

Distr.  
RESTRINGIDA  
LC/MEX/R.33  
29 de abril de 1986  
ORIGINAL: ESPAÑOL

---

C E P A L

Comisión Económica para América Latina y el Caribe



ANALISIS DE SEGURIDAD OPERATIVA PARA LOS REFUERZOS  
A LA TRANSMISION DEL NORTE A LA MESETA CENTRAL  
DE COSTA RICA

(Versión preliminar)

1  
2  
3

4  
5  
6

INDICE

	<u>Página</u>
Presentación	1
I. Conclusiones y recomendaciones	2
II. Perspectivas de la evolución del sistema eléctrico de Costa Rica hasta 1994	5
III. Análisis para el horizonte de tiempo estudiado	8
1. Estudios para 1986	8
2. Estudios para 1990	22
3. Estudios para 1994	33
<u>Anexos</u>	
I: Nomenclatura utilizada para las subestaciones en los diagramas unifilares	75
II: Datos utilizados en los estudios	77

1

2

3

4

## PRESENTACION

En este informe se presentan los resultados de los estudios del sistema eléctrico del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), efectuados del 17 al 28 de febrero de 1986 en las instalaciones del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de la Comisión Federal de Electricidad de México. Dichos estudios fueron realizados por un profesional del ICE con el apoyo de personal del CENACE y la asesoría de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Los estudios tuvieron como fin primordial evaluar el comportamiento dinámico (estabilidad transitoria) del Sistema Nacional Interconectado de Costa Rica al incorporar las adiciones de generación de las centrales hidroeléctricas Ventanas-Garita y Sandillal y la central geotérmica Miravalles, así como los refuerzos a la red de transmisión de la zona norte hacia la meseta central del país.

/I. CONCLUSIONES

## I. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. En el sistema eléctrico del ICE, las centrales hidroeléctricas más importantes desde el punto de vista de potencia y energía -Arenal y Corobicí- se encuentran al norte del país, a 150 km aproximadamente de la Meseta Central, zona donde se concentra el 75% de la demanda de potencia. En ciertas condiciones de operación, este centro de consumo carece del soporte de voltaje adecuado para enfrentar contingencias. Ello ocurre especialmente en el verano, época en la que, con el fin de ahorrar agua, se desconectan las unidades generadoras de las centrales hidroeléctricas de Río Macho y Cachí, debilitándose la zona receptora. Si fuera posible mantener estas unidades operando como condensadores síncronos en vez de desconectarlas, mejorarían la seguridad operativa y la calidad del servicio, ya que la inercia del sistema y el control de voltaje se incrementarían considerablemente. Se recomienda, por lo tanto, aun con adecuaciones técnicas, en su caso, operar las unidades de Río Macho y Cachí como condensadores síncronos.

2. Debido a las características descritas del sistema eléctrico del ICE, es necesario utilizar de la manera más efectiva los recursos para controlar el voltaje. Ello puede lograrse primordialmente con los generadores; se recomienda, por lo tanto, determinar de manera explícita las curvas de capacidad, -de ser necesario, por medio experimental- de los generadores, así como procedimientos de operación para el control del voltaje. Mientras que los puntos de operación (P,Q) para las unidades generadoras no violen su carta de operación o curva de capacidad, no se infrinje ningún daño a los generadores. Cabe recordar que el control del voltaje en las redes eléctricas es importante no sólo por la calidad del suministro a los usuarios, sino también por la seguridad operativa; si la red troncal se encuentra operando a un nivel de voltaje degradado, cualquier contingencia

/subsecuente

subsecuente puede evolucionar en disturbio extenso. Por otro lado, mediante el adecuado control del voltaje, incluyendo la instalación de recursos de compensación, se puede incrementar el límite de transmisión en redes eléctricas, logrando una utilización más efectiva de las instalaciones.

3. En el aspecto de control de voltaje, resulta importante mencionar la administración coordinada de los taps en transformadores. Se puede tener circulación de reactivos en el anillo formado por Barranca-La Caja-Garita-Barranca, si no se coordinan adecuadamente los taps en los autotransformadores de Barranca y La Caja. Dicha circulación es inconveniente porque incrementa las pérdidas de energía y afecta el control de voltaje.

4. Los estudios efectuados para condiciones de operación actuales (primer semestre, 1986), indican que la situación con mayor riesgo es durante la demanda media de verano, en caso de tenerse sincronizada sólo una unidad de Río Macho. Si no se está enviando potencia de Costa Rica a Panamá, ante la falla y disparo tripolar de una línea de 230 kV Barranca-La Caja, el sistema permanece estable; en cambio, si se disparan las dos líneas, el sistema perdería sincronismo. El sistema podría mantenerse integrado ante la doble contingencia si se instalara un esquema para disparo automático de generación (DAG).

5. Del análisis de las fechas previstas para poner en servicio las adiciones de generación y fecha factible para que la línea Corobicí-Ciudad Quezada-San Miguel entre en servicio, se concluyó que, desde el punto de vista de la seguridad operativa, 1990 y 1994 eran los años cuyo estudio sería más significativo. Para ambos años se simularon varios casos; se concluyó que la línea Corobicí-Ciudad Quezada-San Miguel puede construirse de calibre 795 MCM conductor sencillo. En particular se simuló, en adición al calibre 795 MCM, el caso de dos conductores por fase calibre 636 MCM para dicha línea. Con el diseño de la línea sobre la base de calibre 795, se tendría capacidad de transmisión suficiente para soportar el disparo de las dos líneas Barranca-La Caja sin pérdida de estabilidad, incluyendo las adiciones de generación de Miravalles (110 MW) y Sandillal (32 MW). Ello sobre el supuesto de cero envío de Costa Rica a Panamá. Haría falta el análisis económico para seleccionar la mejor alternativa.

/6. Finalmente,

6. Finalmente, se debe tener presente que los estudios presentados en este informe sólo abordan contingencias severas, cuyos efectos pueden ser evaluados con estabilidad transitoria. Por la configuración de los sistemas interconectados, incluyendo la interconexión ICE-IRHE a la ya existente ENEE-INE-ICE, se tienen problemas latentes de inestabilidad dinámica que es necesario estudiar. Se recomienda dedicar ingenieros a estudiar la parte conceptual del tema. Asimismo, es importante recordar que en los estudios no se modelaron los sistemas de Honduras y Nicaragua. Pese a ello se considera que las conclusiones son válidas tanto por la topología de los sistemas eléctricos interconectados como por el tipo de disturbios simulados. Para estudios de estabilidad dinámica, es recomendable modelar los sistemas de los 4 países operando interconectados.

Asimismo, se recomienda iniciar evaluaciones de seguridad dinámica (estabilidad transitoria) para los sistemas de Honduras y Nicaragua, y en una etapa subsecuente realizar estudios de los cuatro sistemas para condiciones de operación vigentes o previstas.



## II. PERSPECTIVAS DE LA EVOLUCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE COSTA RICA HASTA 1994

Para el presente año se pronostica una producción de energía eléctrica anual de 2 803 GWh y una demanda máxima de 520 MW (véase el cuadro 1). Las tasas de crecimiento para la energía y la demanda máxima se estiman en 5.13% y 5.4% en promedio anual hasta 1994, con respecto a 1985.

Las adiciones de generación en el horizonte de tiempo comprendido en este informe son los proyectos hidroeléctricos Ventanas-Garita (96 MW) y Sandillal (32 MW) y el proyecto geotermoeléctrico Miravalles (110 MW). (Véase el diagrama 1.) El esquema de transmisión para la central hidroeléctrica Garita se reforzará con la puesta en servicio de la línea en 138 kV Garita-La Caja, prevista para febrero de 1987 (véase de nuevo el diagrama 1). La configuración para la red de transmisión asociada con los proyectos de generación mencionados, así como para los refuerzos previstos para la transmisión del norte a la meseta central también se ilustran en el diagrama 1.

Los refuerzos a la red de transmisión del norte a la meseta central son necesarios tanto para las adiciones de generación indicadas, como para mejorar la seguridad operativa actual y futura del sistema de energía eléctrica de Costa Rica.

Cuadro 1

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD: DEMANDA MAXIMA Y PRODUCCION DE  
ENERGIA ELECTRICA ANUAL PARA LOS AÑOS ANALIZADOS

	1984	1985	1986	1990	1992	1993	1994
Demanda máxima anual (MW)	472.8	495.8	520.5	652.1	723.8	760.0	797.7
Producción de energía eléctrica anual (GWh)	2 568	2 708	2 803	3 398	3 791	4 010	4 249

Nota: Para 1984 y 1985, los valores son reales; para los años restantes, son estimados.

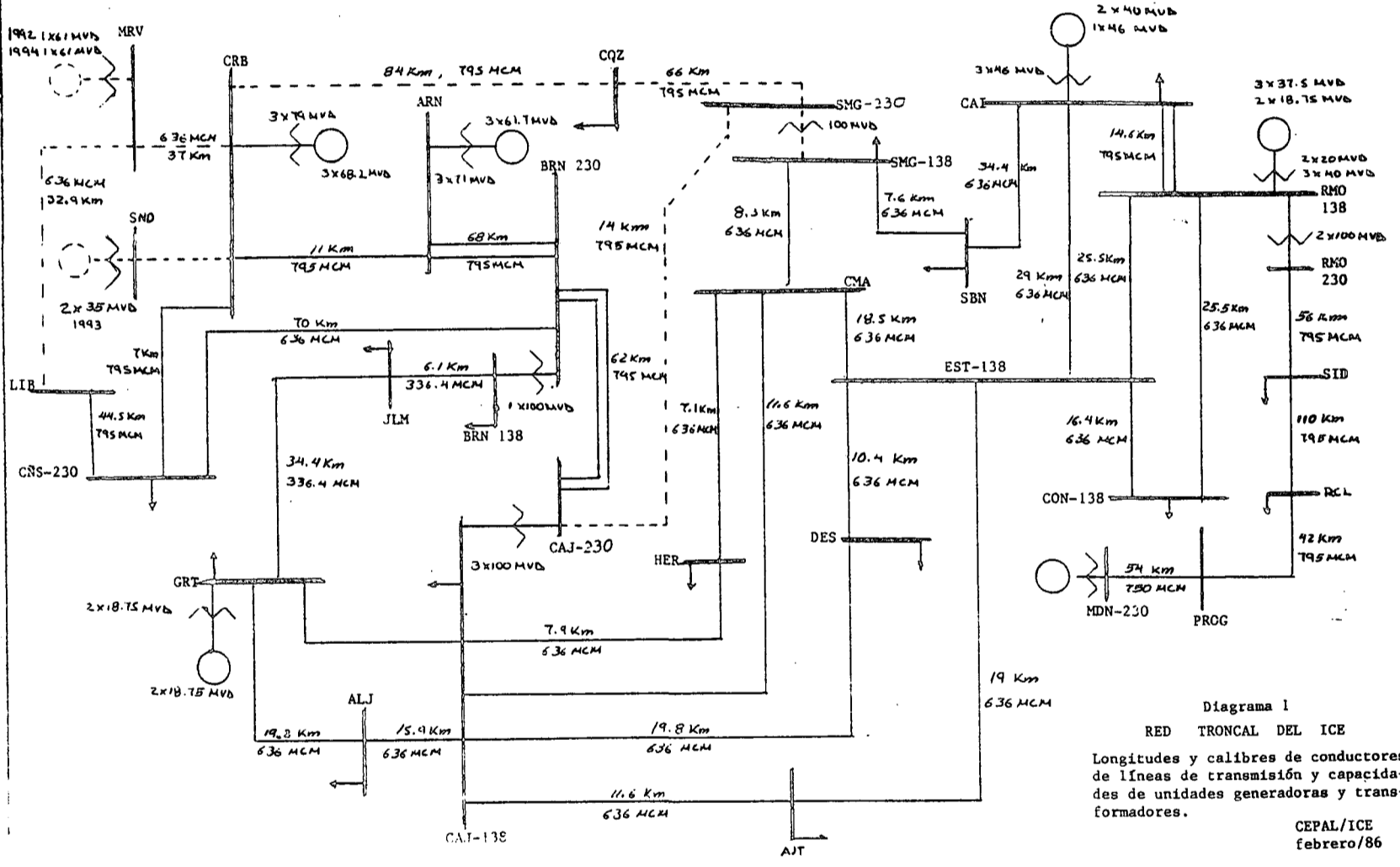


Diagrama 1  
 RED TRONCAL DEL ICE  
 Longitudes y calibres de conductores  
 de líneas de transmisión y capacida-  
 des de unidades generadoras y trans-  
 formadores.  
 CEPAL/ICE  
 febrero/86

### III. ANALISIS PARA EL HORIZONTE DE TIEMPO ESTUDIADO

Los estudios se realizaron para 1986, 1990 y 1994. Los años se seleccionaron con base en objetivos distintos; 1986 se analizó para ilustrar la mejoría en la estabilidad al tener más unidades de Río Macho y Cachí sincronizadas -aún sin estar generando, o sea como condensadores síncronos- en condiciones de envío alto del norte a la zona del anillo. Otro objetivo de los estudios para 1986 fue mostrar el beneficio en la estabilidad transitoria por operar interconectados los sistemas de Costa Rica y Panamá.

El interés de estudiar 1990 se justificó por ser el año en que sería factible poner en servicio los refuerzos de transmisión del norte a la meseta central. La razón de analizar 1994 con mayor detalle, es por ser el año en que se tiene la mayor concentración de generación en el norte en relación con la demanda del sistema. Tanto los años intermedios -1992 y 1993- como los posteriores a 1994, presentan menores riesgos operativos, en el supuesto de que los refuerzos a la transmisión entren en servicio durante 1990.

El pronóstico de cargas nodales para condiciones de demanda media, tomando en cuenta la reubicación de cargas al entrar en servicio subestaciones nuevas o ampliaciones, se presenta en el cuadro 2. En general, se supone que el factor de potencia se mantiene en 0.95 (-) al nivel de entrega de 138 kV.

A continuación se presentan los resultados más relevantes de los estudios realizados para cada uno de los tres años mencionados. Se dió mayor atención a las condiciones de operación en demanda media por ser las que plantean mayores riesgos ante contingencias.

#### 1. Estudios para 1986

Se simularon las condiciones de operación típicas para demanda media en día hábil, suponiendo desconectadas las unidades generadoras de Cachí y sincronizada sólo la unidad cinco de Río Macho (RMO-U5). El diagrama 2 se diseñó para destacar la red troncal de transmisión por ser la de mayor

/Cuadro 2

Cuadro 2

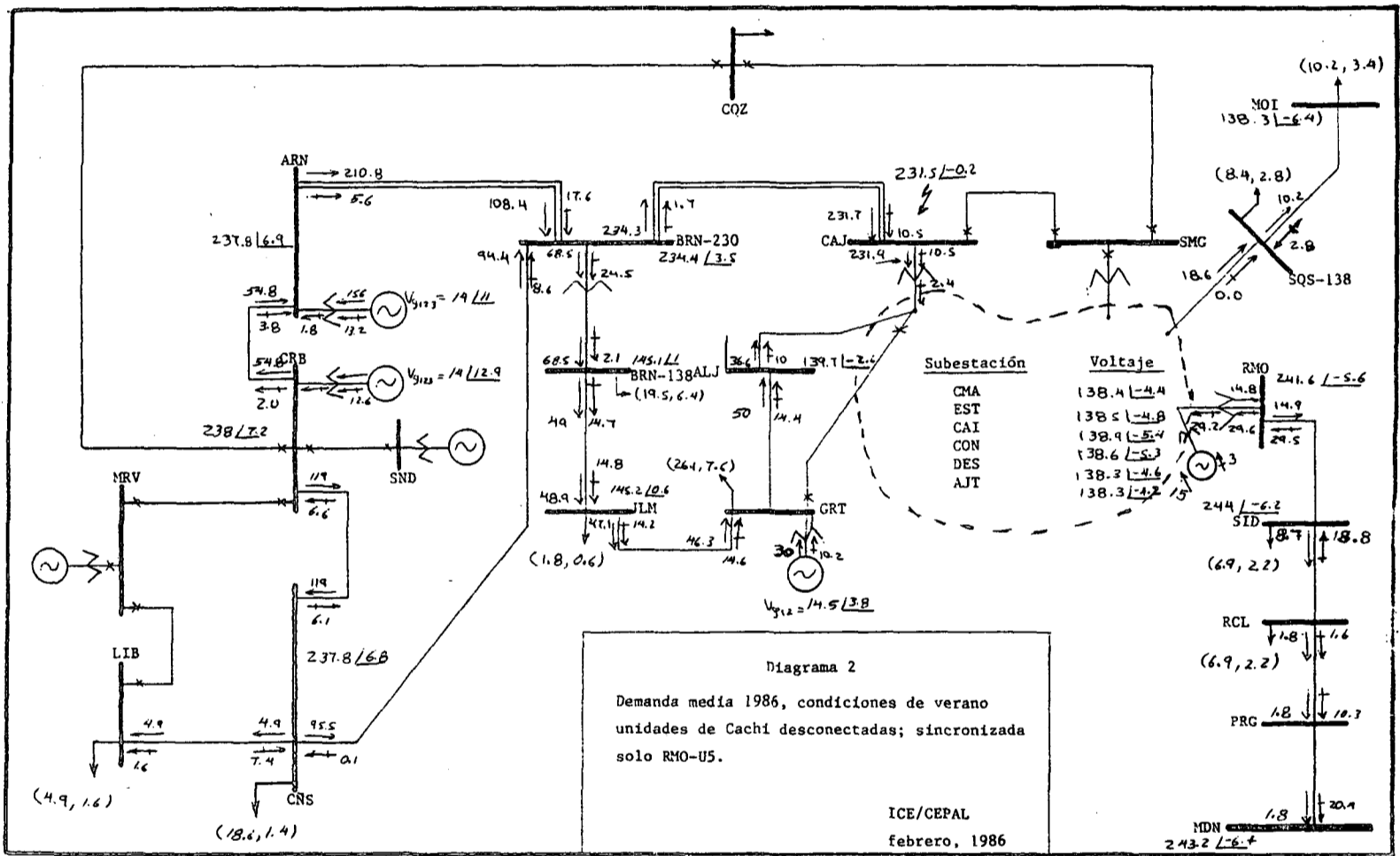
ICE: PREDICCIÓN DE LA DEMANDA NETA DE POTENCIA (MW, MVAR) POR SUBESTACIÓN, CONDICIONES DE DEMANDA MEDIA PARA 1986, 1990 y 1992 a 1994

Subestación	1986		1990		1992		1993		1994	
	$P^a/$	$Q^b/$	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
1. San Isidro	6.1	2.0	8.3	2.7	9.7	3.1	10.4	3.4	11.3	3.7
2. Río Claro	6.9	2.2	9.3	3.1	10.7	3.5	11.5	3.8	12.3	4.0
3. Río Macho(138KV)	0.8	0.3	1.0	0.3	1.1	0.3	1.2	0.4	1.3	0.4
4. Cachí	7.6	2.4	10.0	3.3	11.5	3.8	12.2	4.0	12.9	4.2
5. Siquirres	8.4	2.8	11.9	3.9	13.9	4.8	15.1	5.0	16.3	5.4
6. Moín	10.2	2.4	12.7	4.1	13.9	4.5	14.5	4.7	15.2	5.0
7. Sabanilla	24.0	7.9	30.2	9.9	33.5	11.0	35.1	11.5	36.9	12.1
8. Colima	84.0	27.6	84.0	27.6	84.0	27.6	84.0	28.0	84.0	28.0
9. San Miguel(138KV)	0.0	0.0	21.8	7.1	33.3	11.0	39.2	12.4	45.4	14.5
10. Desamparados	29.6	9.7	37.2	12.3	41.3	13.6	43.4	14.2	45.6	15.0
11. Heredia	12.6	4.7	14.8	4.8	15.8	5.2	16.3	5.4	16.7	5.5
12. Alajuelita	29.5	9.7	37.1	12.2	41.2	13.6	43.3	14.1	45.4	15.0
13. La Caja(138KV)	35.0	11.5	44.0	14.5	48.9	16.0	51.2	16.8	53.8	17.7
14. Barranca(138KV)	19.5	6.4	25.9	8.5	29.5	9.7	31.5	10.4	33.6	11.0
15. Alajuela	13.4	4.3	16.5	5.4	18.2	5.9	19.0	6.2	20.0	6.8
16. Juanilama	1.8	0.6	2.0	0.6	2.0	0.6	2.0	0.6	2.0	0.6
17. Garita	5.0	1.6	6.2	2.0	6.8	2.2	7.1	2.3	7.3	2.4
18. Naranjo	21.0	6.9	16.2	5.3	18.4	6.0	19.2	6.3	20.0	6.5
19. Cóncevas(34.5KV)	25.3	8.3	29.7	9.8	31.7	10.4	32.6	10.7	33.7	11.0
20. C. Quezada	0.0	0.0	8.7	2.9	9.4	3.1	9.7	3.1	9.9	3.3
21. Cañas(34.5KV)	5.0	1.7	6.4	2.1	7.1	2.4	7.5	2.4	8.0	2.6
22. Guayabal	7.0	2.3	8.3	2.7	8.8	2.9	9.1	3.0	9.4	3.1
23. Colorado	6.6	2.2	7.8	2.7	8.5	2.9	8.8	2.6	9.2	3.1
24. Liberia	4.9	1.6	6.5	2.2	7.3	2.4	7.9	2.6	8.4	2.7
T O T A L	364.2	119.1	465.5	150.0	506.5	166.5	531.8	173.9	558.6	183.6

a/ Potencia activa en MW.

b/ Potencia reactiva en MVAR.

/Diagrama 2



interés de los estudios. Adicionalmente, la zona del anillo no refleja diferencias importantes en los voltajes nodales (magnitud y ángulo de fase), debido a la cercanía eléctrica entre los nodos. La contingencia considerada fue falla y disparo de una de las dos líneas Barranca-La Caja. En primera instancia se supuso que el sistema de Costa Rica estuviera aislado del de Panamá, y que sólo estuviera sincronizada RMO-U5.

El comportamiento dinámico de diferencias angulares de rotores, de magnitudes de voltajes y de flujos de potencia activa en líneas se ilustra para este caso en los gráficos 1, 2 y 3, respectivamente.

A continuación se simuló la misma contingencia para idénticas condiciones de operación difiriendo sólo en que se supusieron sincronizados los cinco generadores de RMO. Los resultados de este segundo caso, para las mismas variables: diferencias angulares, magnitudes de voltajes, y flujos en líneas, se muestran en los gráficos 4, 5 y 6, respectivamente. Conviene destacar que en el primer caso la posición angular de Corobicí llega a  $94^\circ$  con respecto a Río Macho, mientras que en el segundo, llega únicamente a  $60^\circ$ . Esto es, la oscilación es notablemente menor al tener operando como condensadores síncronos, los generadores de Río Macho. Asimismo, es importante mencionar que el modelado de carga en el primer caso fue 30% de corriente constante y 70% de impedancia constante, mientras que en el segundo, 45% y 55%, respectivamente. Lo anterior fue necesario por problemas de convergencia.

El tercer caso fue igual que el segundo, excepto que se consideró la operación interconectada de los sistemas ICE-IRHE. La diferencia angular máxima momentánea entre Corobicí y Río Macho, es del orden de  $67^\circ$ . (Véase el gráfico 7.) El soporte de voltaje y la respuesta eléctrica e inercial que proporciona el sistema eléctrico de Panamá al de Costa Rica (véanse los gráficos 8 y 9), permite lograr convergencia para modelado de carga 70% de corriente constante y 30% de impedancia constante, que es el modelado recomendable -en base a la experiencia- para sistemas eléctricos longitudinales típicos.

/Gráfico 1

Gráfico 1

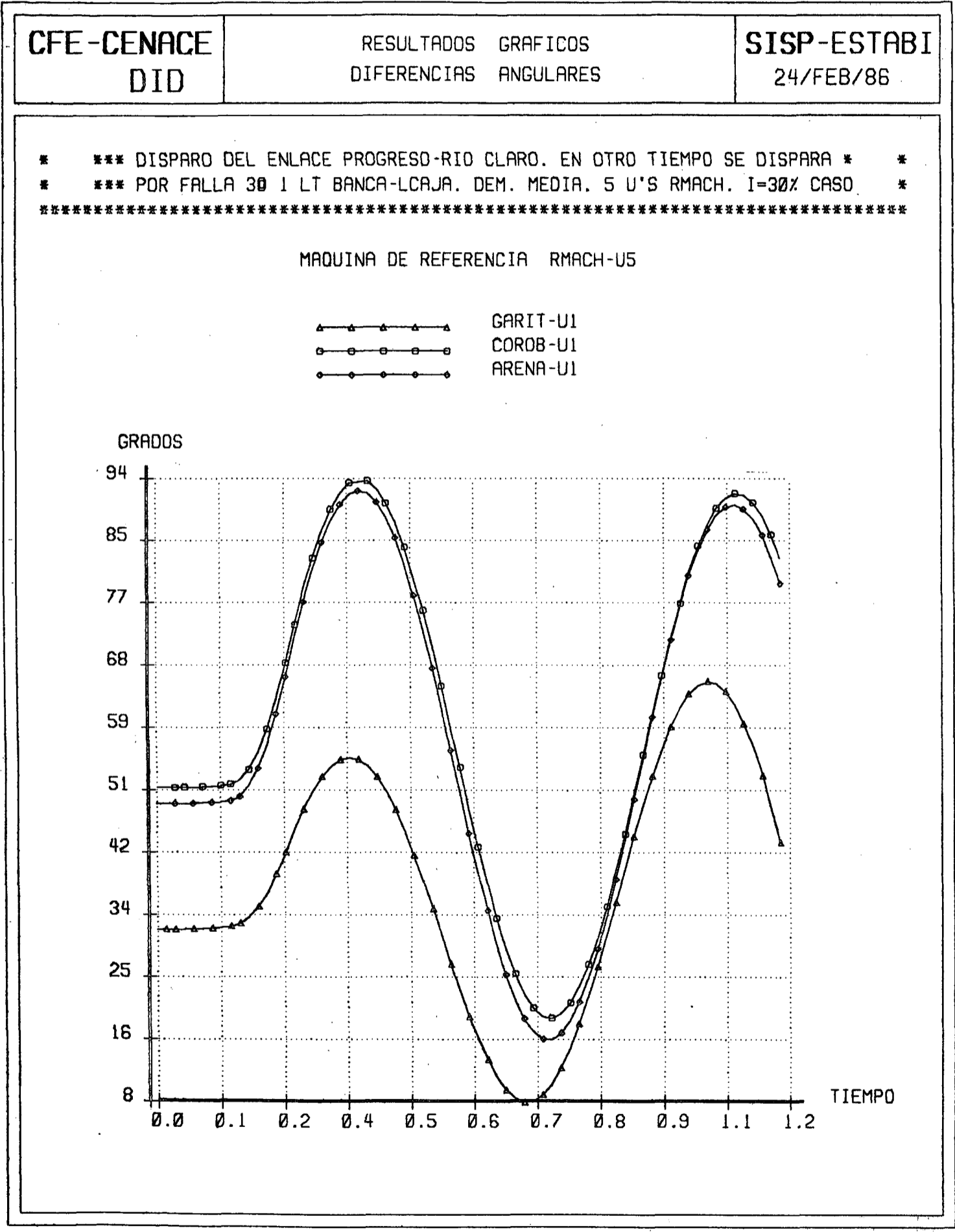
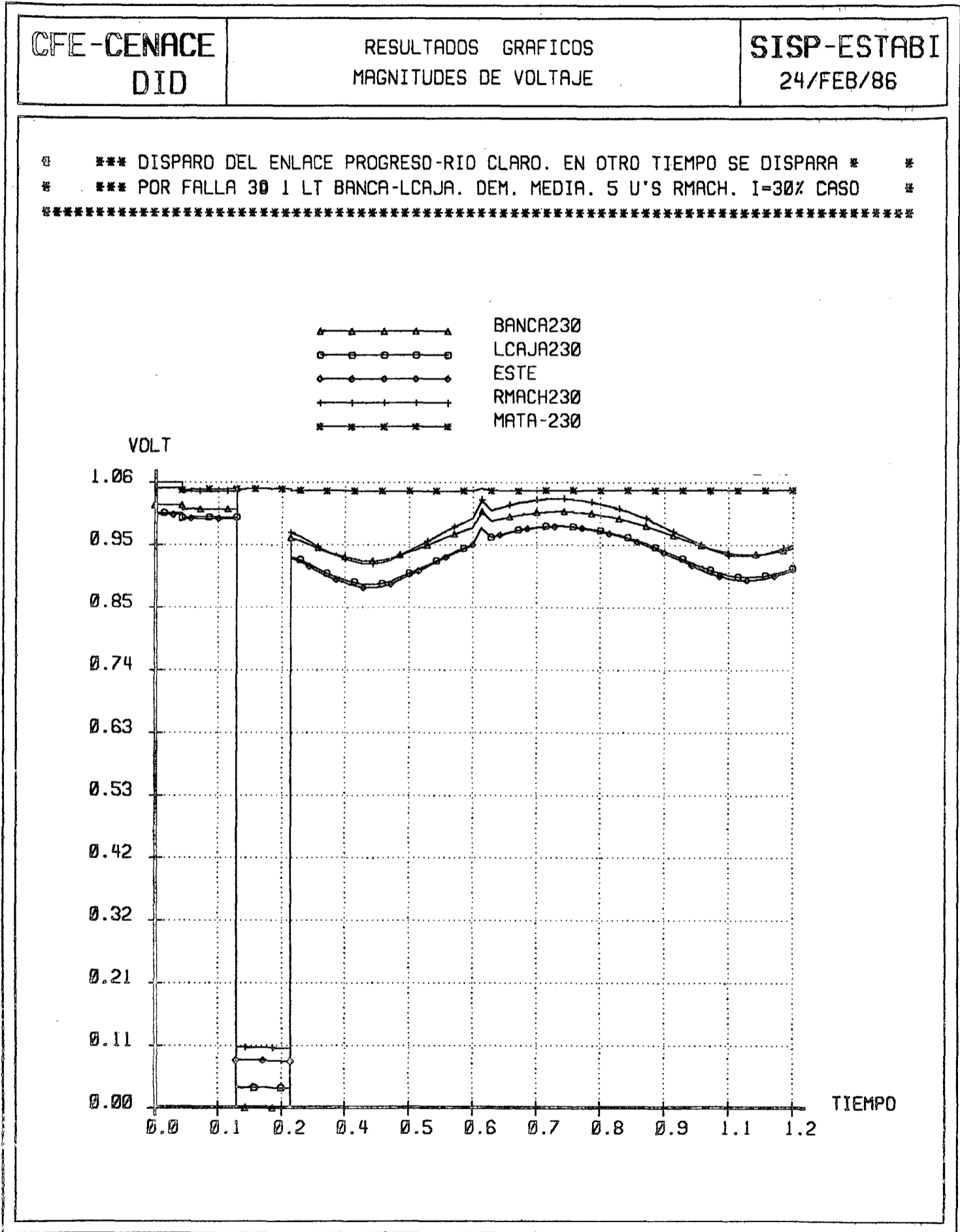


