

CATALOGADO

Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.357
(CCE/SC.5/GRIE/XVIII/3)
22 de junio de 1992

BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO

e.2 c.

ORIGINAL: ESPAÑOL

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano

Subcomité Centroamericano de Electrificación
y Recursos Hidráulicos

Decimoctava Reunión del Grupo Regional de
Interconexión Eléctrica

Guatemala, Guatemala, 2 de julio de 1992

INTERCONEXION ELECTRICA GUATEMALA-MEXICO

(Estudio preliminar)

INDICE

	<u>Página</u>
I. PRESENTACION	1
II. ANTECEDENTES	3
III. OBJETIVOS, ALCANCES Y BASES DEL ESTUDIO	5
A. SUPUESTOS BASICOS	5
B. ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION	6
1. Alternativa 1, línea de 230 kV	7
2. Alternativa 2, línea de 500 kV	7
3. Alternativa 3, línea de 500 kV construida en etapas	9
C. SISTEMAS DE TRANSMISION	9
D. BASES PARA EL ANALISIS ECONOMICO	10
IV. ANALISIS DE ESTADO ESTABLE	12
A. OBJETIVOS Y BASES DEL ANALISIS	12
B. DESCRIPCION DE CASOS Y ANALISIS DE RESULTADOS	14
1. Generación de potencia reactiva	14
2. Capacidad de transferencia	17
3. Voltajes	17
4. Contingencias	17
5. Pérdidas	18
C. CONCLUSIONES	18
V. ANALISIS ECONOMICO PRELIMINAR	19
A. COSTOS DEL PROYECTO	19
1. Costos de inversión	19
a) Alternativa 1	20
b) Alternativa 2	23
c) Alternativa 3	23
2. Costos de operación y mantenimiento	26
3. Costos de pérdidas	26

	<u>Página</u>
B. BENEFICIOS DEL PROYECTO	29
1. Alternativa 1	31
2. Alternativa 2	32
3. Alternativa 3	32
C. ANALISIS DE BENEFICIO COSTO	33
D. CONCLUSIONES	38
VI. BASES PARA EL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD	53
A. ORGANIZACION DEL TRABAJO	53
B. MERCADO ELECTRICO	54
C. ANALISIS DE INTERCAMBIOS	55
D. ANALISIS DE REDES	57
1. Análisis de estado estable	57
2. Análisis de estado dinámico	58
E. ESTUDIOS DE INGENIERIA	58
F. ANALISIS ECONOMICO Y FINANCIERO	59
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	61
A. CONCLUSIONES	61
B. RECOMENDACIONES	62
<u>Anexo:</u> Estudios de flujo de carga. Descripción de casos y análisis de resultados	65

INDICE DE CUADROS

Cuadro

1	Interconexión Guatemala-México: Resumen de casos, año 1994	15
2	Interconexión Guatemala-México: Resumen de casos, año 2000	16
3	Presupuesto y programa de inversiones. Obras evitadas	21

<u>Cuadro</u>		<u>Página</u>
4	Presupuesto y programa de inversiones. Alternativa 1	22
5	Presupuesto y programa de inversiones. Alternativa 2	24
6	Presupuesto y programa de inversiones. Alternativa 3	27
7	Guatemala: Costos Promedio de Corto Plazo (CPCP) y Costos Marginales de Corto Plazo (CMCP). Promedios anuales	30
8	Análisis económico. Alternativa 1.1. Límite de intercambio 150 MW	34
9	Análisis económico. Alternativa 1.2. Límite de intercambio 180 MW	35
10	Análisis económico. Alternativa 2	36
11	Análisis económico. Alternativa 3	37
A-1	Voltaje en nodos principales, año 1994	78
A-2	Voltaje en nodos principales, año 2000	79
A-3	Interconexión Guatemala-México. Pérdidas de potencia. Activa y reactiva	80

