuadro 5

ESTUDIOS PARAMETRICOS PARA DETERMINAR EL TAMAÑO DE REACTORES
 INTERCONEXION: PAVANA-15 DE SEPTIEMBRE
 CASO BASE: MIN89

Reactor (MVAR)		Voltajes en barras de 230 kV						Absorción de MVAR en generadores			Reactivos entrando en subestaciones terminales		
SYP	PVN	CJN	PGR	SYP	PVN	15 SE	LEO	CJN a/	RLN	CRL	15 SE	LEO	PVN-15 SE PVN-LEO
25.0	-	234.2	233.0	235.0	237.5	234.1	235.5	48.1	10.7	6.0	24.7	20.3	3.6 5.4
25.0	12.5	233.1	232.0	233.1	234.8	232.4	234.1	44.3	8.6	6.0	21.2	15.1	6.7 10.2
25.0	25.0	232.1	231.1	231.4	232.2	230.8	232.8	40.9	6.3	5.4	17.8	10.2	9.7 14.8
25.0	37.5	231.2	230.2	229.8	229.7	229.4	231.5	37.7	4.6	4.6	14.4	5.5	12.6 19.0

a/ Se consideró en línea sólo un generador de El Cajón.

Cuadro 6

ESTUDIOS EN DEMANDA MINIMA 1989-1993 PARA DEFINIR TAMAÑO DE REACTOR(ES) EN SUYAPA Y LA PAZ, O PAVANA
 RED DE TRANSMISION DE HONDURAS COMPLETA. INTERCONEXION: LA PAZ-15 DE SEPTIEMBRE SIN TRANSFERENCIAS

Reactores a 230 kV (MVAR)		Generadores del CJN			Q en otros generadores		Voltajes en barras de 230 kV					Reactivos en subestaciones terminales (MVAR)	
SYP	LPZ	No.	Vg (kV)	Q (MVAR)	RLN	CRL	SYP	LPZ	PVN	CJN	PGR	LPZ-15 SE	PVN-LEO
-	-	2	13.5	-76.5	-11.5	-6.0	238.3	239.1	239.6	233.9	232.8	-7.2	-1.5
-	-	2	13.1	-87.5	-3.4	-4.4	234.8	235.5	236.9	229.3	228.5	-11.7	-6.4
25	-	2	13.5	-63.3	-6.9	-5.8	233.9	235.7	236.2	232.1	231.1	-11.5	-7.7
25	25	2	13.5	-50.7	-3.5	-4.2	230.7	231.7	233.7	230.3	229.4	-16.5	-12.0
25	25	1	13.5	-36.5	-9.7	-6.0	233.4	234.3	235.8	234.0	232.8	-13.2	-8.4

Cuadro 7

ESTUDIOS PARAMETRICOS PARA ESTABLECER FACTORES DE SENSIBILIDAD EN
 AREAS DE INFLUENCIA DE INYECCION REACTIVA
 CASO BASE: MAX 93 y 95

Area: litoral Atlántico

Progreso 138		Tela 138		Ceiba 138 ^{a/}		Reguleto 138		Coyoles 138 ^{b/}		Isletas 138		Bonito 138	
MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV
-	142.0	-	136.3	-	129.4	-	127.7	5	126.9	-	127.4	-	127.1
-	142.7	-	138.9	5	134.7	-	133.5	5	133.0	-	133.3	-	133.0
-	143.5	-	141.6	10	140.1	-	139.5	5	139.2	-	139.2	-	139.0
-	144.2	-	144.3	15	145.7	-	145.5	5	145.4	-	145.3	-	145.0

Progreso 138		Tela 138		Ceiba 138 ^{b/}		Reguleto 138		Coyoles 138 ^{a/}		Isletas 138		Bonito 138	
MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV
-	141.9	-	136.0	5	128.9	-	125.9	-	124.3	-	125.6	-	125.3
-	142.7	-	138.9	5	134.7	-	133.5	5	133.0	-	133.3	-	133.0
-	143.5	-	141.9	5	140.7	-	141.5	10	142.1	-	141.3	-	141.0
-	144.4	-	145.0	5	147.0	-	149.8	15	151.8	-	149.6	-	149.4

Cuadro 7 (Continuación)

Area: San Pedro Sula

<u>Progreso 138</u>		<u>Bermejo 138</u>		<u>Bella Vista 138</u>		<u>La Puerta ^{a/}</u>		<u>Circunvalación</u>	
MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV
-	141.6	-	136.5	-	135.7	-	135.6	-	135.8
-	142.1	-	137.1	-	136.4	5	136.3	-	136.5
-	142.6	-	137.7	-	137.0	10	137.0	-	137.1
-	143.1	-	138.4	-	137.7	15	137.7	-	137.8

<u>Progreso 138</u>		<u>Bermejo 138</u>		<u>Bella Vista 138</u>		<u>La Puerta</u>		<u>Circunvalación^{a/}</u>	
MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV
-	141.6	-	136.5	-	135.7	-	135.6	-	135.8
-	142.0	-	137.1	-	136.4	-	136.3	5	136.5
-	142.5	-	137.7	-	137.0	-	136.9	10	137.2
-	142.9	-	138.4	-	137.7	-	137.6	15	137.9

Cuadro 7 (Conclusión)

Area: Tegucigalpa

Santa Fe 69 ^{a/}		La Leona 69		Lainez 69		Miraflores		Suyapa 69		STF 138	SYP 138
MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV	kV	kV
-	67.1	-	66.5	-	67.0	-	66.7	-	67.7	130.7	134.8
5	68.0	-	67.3	-	67.8	-	67.5	-	68.4	131.8	135.8
10	68.8	-	68.1	-	68.7	-	68.4	-	69.2	133.0	136.9
15	69.7	-	69.0	-	69.5	-	69.2	-	70.0	134.2	137.9

Santa Fe 69		La Leona 69		Lainez 69		Miraflores ^{a/}		Suyapa 69		STF 138	SYP 138
MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV	MVAR	kV	kV	kV
-	67.1	-	66.5	-	67.0	-	66.7	-	67.7	130.7	134.8
-	67.9	-	67.3	-	67.8	5	67.6	-	68.4	131.8	135.8
-	68.8	-	68.1	-	68.7	10	68.6	-	69.3	133.0	136.9
-	69.7	-	69.0	-	69.5	15	69.5	-	70.1	134.2	137.9

^{a/} Barra en la que se hace la inyección capacitiva.^{b/} Los capacitores permanecen constantes.

Cuadro 8

FACTORES DE SENSIBILIDAD (MVAR/kV) POR ZONA DE INFLUENCIA ANTE
INYECCION DE REACTIVOS CAPACITIVOS

Zona del litoral Atlántico

Inyección en:	Progreso	Tela	Ceiba	Reguleto	Coyoles	Isletas	Bonito
Ceiba	6.67	1.89	0.92	0.84	0.81	0.84	0.84
Coyoles	5.88	1.67	0.83	0.63	0.55	0.62	0.62