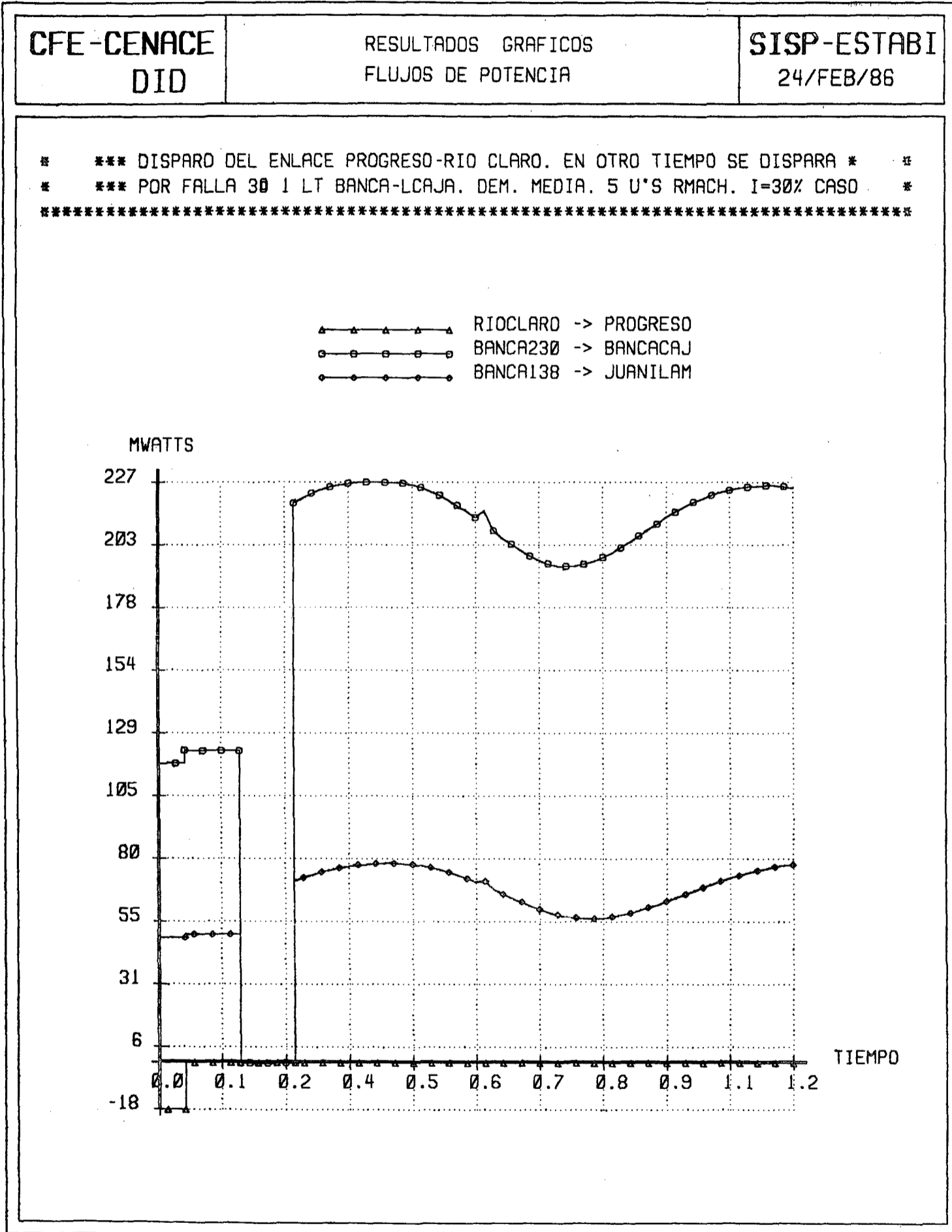


Gráfico 2



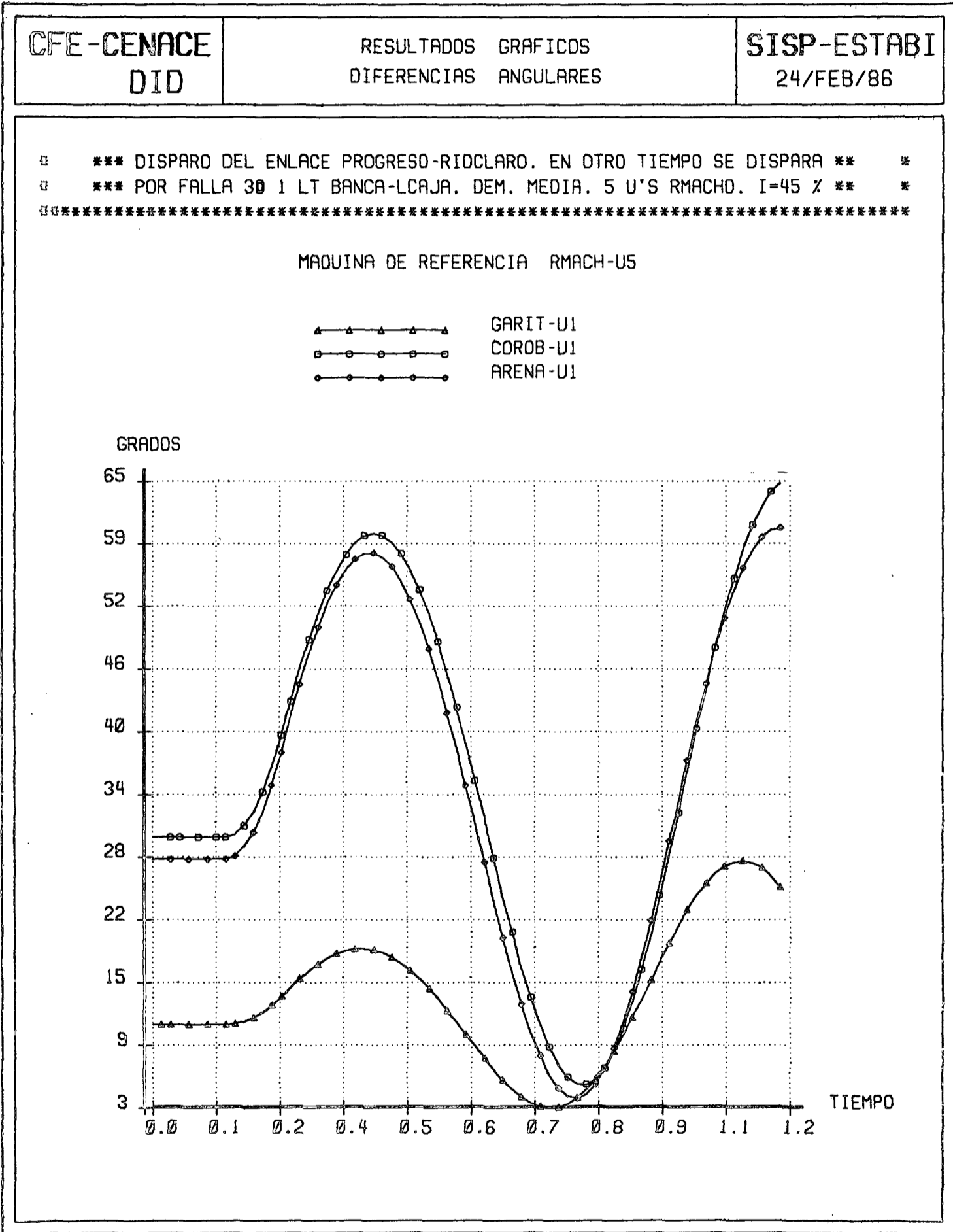
/Gráfico 3

Gráfico 3

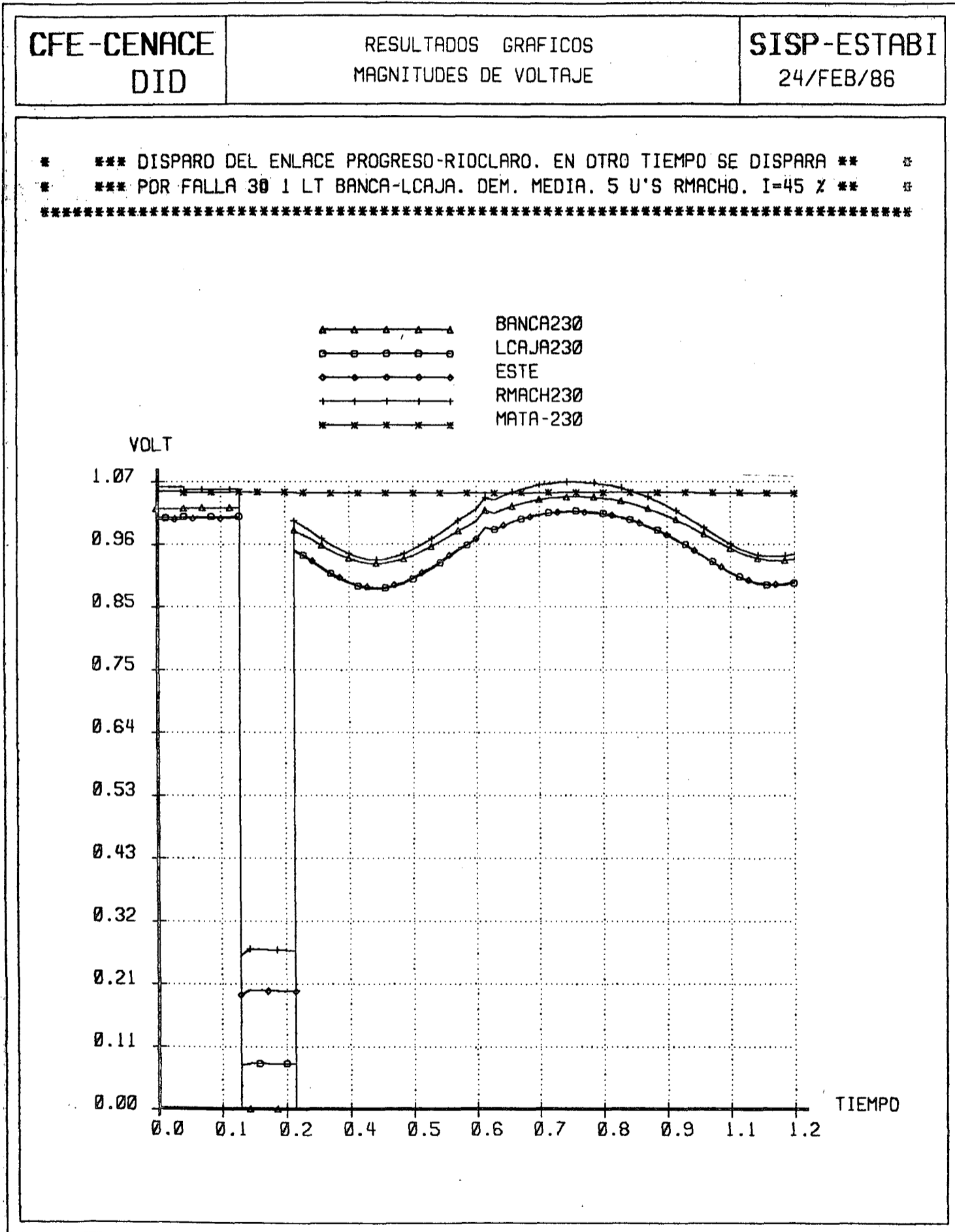


/Gráfico 4

Gráfico 4



/Gráfico 5



/Gráfico 6

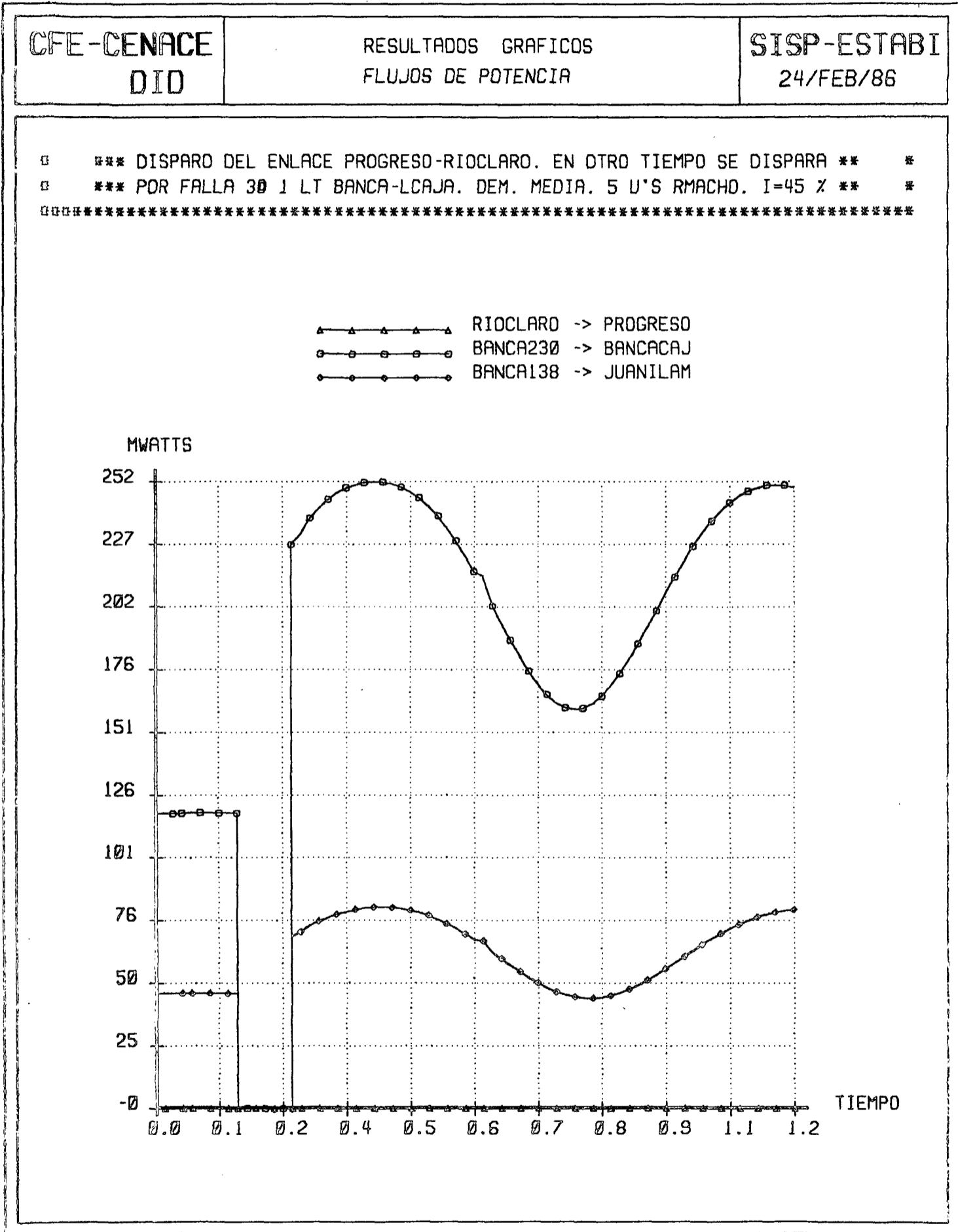
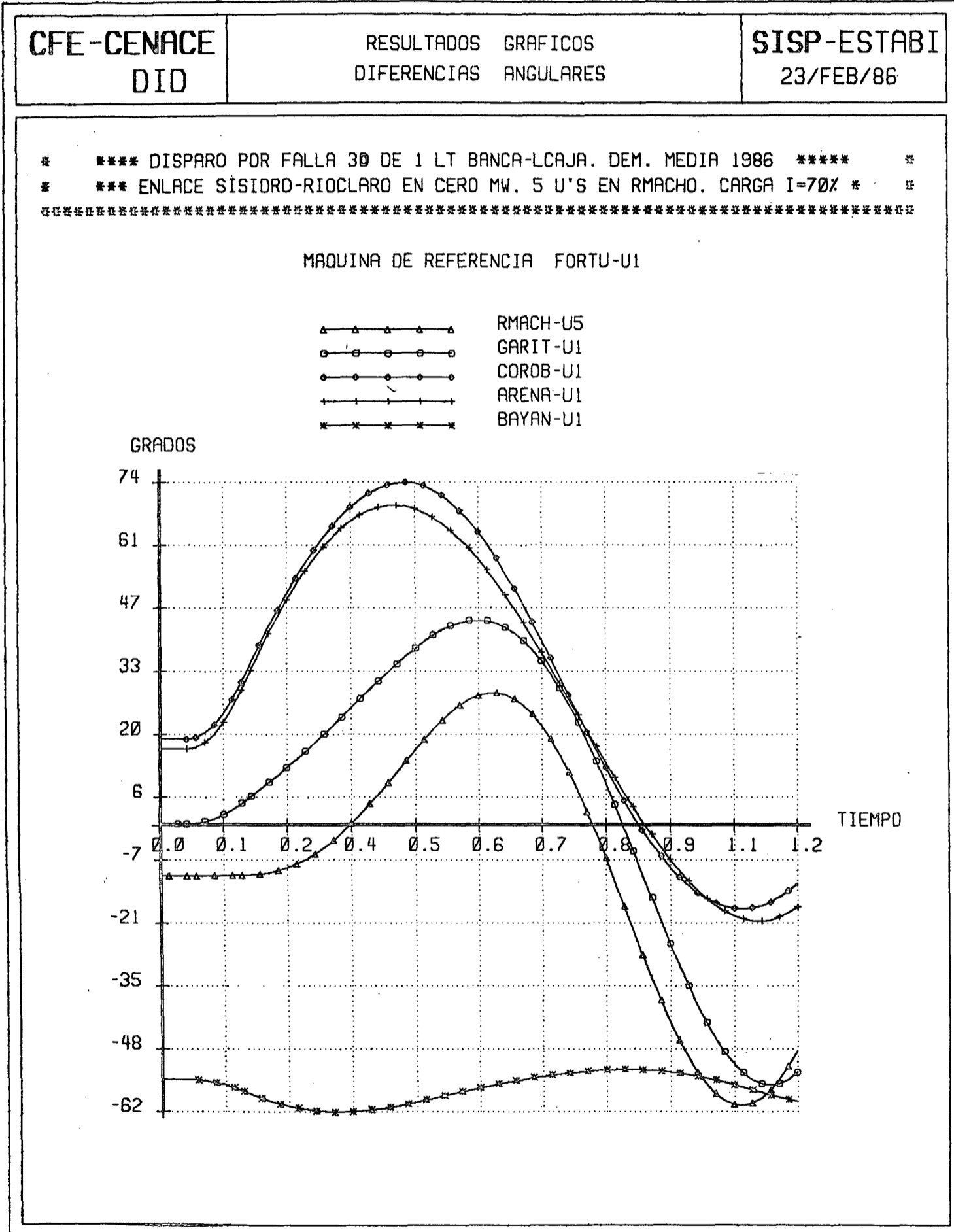
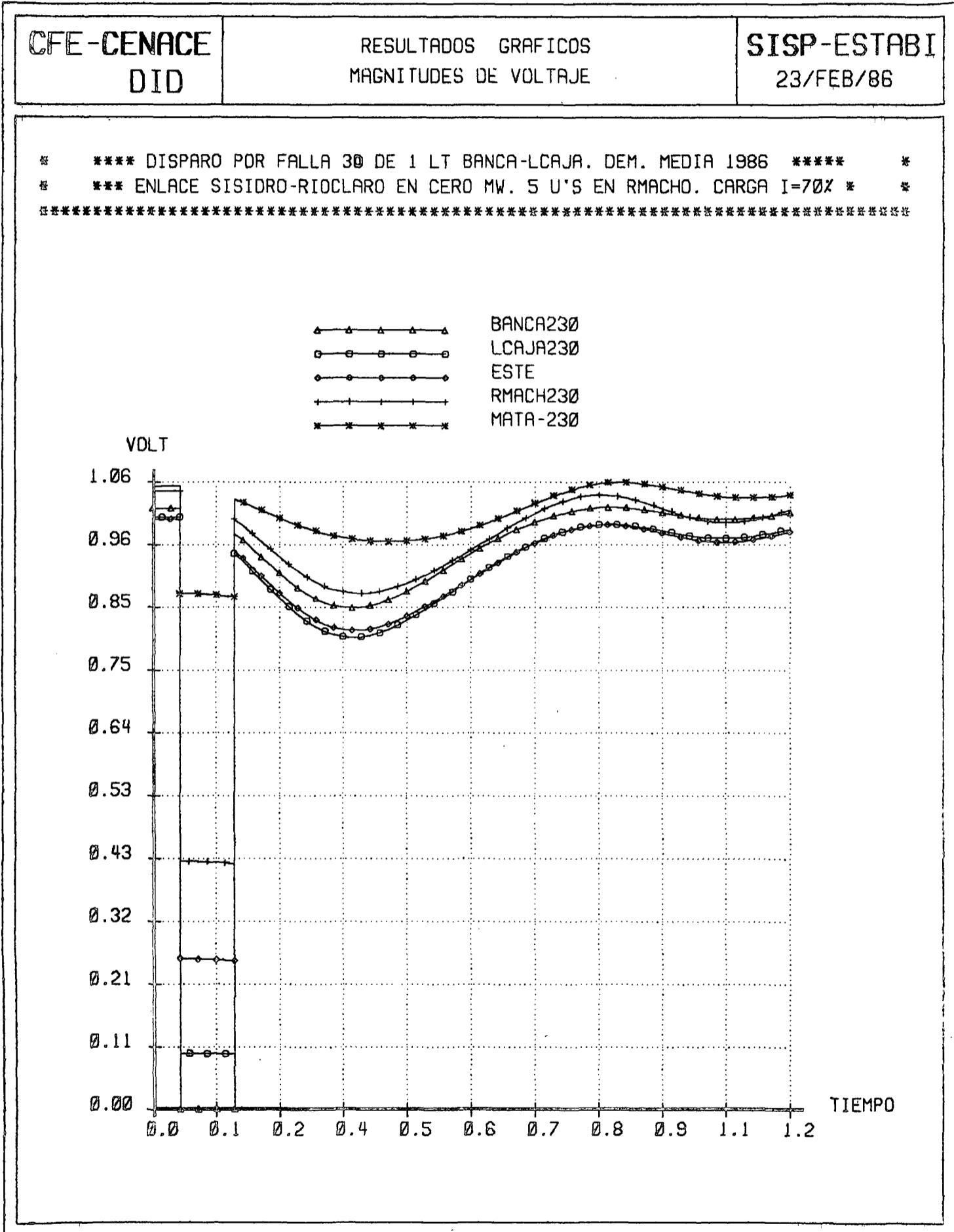


Gráfico 7



/Gráfico 8

Gráfico 8



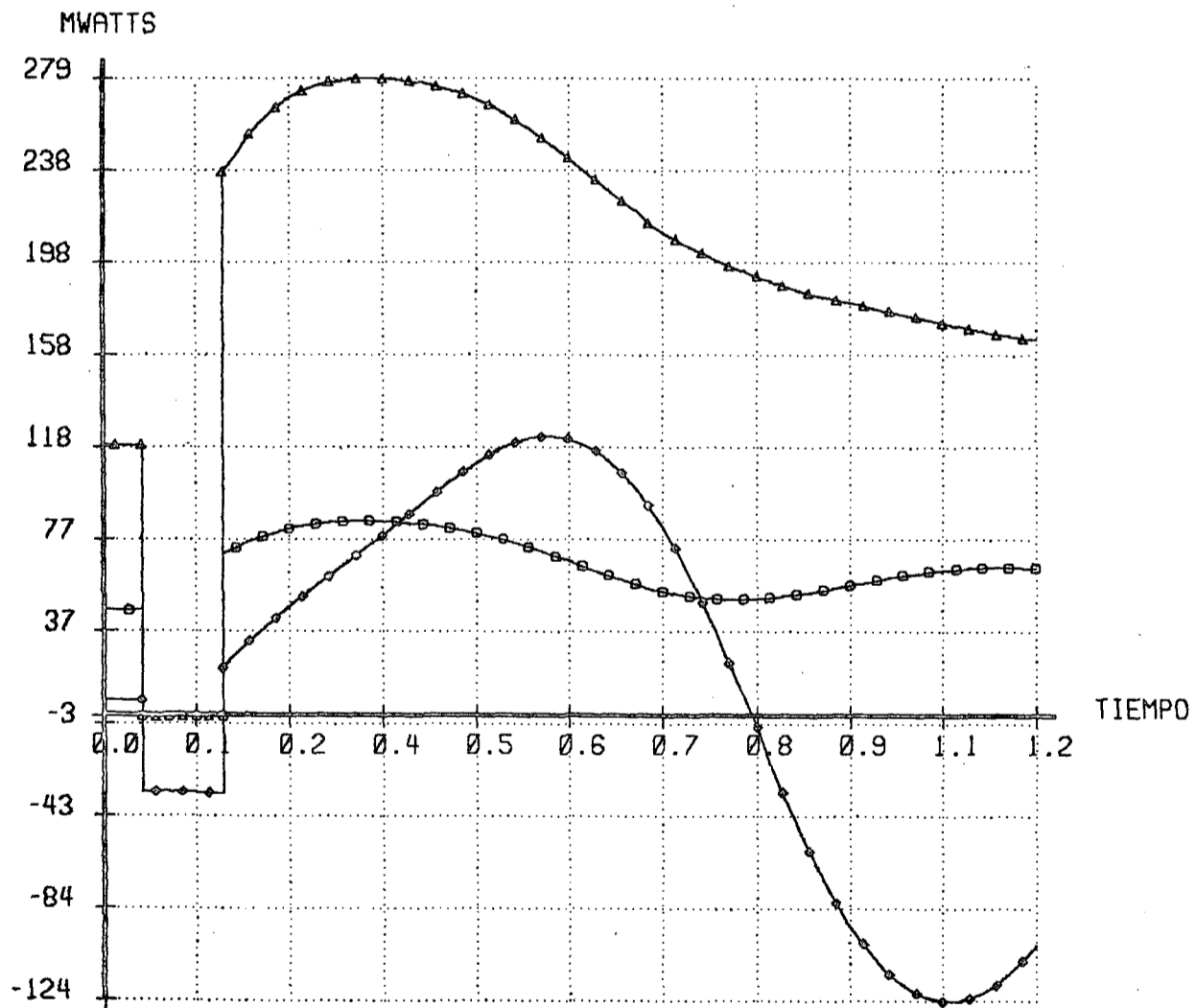
CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA

SISP-ESTABI  
23/FEB/86

\*\*\*\*\* DISPARO POR FALLA 30 DE 1 LT BANCA-LCAJA. DEM. MEDIA 1986 \*\*\*\*\*  
\*\*\* ENLACE SISIDRO-RIOCLARO EN CERO MW. 5 U'S EN RMACHO. CARGA I=70% \*\*\*  
\*\*\*\*\*

▲-▲-▲-▲-▲ BANCA230 -> BANCACAJ  
○-○-○-○-○ BANCA138 -> JUANILAM  
●-●-●-●-● SISIDRO -> RIOCLARO



/Para este



Para este tercer caso se debe hacer notar la oscilación del flujo de potencia activa en la línea de interconexión, que alcanza valores de  $\pm 120$  MW y presenta un período de oscilación del orden de 1.2 seg. El comentario es importante porque la variación de  $\pm 120$  MW iría superpuesta al flujo de potencia inicial, pudiendo provocar la operación en falso de los esquemas de protección de alguna de las líneas comprendidas entre las dos subestaciones, Río Macho, de Costa Rica, y Mata de Nance, de Panamá. Se recomienda tomar en cuenta el comportamiento dinámico expuesto en los ajustes de los esquemas de protección de las líneas sencillas que sirven para interconectar los sistemas.

Adicional a los tres casos antes descritos, se simuló el disparo de las dos líneas de 230 kV, Barranca-La Caja, que resultó en pérdida de sincronismo.<sup>1/</sup>

1/ Véase, CEPAL, Análisis de la operación interconectada de los sistemas eléctricos de Costa Rica y Panamá (LC/MEX/R.22), 29 de noviembre de 1985.

## 2. Estudios para 1990

Considerando factible que los refuerzos a la transmisión del norte a la meseta central entren en servicio durante 1990, se efectuaron estudios suponiendo dos alternativas para el calibre del conductor a utilizar en las líneas de transmisión que constituirán los refuerzos: Corobicí-Ciudad Quezada-San Miguel-La Caja.

Al igual que en los estudios para 1986, se simularon las condiciones de operación en demanda media para día hábil. Ello por ser las que presentan mayor inseguridad operativa, particularmente en verano, al tenerse desconectadas las unidades de Cachí, y sincronizada sólo una unidad de Río Macho.

Se simuló primero el caso en donde los refuerzos a la transmisión se construyeran con dos conductores por fase de calibre 636 MCM, ACSR. Las condiciones operativas resultantes se muestran en el diagrama 3. Como se observa de este diagrama 3, los flujos de potencia se distribuyen muy uniformemente quedando el autotransformador de San Miguel (de 100 MVA), con una carga de 73 MW. A partir del diagrama 3, se supuso falla en Barranca-230 liberada con el disparo de los dos circuitos de 230 kV Barranca-La Caja.

El comportamiento dinámico de la posición angular de rotores, magnitudes de voltajes, flujos de potencia activa en líneas y potencia eléctrica de generadores, ante la contingencia descrita, se ilustran respectivamente por los gráficos 10, 11, 12 y 13; como se puede observar en dichos gráficos, el sistema permanece en sincronismo.

Se simularon también las condiciones en estado estable después del disturbio. La separación angular final entre los voltajes terminales en generadores de Corobicí y Río Macho resultó de  $16.3^\circ$  (véase el diagrama 4).

En seguida, se simuló el caso suponiendo que los refuerzos fueran con base en conductor sencillo por fase calibre 795 MCM, ACSR, resultando también estable. Ya que el comportamiento dinámico del sistema fue muy similar para las dos alternativas, se incluyen para propósitos de comparación sólo los casos pre y poscontingencia (véanse los diagramas 5 y 6).

/Del análisis

Del análisis de las dos alternativas para la configuración y calibre a utilizar, se concluyó que la seguridad operativa en 1990 se mejoraría notablemente, ya sea que los refuerzos a la red de transmisión se construyan con dos conductores por fase calibre 636 MCM o con un conductor sencillo calibre 795 MCM.

Desde el punto de vista técnico, ambas alternativas para el calibre del conductor harían soportable la contingencia de disparo de las dos líneas Barranca-La Caja. En condiciones normales, la diferencia en pérdidas es de sólo 0.7 MW (véase el cuadro 3), para las condiciones simuladas en demanda media y envío alto del norte. Como se observa en el mismo cuadro 3, la diferencia angular entre Corobicí y Río Macho no cambia notablemente para los dos calibres. Asimismo, la distribución de flujos de potencia es muy similar para ambas alternativas. Las pérdidas en condición de posdisturbio no son significativas por ser condiciones de operación momentánea o de muy corta duración.

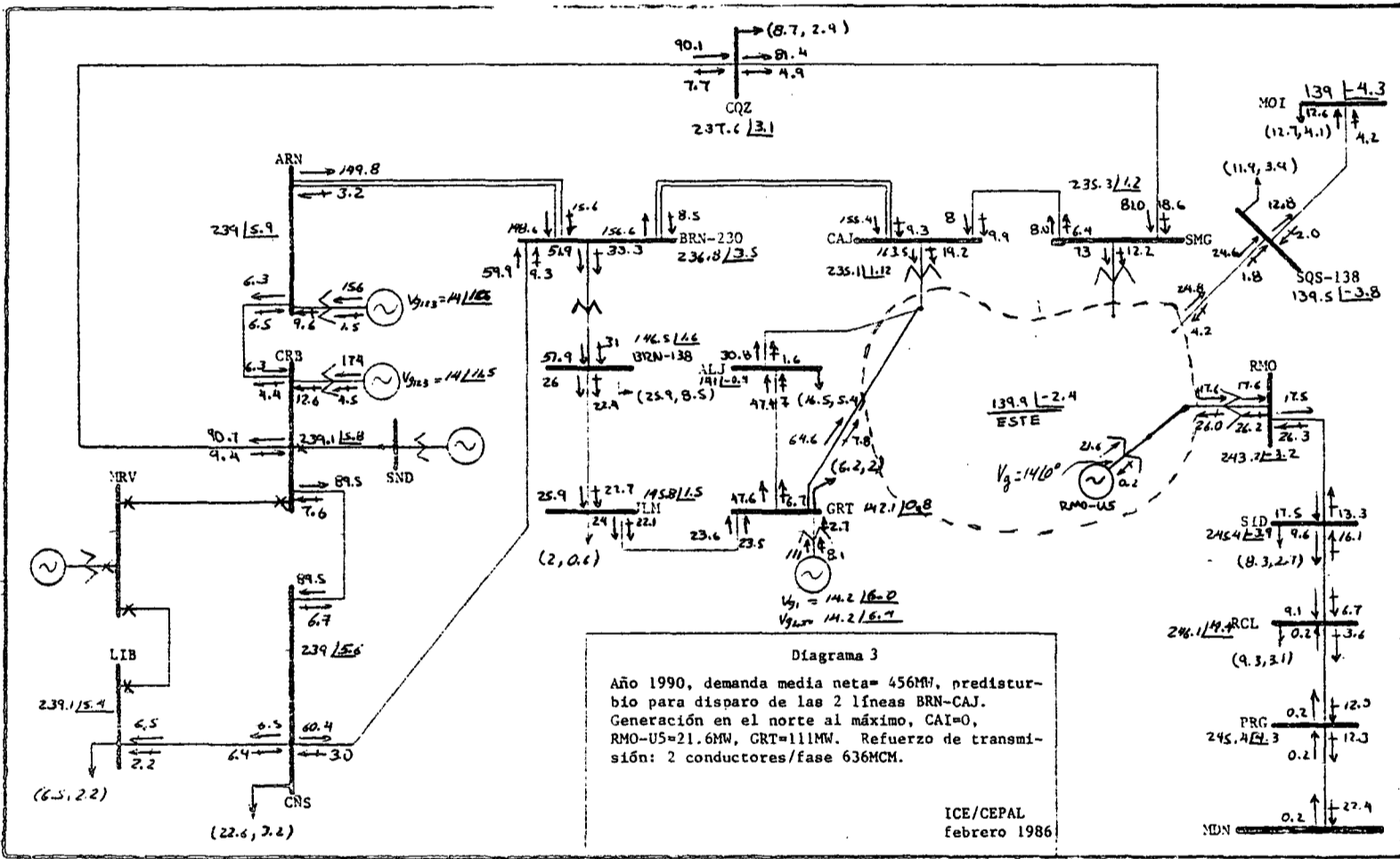
Las adiciones de generación en la zona norte del país están programadas para entrar en servicio en la siguiente secuencia: i) primera unidad de la geotérmica Miravalles (55 MW) en 1992; ii) Sandillal (2x16 MW) en 1993, y iii) segunda unidad de Miravalles (55 MW) en 1994. Ya que para 1994 se tendría la mayor concentración de generación en la zona norte, se decidió omitir los estudios para 1991 a 1993.