INDICE DE DIAGRAMAS

Diagramas

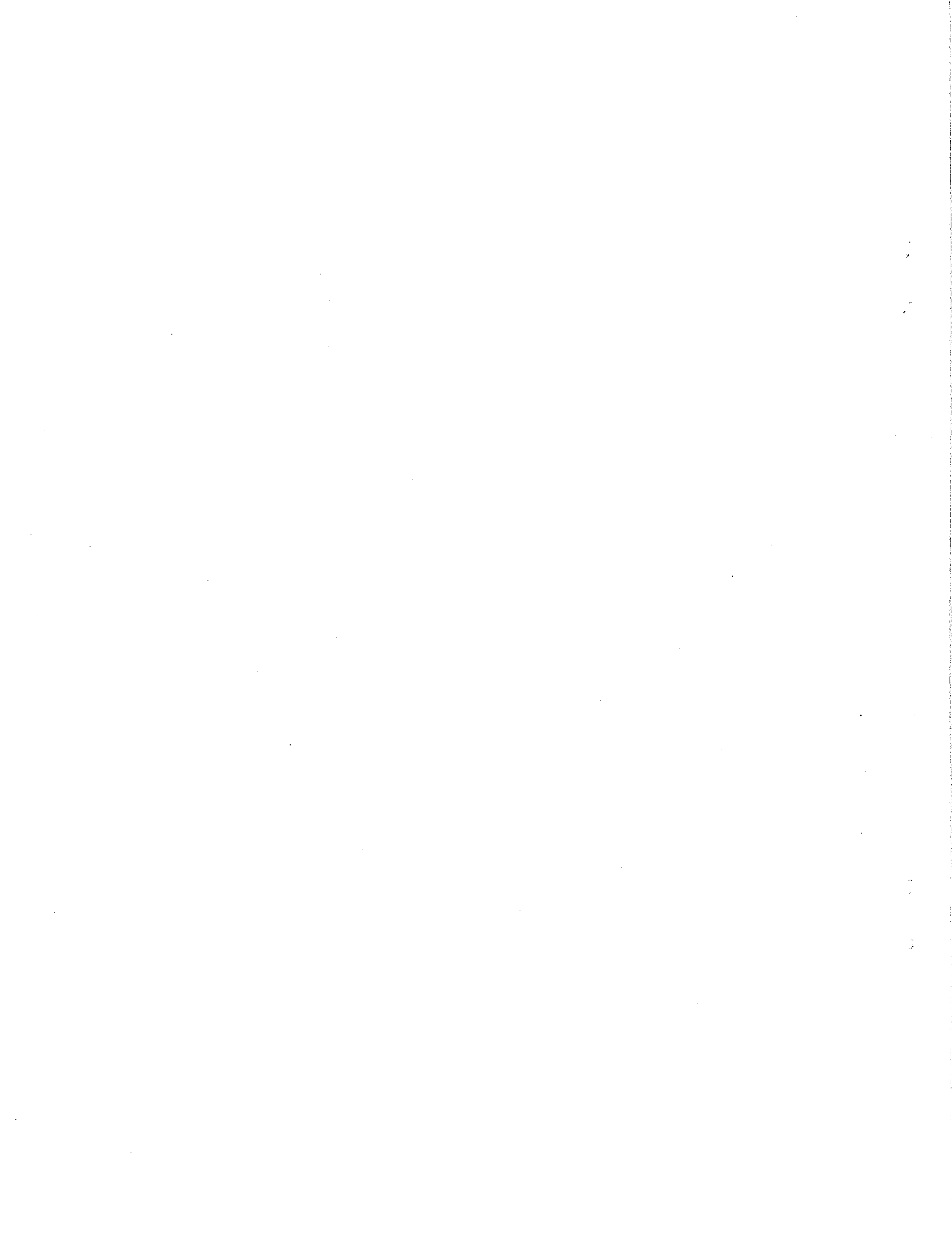
1	Interconexión Guatemala-México	8
A-1	Caso base 1994	81
A-2	Caso B, 230 kV, sin transportar energía activa	82
A-3	Caso C, 230 kV, intercambio de 80 MW, México-Guatemala ...	83
A-4	Caso D, 230 kV, intercambio de 100 MW, México-Guatemala ..	84
A-5	Caso E, 230 kV, intercambio de 40 MW, Guatemala-México ...	85
A-6	Caso F, 500 kV, sin transportar energía activa	86
A-7	Caso G, 500 kV, intercambio de 200 MW, México-Guatemala ..	87
A-8	Caso base, año 2000	88