Zona de San Pedro Sula

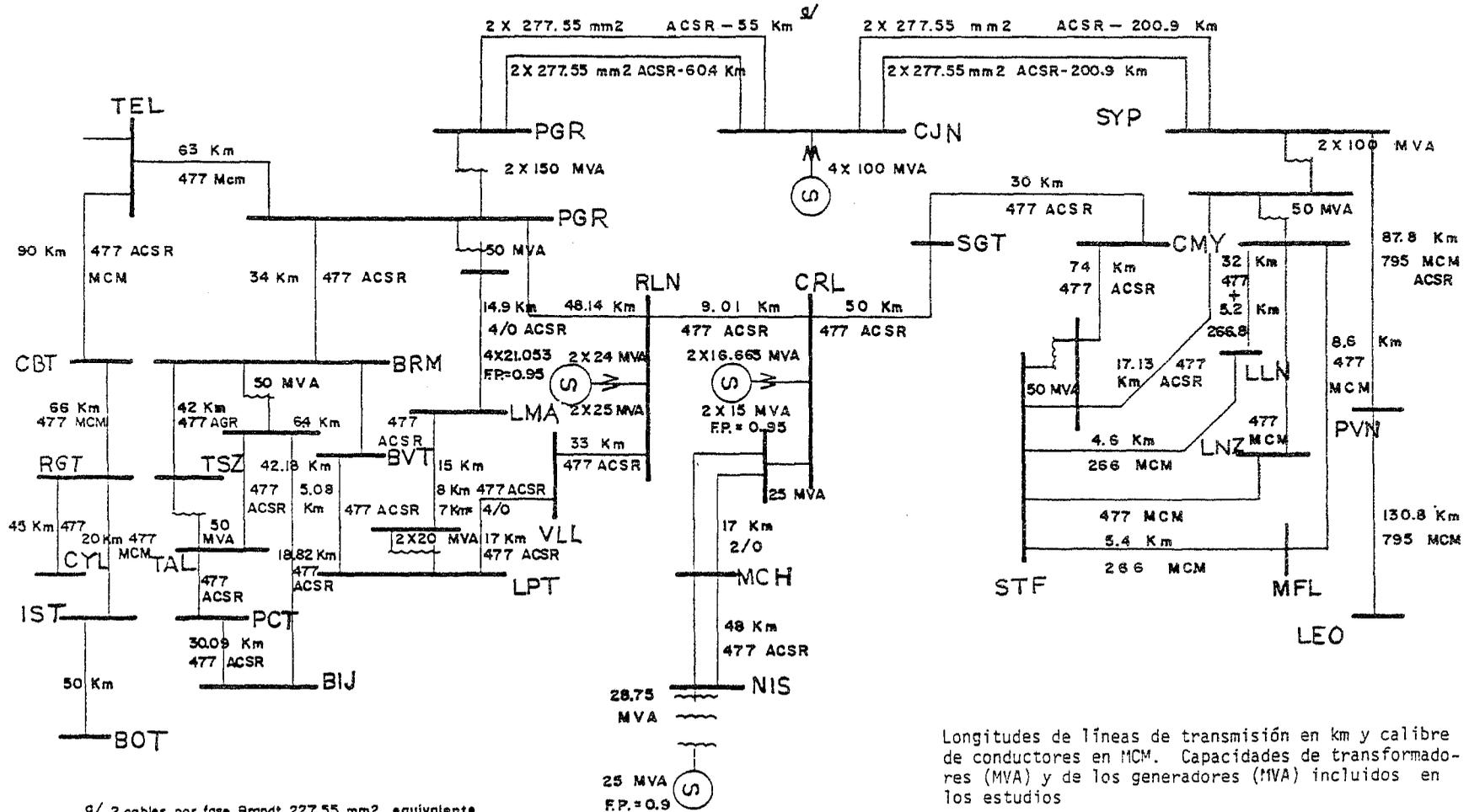
Inyección en:	Progreso	Bermejo	Bella Vista	La Puerta	Circunvalación
La Puerta	10.00	7.69	7.69	7.14	7.69
Circunvalación	11.11	7.69	7.69	7.14	7.14

Zona de Tegucigalpa

Inyección en:	Santa Fe 69	La Leona 69	Lainez 69	Miraflores 69	Suyapa 69	Santa Fe 138	Suyapa 138
Santa Fe 69	5.88	5.88	5.88	5.88	6.67	4.35	4.76
Miraflores 69	5.88	5.88	5.88	5.26	6.25	4.35	4.76

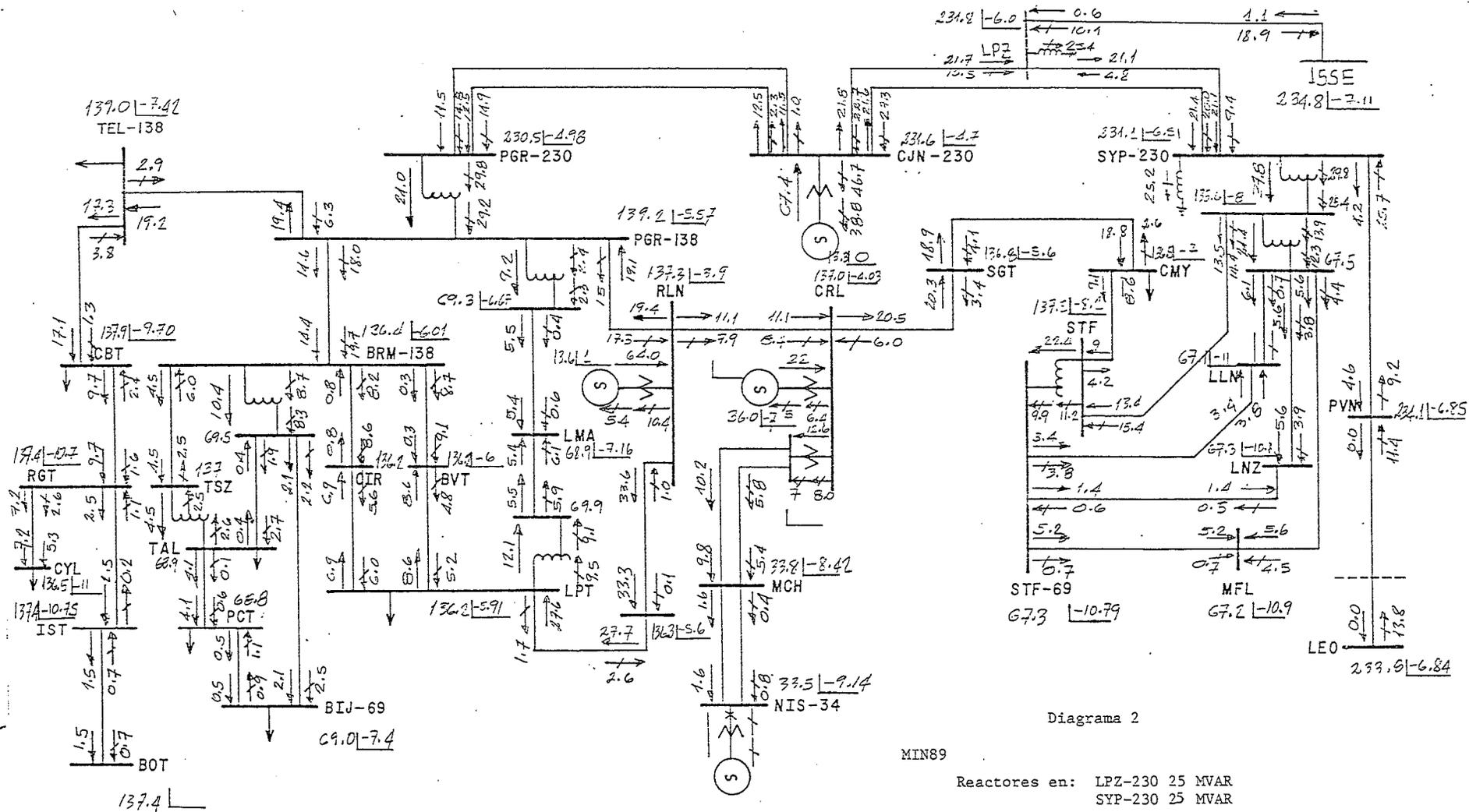
Nota: Los factores de sensibilidad se calcularon para adiciones progresivas de bancos de capacitores de 5 MVAR, hasta totalizar 15 MVAR en los nodos de inyección tomando como base las máximas 93 y 95.

Diagrama 1



∅/ 2 cables por fase Brandt 227.55 mm² equivalente a 1 Bis 397.5 MCM.