Cuadro 3

ICE: RESUMEN DE LOS ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA PARA 1990, CON DOS ALTERNATIVAS DE CALIBRE

C a s o	Ángulo entre voltajes terminales CRB-RMO	Carga en autos de CAJ (MW)	Carga en auto de SMG (MW)	Flujo de potencia en línea CRB-CQZ	Voltaje en la zona del anillo (KV)	Pérdidas (MW)
Precontingencia con calibre 2 x 636	11.5°	164	73	91	139	6.8
Precontingencia con calibre 1 x 795	11.9°	163	71	74	139	7.5
Posdisturbio <sup>a/</sup> con calibre 2 x 636	16.3°	106	68	188	136.8	-
Posdisturbio con calibre 1 x 795	18.3°	89	65	170	135.0	-

a/ La contingencia supuesta fue falla en BRN-230 liberada con el disparo de las 2 líneas Barranca-La Caja.



CFE-CENACE  
DID

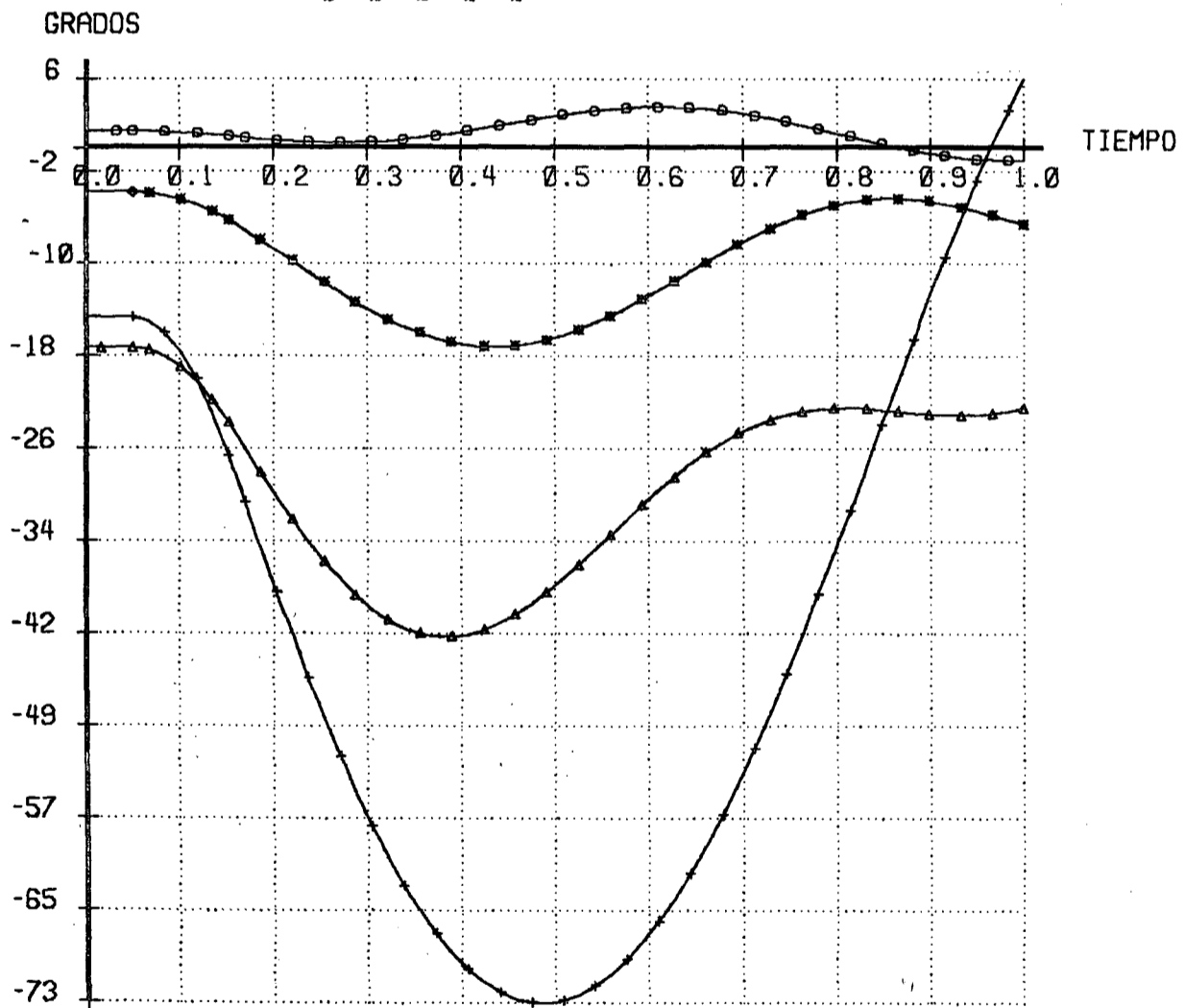
RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI  
24/FEB/86

\* POSICION ANGULAR DE ROTORES AL OCURRIR FALLA EN BRN-230 Y DISPARARSE LAS 2 \*  
\* LINEAS BRN-CAJ. REFUERZO EN BASE A 2x636MCM, MODELADO CARGA 50% I CONSTANTE, \*  
\* 50% Z CONSTANTE \*  
\*\*\*\*\*

MAQUINA DE REFERENCIA ARENA-U2

- ▲▲▲▲▲ RMACH-U5
- COROB-U2
- GARIT-U3
- ↑↑↑↑↑ FORTU-U2
- ××××× GARIT-U4



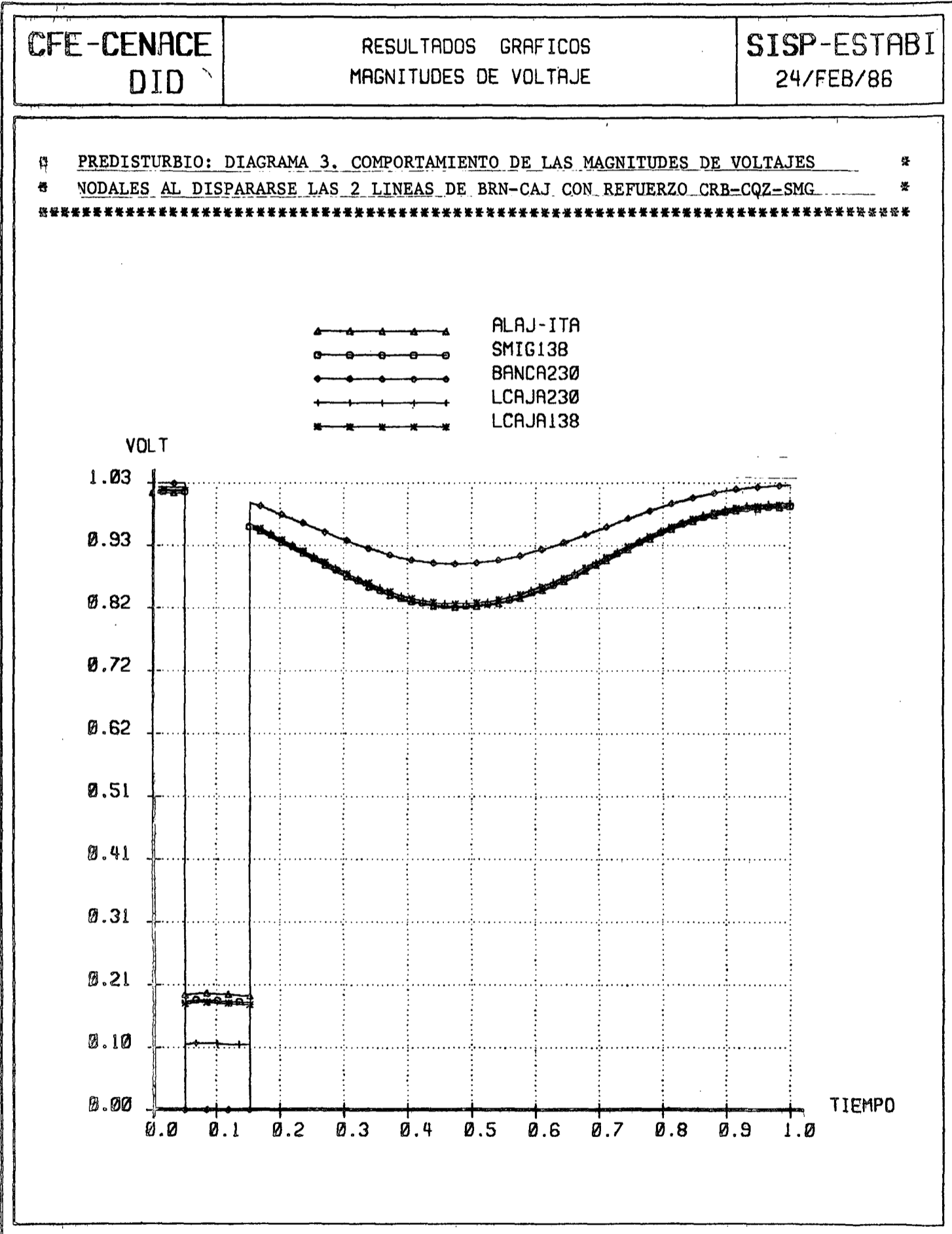
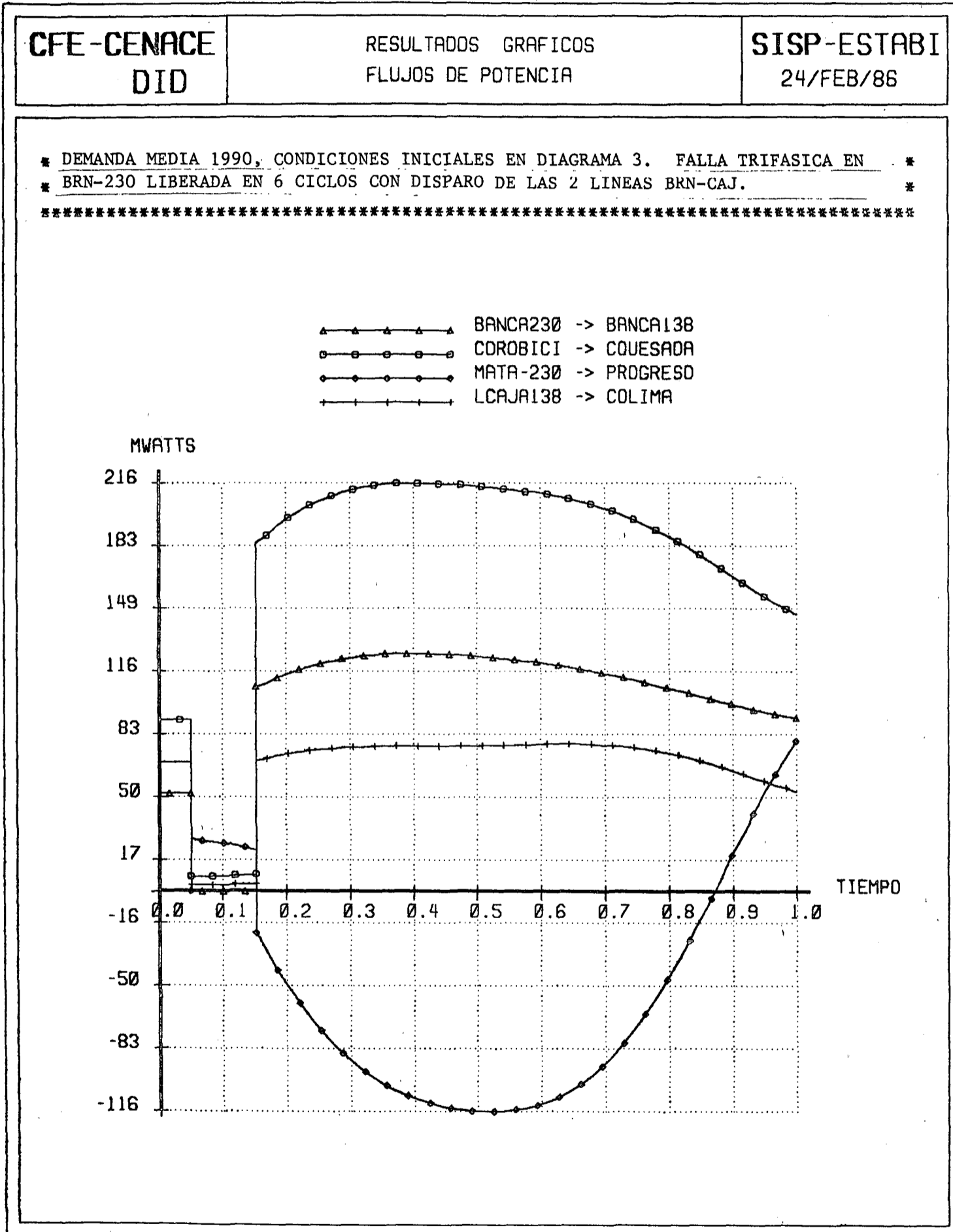


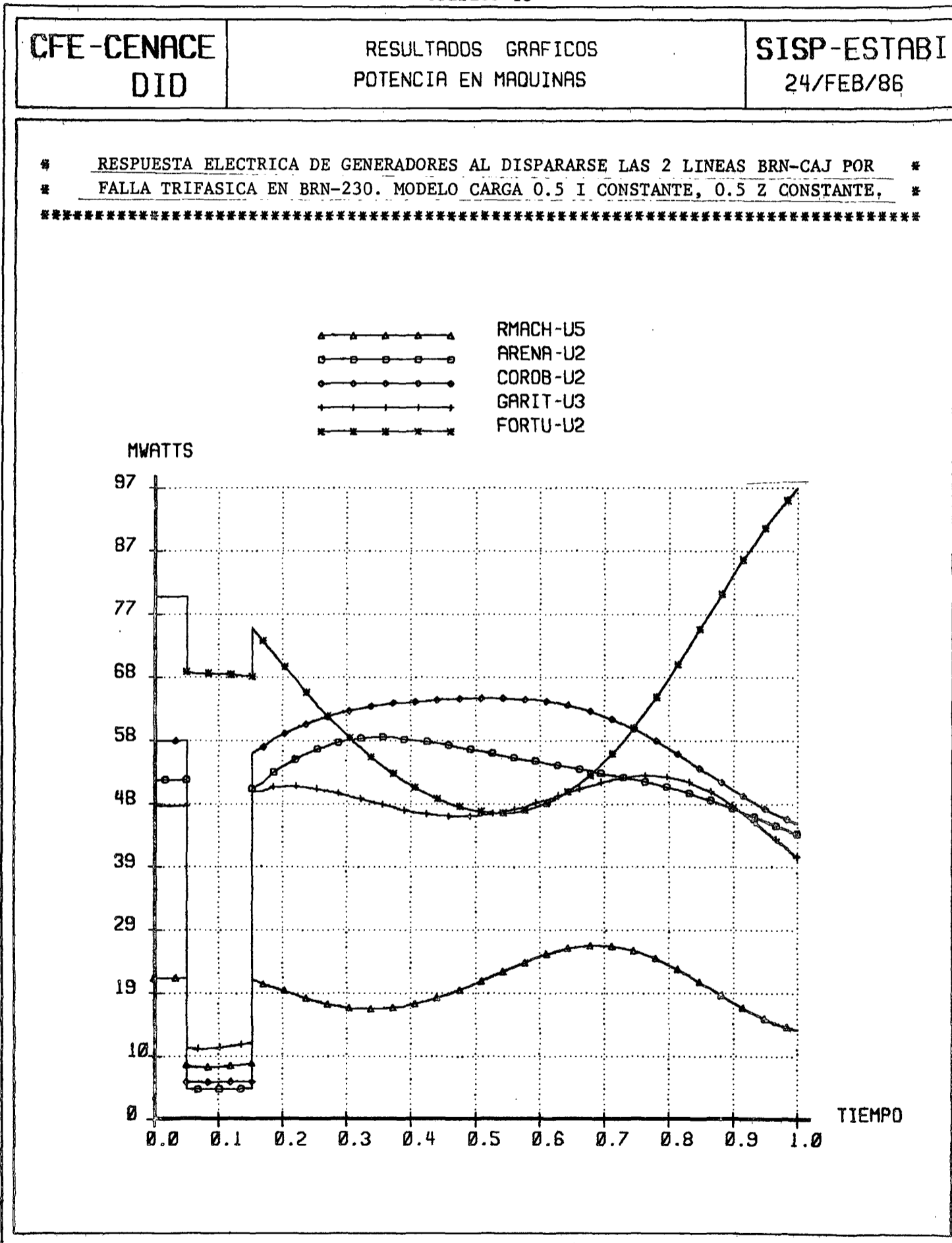
Gráfico 12

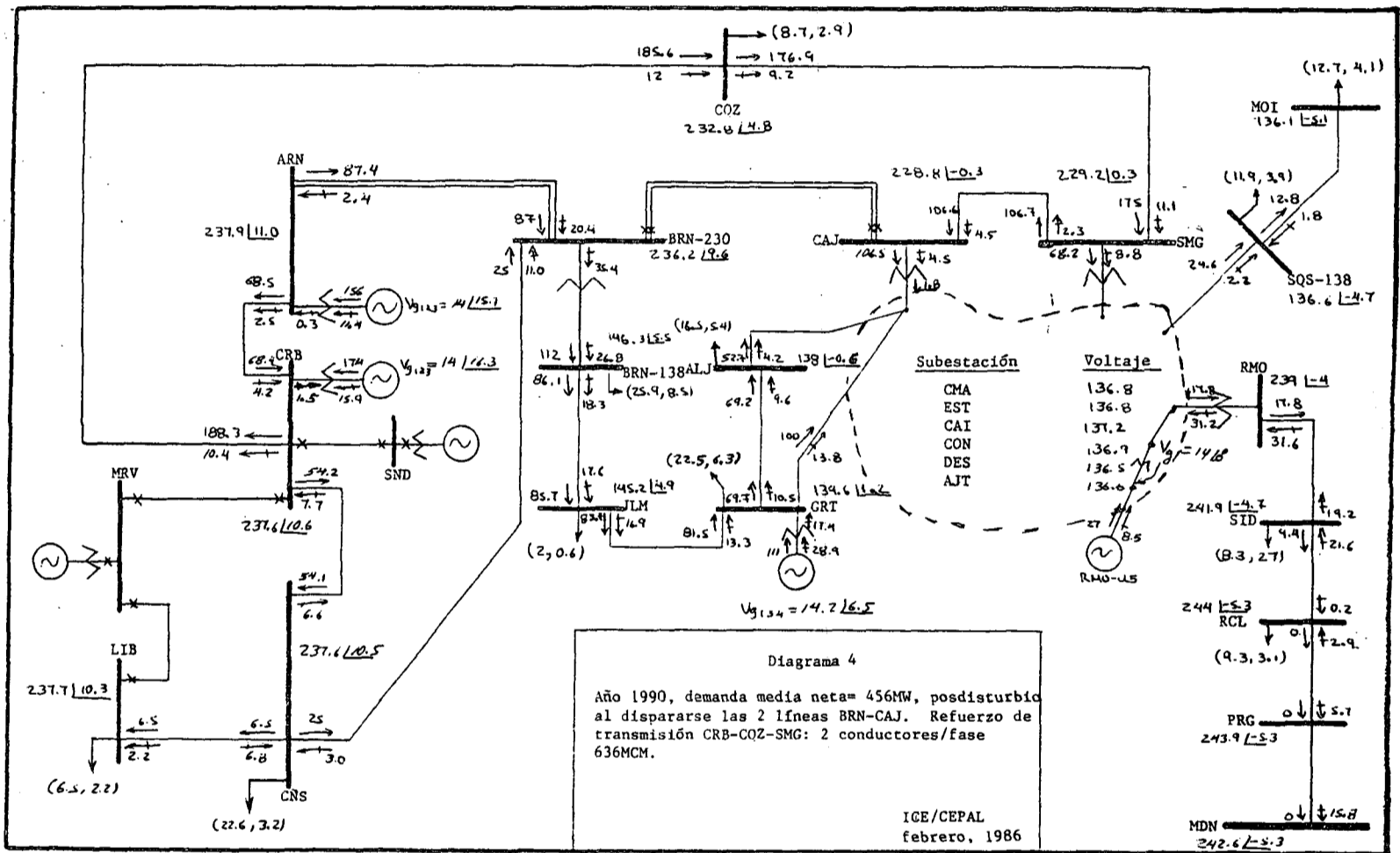


/Gráfico 13

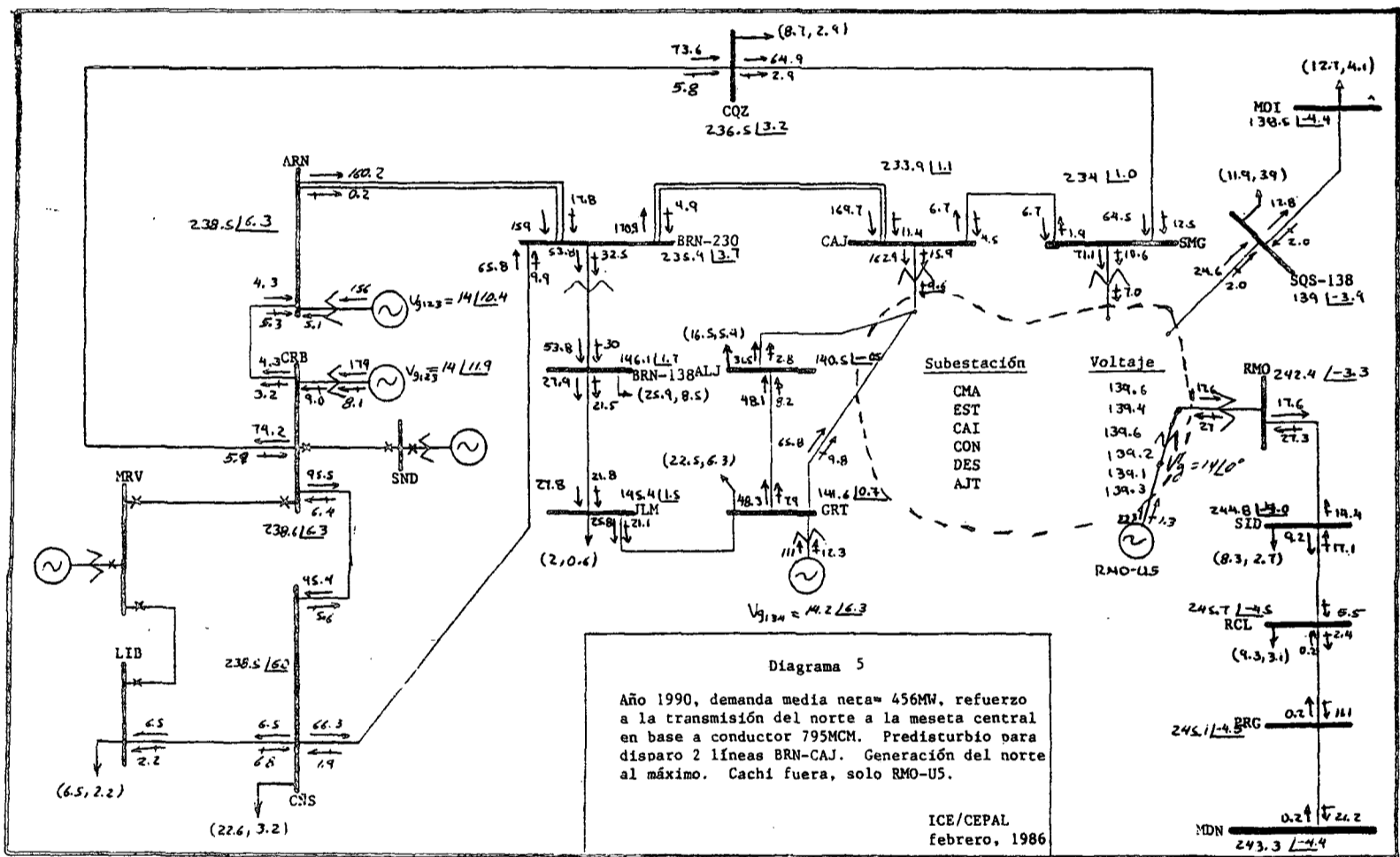


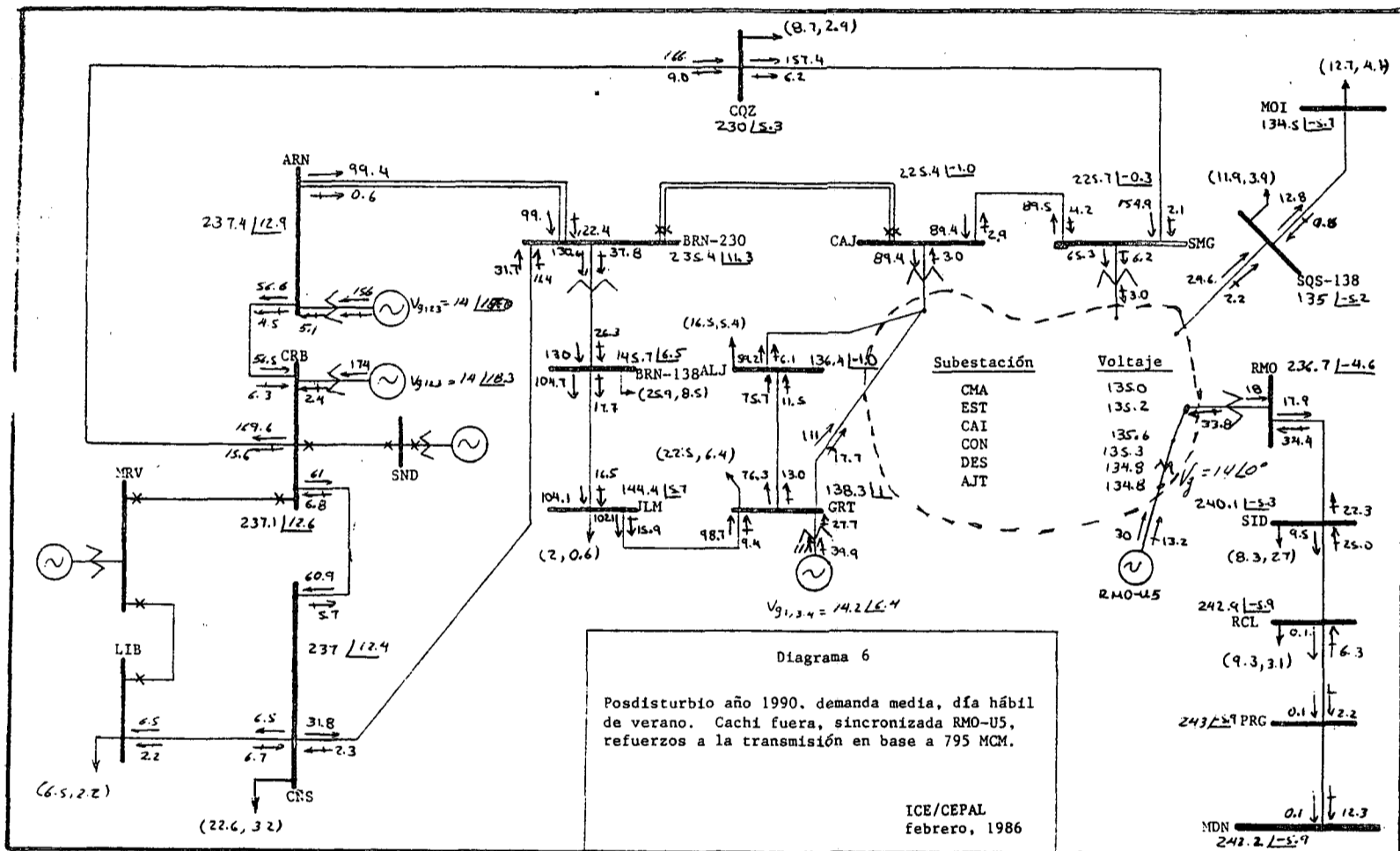
Gráfico 13





/Diagrama 5





### 3. Estudios para 1994

Como se mencionó anteriormente, el mayor énfasis de los estudios se puso en 1994, año en el que quedarán completos los proyectos de Miravalles y Sandillal, y en el cual se dispondrá de la mayor concentración de generación en el norte del país.

Se efectuaron siete estudios con la siguiente secuencia: i) simulación de las condiciones de predisturbio; ii) simulación de estabilidad transitoria, y iii) simulación de las condiciones en estado estable resultante (posdisturbio).

En todos los estudios se modeló completo el sistema de Panamá; si bien no se actualizó el pronóstico de cargas nodales para cada caso, la respuesta inercial reflejada en la interconexión ICE-IRHE se estima bien representada, por haber considerado toda la generación de Panamá. Los resultados de cada estudio se presentan en la misma secuencia mencionada: predisturbio-estabilidad-posdisturbio. La contingencia supuesta en estabilidad para los siete casos consistió en simular falla trifásica en Barranca-230, liberada en seis ciclos con disparo de las líneas Barranca-La Caja. Para facilitar la referencia a cualquiera de los casos, a continuación se establece una numeración e identificación de cada uno de ellos.

#### Caso

#### Identificación

- C94-1 Condiciones en demanda media (559 MW), suponiendo que Cachí está desconectada y que Río Macho sólo tiene sincronizada una unidad; la generación de Arenal, Corobicí, Miravalles y Sandillal, al máximo (470 MW). Los refuerzos a la transmisión, con base en dos conductores por fase, calibre 636 MCM. Se incluye la subestación San Miguel, 100 MVA, 230/138 kV, y una línea San Miguel-La Caja. (Véanse los diagramas 7 y 8 y los gráficos 14 a 17.)
- C94-2 Demanda media, Cachí fuera, sincronizada sólo una unidad de Río Macho, Garita con 96 MW, generación del norte al máximo (470 MW). Refuerzos a la transmisión con base en conductor sencillo por fase, calibre 795 MCM. (Véanse los diagramas 9 y 10 y los gráficos 18 y 19.)

/C94-3 Demanda

- C94-3 Demanda media, esquema de generación igual que los casos C94-1 y C94-2, refuerzos a la transmisión con base en 795 MCM. Se agregan 48 MVAR capacitivos en la zona del anillo; 12 MVAR en cada una de las siguientes subestaciones: San Miguel, El Este, Desamparados y Cónnavas. (Véanse los diagramas 11 y 12 y los gráficos 20 y 21.)
- C94-4 Demanda máxima (798 MW), generación del norte al máximo (470 MW), Cachi 101, Río Macho 114 y Garita 126 MW. Se incluyen los 48 MVAR capacitivos en la zona del anillo. Refuerzos a la transmisión con 795 MCM. (Véanse los diagramas 13 y 14 y los gráficos 22 al 25.)
- C94-5 Demanda media, refuerzos con 795 MCM. En adición a San Miguel, se incluyó la subestación de 230/138 kV, 100 MVA de El Este y una línea en 230 kV de El Este a San Miguel. Esquema de generación: ARN 156, CRB 174, MRV 110, SND 30, GRT 96 y RMO-U5 4.2 MW; Cachi desconectada. (Véanse los diagramas 15 y 16 y los gráficos 26 al 29.)
- C94-6 Demanda media, refuerzos con 795 MCM, se incluye El Este. También se incluyen los capacitores en la zona del anillo. Generación: ARN 156, CRB 174, MRV 110, SND 30, GRT 126, RMO-U5 17.1 y CAI 64 MW. Se supone un envío de 100 MW de Costa Rica a Panamá. (Véanse los diagramas 17 y 18 y los gráficos 30 al 33.)
- C94-7 Demanda media, refuerzos con 795 MCM, no se incluye El Este, sólo San Miguel. Se consideran instalados los 48 MVAR de capacitores en el anillo. Generación del norte al máximo: GRT 126, RMO 2.2 y CAI 54.0 MW. Envío en predisturbio del ICE al IRHE de 76,4 MW. (Véanse los diagramas 19 y 20 y los gráficos 34 al 37.)