<u>Diagramas</u>	<u>Página</u>
A-9 Caso I, 230 kV, intercambio de 200 MW, México-Guatemala	89
A-10 Caso J, 230 kV, intercambio de 50 MW, Guatemala-México	90
A-11 Caso K, 500 kV, intercambio de 300 MW, México-Guatemala	91
A-12 Caso M, 500 kV, intercambio de 500 MW, México-Guatemala	92
A-13 Caso N, 500 kV, intercambio de 400 MW, Guatemala-México	93

INDICE DE GRAFICOS

<u>Gráfico</u>		
1	Capacidad de intercambio	39
2	Sensibilización de las Alternativas con respecto al factor beneficio	40
3	Sensibilización de las Alternativas con respecto al factor inversión	41
4	Sensibilización de la Alternativa 1	42
5	Sensibilización de la Alternativa 1.1	43
6	Sensibilización de la Alternativa 1.2	44
7	Sensibilización de la Alternativa 2	45
8	Sensibilización de la Alternativa 3	46
9	Sensibilización de la TIR, Alternativa 1	47
10	Sensibilización de la TIR, Alternativa 2	48
11	Sensibilización de la TIR, Alternativa 3	49

<u>Gráfico</u>		<u>Página</u>
12	Sensibilización de la TIR, Alternativas 1, 2 y 3	50
13	INDE. Costos marginales-promedio anuales de corto plazo	51
14	INDE. Costos promedio-anuales de corto plazo	52
A-1	Función de pérdidas	77



I. PRESENTACION

La positiva experiencia habida en el campo de la integración eléctrica de los países del Istmo Centroamericano, las recientes iniciativas de éstos tendientes a ampliar la red de transmisión de la región, y la de México, Colombia y Venezuela para integrarse energéticamente entre ellos y Centroamérica, han motivado a México y Guatemala, a través de sus empresas nacionales de electricidad --la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.) y el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), respectivamente--, para estudiar la posibilidad de interconectar sus sistemas eléctricos con el objeto de aprovechar todas las ventajas que esa forma de operación de los sistemas ofrece.

Con el propósito de avanzar en ese proceso de integración eléctrica, el INDE y la C.F.E. han acordado un programa de estudios técnicos que posibilitará encontrar la mejor opción para interconectar ambos sistemas y la manera óptima de operarlos en forma coordinada. El primero de esos estudios, de carácter preliminar, permite, con el mínimo esfuerzo, definir una metodología consistente, adecuada y accesible para los otros estudios, al mismo tiempo que reduce el número de alternativas de interconexión eléctrica que deben considerarse.

Este documento presenta los resultados del estudio preliminar, en el cual se han propuesto tres alternativas de interconexión para someterlas a un análisis de operación del sistema de transmisión en estado estable, y a un análisis económico. Además, se esbozan las bases para el futuro estudio de factibilidad del proyecto.

El estudio se realizó con recursos profesionales y financieros del INDE y la C.F.E., y se ha contado con el apoyo de coordinación profesional y logística de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

II. ANTECEDENTES

La interconexión eléctrica entre Guatemala y México, por medio de sus respectivos entes nacionales de electricidad (la C.F.E. de México y el INDE de Guatemala), es un proyecto que se ha venido considerando desde hace algunos años. La crisis de abastecimiento eléctrico que sufrió Guatemala en 1984 propició la búsqueda de alternativas de interconexión rápida entre los dos países para ayudar a resolverla, iniciativa que no pudo concretarse debido a limitaciones en la capacidad de red de transmisión existentes en aquel momento.

Posteriormente, se desarrollaron estudios conjuntos para analizar una posible interconexión a 115 kV. Los resultados indicaron que era factible intercambiar cantidades reducidas de potencia y energía eléctrica, lo que hacía poco atractivo el proyecto.

Simultáneamente el INDE, en conjunto con las empresas nacionales de electricidad de los otros cinco países del Istmo Centroamericano y el grupo ENDESA de España, realizaron estudios del proyecto Sistema de Interconexión para América Central (SIPAC), consistente en una red troncal de interconexión de 500 kV. En la actualidad este proyecto se ha reformulado de tal manera que el reforzamiento de la red de interconexión evolucione en etapas, para acomodar mejor el proyecto a los potenciales intercambios de potencia y energía que podrán darse como resultado de una planificación coordinada de las adiciones de generación en los seis países de la región. Los estudios subsiguientes muy posiblemente se inicien durante 1992.