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



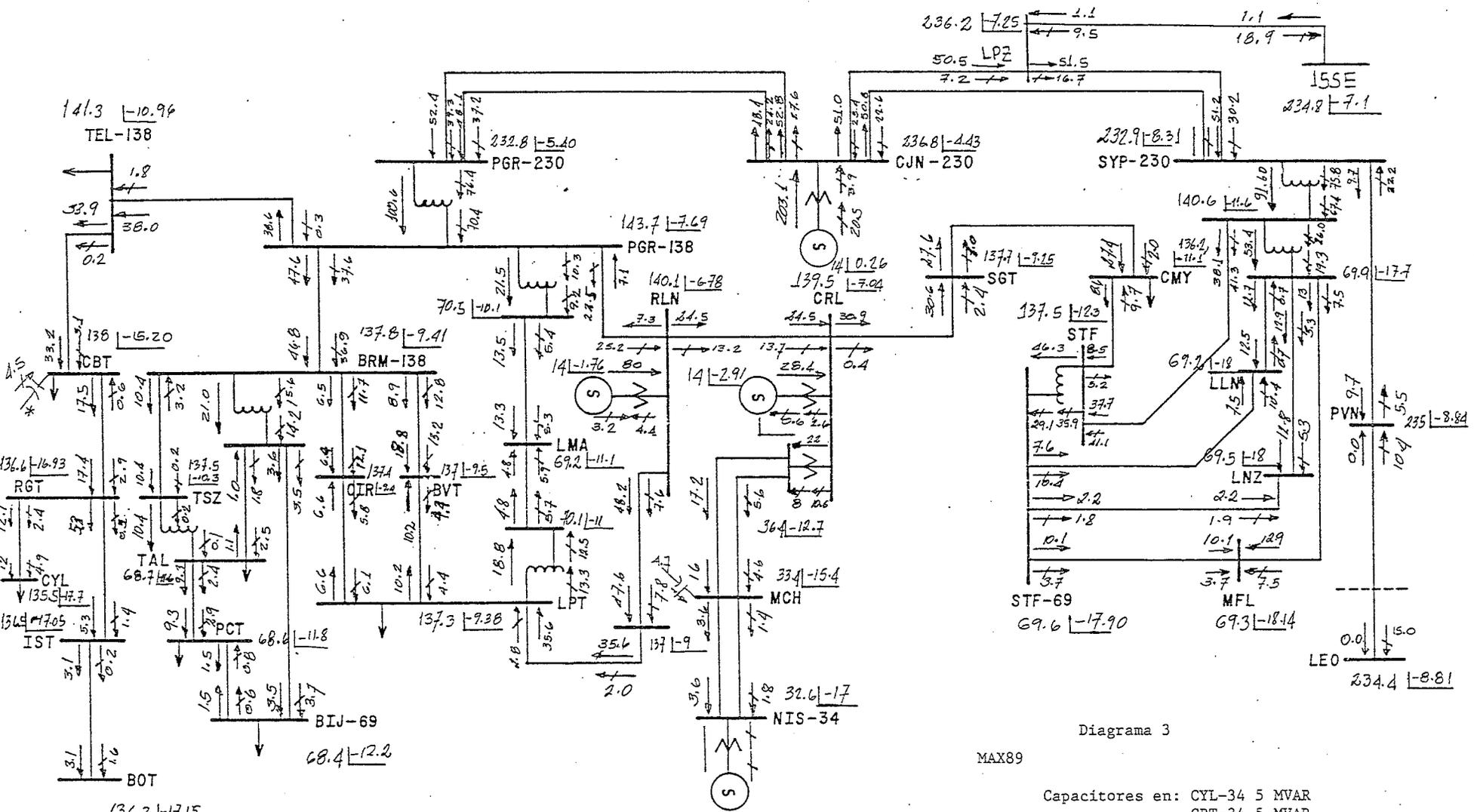
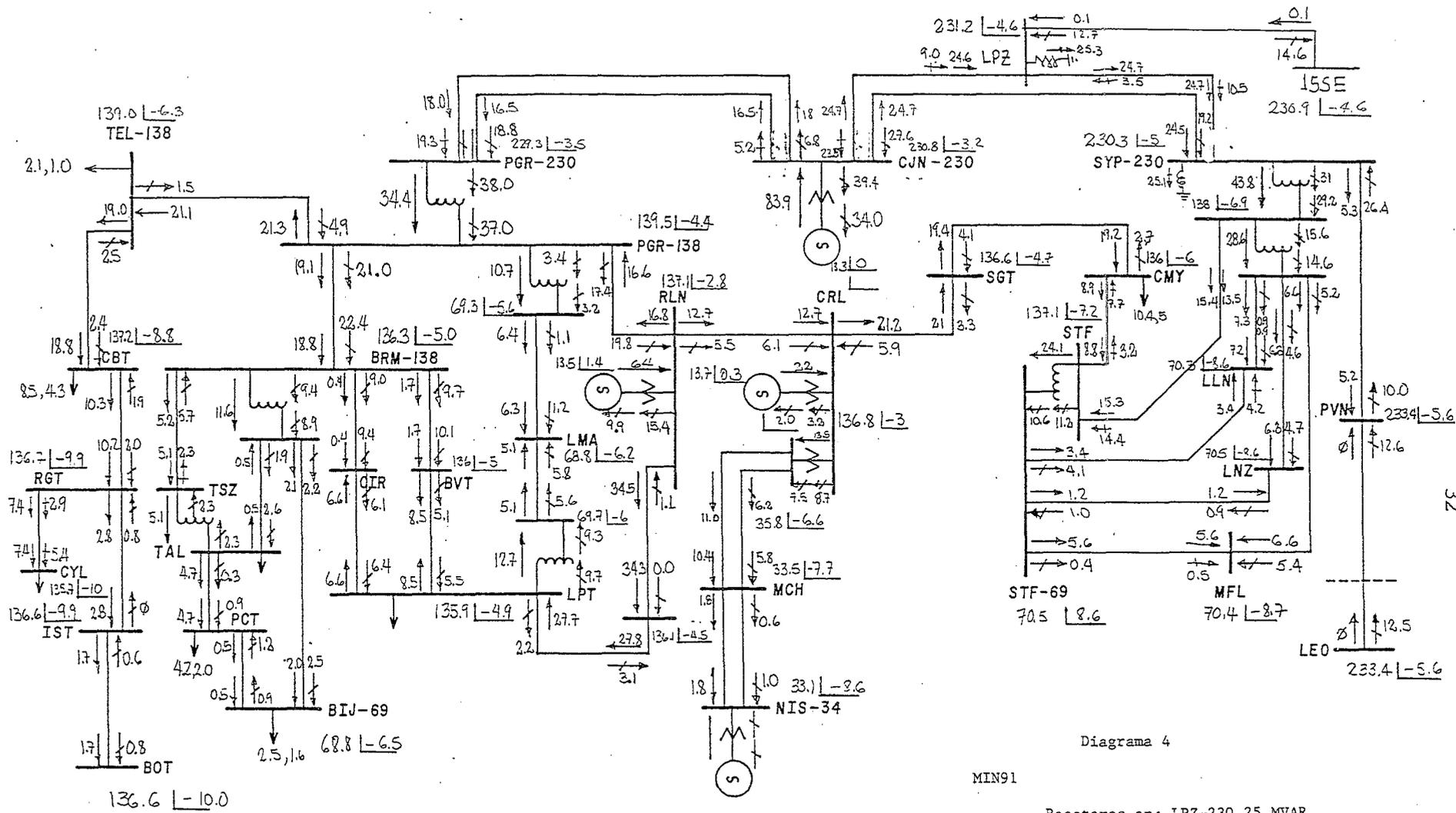
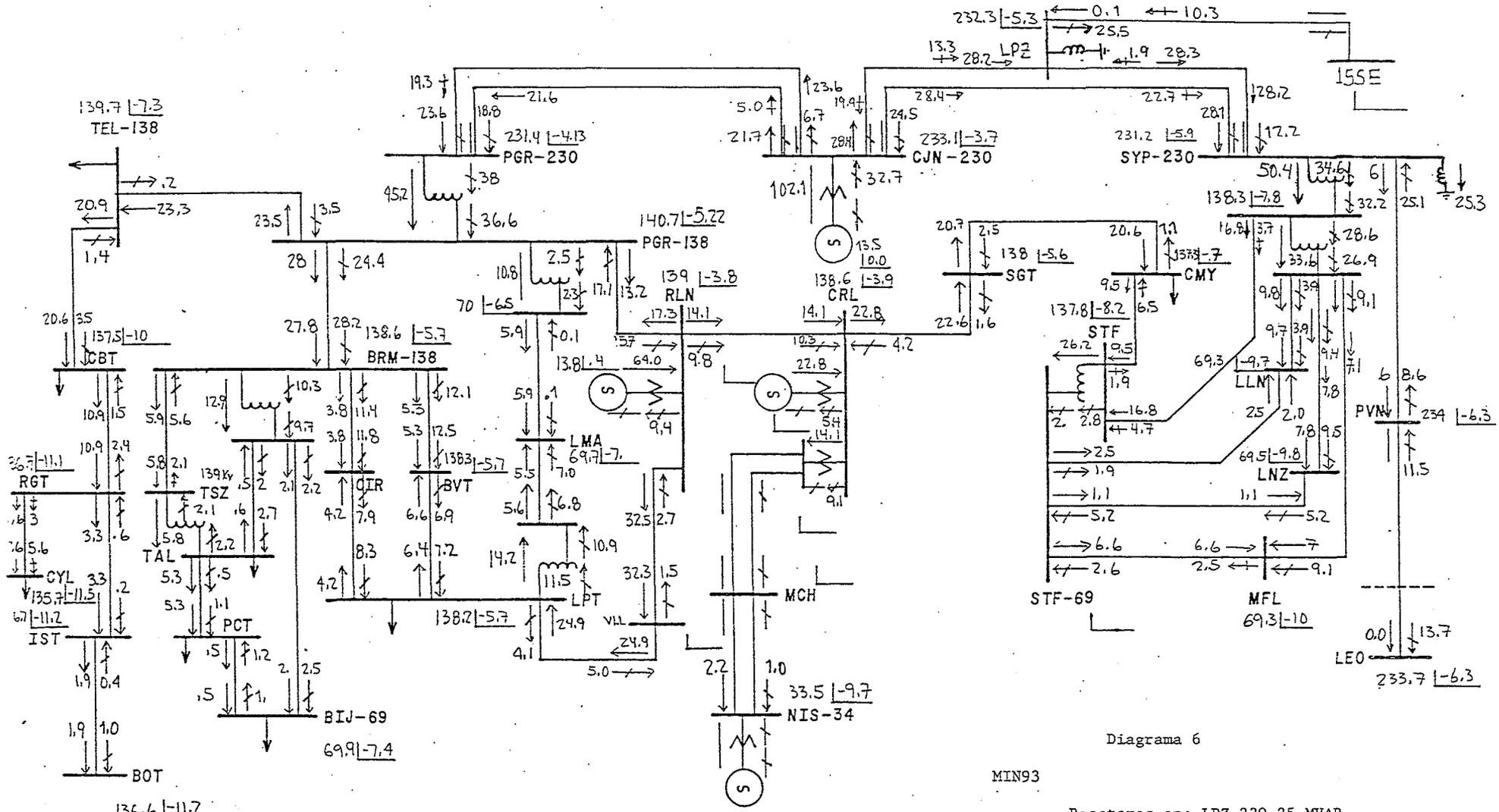