Del análisis de los siete casos se pueden plantear las siguientes observaciones: a) no existen diferencias suficientemente significativas para justificar el calibre 2 x 636 frente al conductor sencillo de 795 MCM; b) sin exportación del ICE al IRHE, se soportaría la contingencia Barranca-La Caja; c) en condiciones de generación baja en Río Macho y Cachi, habrá tendencia a sobrecargarse el autotransformador de San Miguel (véanse los diagramas 7 y 9); d) independientemente del calibre que se utilice para los refuerzos a la transmisión, se observa deficiencia de reactivos en la zona

/de carga,

de carga, particularmente para soportar contingencias. Se recomienda analizar la posibilidad de operar como condensadores síncronos los generadores de Río Macho y Cachí. El soporte de voltaje más adecuado para contingencias son las fuentes variables (condensadores síncronos o compensadores estáticos de vars). En los estudios sólo se supuso la instalación de 48 MVAR de bancos de capacitores fijos; e) al suponer la adición del autotransformador en El Este, la zona de carga se alimenta más uniformemente (véase el diagrama 15); f) la subestación de El Este también mejoraría los límites de estabilidad en casos de exportación del ICE al IRHE (compárense los casos C94-6 y C94-7), y g) con la subestación de El Este, se podría soportar la contingencia Barranca-La Caja sin pérdida de sincronismo, al estarse enviando 100 MW del ICE al IRHE en demanda media (véanse el diagrama 17 y el gráfico 30). En cambio, sin El Este, el sistema perdería sincronismo aun para un envío menor, 80 MW. (Véanse el diagrama 19 y el gráfico 34.)

Se estima que los estudios presentados ayudarán a seleccionar la configuración y calibre para los refuerzos a la transmisión del norte a la meseta central. En el cuadro 4, se resumen resultados relevantes para los siete casos simulados. Los diagramas y gráficos correspondientes a cada caso se identifican con la clave del caso, como se explicó previamente.

Cuadro 4

ICE: RESULTADOS RELEVANTES DE LOS 7 ESTUDIOS REALIZADOS PARA 1994 SOBRE  
LOS REFUERZOS A LA TRANSMISION DEL NORTE A LA MESETA CENTRAL DE COSTA RICA

C A S O	ANGULO ENTRE VOL- TAJES TER- MINALES CRB-RMO	CARGA EN AUTO (MW)			VOLTAJES (KV)			FLUJOS EN LINEA (MW)			
		CAJ	SMG	EST	ANILLO	CAJ	RMO	CRB-CQZ	GRT-CAJ	RCL-PRG	
CASO 94-1	PREDISTURBIO	18.2°	234.9	103.4	-	136.9	230.3	238.4	131.2	62.6	0.1
	POSDISTURBIO	25.2°	152.7	95.6	-	131.5	219.6	231.8	268.5	112.7	-0.7
CASO 94-2	PREDISTURBIO	18.8°	233.7	100.6	-	136.1	228.8	237.3	107.1	64.2	0.1
	POSDISTURBIO	20.1°	126.9	90.8	-	128.5	213.8	227.9	241.1	127.4	-0.5
CASO 94-3	PREDISTURBIO	18.6°	234.0	101.3	-	139.2	232.4	242.1	107.3	63.9	-0.1
	POSDISTURBIO	27.7°	127.2	91.8	-	132.7	219.8	234.0	242.1	127.1	-0.8
CASO 94-4	PREDISTURBIO	12.7°	219.0	93.4	-	136.9	229.1	240.8	104.0	66.0	0.9
	POSDISTURBIO	23.21°	119.4	85.2	-	133.2	220.1	237.5	230.5	125.6	1.1
CASO 94-5	PREDISTURBIO	17.5°	190.5	79.4	70.2	139.8	233.4	243.6	111.2	60.9	-1.2
	POSDISTURBIO	26.6°	88.2	72.4	62.7	133.3	221.3	234.9	246.6	124.7	-0.9
CASO 94-6	PREDISTURBIO	16.6°	189.0	80.2	75.0	139.4	232.9	241.9	112.1	76.8	101.2
	POSDISTURBIO	25.6°	85.2	73.2	67.6	134.4	223.1	235.6	249.5	141.7	101.5
CASO 94-7	PREDISTURBIO	21.7°	235.2	103.8	-	137.1	229.6	238.6	108.0	79.9	76.4
	POSDISTURBIO	30.9°	127.2	94.3	-	131.4	217.5	231.6	245.2	143.8	76.9

/Diagrama 7



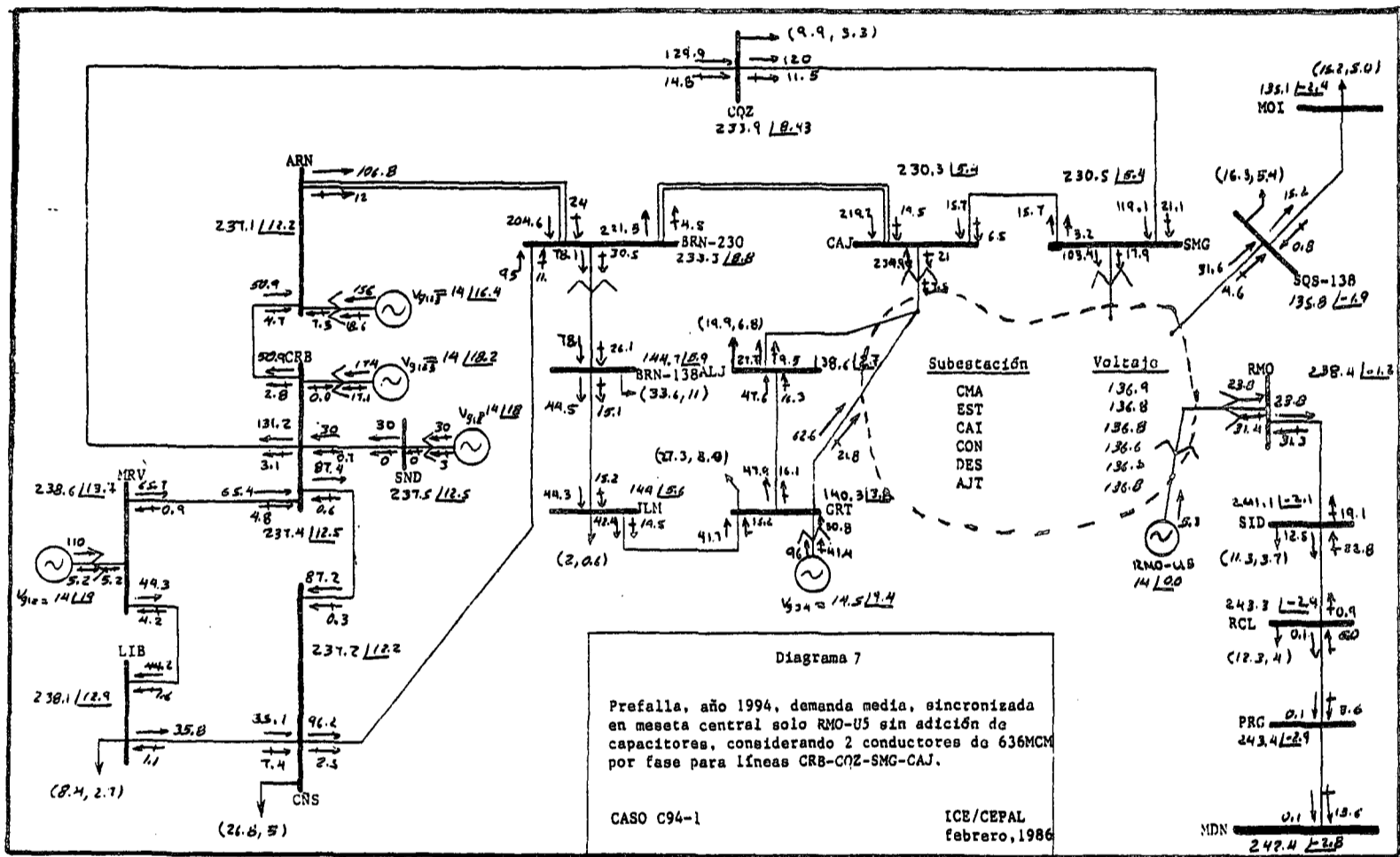
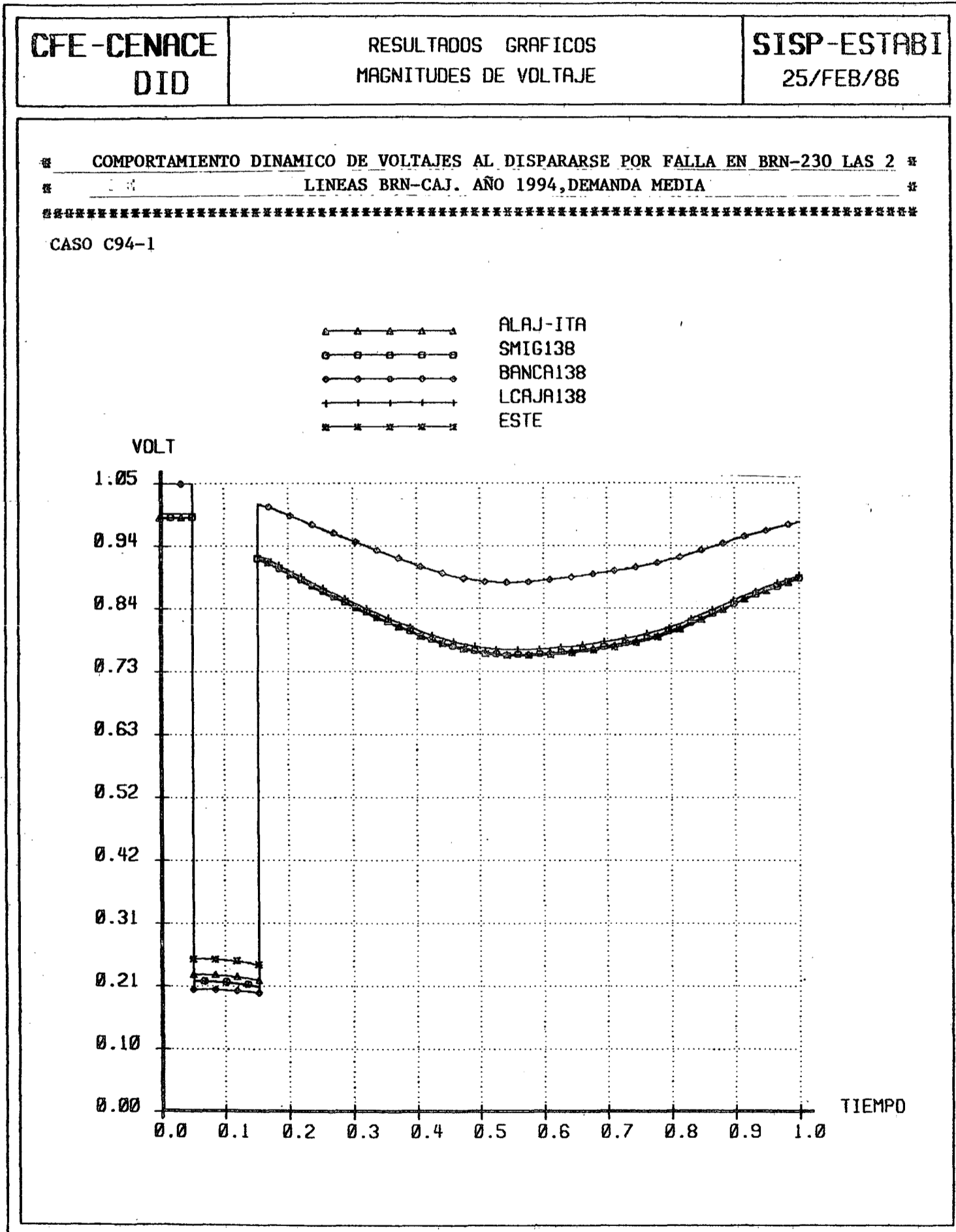
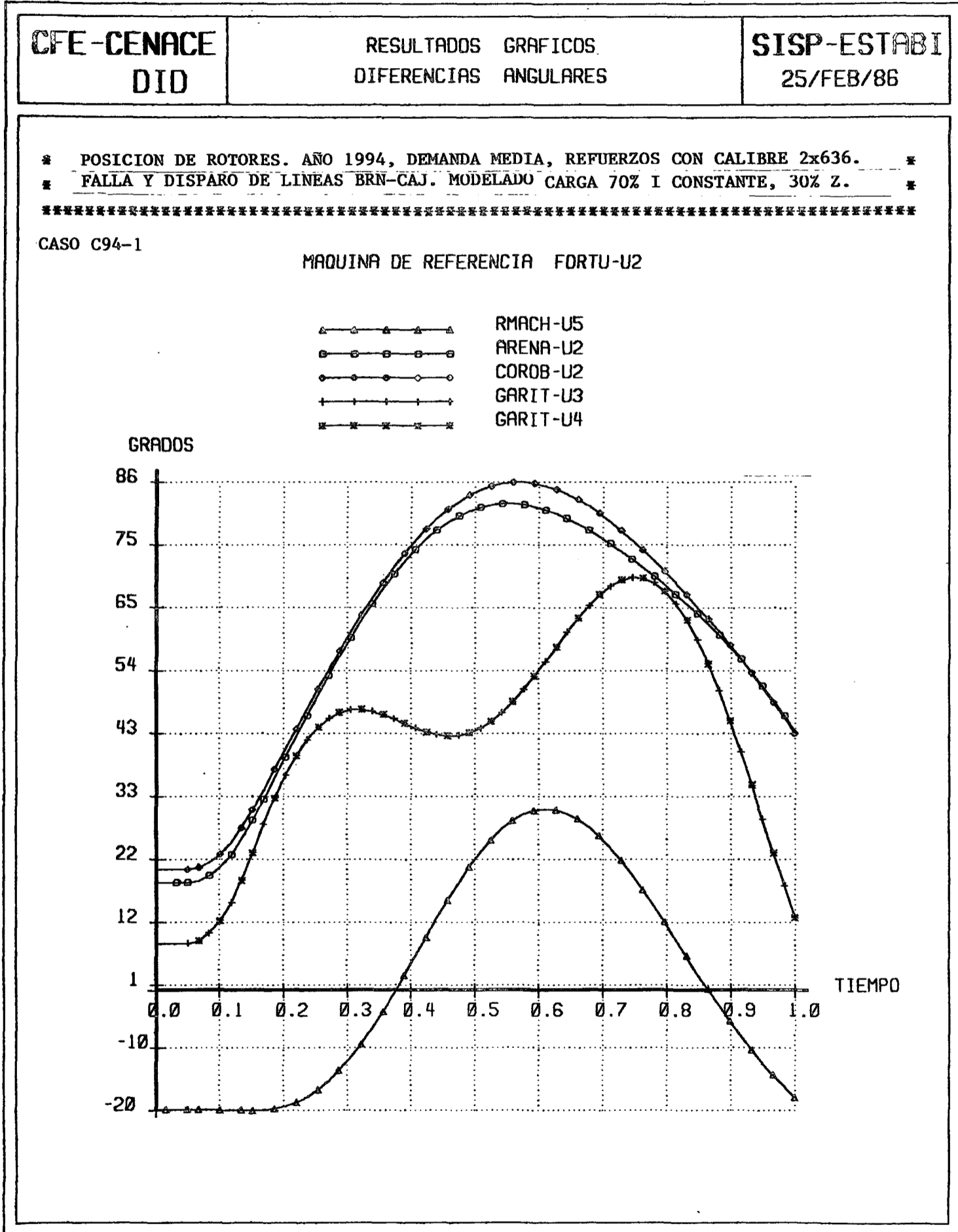


Gráfico 14



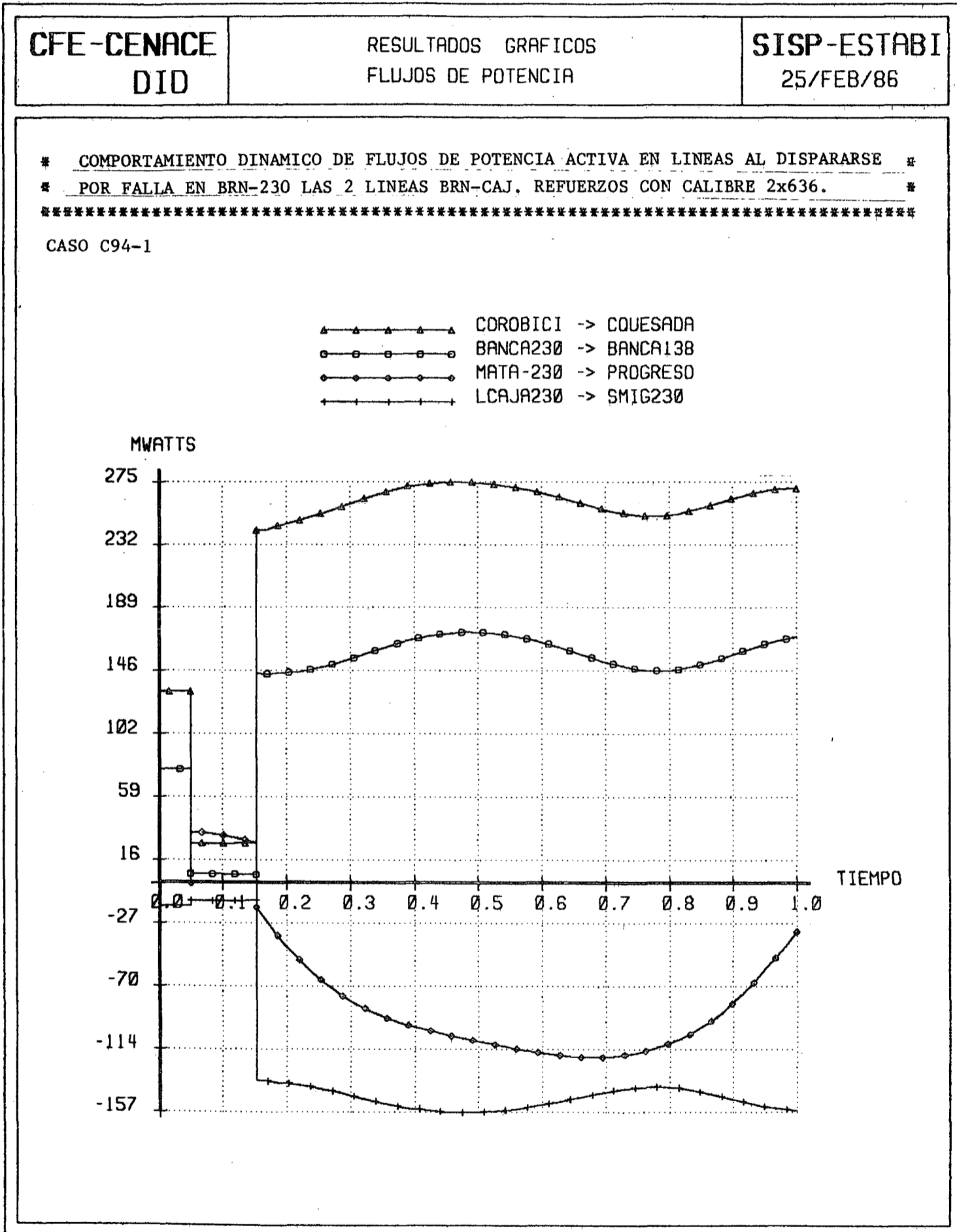
/Gráfico 15

Gráfico 15

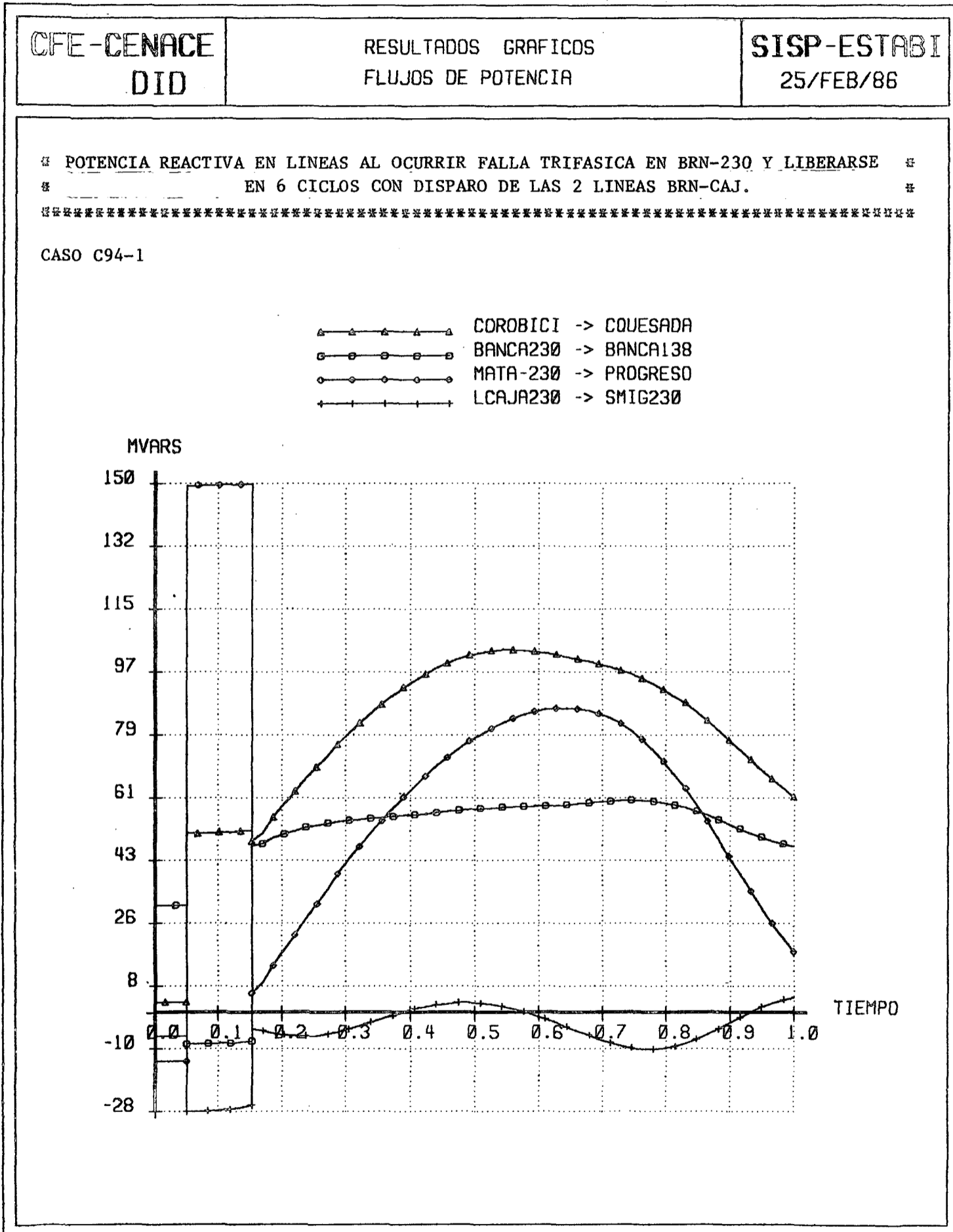


/Gráfico 16

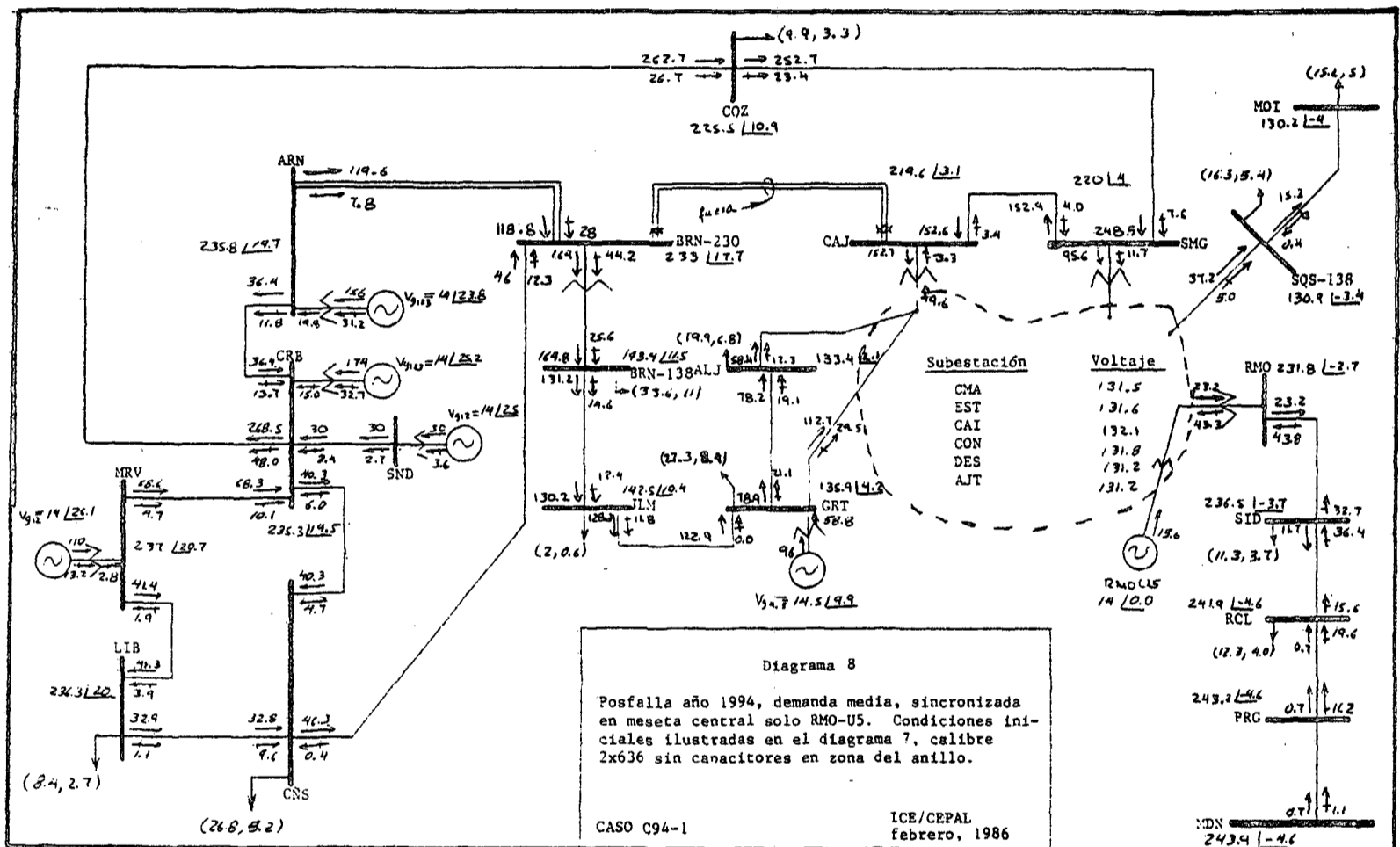
Gráfico 16



/Gráfico 17



/Diagrama 9



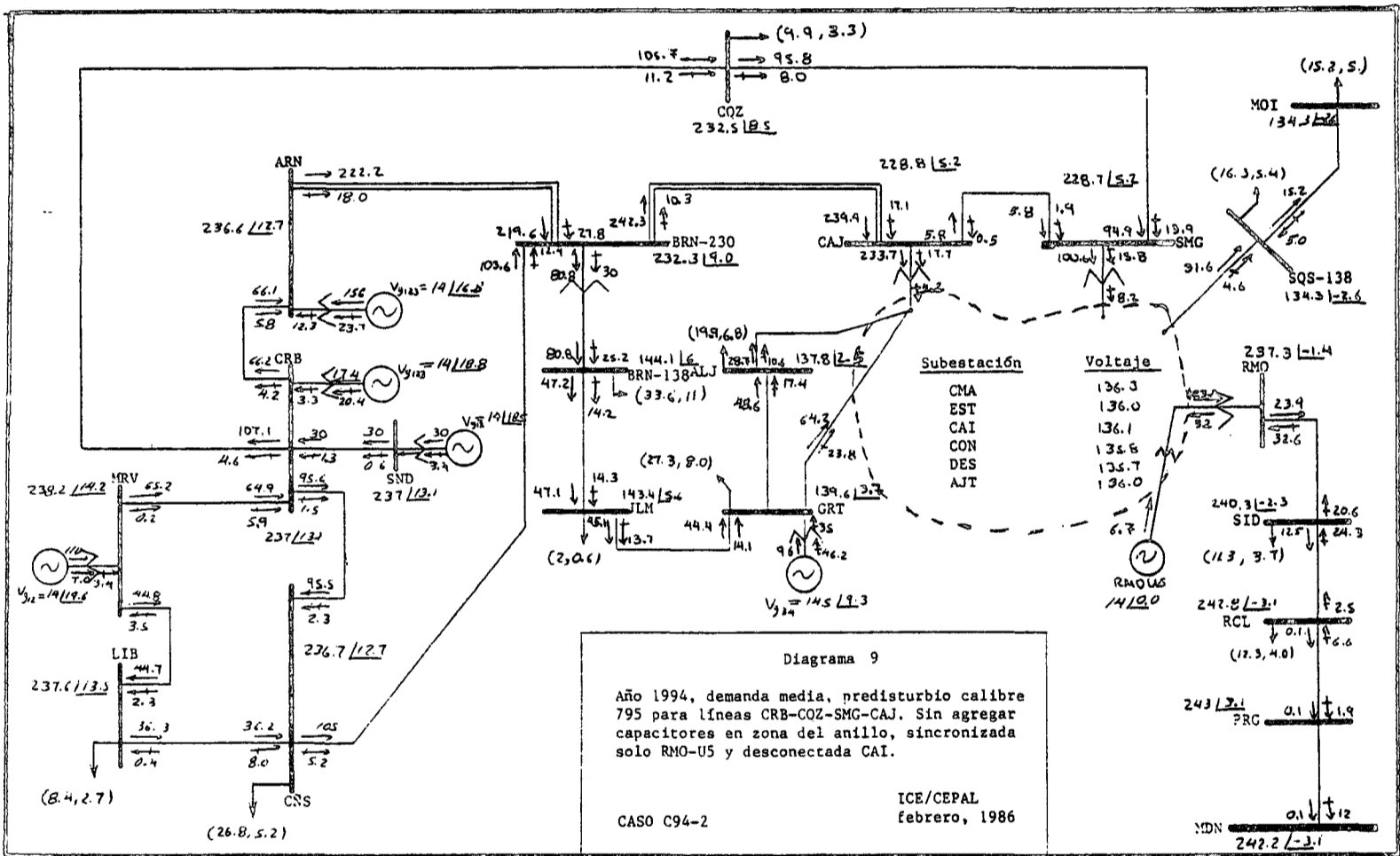


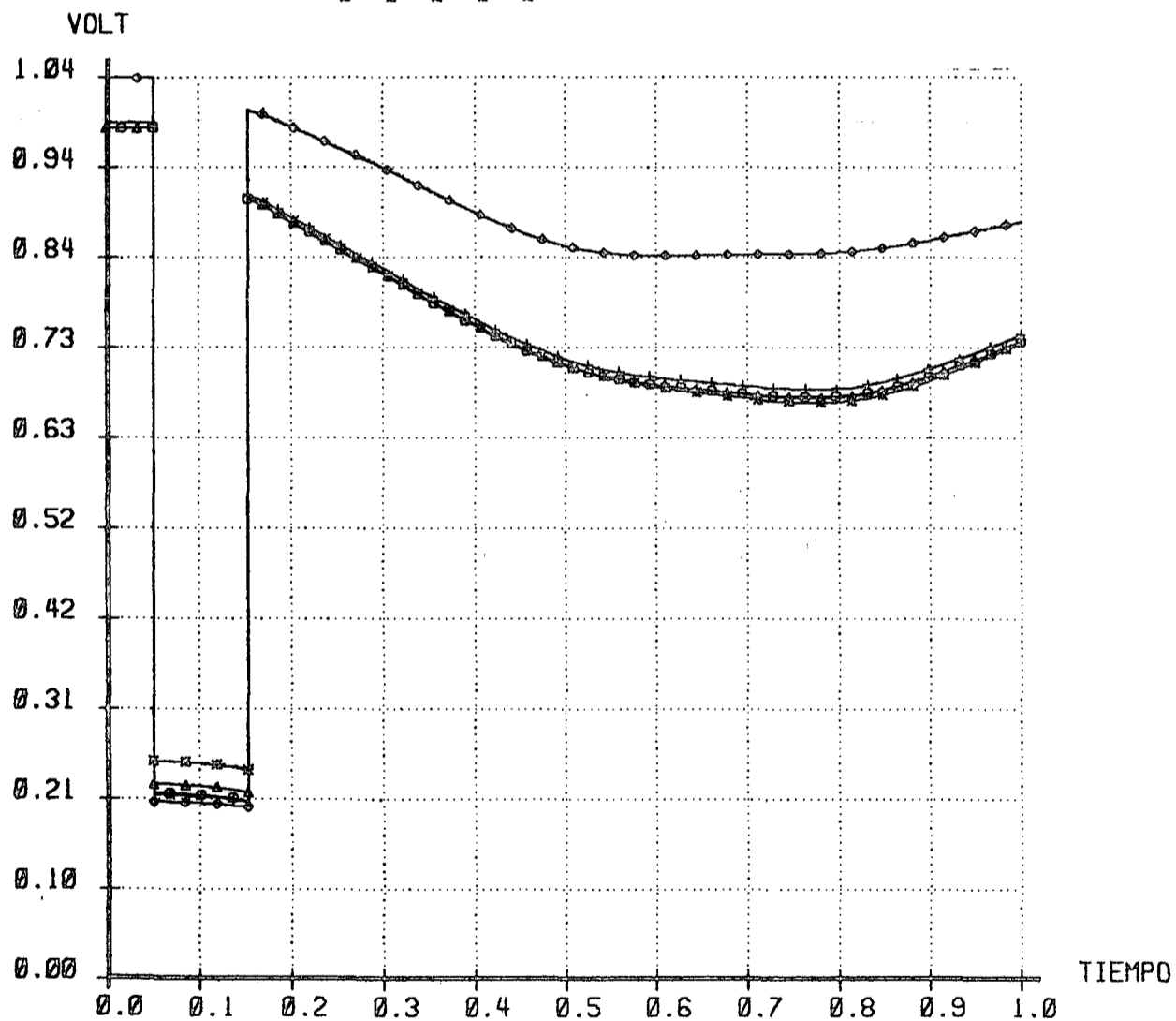
Gráfico 18

CFE-CENACE DID	RESULTADOS GRAFICOS MAGNITUDES DE VOLTAJE	SISP-ESTABI 25/FEB/86
-------------------	--	--------------------------

□ AÑO 1994, DEMANDA MEDIA, REFUERZOS CON 1x795. PARTIENDO DEL DIAGRAMA 9 SE □  
□ DISPARAN LAS 2 LINEAS BRN - CAJ □

CASO C94-2

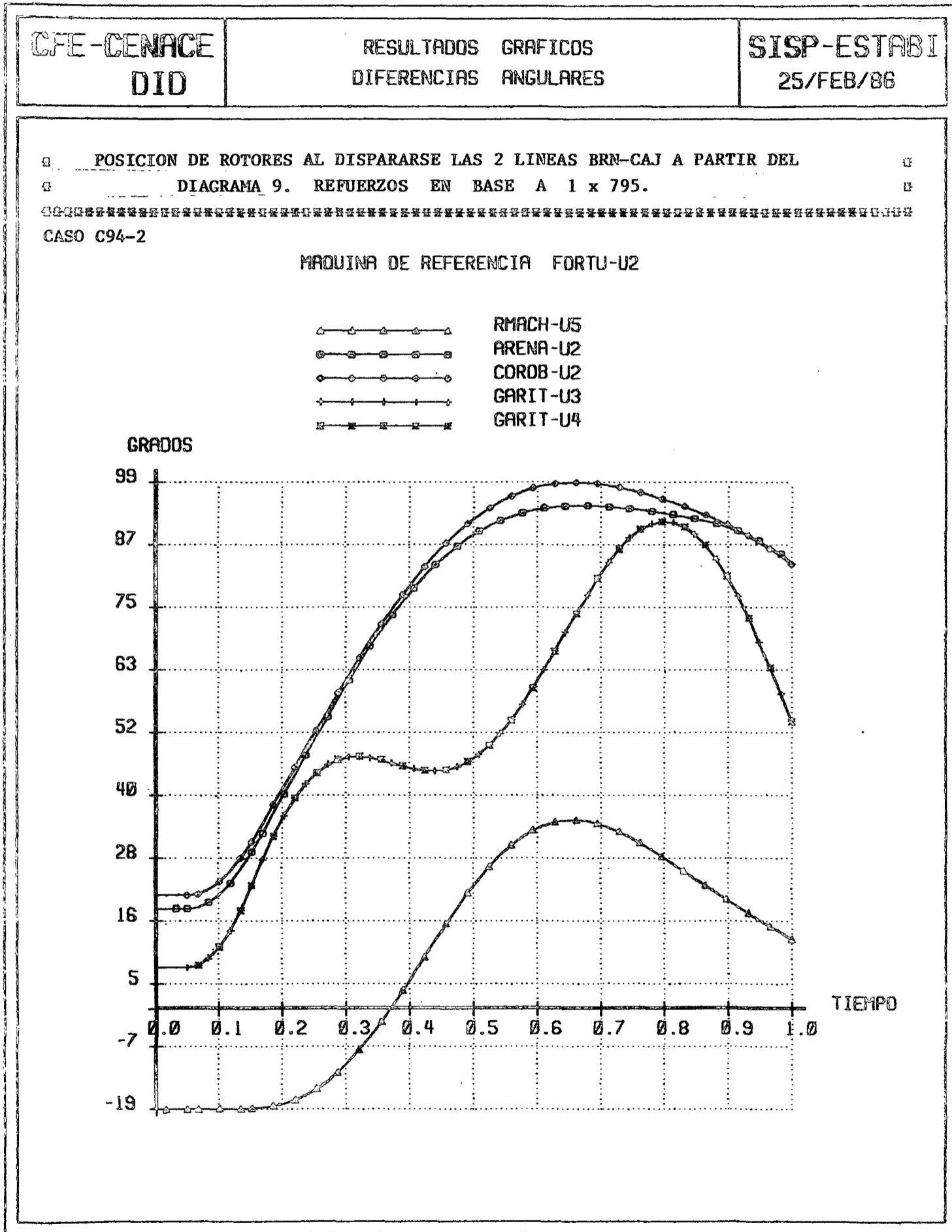
- ▲-▲-▲-▲-▲ ALAJ-ITA
- SMIG138
- ◇-◇-◇-◇-◇ BANCA138
- +--+--+--+ LCAJA138
- ×-×-×-×-× ESTE



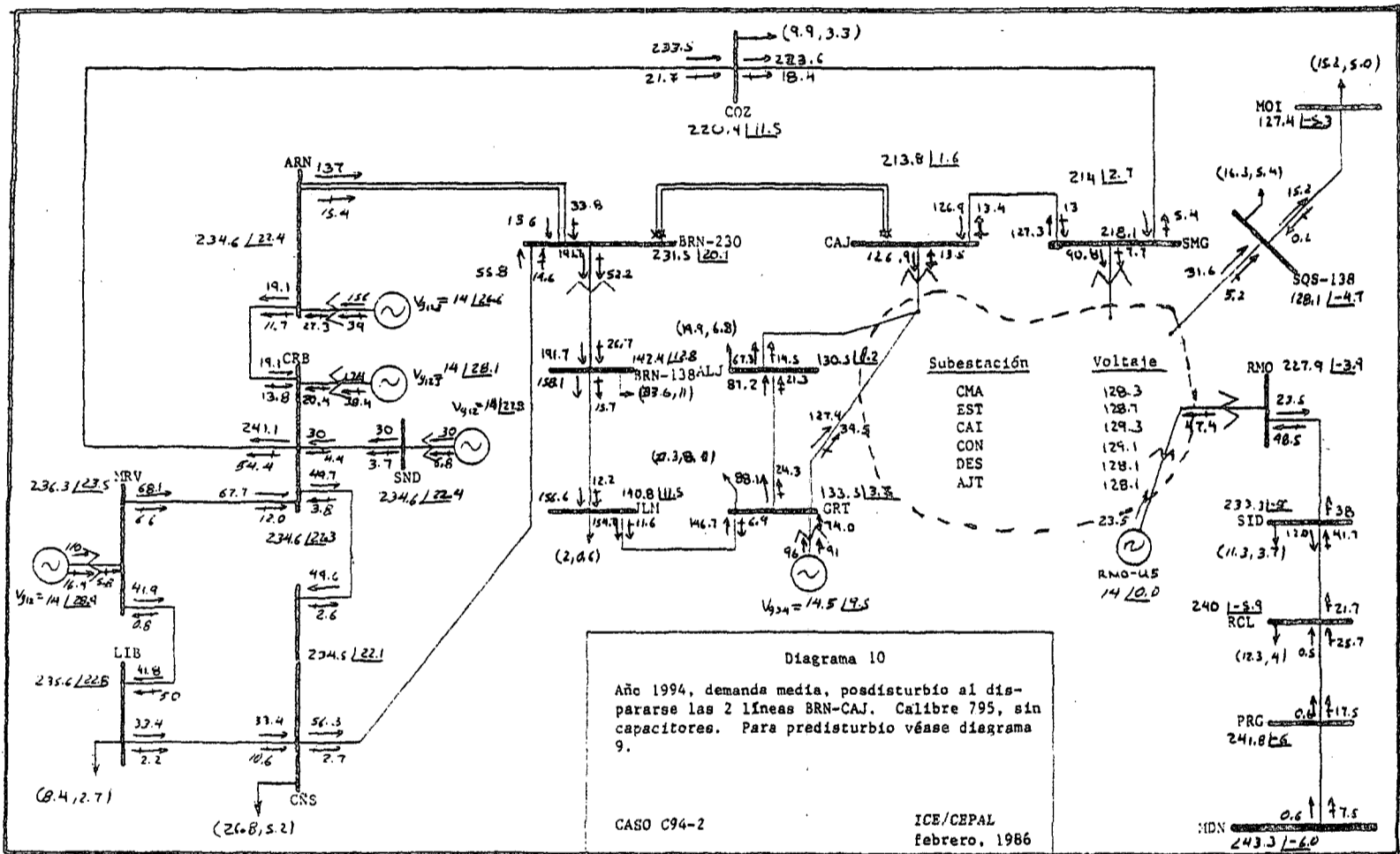
/Gráfico 19

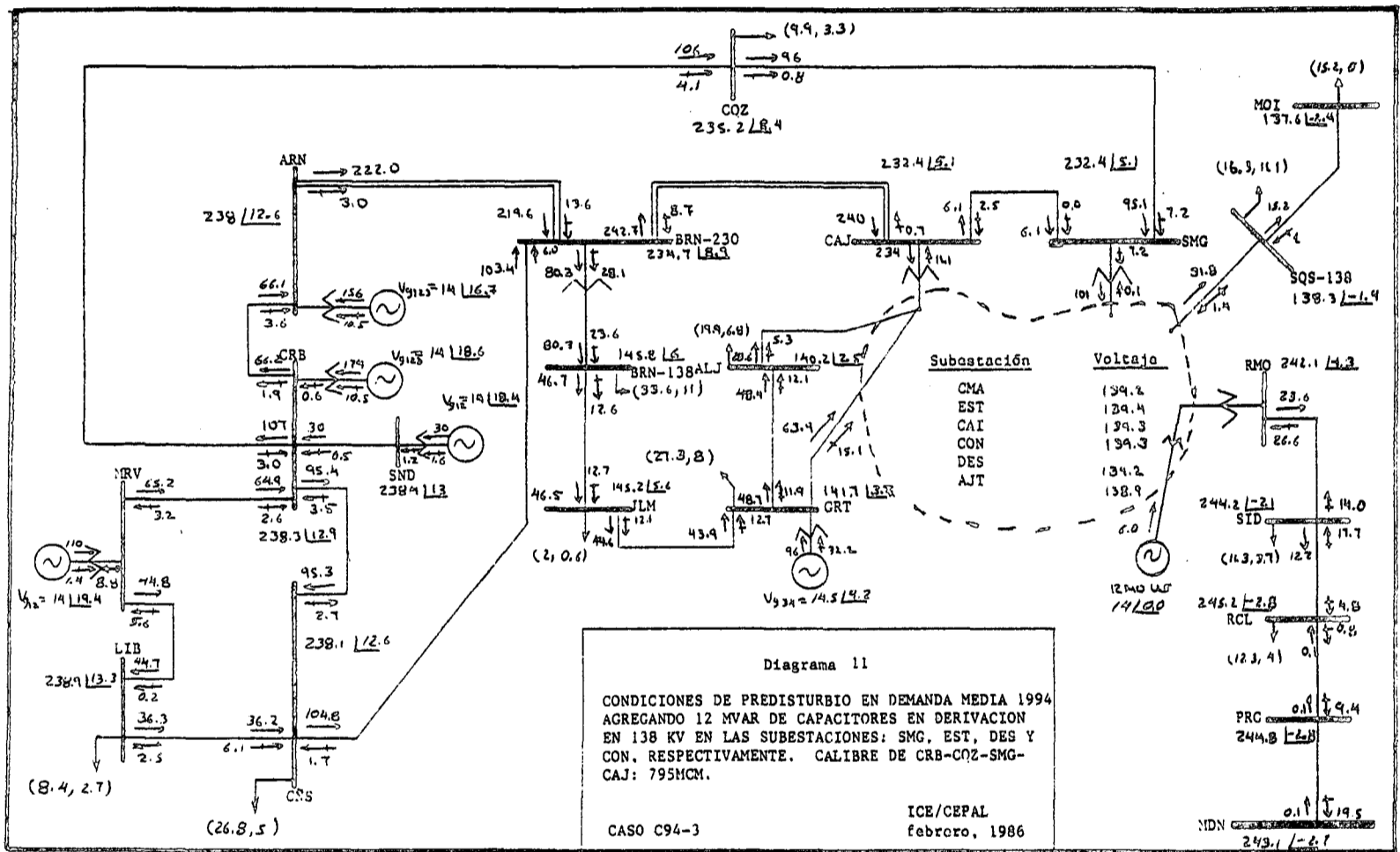


Gráfico 19



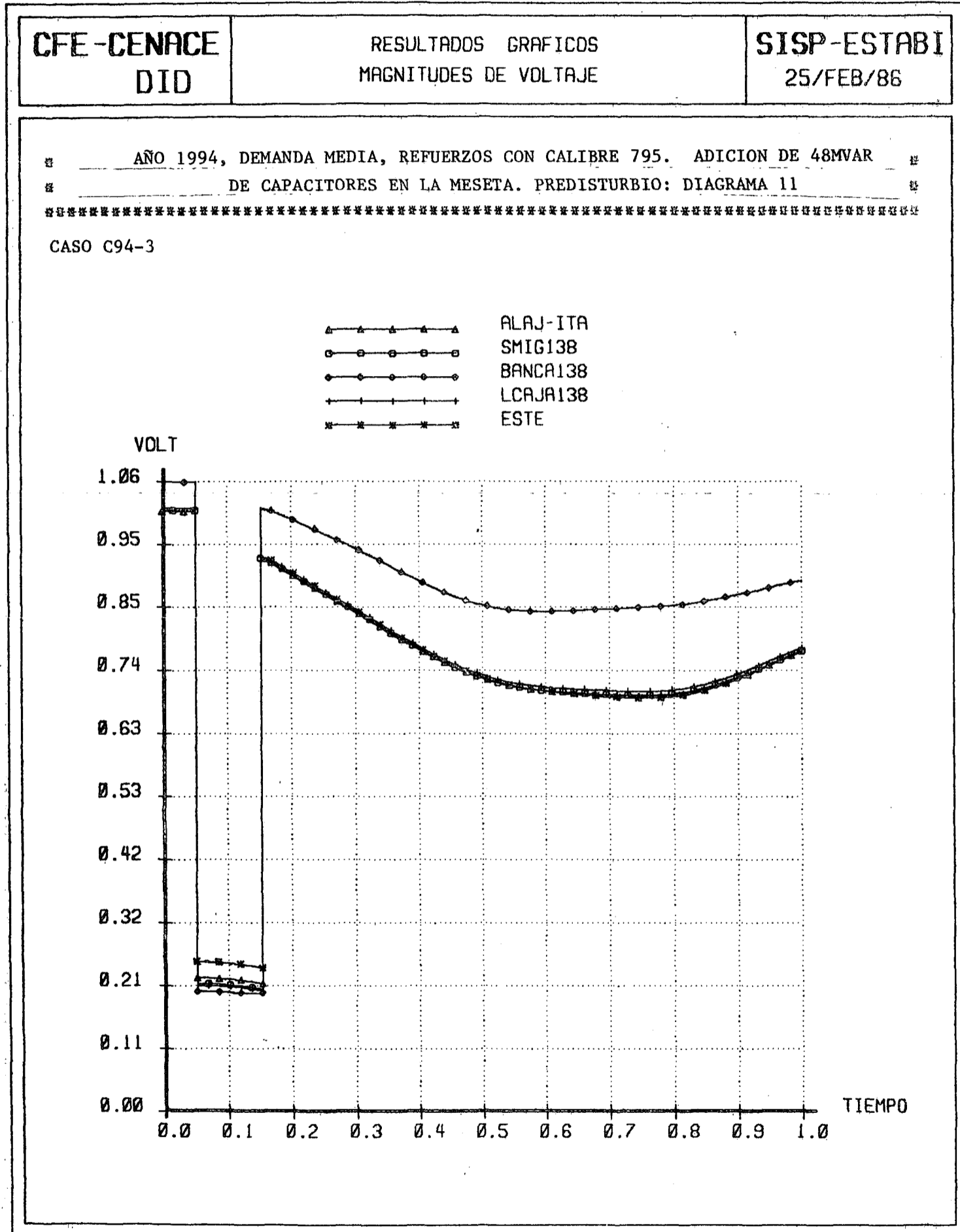
/Diagrama 10





/Gráfico 20

Gráfico 20



/Gráfico 21

CFE-CENACE  
DID

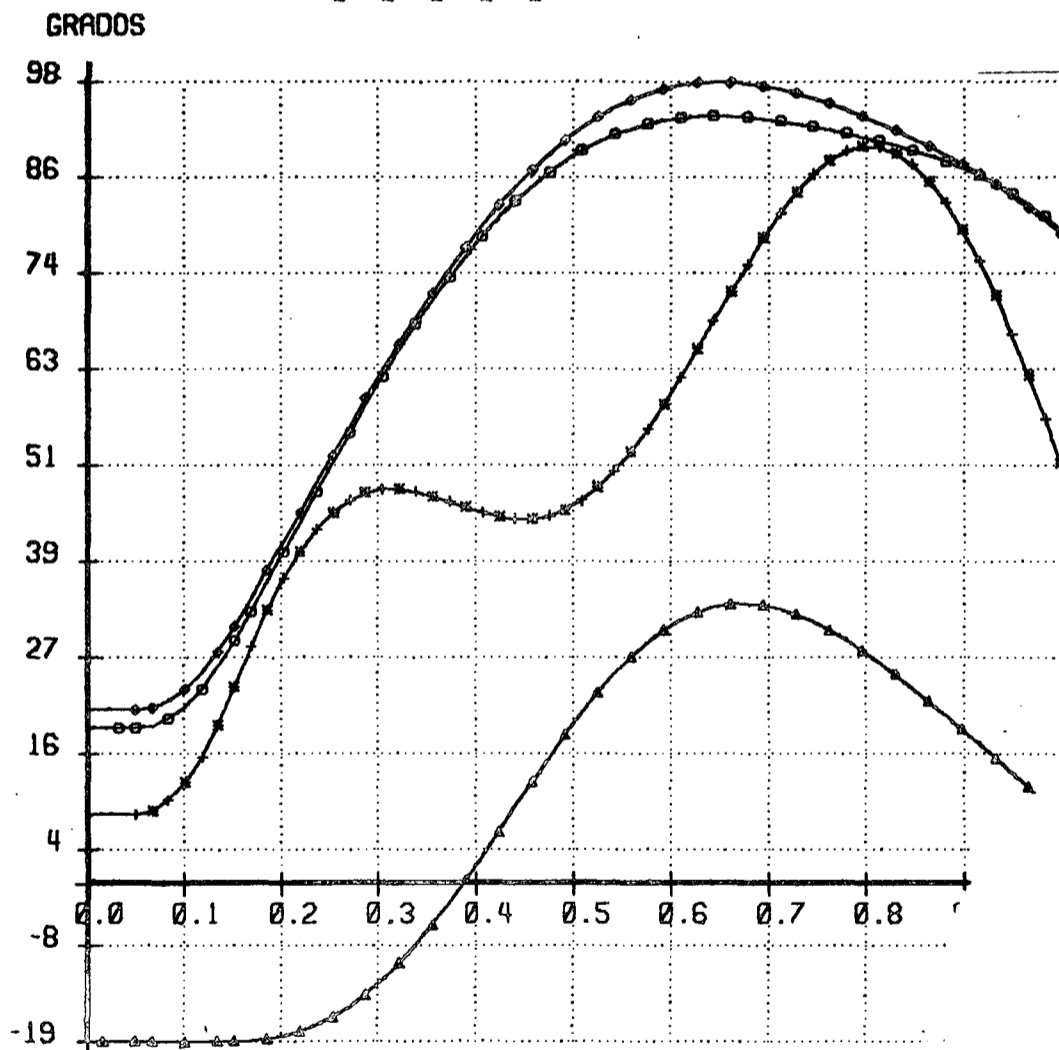
RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

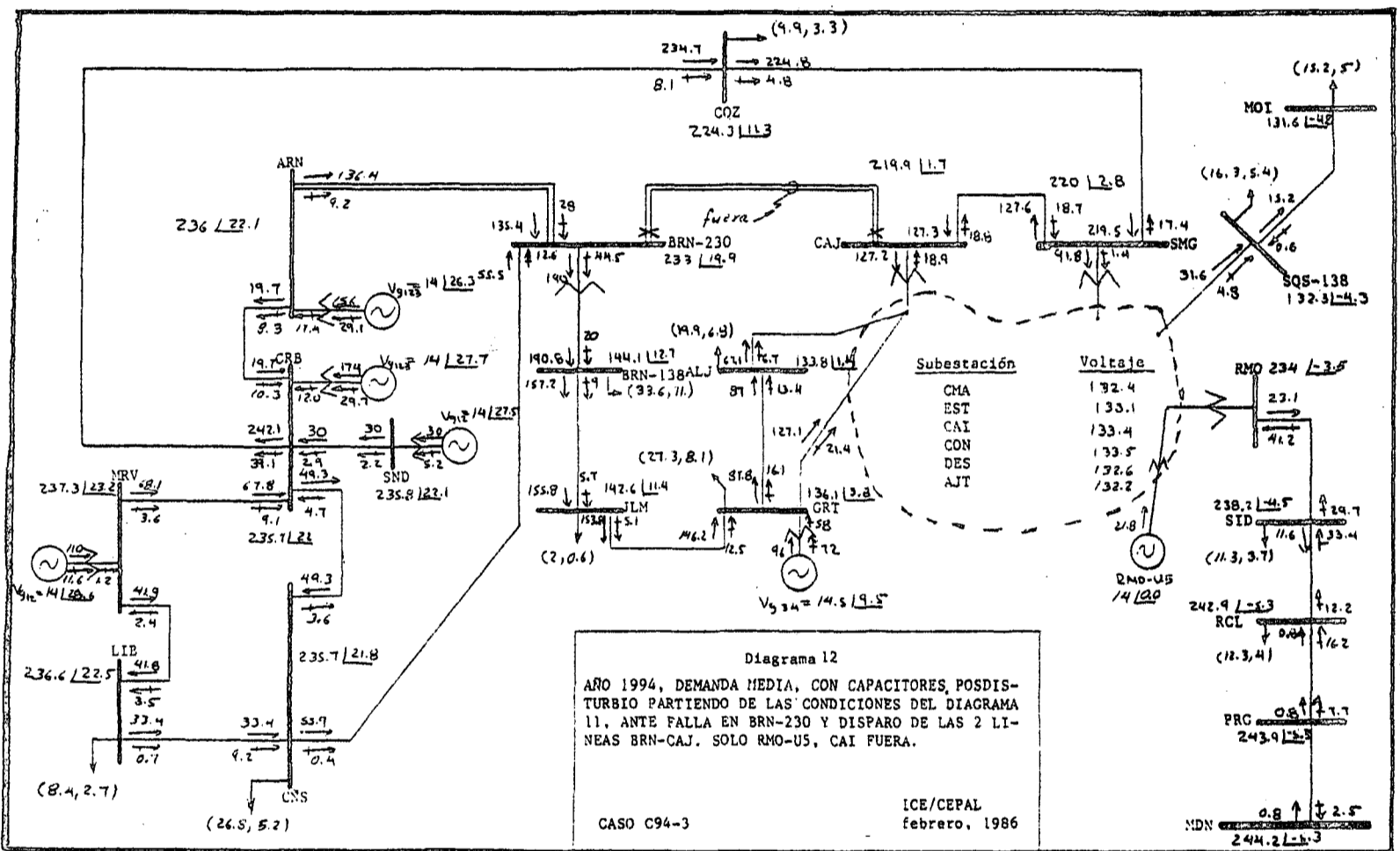
SISP-ESTABI  
25/FEB/86

POSICION DINAMICA DE ROTORES AL DISPARARSE LAS 2 LINEAS BRN-CAJ, A  
PARTIR DEL DIAGRAMA 11. REFUERZOS CON 795, ADICION DE 48MVAR CAPACITIVOS EN  
ANILLO  
\*\*\*\*\*  
CASO C94-3

MAQUINA DE REFERENCIA FORTU-U2

- ▲ RMACH-U5
- ARENA-U2
- COROB-U2
- ◄ GARIT-U3
- GARIT-U4





/Diagrama 13

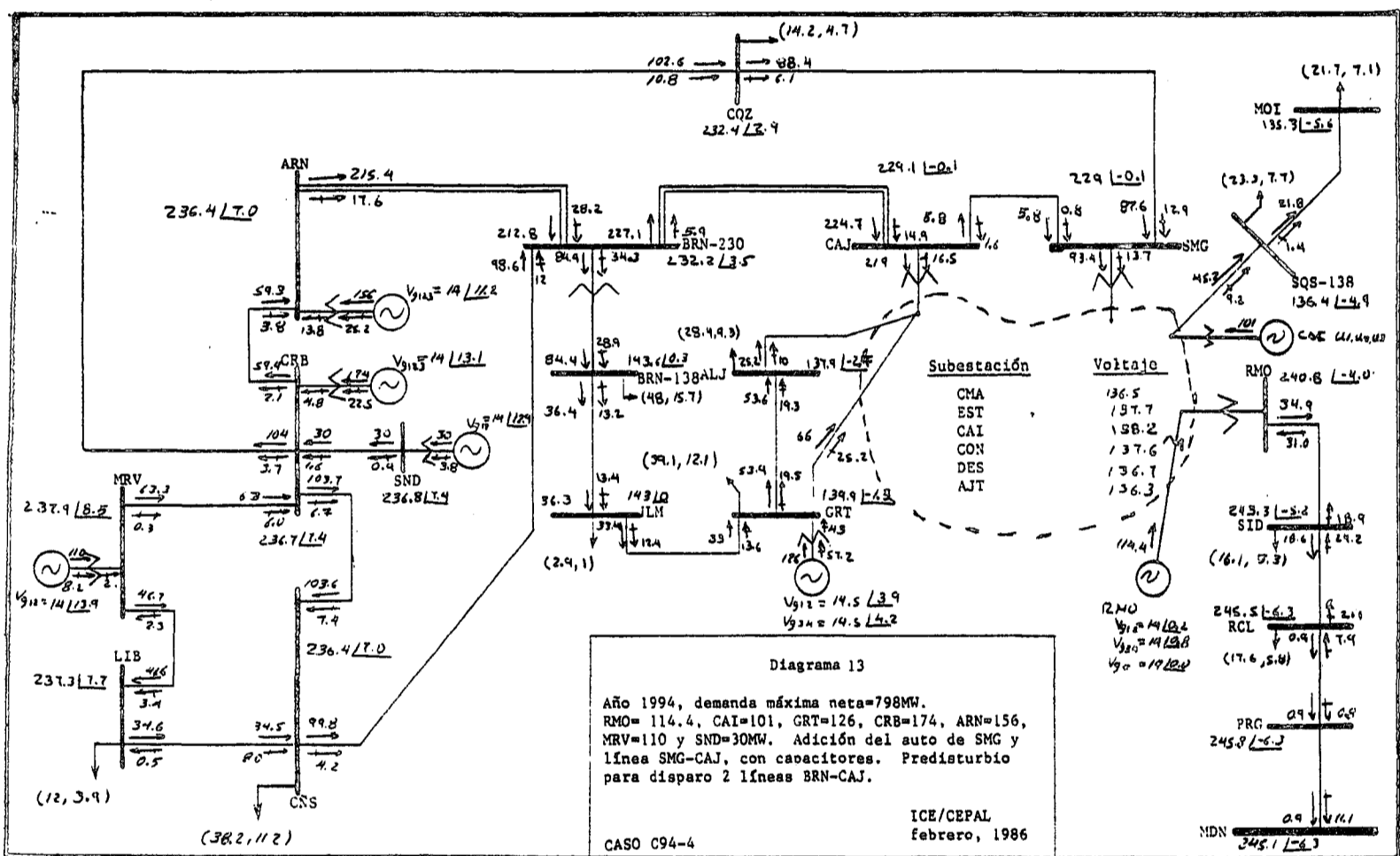
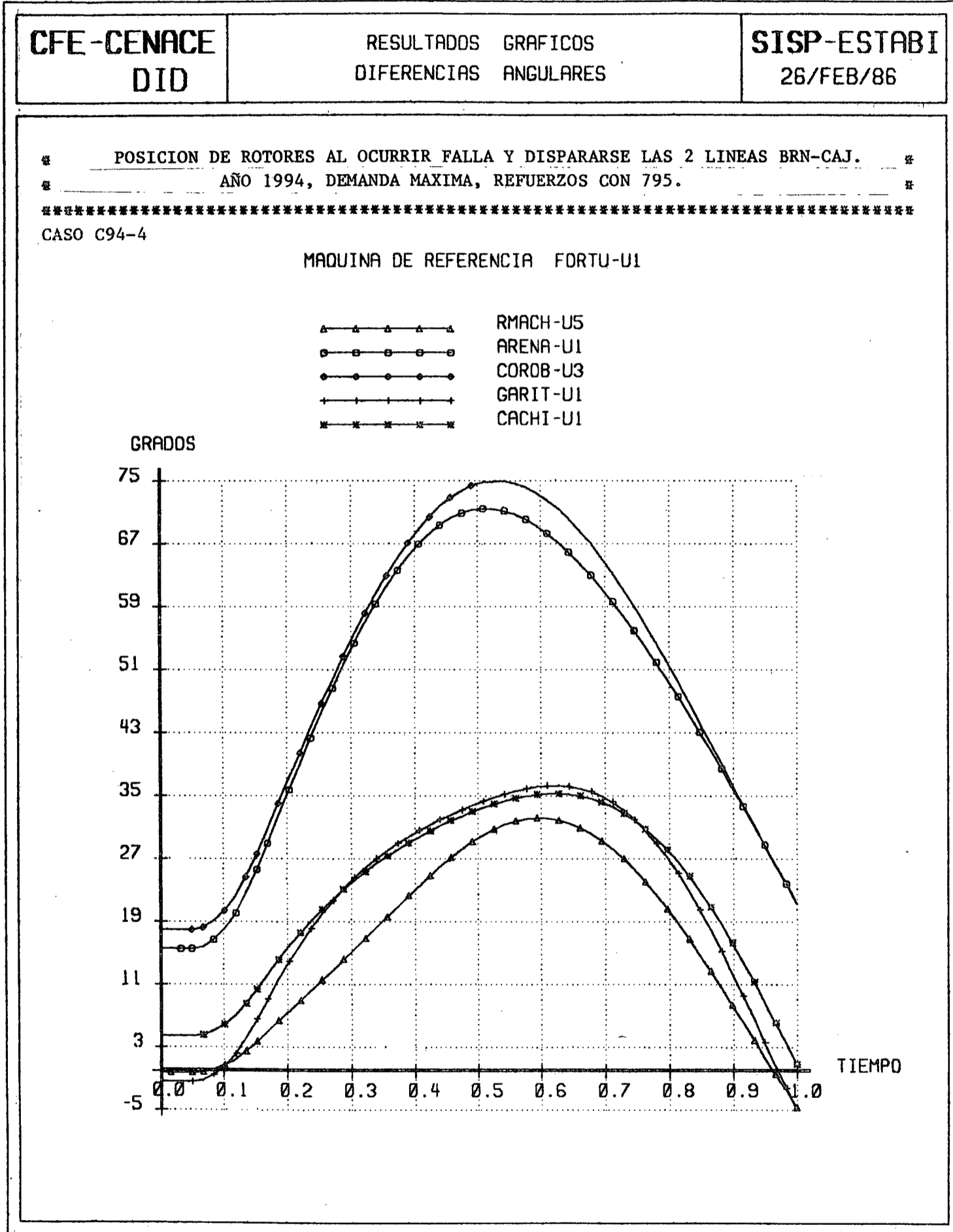
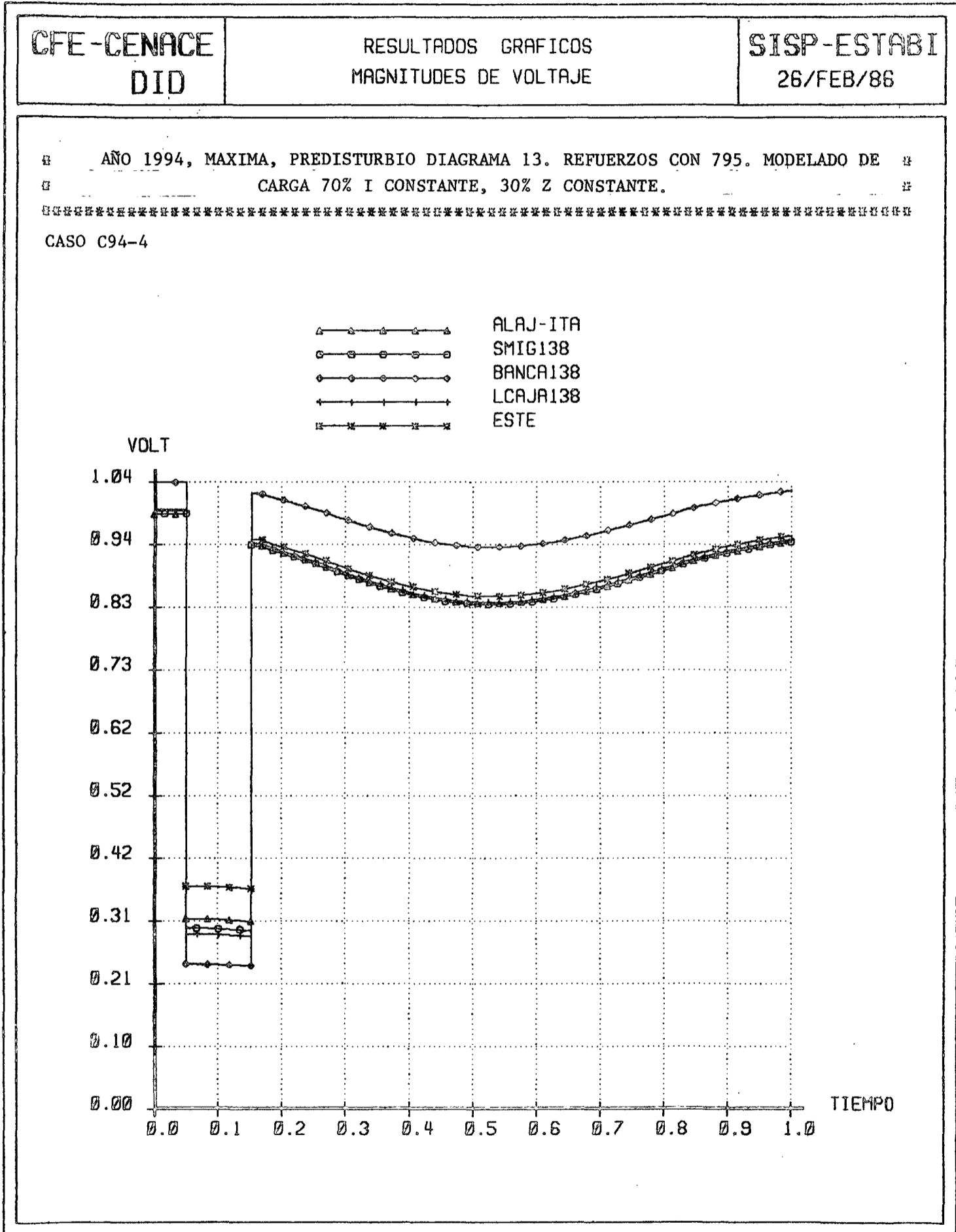


Gráfico 22



/Gráfico 23





CFE-CENACE DID	RESULTADOS GRAFICOS FLUJOS DE POTENCIA	SISP-ESTABI 26/FEB/86
-------------------	---	--------------------------

DEMANDA MAXIMA 1994, REFUERZOS CON 795 Y 48MVAR DE CAPACITORES. FLUJOS DE MW EN LINEAS AL OCURRIR FALLA EN BRN-230 Y DISPARARSE LINEAS BRN-CAJ.