Diagrama 3

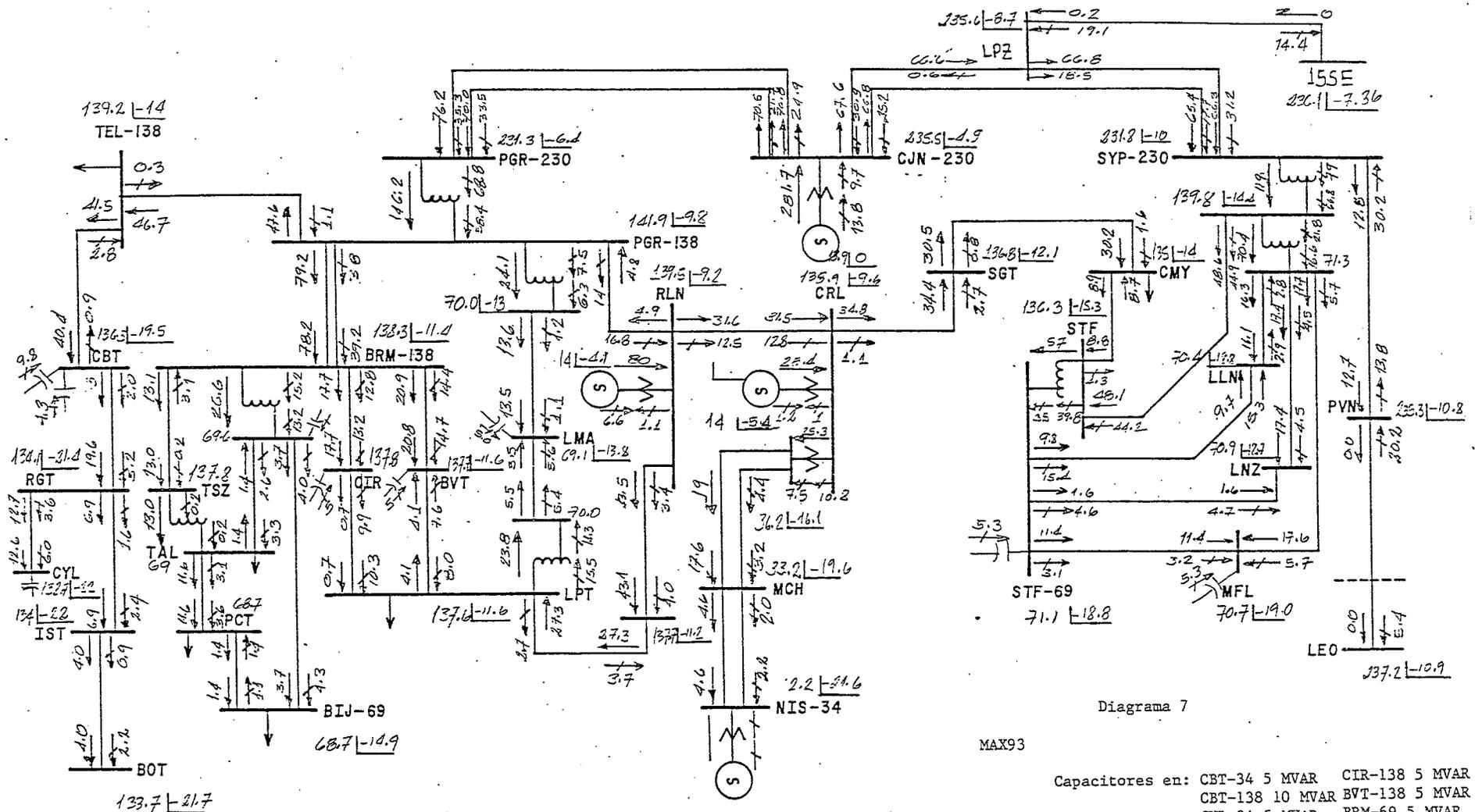
MAX89

Capacitores en: CYL-34 5 MVAR
 CBT-34 5 MVAR
 MCH-34 5 MVAR





Reactores en: LPZ-230 25 MVAR
 SYP-230 25 MVAR



- Capacitores en:
- | | |
|-----------------|----------------|
| CBT-34 5 MVAR | CIR-138 5 MVAR |
| CBT-138 10 MVAR | BVT-138 5 MVAR |
| CYL-34 5 MVAR | BRM-69 5 MVAR |
| STF-69 5 MVAR | LMA-69 5 MVAR |
| MFL-69 5 MVAR | MCH-34 7.5 |