CASO C94-4

- ▲ COROBICI -> CQUESADA
- BANCA230 -> BANCA138
- MATA-230 -> PROGRESO
- + LCAJA230 -> SMIG230

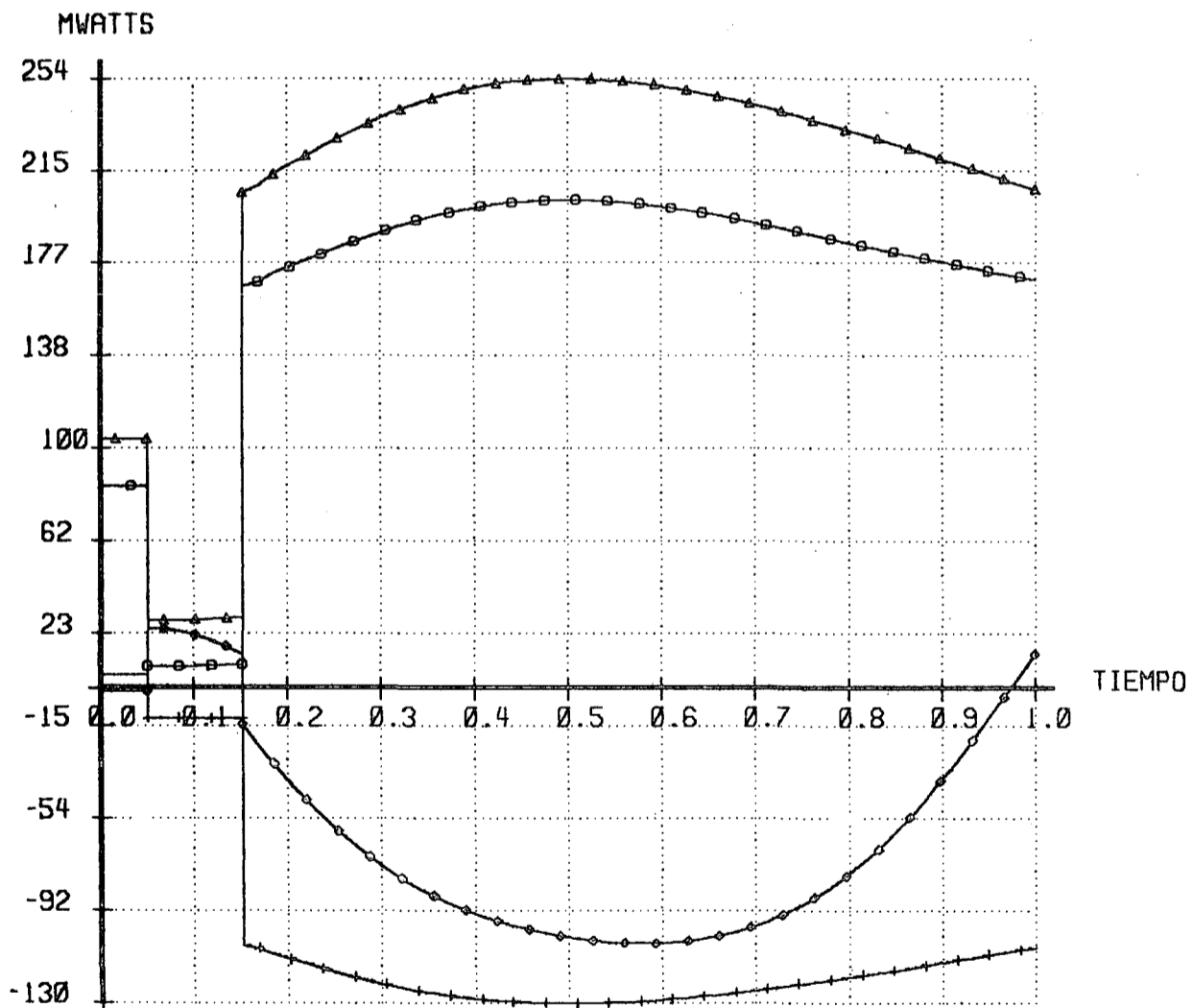
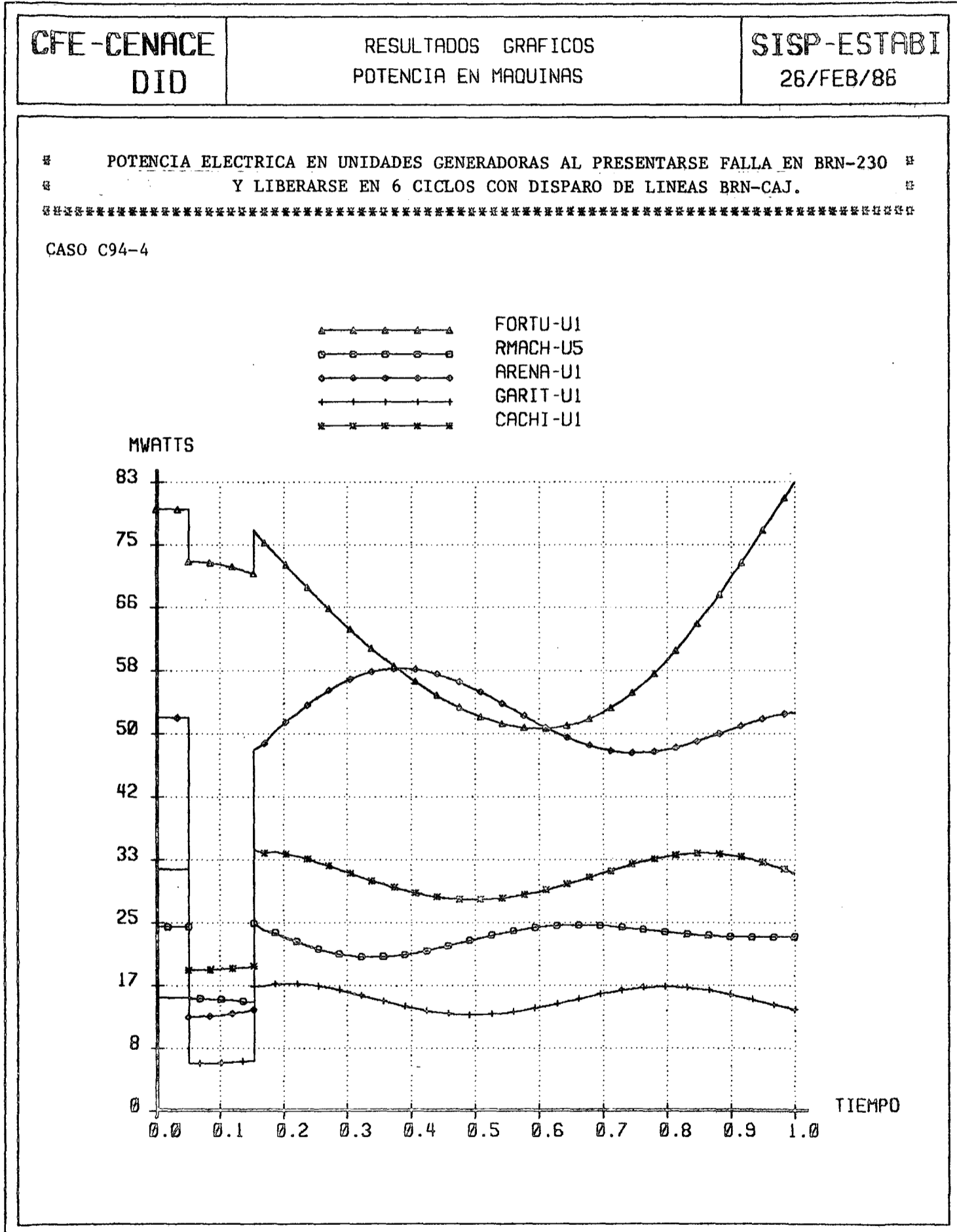
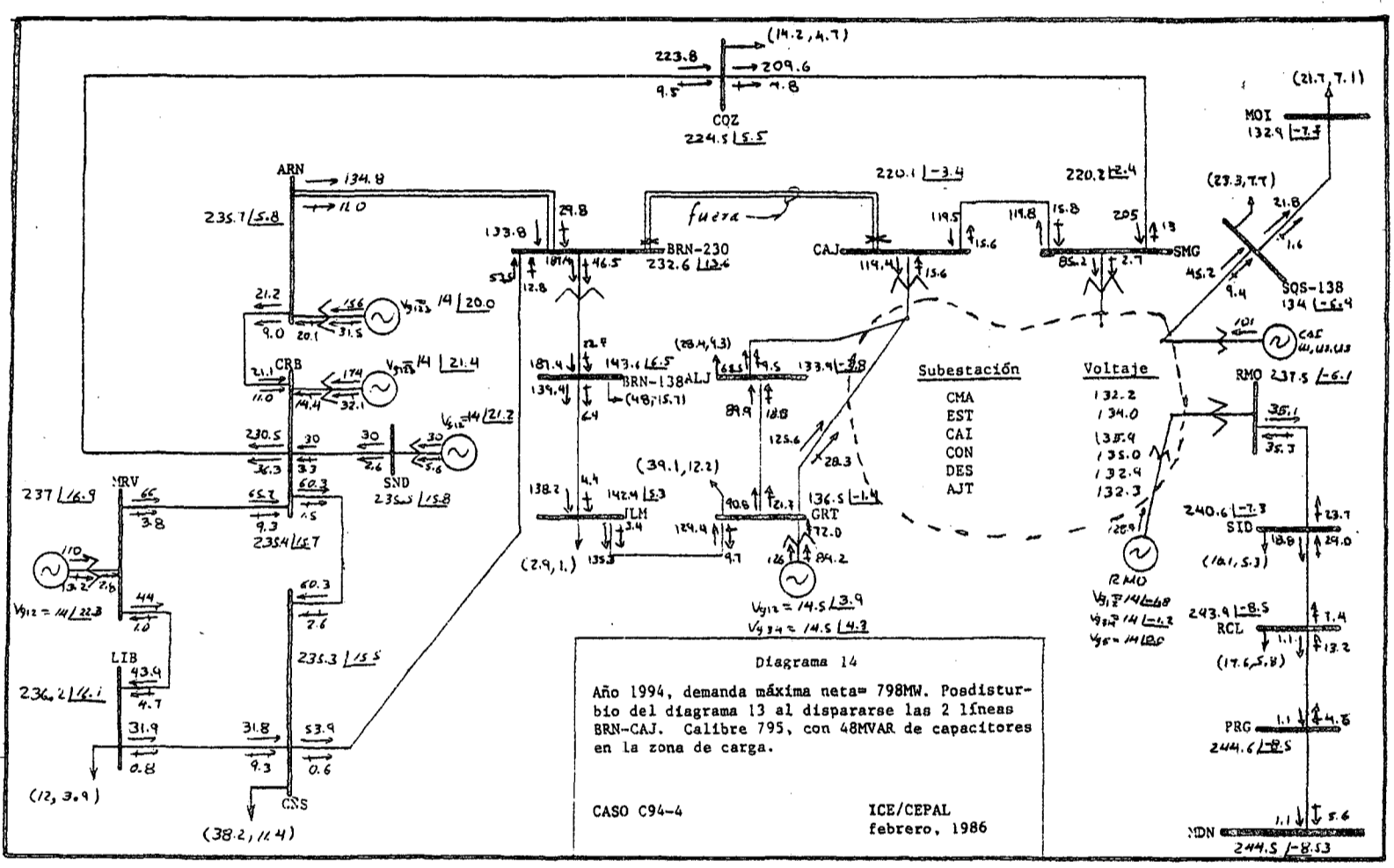
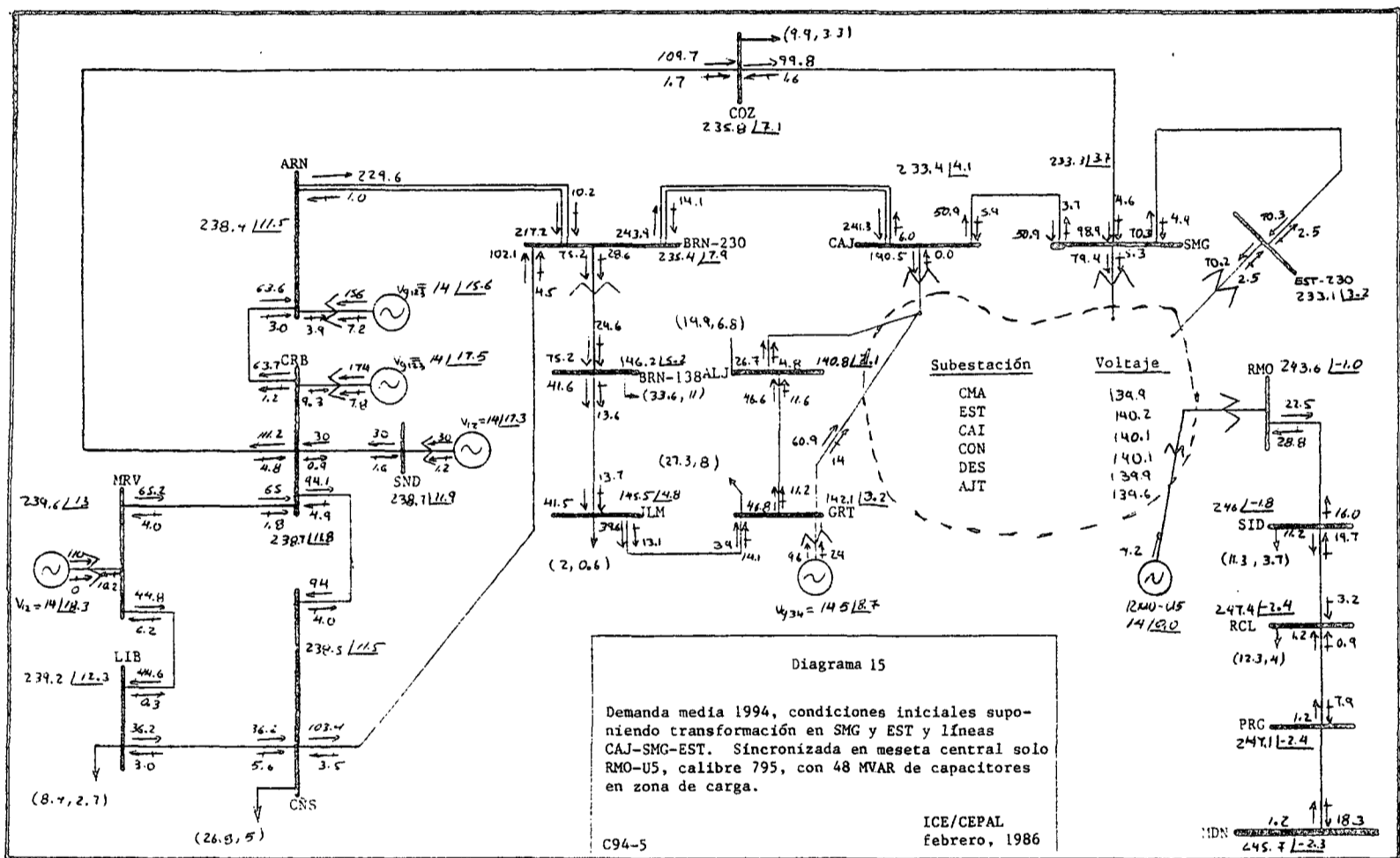


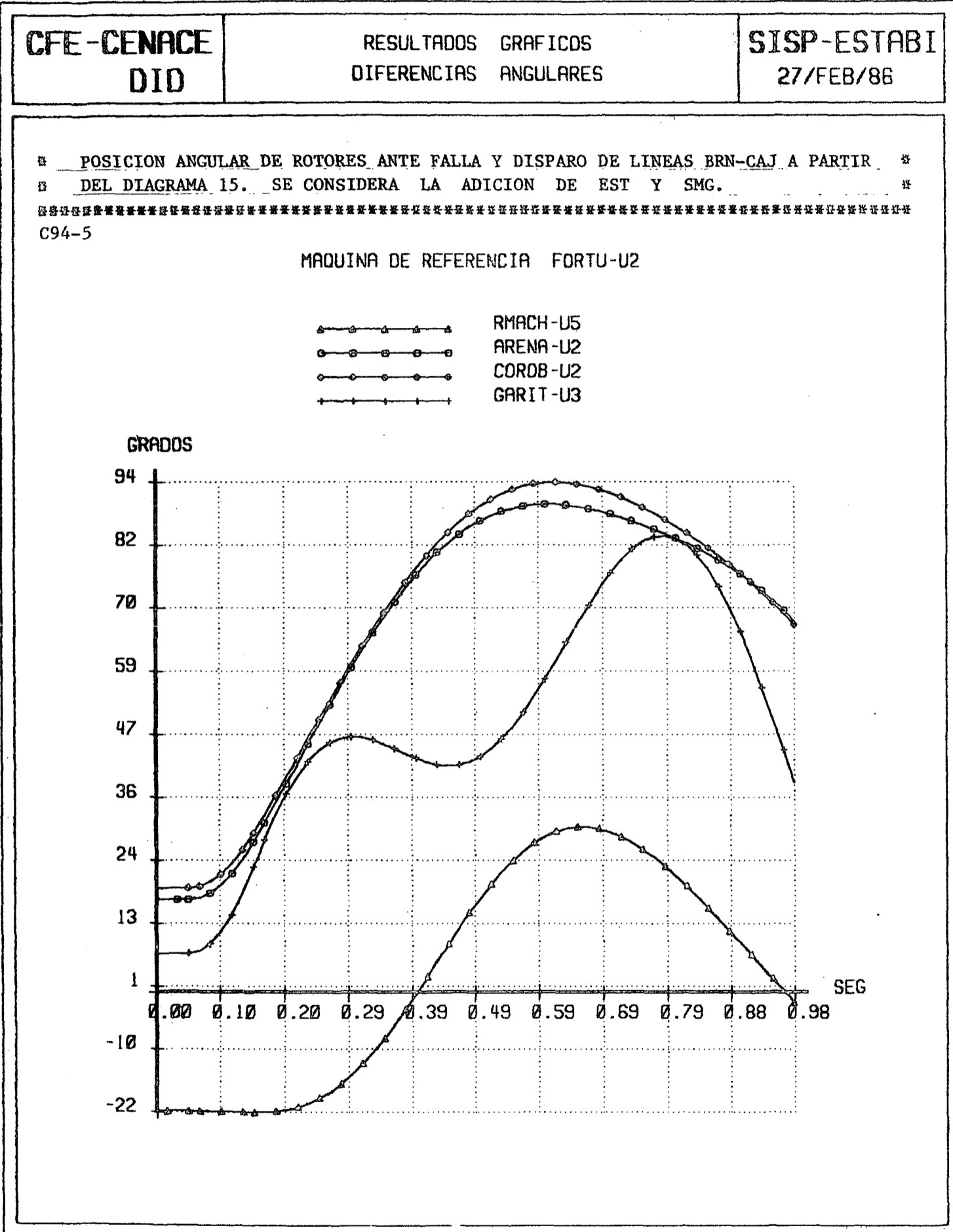
Gráfico 25



/Diagrama 15

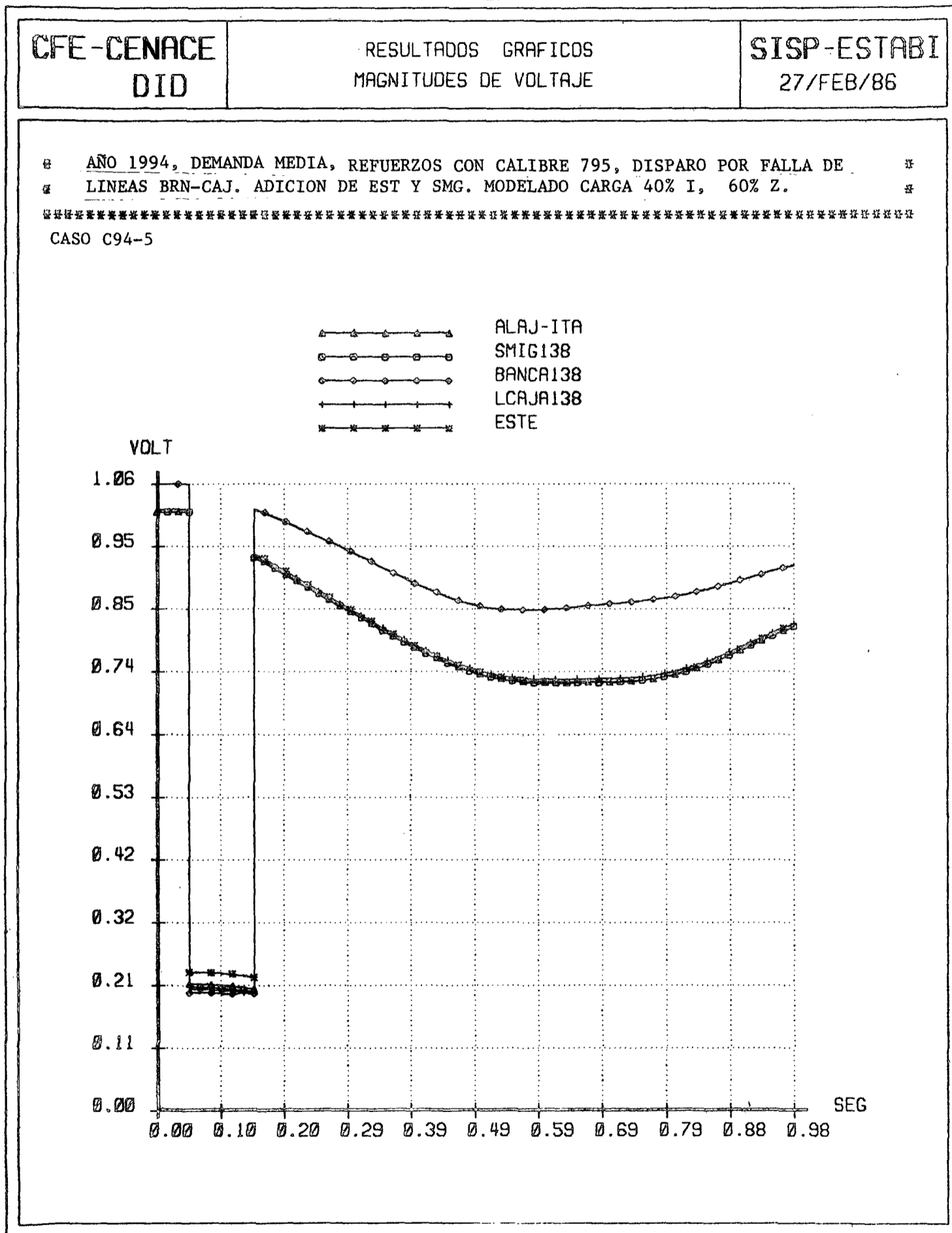






/Gráfico 27

Gráfico 27



/Gráfico 28

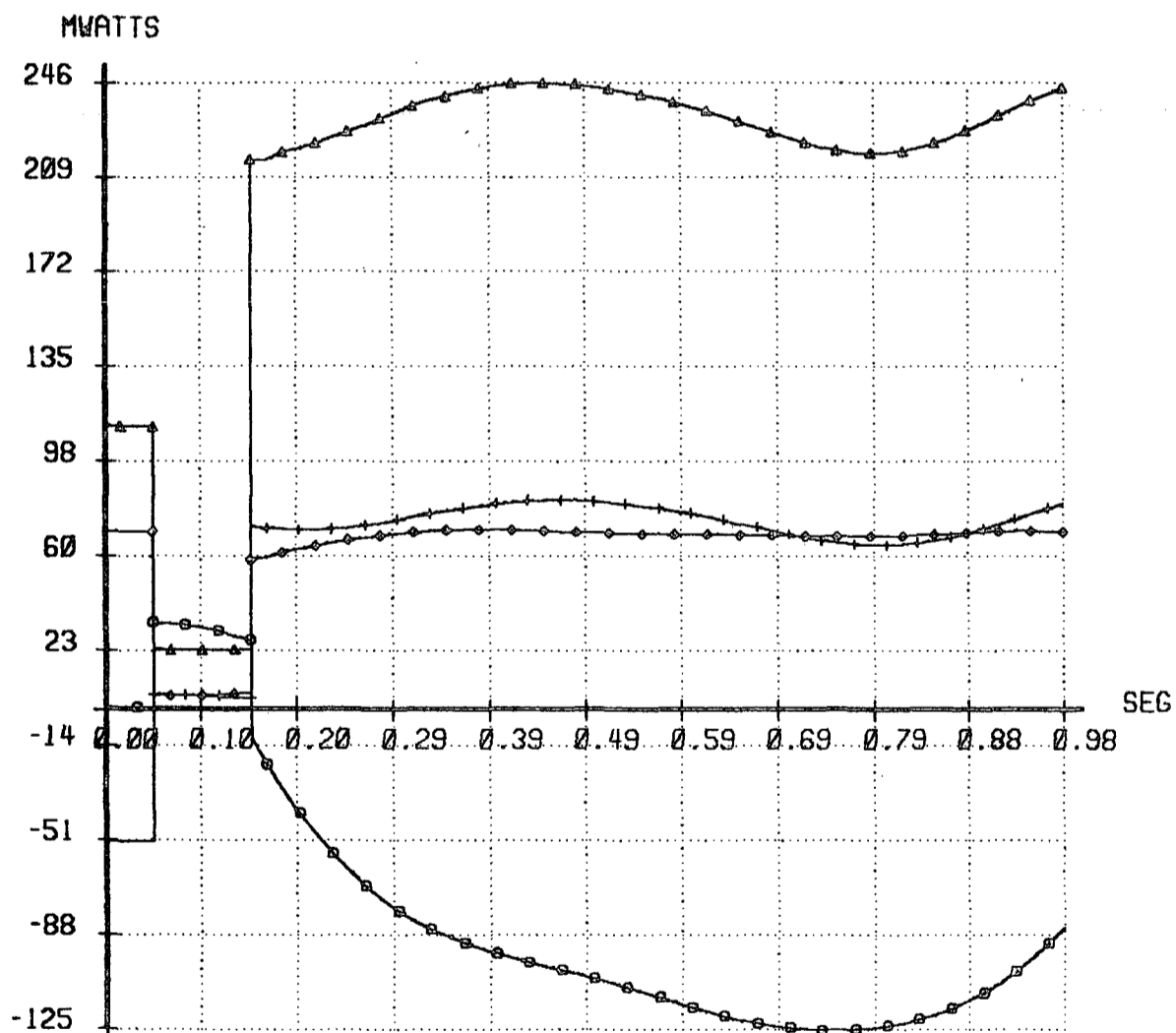
<b>CFE-CENACE DID</b>	RESULTADOS GRAFICOS FLUJOS DE POTENCIA	<b>SISP-ESTABI</b> 27/FEB/86
---------------------------	---	---------------------------------

# AÑO 1994, DEMANDA MEDIA, FLUJOS EN LINEAS (MW) AL OCURRIR FALLA TRIFASICA EN BRN-230 Y LIBERARSE EN 6 CICLOS CON DISPARO DE LAS LINEAS BRN - CAJ. #

\*\*\*\*\*

CASO C94-5

- ▲ COROBICI -> COQUESADA
- MATA-230 -> PROGRESO
- ◇ SMIG230 -> ESTE230
- ⊕ SMIG230 -> LCAJA230





CFE - CENACE  
DID

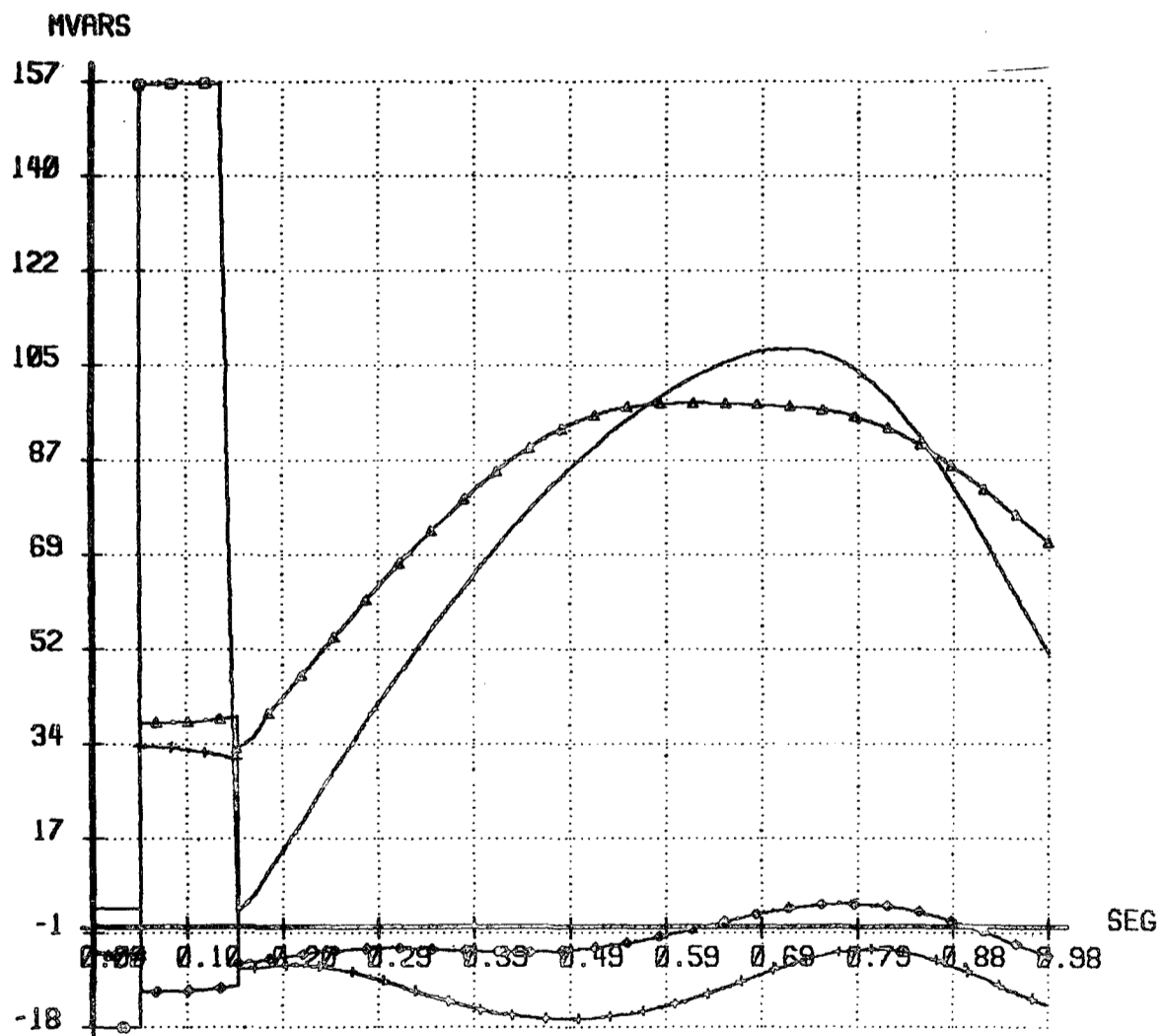
RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA

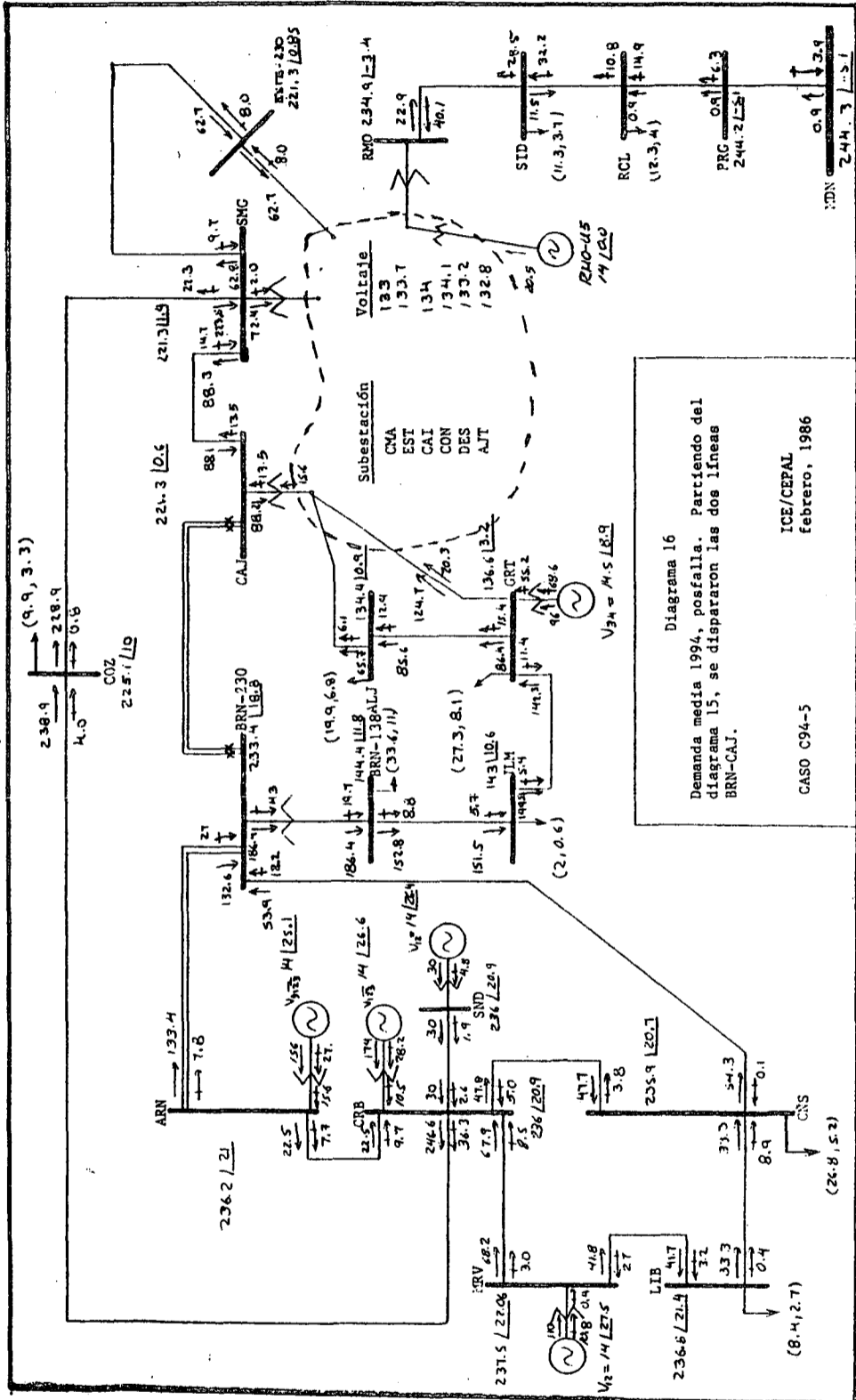
SISP-ESTABI  
27/FEB/86

FLUJOS DE POTENCIA REACTIVA EN LINEAS AL OCURRIR FALLA Y DISPARARSE LAS LINEAS BRN-CAJ. AÑO 1994, DEMANDA MEDIA, REFUERZOS CON 795.

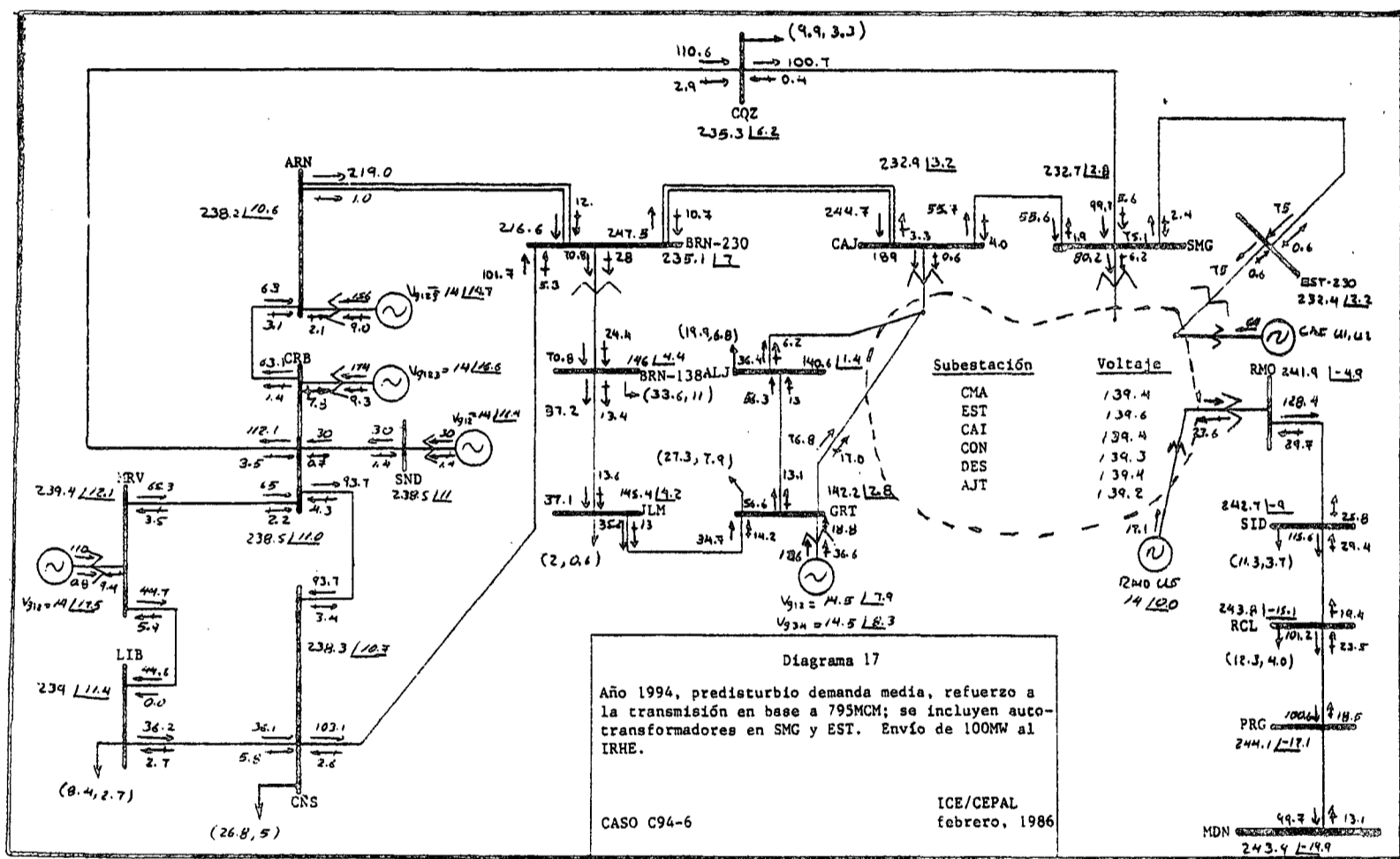
CASO C94-5

- ▴ COROBICI -> COUESADA
- ◻ HATA-230 -> PROGRESO
- ◊ SMIG230 -> ESTE230
- ◊ SMIG230 -> LCAJA230



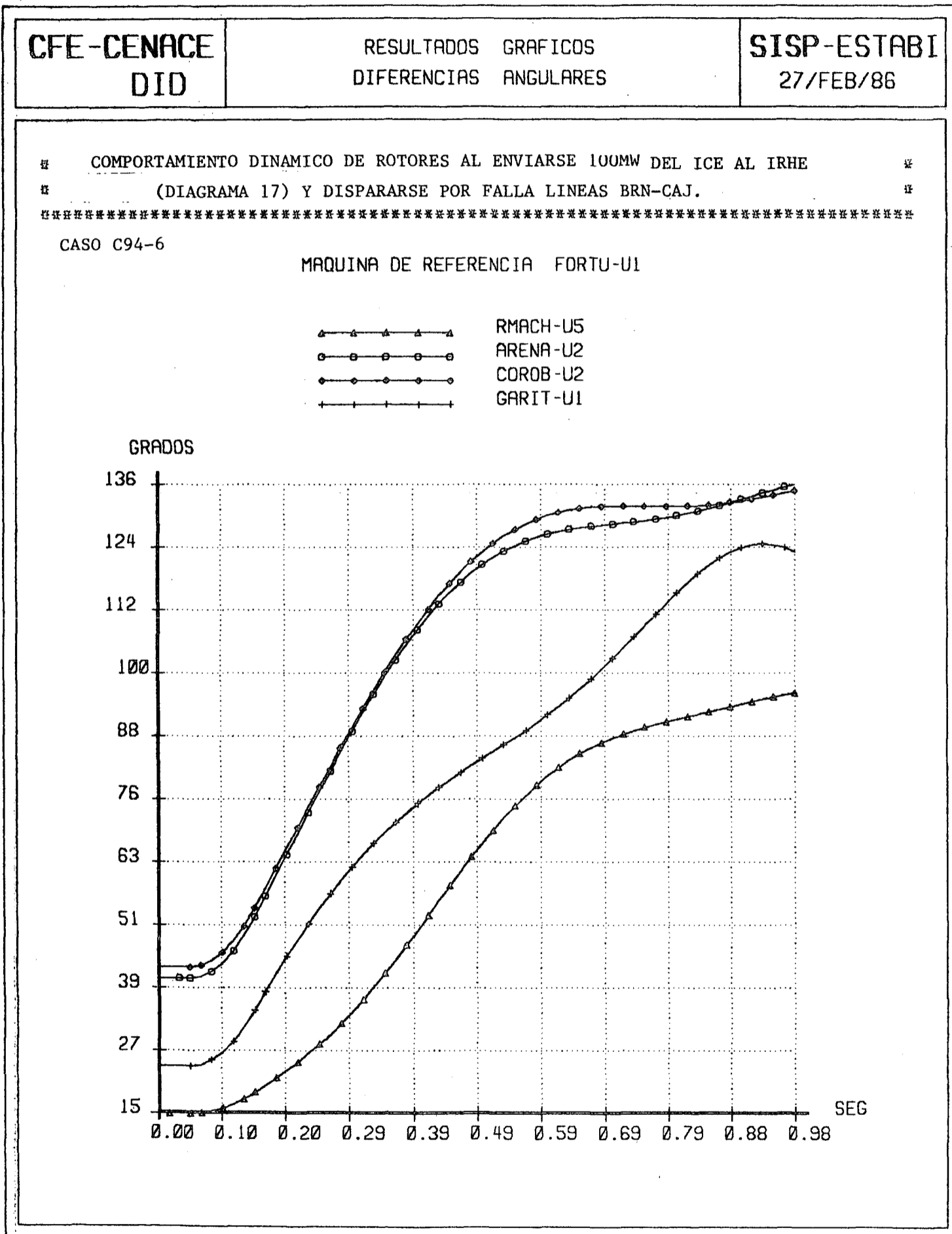


/Diagrama 17



/Gráfico 30

Gráfico 30



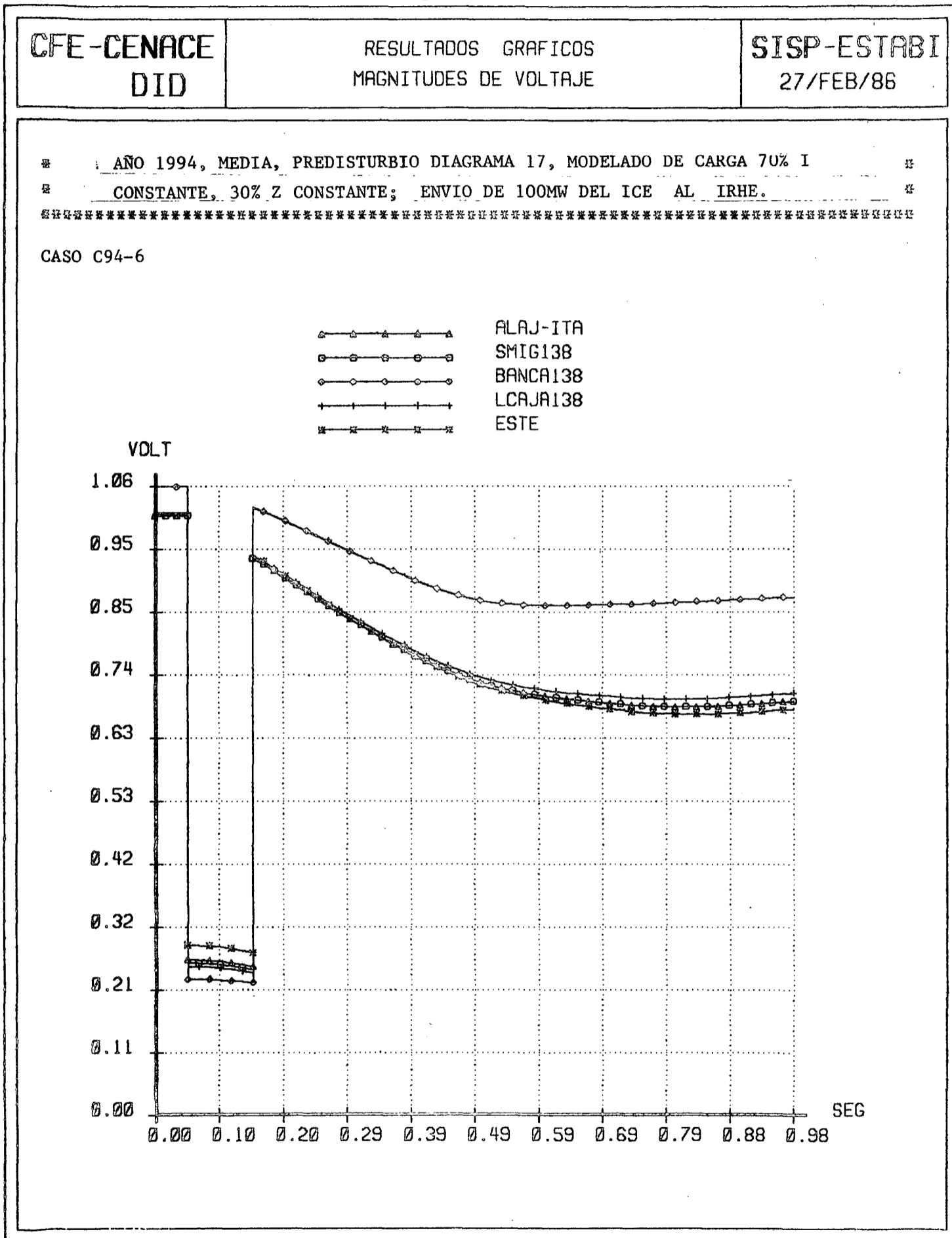
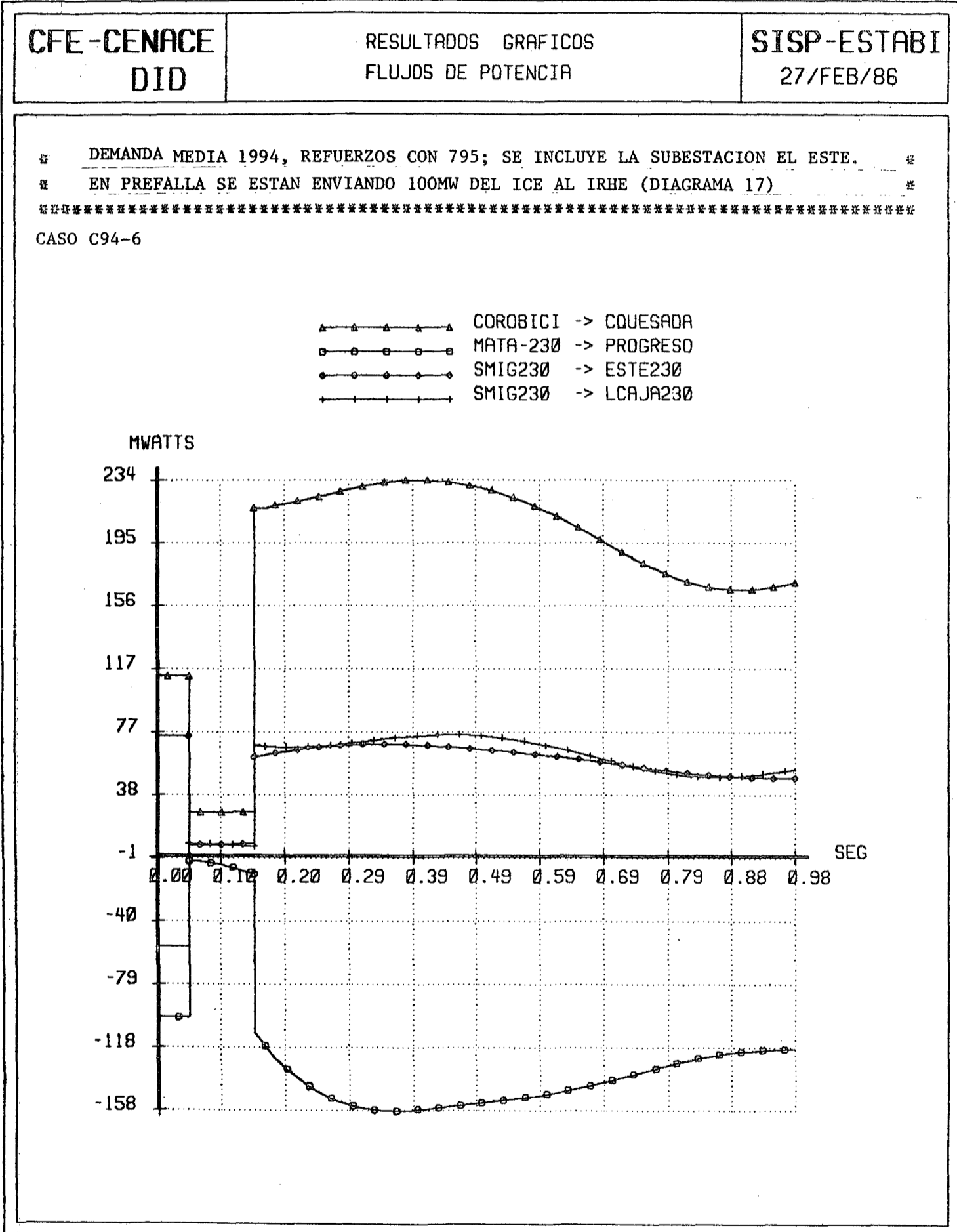
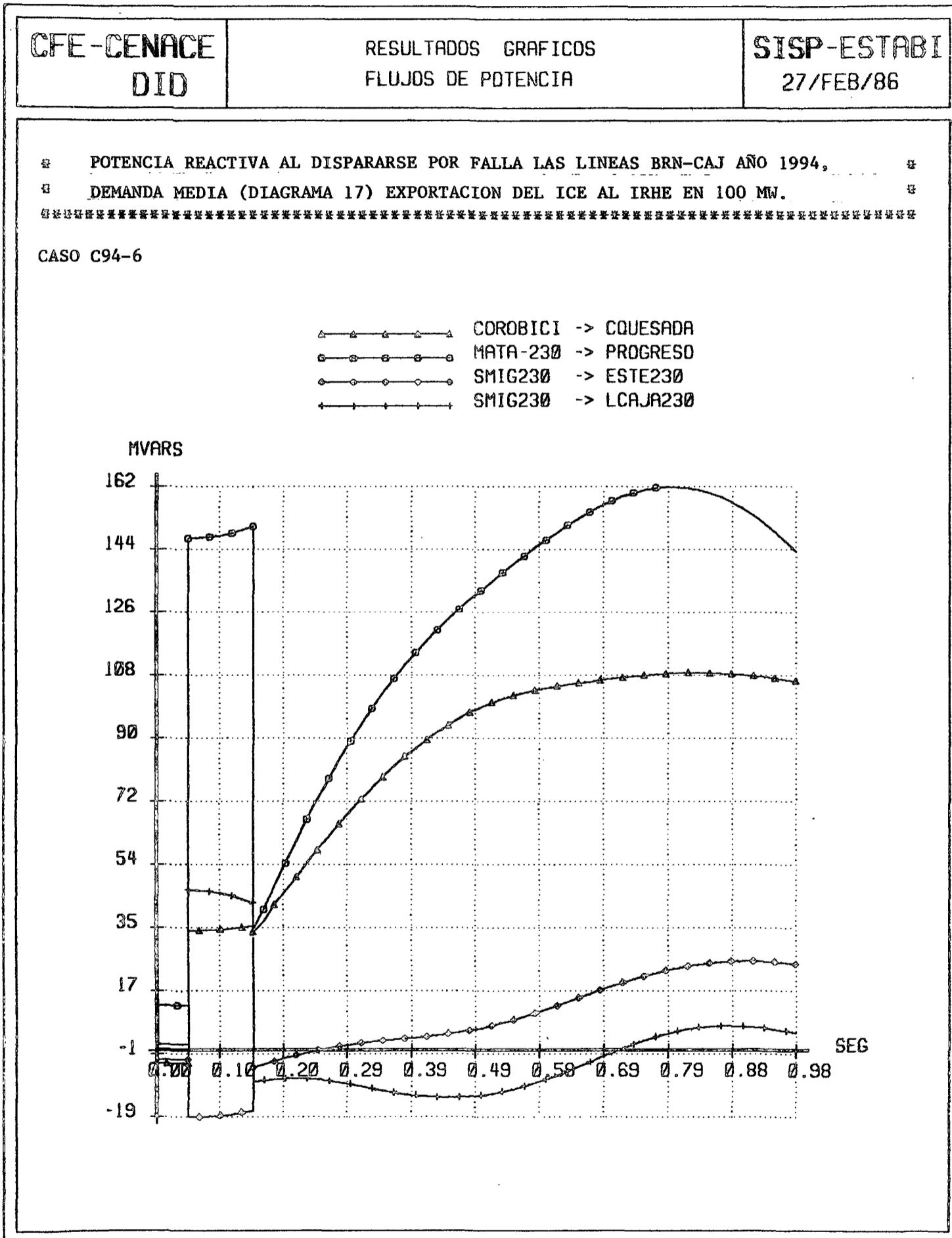
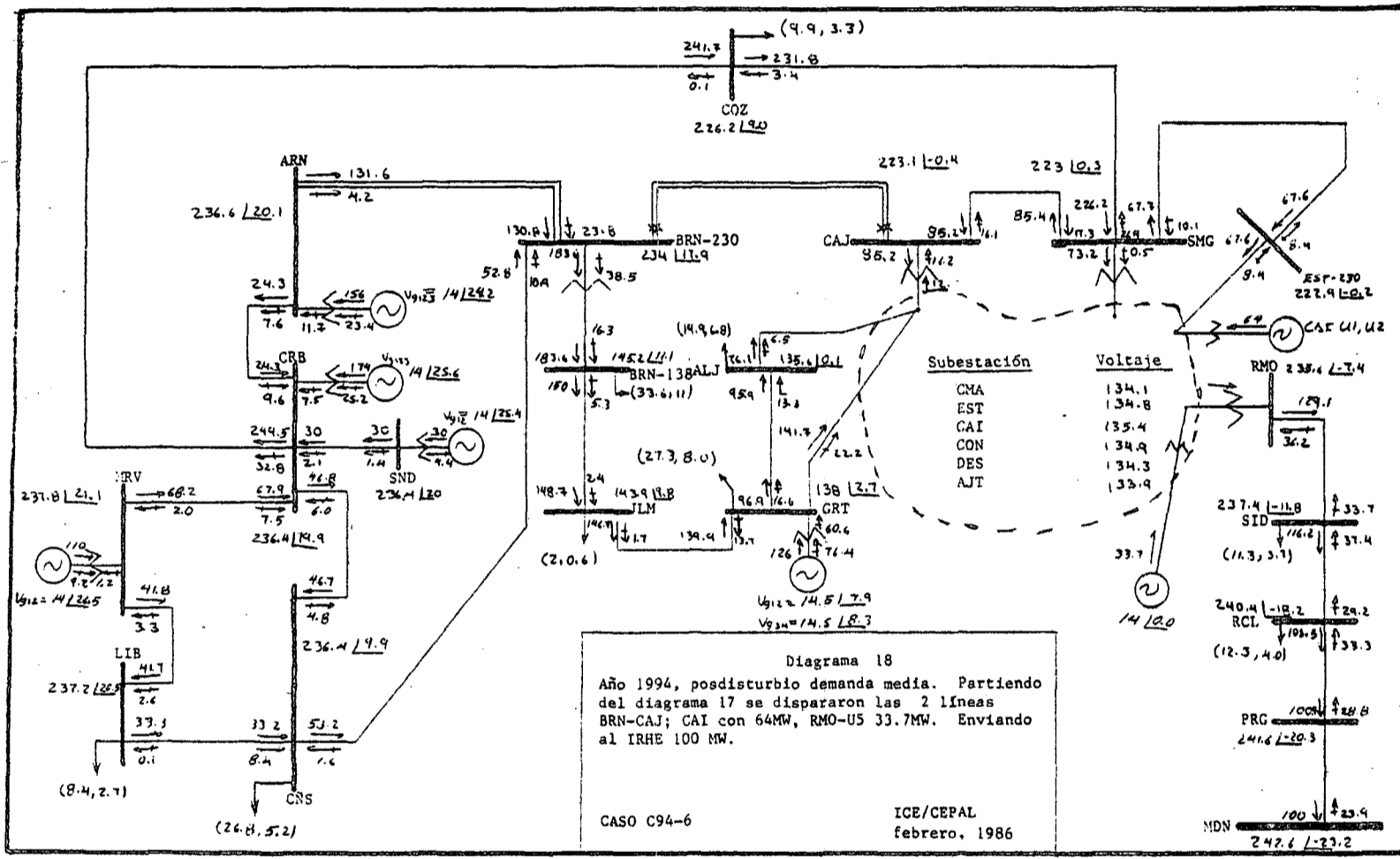


Gráfico 32



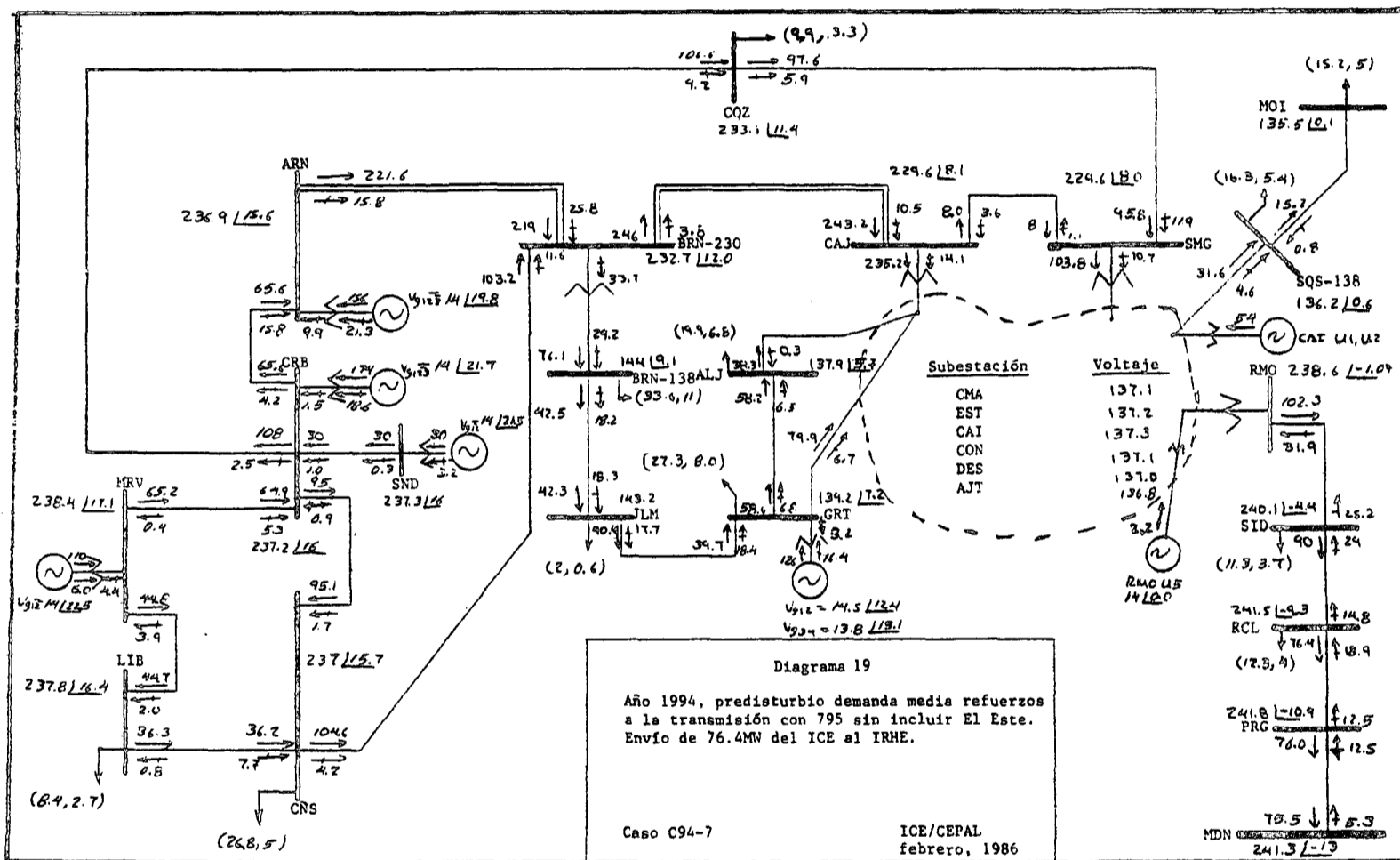
/Gráfico 33





/Diagrama 19





CFE-CENACE DID	RESULTADOS GRAFICOS DIFERENCIAS ANGULARES	SISP-ESTABI 28/FEB/86
-------------------	--	--------------------------