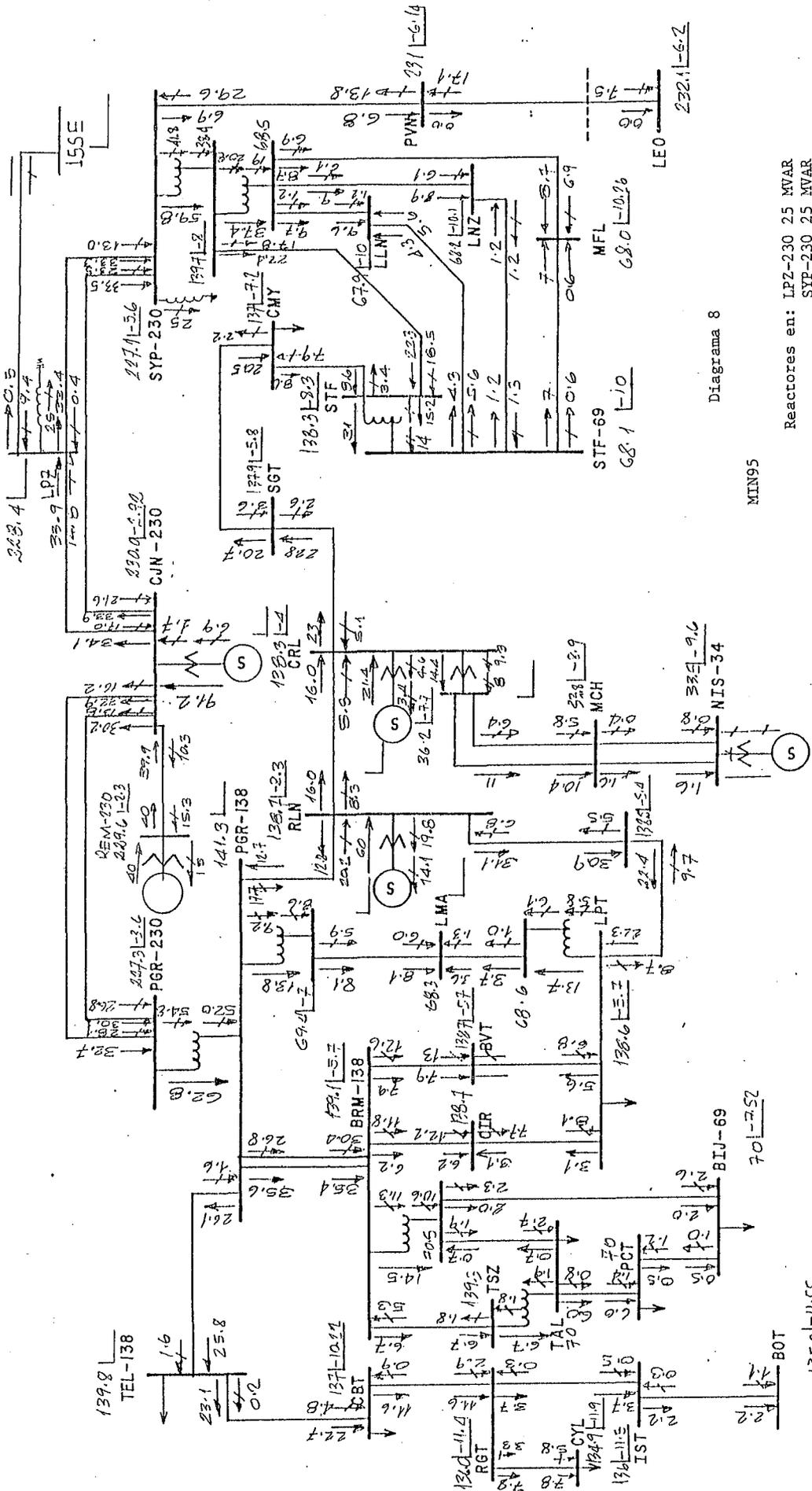


Diagrama 8

MIN95

Reactores en: LPZ-230 25 MVAR
SYP-230 25 MVAR

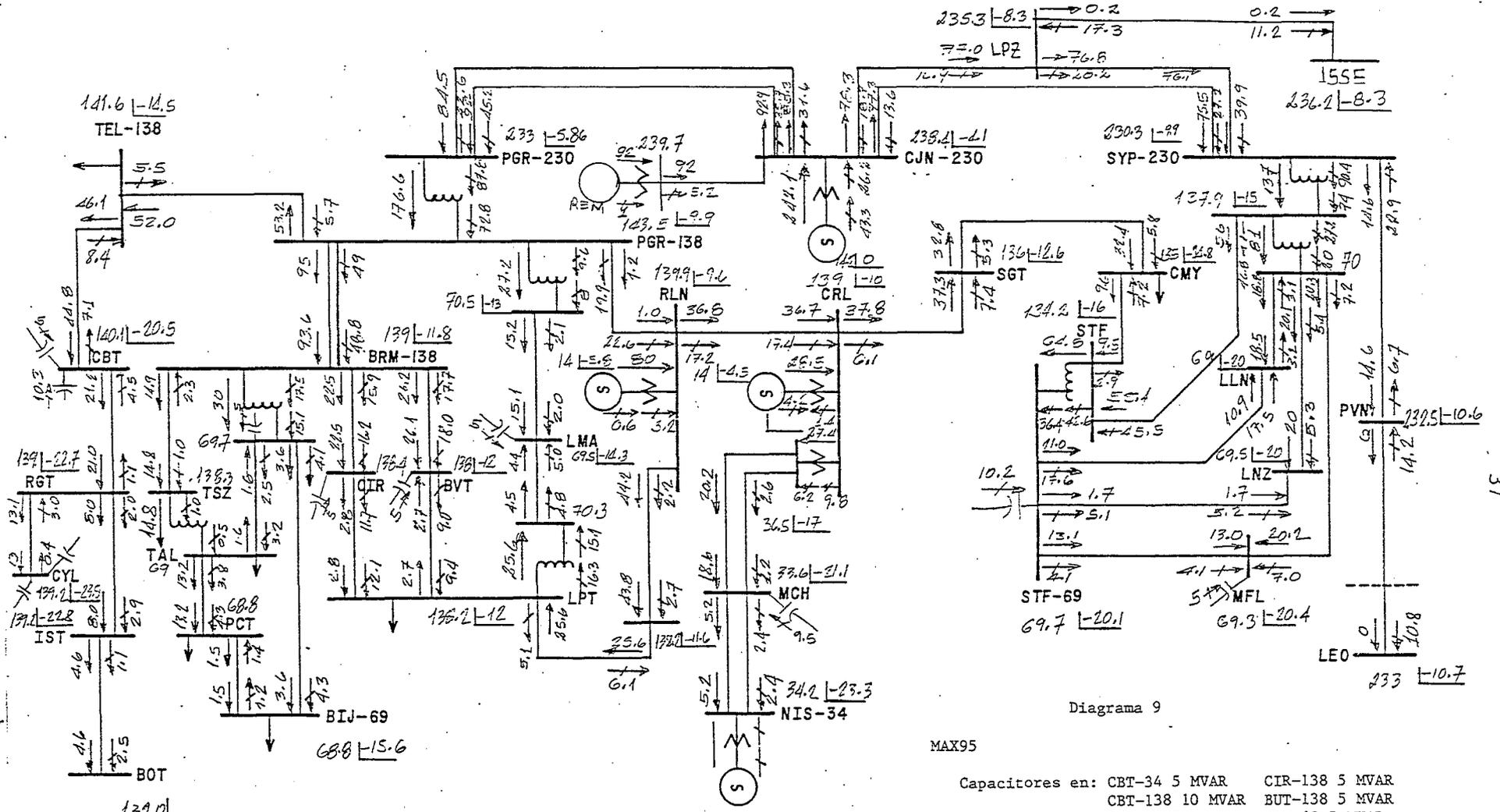
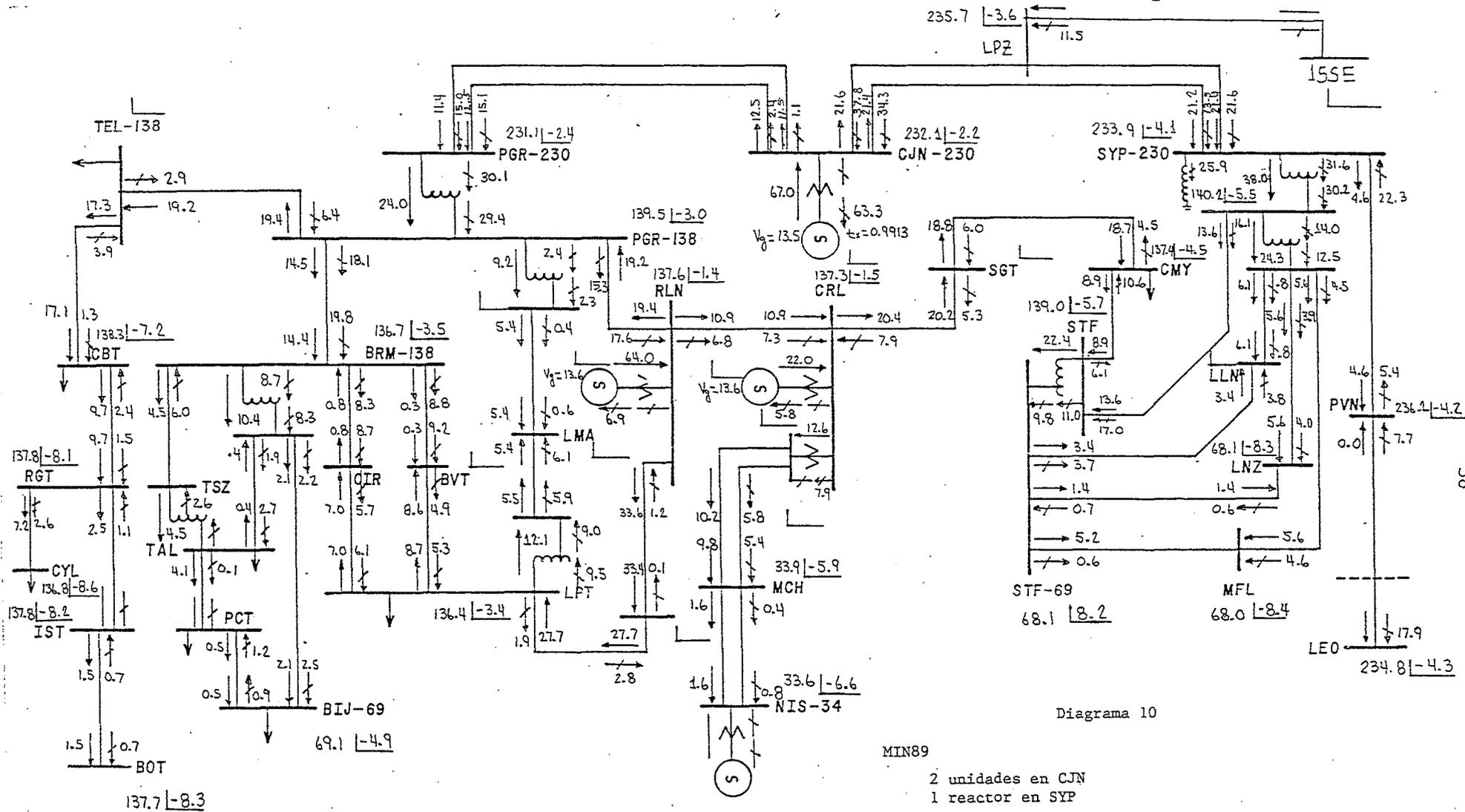


Diagrama 9

MAX95

- Capacitores en:
- | | |
|-----------------|----------------|
| CBT-34 5 MVAR | CIR-138 5 MVAR |
| CBT-138 10 MVAR | BUT-138 5 MVAR |
| CYL-34 5 MVAR | BRM-69 5 MVAR |
| CYL-138 5 MVAR | LMA-69 5 MVAR |
| STF-69 10 MVAR | MCH-34 10 MVAR |
| MFL-69 5 MVAR | |



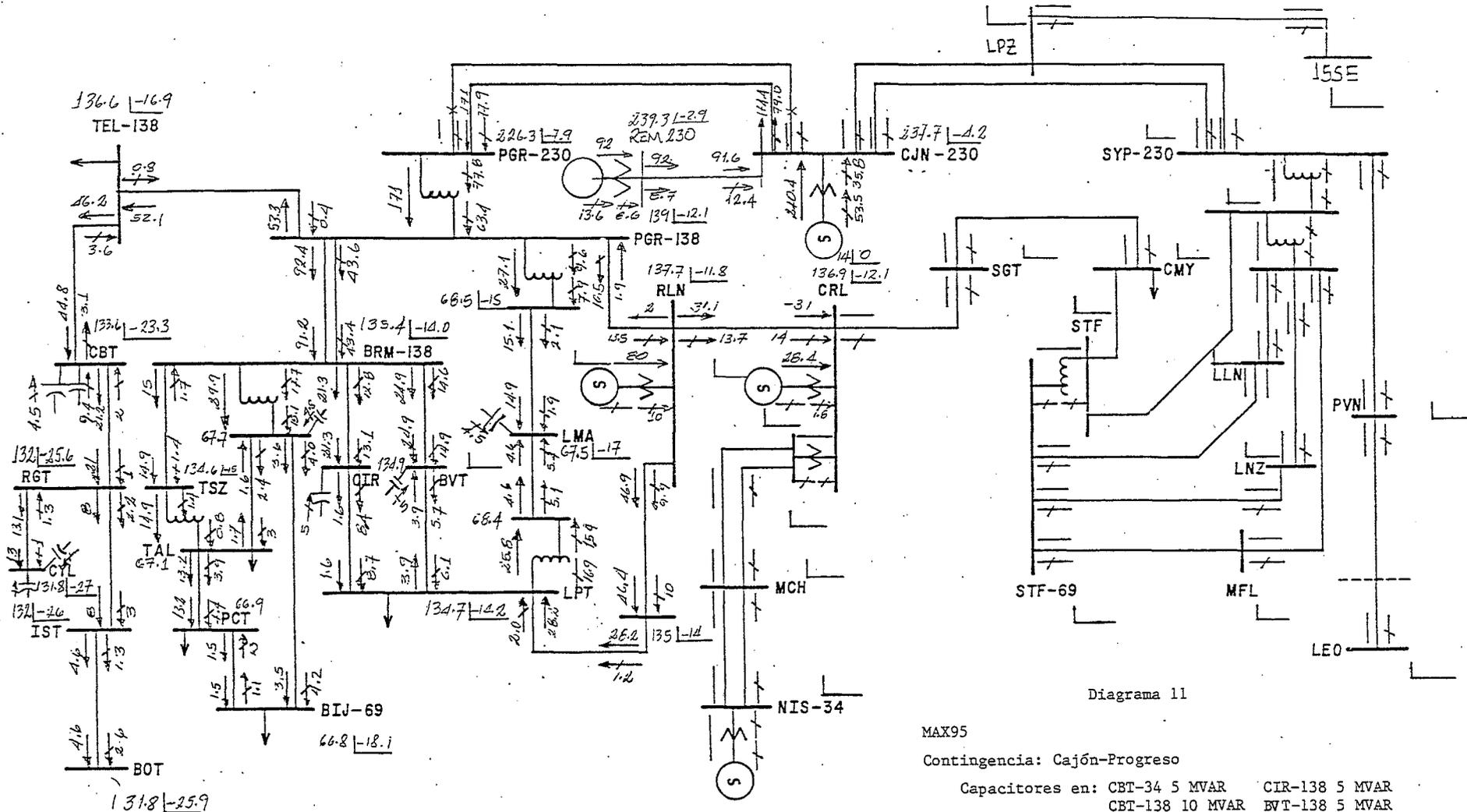


GRAFICO 1

CFE - CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP - ESTABI
22/ABR/87

Predisturbio: diagrama 2, mín-89 alternativa LPZ-15SE.

Estando un solo generador en CJN, éste se dispara. Modelo
carga 70% I constante y 30% Z constante.