COMPORTAMIENTO DINAMICO DE ROTORES CON ENVIO INICIAL AL IRHE DE 76.4MW,  
DIAGRAMA 19 SIN INCLUIR EL ESTE. REFUERZOS CON 796MCM.  
\*\*\*\*\*  
CASO C94-7

MAQUINA DE REFERENCIA FORTU-U1

- △-△-△-△-△ RMACH-US
- ARENA-U1
- COROB-U1
- +--+--+--+ GARIT-U1
- ×-×-×-×-× CACHI-U1

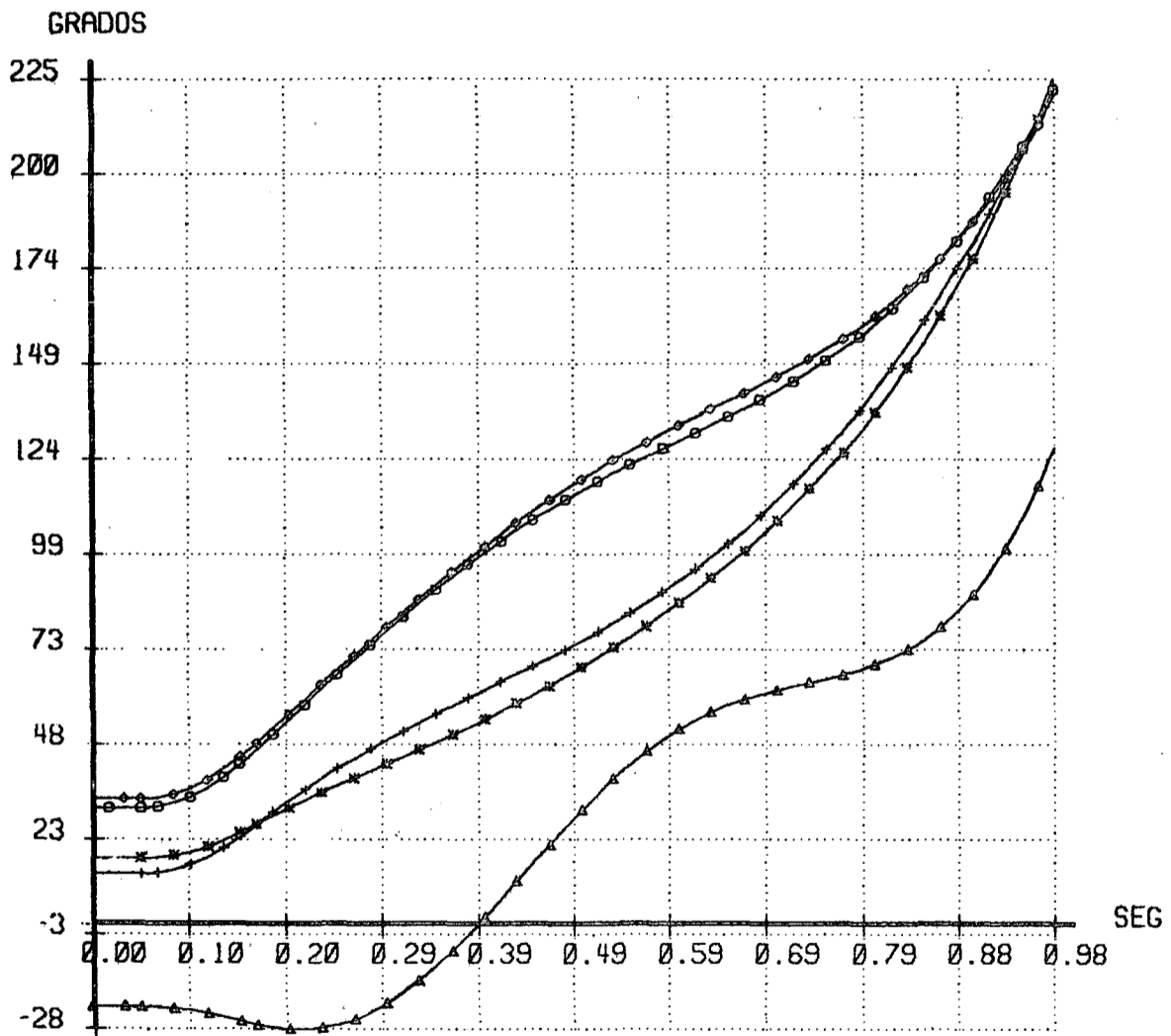
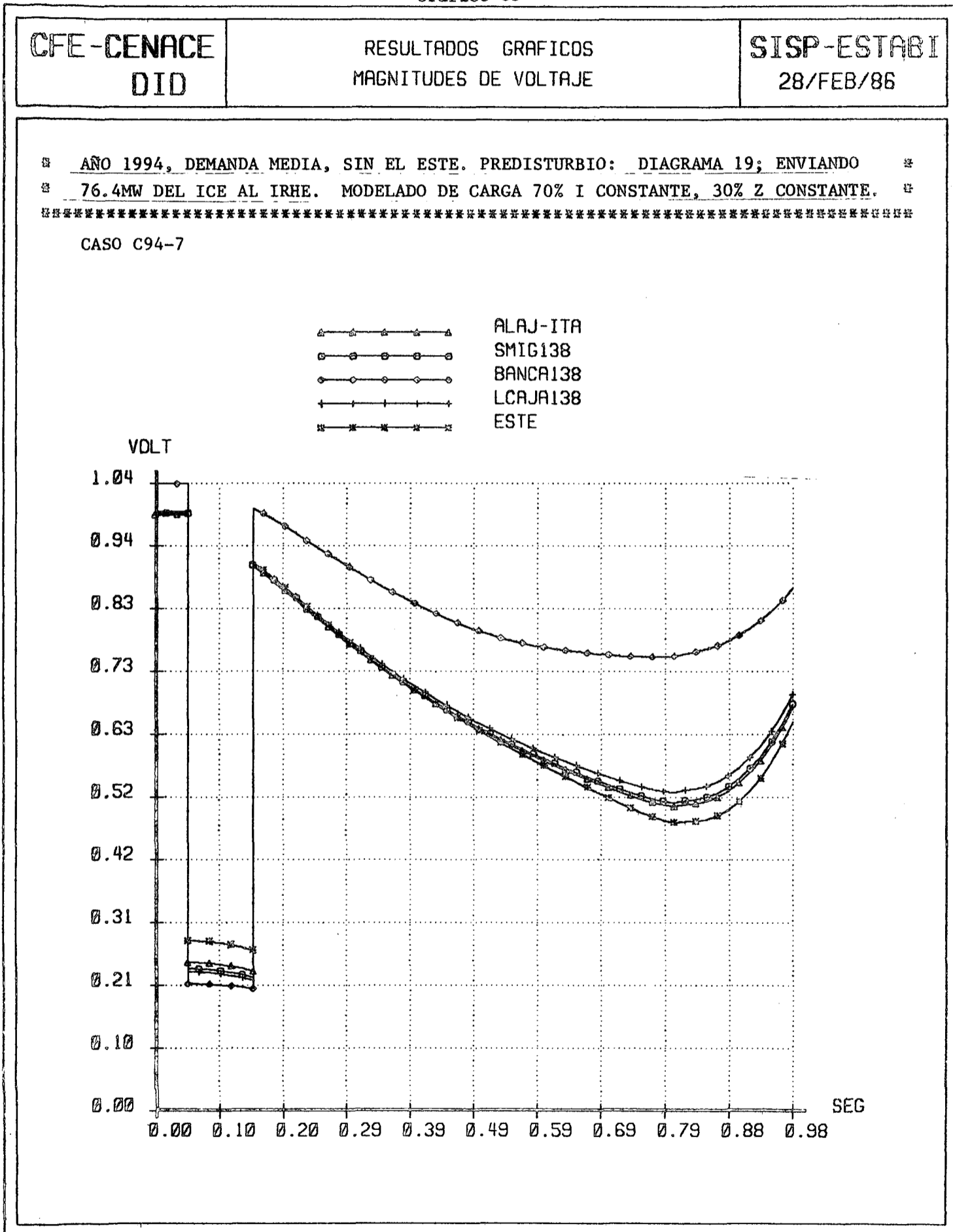
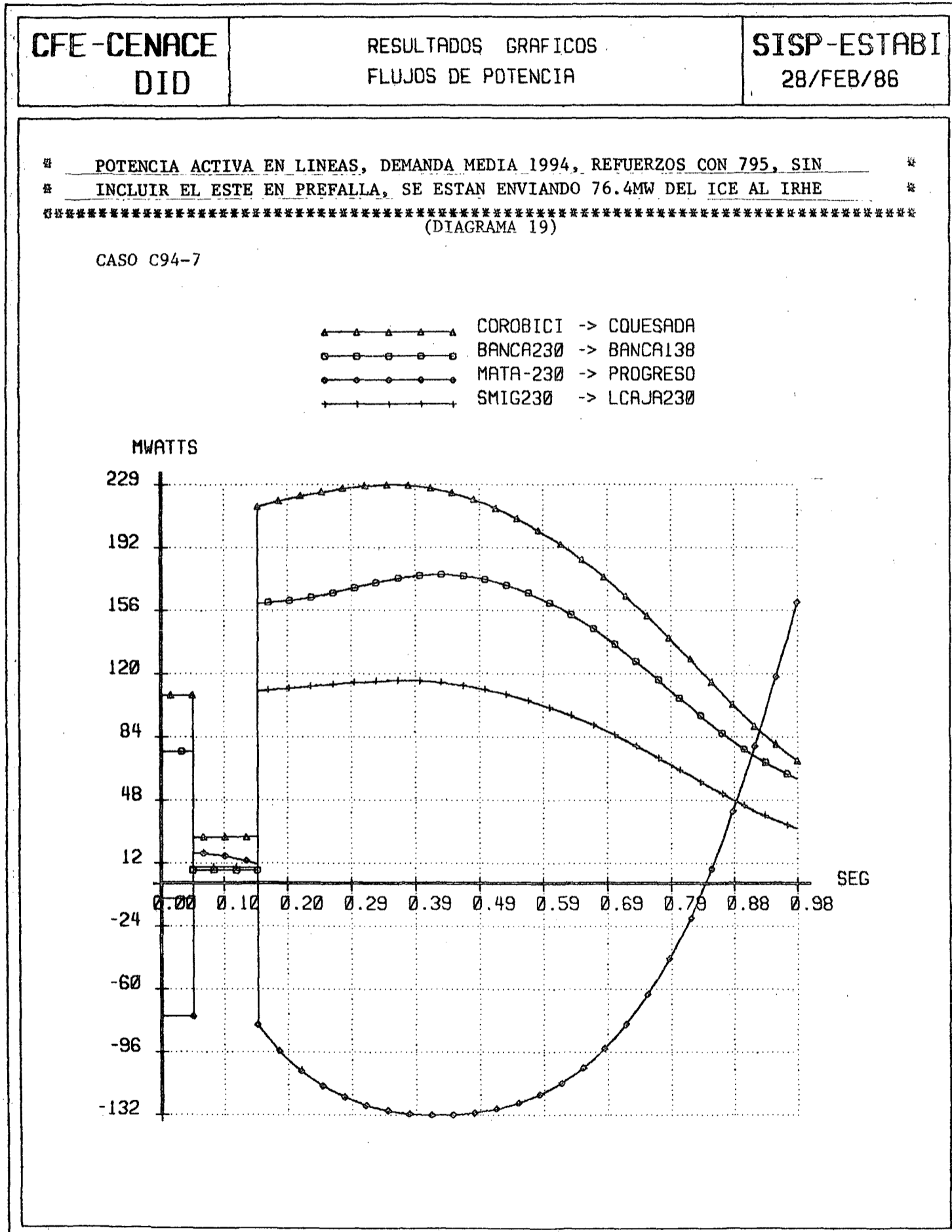


Gráfico 35



/Gráfico 36

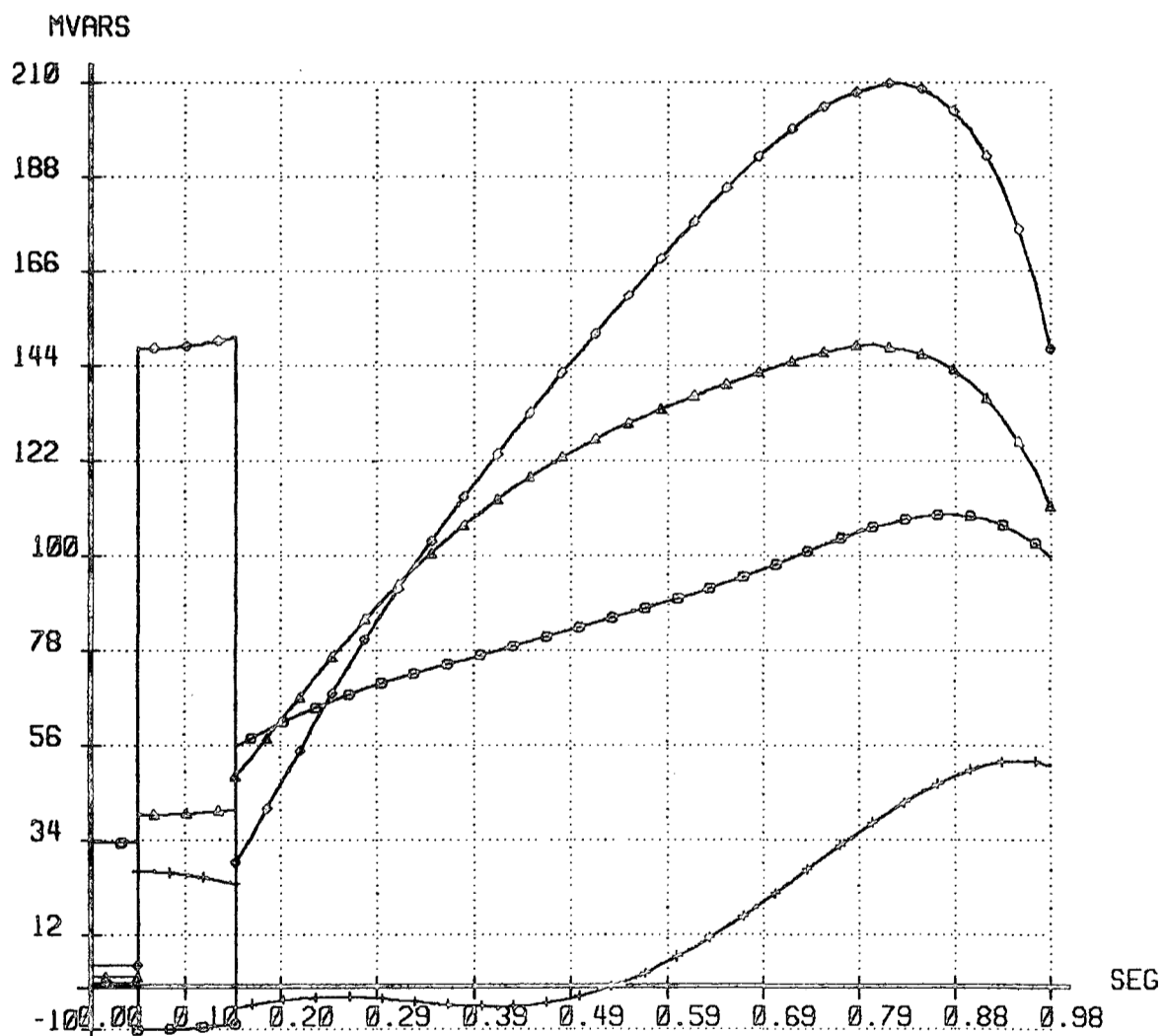
Gráfico 36

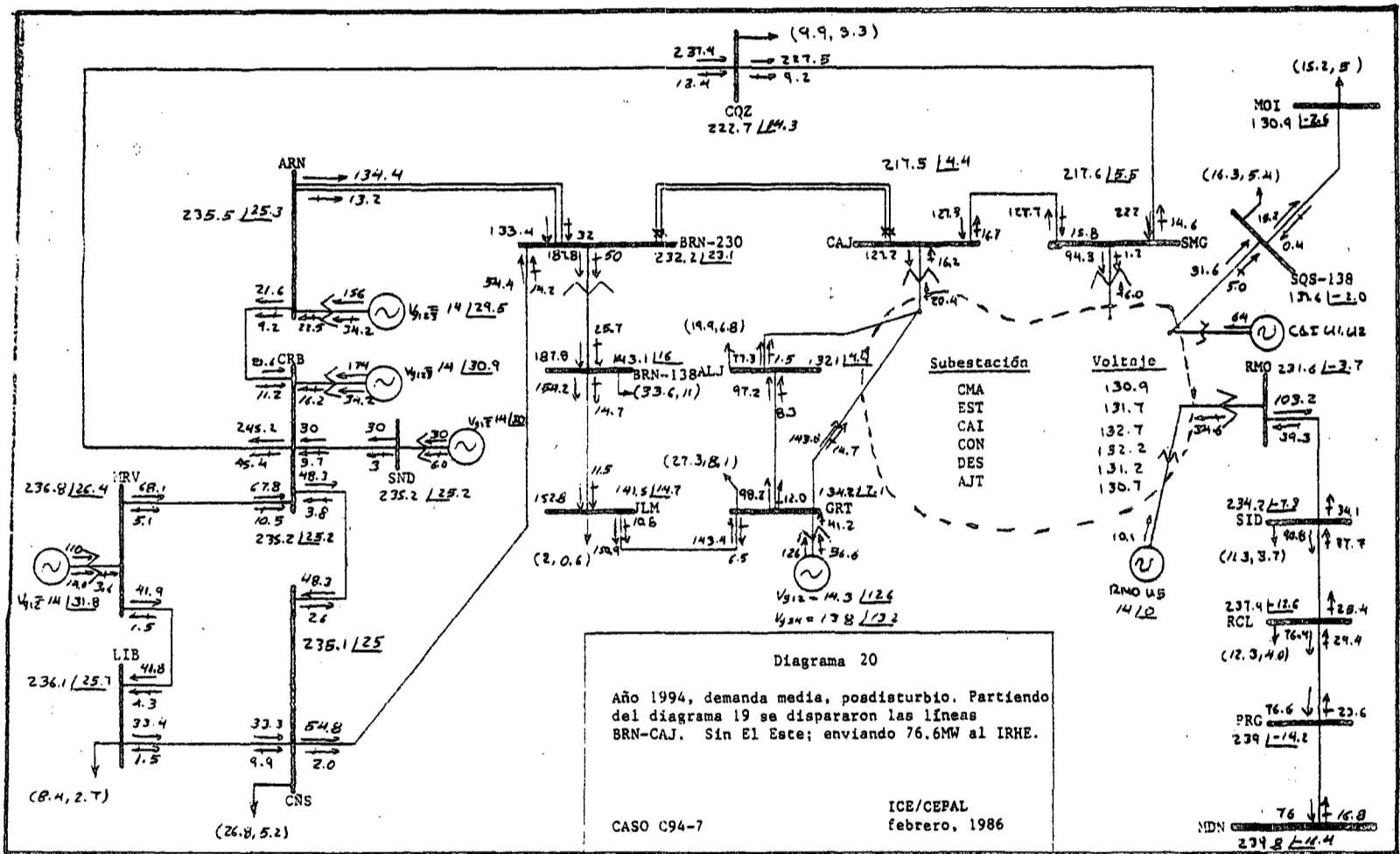


CFE-CENACE DID	RESULTADOS GRAFICOS FLUJOS DE POTENCIA	SISP-ESTABI 28/FEB/86
-------------------	---	--------------------------

POTENCIA REACTIVA EN LINEAS AL DISPARARSE POR FALLA LAS LINEAS BRN-CAJ A PARTIR  
DEL DIAGRAMA 19. EXPORTACION DEL ICE AL IRHE EN 76.4MW.  
CASO C94-7

▲ COROBICI -> CQUESADA  
 □ BANCA230 -> BANCA138  
 ○ MATA-230 -> PROGRESO  
 + SMIG230 -> LCAJA230





Anexo I

NOMENCLATURA UTILIZADA PARA LAS SUBESTACIONES EN  
LOS DIAGRAMAS UNIFILARES

<u>Subestación</u>	<u>Nomenclatura</u>
Alajuela	ALJ
Alajuelita	AJT
Arenal	ARN
Barranca	BRN
Cachí	CAI
Cañas	CÑS
Ciudad Quezada	COS
Colima	CMA
Cóncevas	CON
Corobicí	CRB
Este	EST
Garita	GRT
Juanilama	JLM
La Caja	CAJ
Liberia	LIB
Mata de Nance	MDN
Miravalles	MRV
Moín	MOI
Progreso	PRG
Río Claro	RCL
Río Macho	RMO
Sandillal	SND
San Isidro	SID
San Miguel	SMG





## Anexo II

## DATOS UTILIZADOS EN LOS ESTUDIOS

RED DEL S.N.I. DE COSTA RICA PARA EL AÑO DE 1990. CABLE 1X795  
ESTUDIO DE LA TRANSMISION ALTERNA COROBICI-S.MIGUEL. CASO 3.3

DEL NODO	AL NODO	R PU	X PU	Y/2 PU
RIOCLARO	PROGRESO	0.0064	0.0383	0.0382
RIOCLARO	SISIDRO	0.0174	0.1006	0.1000
SISIDRO	RMACH230	0.0099	0.0594	0.0591
RMACH230	RMACH138	0.0000	0.0729	0.0000
RMACH230	RMACH138	0.0000	0.0729	0.0000
RMACH138	CACHI	0.0061	0.0350	0.0050
RMACH138	CACHI	0.0061	0.0350	0.0050
RMACH138	ESTE	0.0135	0.0629	0.0087
RMACH138	CONCAVAS	0.0048	0.0224	0.0030
CACHI	SIQUIRRE	0.0396	0.1234	0.0159
CACHI	SIQUIRRE	0.0396	0.1234	0.0159
CACHI	SABANILL	0.0181	0.0842	0.0115
CACHI	ESTE	0.0153	0.0713	0.0098
SIQUIRRE	MOIN	0.0479	0.1240	0.0154
SIQUIRRE	MOIN	0.0479	0.1240	0.0154
COLIMA	SMIG138	0.0044	0.0203	0.0028
SMIG138	SABANILL	0.0040	0.0187	0.0026
ESTE	COLIMA	0.0098	0.0455	0.0063
HEREDIA	COLIMA	0.0037	0.0175	0.0024
LCAJA138	COLIMA	0.0045	0.0209	0.0029
ESTE	CONCAVAS	0.0087	0.0403	0.0055
ESTE	DESAMPAR	0.0055	0.0256	0.0035
ESTE	ALAJ-ITA	0.0101	0.0469	0.0064
DESAMPAR	LCAJA138	0.0105	0.0487	0.0067
HEREDIA	LCAJA138	0.0042	0.0194	0.0027
ALAJ-ITA	LCAJA138	0.0061	0.0285	0.0039
ALAJUELA	LCAJA138	0.0084	0.0391	0.0054
GARITA	LCAJA138	0.0115	0.0535	0.0073
GARITA	ALAJUELA	0.0101	0.0472	0.0065
LCAJA230	BANCA230	0.0095	0.0560	0.0576
BANCA230	BANCACAJ	0.0031	0.0193	0.0191
BANCACAJ	LCAJA230	0.0063	0.0367	0.0385
LCAJA230	SMIG230	0.0021	0.0132	0.0123
CQUESADA	SMIG230	0.0100	0.0620	0.0578
CQUESADA	COROBICI	0.0128	0.0790	0.0736
CANAS	BANCA230	0.0133	0.0654	0.0681

DEL NODO	AL NODO	R PU	X PU	Y/2 PU
ARENAL	BANCA230	0.0110	0.0613	0.0586
ARENAL	BANCA230	0.0110	0.0613	0.0586
JUANILAM	BANCA138	0.0063	0.0164	0.0020
JUANILAM	GARITA	0.0343	0.0894	0.0109
NARANJO	GARITA	0.0173	0.0454	0.0054
CANAS	COROBICI	0.0011	0.0064	0.0063
CANAS	LIBERIA	0.0072	0.0392	0.0420
COROBICI	ARENAL	0.0017	0.0102	0.0099
CANAS138	GUAYABAL	0.0581	0.1584	0.0176
RMACH138	RMACH-U5	0.0000	0.2400	0.0000
LCAJA230	LCAJA138	0.0000	0.0729	0.0000
LCAJA230	LCAJA138	0.0000	0.0729	0.0000
LCAJA230	LCAJA138	0.0000	0.0729	0.0000
SMIG230	SMIG138	0.0000	0.0729	0.0000
COLIMA	VENTAN-G	0.0000	0.0728	0.0000
BANCA230	BANCA138	0.0000	0.0726	0.0000
GARITA	GARIT-U1	0.0000	0.6410	0.0000
GARITA	GARIT-U2	0.0000	0.6410	0.0000
GARITA	GARIT-U3	0.0000	0.2144	0.0000
GARITA	GARIT-U4	0.0000	0.2144	0.0000
CONCAVAS	CONCA34	0.0000	0.3850	0.0000
COROBICI	COROB-U1	0.0000	0.1740	0.0000
COROBICI	COROB-U2	0.0000	0.1740	0.0000
COROBICI	COROB-U3	0.0000	0.1740	0.0000
ARENAL	ARENA-U1	0.0000	0.1410	0.0000
ARENAL	ARENA-U2	0.0000	0.1410	0.0000
ARENAL	ARENA-U3	0.0000	0.1410	0.0000
CANAS	CANAS138	0.0000	0.4286	0.0000
CANAS	CANAS138	0.0000	0.4286	0.0000
CANAS138	CANAS34	0.0000	0.5106	0.0000
CANAS138	COLORADO	0.0249	0.0681	0.0076
FORTUNA	FORTU-U1	0.0000	0.1100	0.0000
FORTUNA	FORTU-U2	0.0000	0.1100	0.0000
FORTUNA	FORTU-U3	0.0000	0.1100	0.0000
FORTUNA	MATA-230	0.0065	0.0337	0.0344
FORTUNA	FOR-MATA	0.0032	0.0168	0.0172
FOR-MATA	MATA-230	0.0032	0.0168	0.0172
MATA-230	PROGRESO	0.0094	0.0528	0.0453
MATA-230	MATAINT1	0.0000	0.1467	0.0000
LLANOSAN	LLANINT1	0.0000	0.1467	0.0000
MATA-230	MATAINT2	0.0000	0.1467	0.0000
MATAINT1	MATA-115	0.0000	-0.0152	0.0000
LLANINT1	LLAN-115	0.0000	-0.0152	0.0000

DEL NODO	AL NODO	R PU	X PU	Y/2 PU
MATAINT2	MATA-115	0.0000	-0.0152	0.0000
MATAINT1	MATA-34	0.0000	0.3410	0.0000
LLANINT1	LLAN-34	0.0000	0.3410	0.0000
MATAINT2	MATA-34	0.0000	0.3410	0.0000
MATA-115	PUEBLONU	0.0182	0.0953	0.0053
MATA-115	PUEBLONU	0.0182	0.0953	0.0053
PUEBLONU	LOSVALLE	0.0015	0.0070	0.0004
PUEBLONU	ESTRELLA	0.0042	0.0204	0.0013
ESTRELLA	ETL-INT	0.0000	0.0166	0.0000
ETL-INT	ESTRE-U1	0.0000	0.2943	0.0000
ETL-INT	ESTRE-U2	0.0000	0.2943	0.0000
LOSVALLE	LVA-INT	0.0000	0.0166	0.0000
LVA-INT	VALLE-U1	0.0000	0.2943	0.0000
LVA-INT	VALLE-U2	0.0000	0.2943	0.0000
MATA-230	LLANOSAN	0.0378	0.1947	0.1993
MATA-230	MATA-LLA	0.0189	0.0973	0.0997
MATA-LLA	LLANOSAN	0.0189	0.0973	0.0997
LLANOSAN	CHORRERA	0.0242	0.1247	0.1277
CHORRERA	PANA-230	0.0068	0.0350	0.0358
LLANOSAN	PANA-230	0.0310	0.1597	0.1635
PANA-230	BAYANO	0.0153	0.0730	0.0741
PANA-230	BAYANO	0.0153	0.0730	0.0741
BAYANO	BAYAN-U1	0.0000	0.1281	0.0000
BAYANO	BAYAN-U2	0.0000	0.1281	0.0000
PANA-230	PANA-115	0.0000	0.0514	0.0000
PANA-230	PANA-115	0.0000	0.0514	0.0000
PANA-230	PANA-115	0.0000	0.0257	0.0000
PANA-115	CERROVIE	0.0080	0.0361	0.0028
PANA-115	CERROVIE	0.0080	0.0361	0.0028
PANA-115	CHILIBRE	0.0172	0.0736	0.0057
PANA-115	CHILIBRE	0.0172	0.0736	0.0057
PANA-115	CACERES	0.0006	0.0026	0.0002
CACERES	LOCERIA	0.0082	0.0208	0.0014
PANA-115	STAMARIA	0.0008	0.0021	0.0001
CACERES	LASMINAS	0.0747	0.1894	0.0129
CACERES	LASMINAS	0.0747	0.1894	0.0129
CHILIBRE	LASMINAS	0.0241	0.1031	0.0079
CHILIBRE	LASMINAS	0.0241	0.1031	0.0079
CHILIBRE	CALLARGA	0.0080	0.0394	0.0025
LOCERIA	MARANON	0.0055	0.0187	0.0011
CACERES	MARANON	0.0137	0.0395	0.0025
CERROVIE	SANFRACO	0.0080	0.0375	0.0027
LASMINAS	MINAS-U1	0.0000	0.3503	0.0000

---

DEL NODO	AL NODO	R PU	X PU	Y/2 PU
LASMINAS	MINAS-U2	0.0000	0.2225	0.0000
LASMINAS	MINAS-U3	0.0000	0.2225	0.0000
LASMINAS	MINAS-U4	0.0000	0.2225	0.0000
PANA-115	TG-INT	0.0000	0.0166	0.0000
TG-INT	TG-U1	0.0000	0.2943	0.0000
TG-INT	TG-U2	0.0000	0.2943	0.0000
SANFRACO	SF-U32	0.0000	0.3872	0.0000

---

ARCHIVO DE PARAMETROS DE UNIDADES PARA EL  
ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

NOMBRE	RESISTENCIA	REACTANCIA TRANSITORIA EJE DIRECTO	REACTANCIA TRANSITORIA CUADRATURA	CTE. INERCIA	TIPO
FORTU-U1	0.000000	0.270000	0.540000	4.99	1
FORTU-U2	0.000000	0.270000	0.540000	4.99	1
FORTU-U3	0.000000	0.270000	0.540000	4.99	1
VALLE-U1	0.000000	0.740740	2.296293	0.66	1
VALLE-U2	0.000000	0.740740	2.296293	0.66	1
ESTRE-U1	0.000000	0.740740	2.296293	0.66	1
ESTRE-U2	0.000000	0.740740	2.296293	0.66	1
BAYAN-U1	0.000000	0.345238	0.452380	2.27	1
BAYAN-U2	0.000000	0.345238	0.452380	2.27	1
MINAS-U4	0.000000	0.404300	0.404300	2.09	0
RMACH-U5	0.000000	0.842670	1.813333	1.08	1
ARENA-U1	0.000000	0.489230	1.052970	1.95	1
ARENA-U2	0.000000	0.489230	1.052970	1.95	1
ARENA-U3	0.000000	0.489230	1.052970	1.95	1
COROB-U1	0.000000	0.468930	0.952520	2.22	1
COROB-U2	0.000000	0.468930	0.952520	2.22	1
COROB-U3	0.000000	0.468930	0.952520	2.22	1
GARIT-U1	0.000000	1.253330	2.506670	1.08	1
GARIT-U3	0.000000	0.562800	1.219500	1.86	1
GARIT-U4	0.000000	0.562800	1.219500	1.86	1



.

.

.

.

.

11-11-11

11-11-11