- △-△-△-△-△ PGR-230
- PGR-138
- BRM-138
- +--+--+--+ CBT-138
- *-*-*-*-* CJN-230

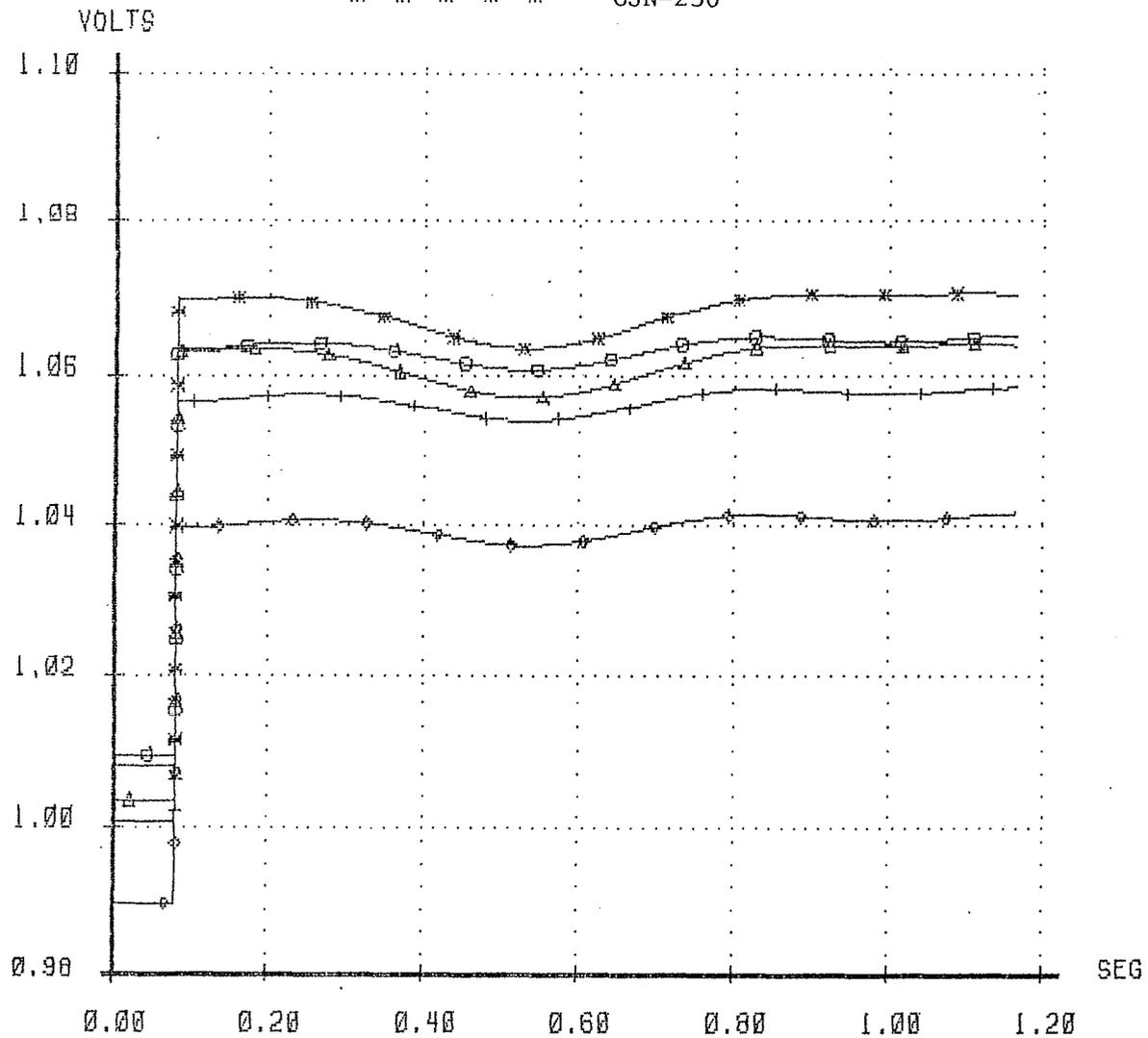


GRAFICO 2

CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP-ESTABI
22/ABR/87

Voltajes en otros nodos para el mismo caso de estabilidad
del gráfico 1.

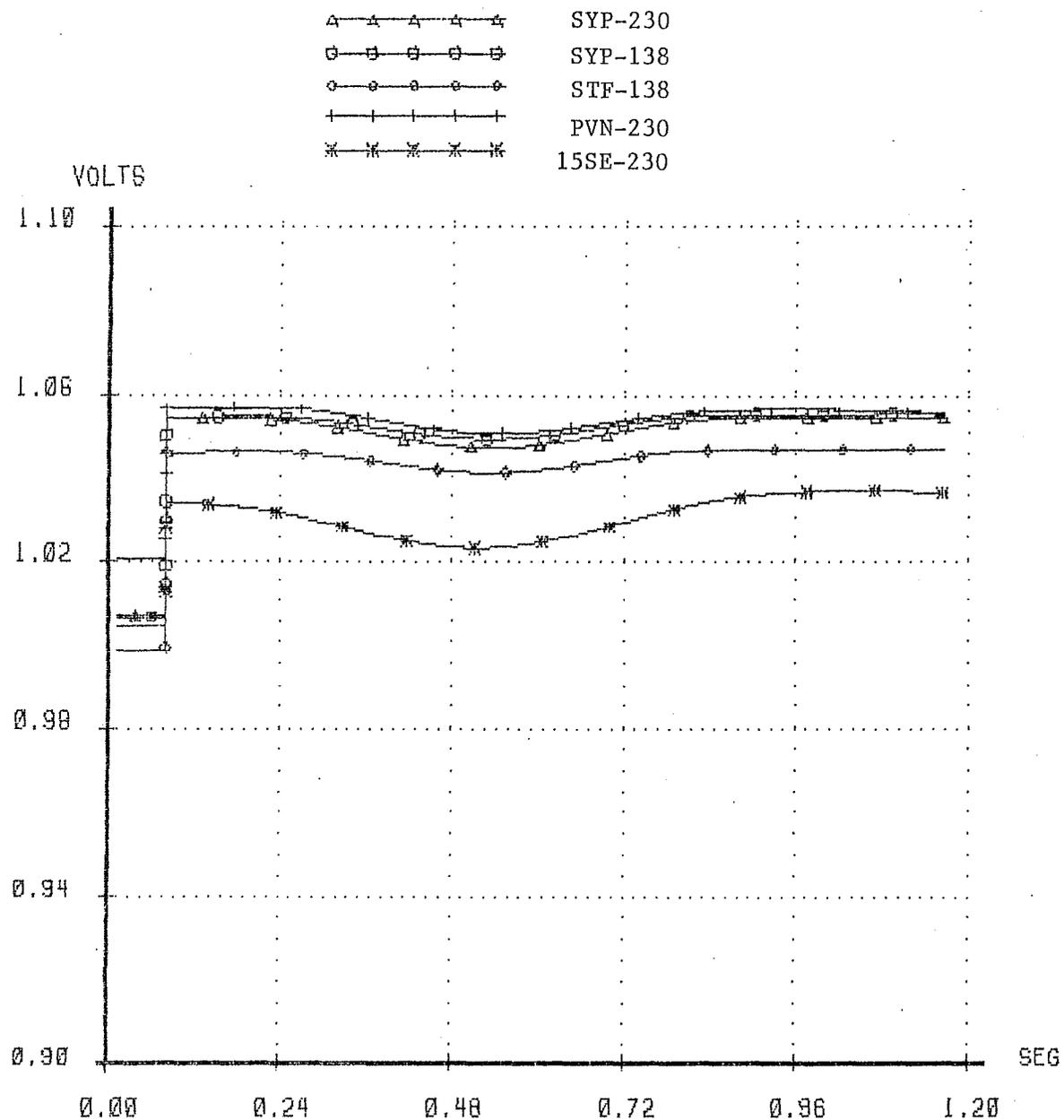


GRAFICO 3

CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
POTENCIA REACTIVA GENERADA

SISP-ESTABI
22/ABR/87

Respuesta de unidades al dispararse el único generador del CJN que estaba en línea.

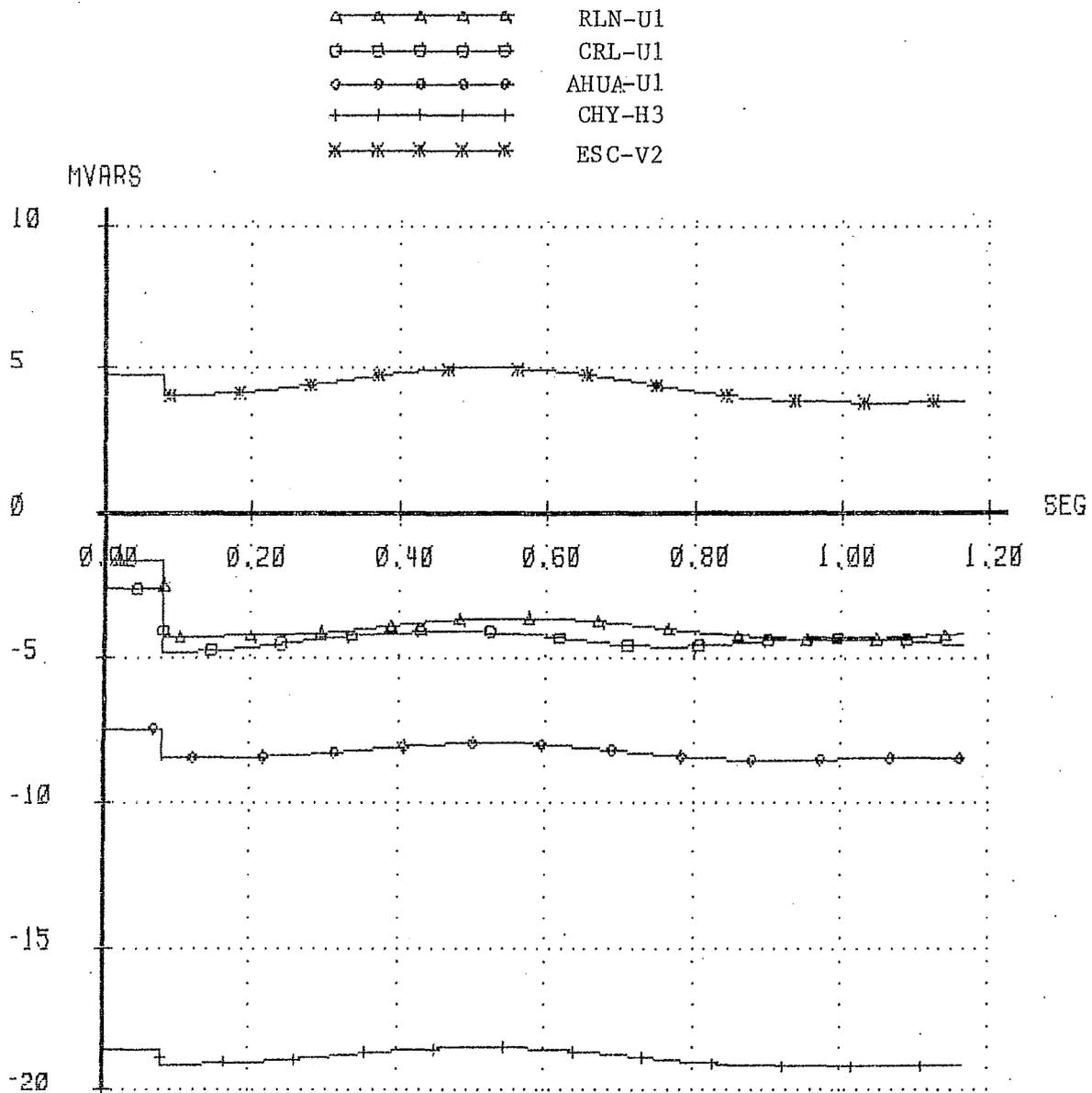


GRAFICO 4

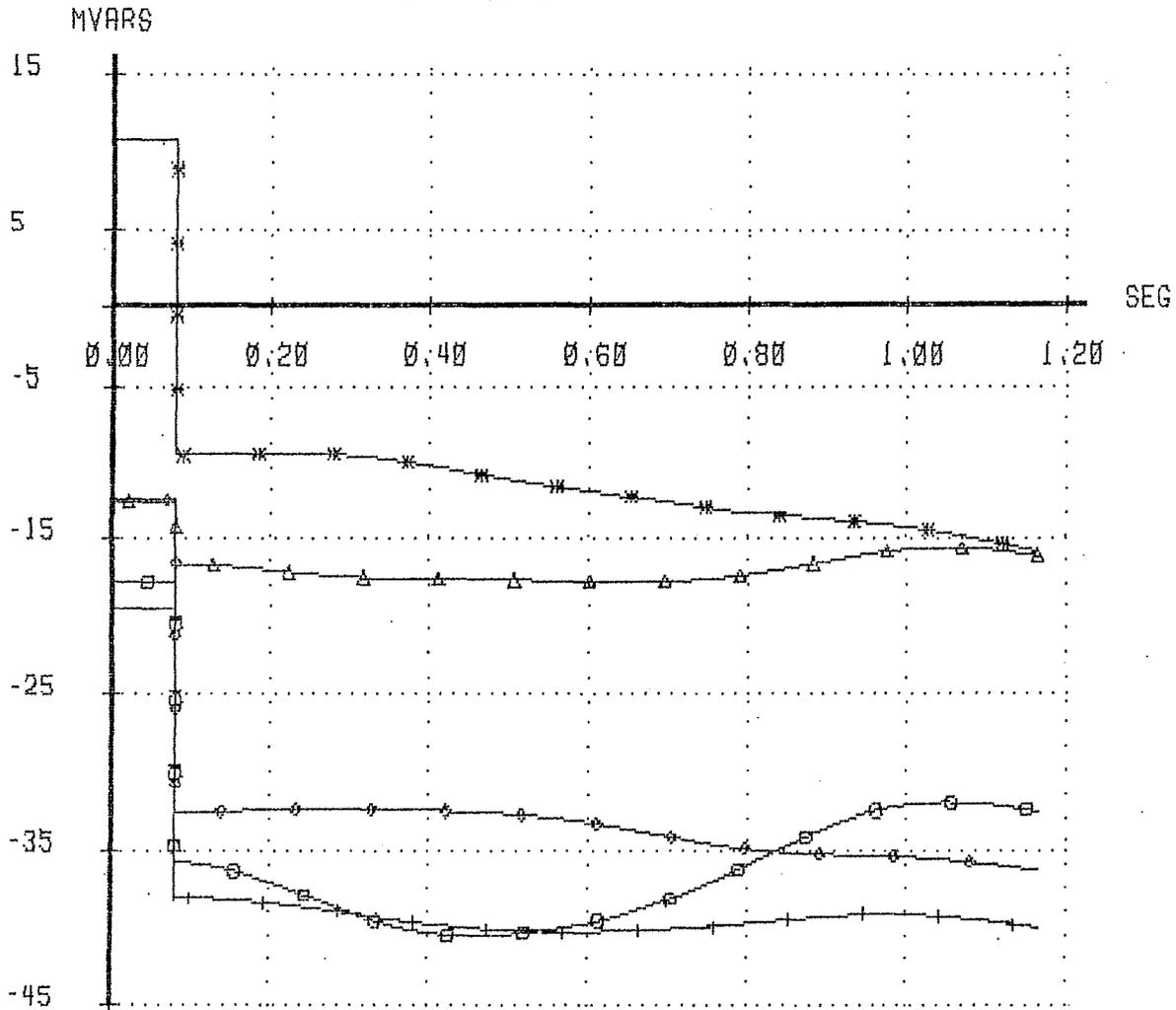
CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
22/ABR/87

Redistribución de potencia reactiva en líneas principales al dispararse CJN-U1 partiendo del diagrama. 2 como predisturbio.
(MIN 89V1)

- △-△-△-△-△ GTE-230 → AHUA-230
- 15SE-230 → LPZ-230
- LEO-230 → PVN-230
- +--+--+--+--+ SYP-230 → CJN-230
- *-*-*-*-* PVN-230 → SYP-230



CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI
22/ABR/87

Aporte inercial de los tres sistemas eléctricos reflejados en líneas de enlace e internas al dispase CJN-VI con 67.4 MW y 38.8 MVAR. Predisturbio: Diagrama 2.

- △-△-△-△-△ GTE-230 → AHUA-230
- 15SE-230 → LPZ-230
- LEO-230 → PVN-230
- + + + + + SYP-230 → CJN-230
- * * * * * PVN-230 → SYP-230