Por otra parte, en septiembre de 1990, los presidentes de México, Colombia y Venezuela (Grupo de los Tres, G-3) suscribieron la declaración que delimitó el marco para la integración energética entre esos países y Centroamérica.

De estos acuerdos surgió el Comité de Cooperación Energética y sus cuatro grupos de trabajo, entre los que destaca el de interconexión eléctrica. Cuenta con la participación de las empresas nacionales de electricidad del Grupo de los Tres y del Istmo Centroamericano, con el organismo de integración de estas últimas, el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), y con la CEPAL como secretaria del mismo. Este grupo de trabajo se ha abocado a desarrollar las actividades preparatorias

y a formular los términos de referencia del estudio de prefactibilidad para interconectar los sistemas eléctricos de los nueve países participantes, para lo que se ha propuesto a la CEPAL como unidad ejecutora.

Por último, en la tercera reunión extraordinaria del CEAC, y la tercera reunión del Grupo de Trabajo de Interconexión del Grupo de los Tres y el Istmo Centroamericano, se coordinaron ambas iniciativas de interconexión regional.

Como consecuencia de todas estas iniciativas, los Gobiernos de Guatemala y México han decidido intensificar la cooperación bilateral en esta materia, y es así como la C.F.E. y el INDE determinaron realizar un estudio de factibilidad de la interconexión de los dos sistemas. Para esto se llevaron a cabo dos reuniones de trabajo, en las cuales se acordó el correspondiente programa de actividades.

El presente trabajo constituye el resultado de la primera de esas actividades; representa una primera versión del estudio de prefactibilidad para la interconexión entre Guatemala y México. Tiene como propósito sustentar la solicitud para que algún organismo internacional o banco multilateral o regional, financie los estudios de factibilidad para este importante proyecto de integración. Adicionalmente, servirá como elemento para los futuros estudios del proyecto G-3/Istmo Centroamericano.

Este estudio se ha efectuado con recursos profesionales y financieros del INDE y la C.F.E., y se ha contado con el apoyo de coordinación profesional y logística de la CEPAL.

III. OBJETIVOS, ALCANCES Y BASES DEL ESTUDIO

Este estudio preliminar de interconexión eléctrica servirá de referencia para los próximos estudios de factibilidad del proyecto. Los objetivos generales propuestos para el estudio fueron:

1) Definir el esquema de posibles alternativas del proyecto de interconexión y la forma en que se incorporarían a los planes de desarrollo de cada una de las empresas.

2) Determinar un marco de acuerdos preliminares entre ambas empresas, sobre el modo como se realizarán los estudios de factibilidad del proyecto y, llegado el momento, la interconexión.

3) Fijar el método de trabajo y las herramientas computacionales que se usarán en los futuros estudios del proyecto.

4) Posibilitar el intercambio de información básica entre ambas empresas, para que los técnicos se familiaricen con los respectivos sistemas.

De acuerdo con estos objetivos, el estudio tuvo como metas practicar un análisis del comportamiento de las redes eléctricas en estado estable, y un análisis financiero, que reduzca el número de alternativas de interconexión a ser examinadas en la fase de factibilidad de los estudios.

A. SUPUESTOS BASICOS

Para la elaboración del documento se ha formulado una serie de supuestos que posibilitan analizar el comportamiento de la interconexión en estado estable, sin tener que realizar previamente un estudio sobre las probabilidades de intercambio de energía y potencia entre los dos sistemas, lo que hubiera requerido de una cantidad considerable de tiempo, recursos humanos y financieros.

Los supuestos formulados son los siguientes:

1) Se considera que los dos sistemas de generación tienen posibilidades ilimitadas de intercambio de energía y potencia eléctrica. Esto significa que se han supuesto algunas cantidades de intercambio de potencia por la línea de interconexión, sin importar si los sistemas de generación pueden suministrarla y sin que necesariamente sean los

intercambios más económicos. Lógicamente, los bloques considerados de intercambio son acordes con las posibilidades y el tamaño de cada sistema.

2) El estudio se ha basado en la propuesta, hecha por el INDE y aceptada por la C.F.E., de interconectar los sistemas de transmisión en la zona fronteriza de Tapachula, Chiapas. Esta propuesta se apoya en el hecho de que, una vez terminada de construir la línea de 230 kV que interconectará las subestaciones de Escuintla y San Sebastián en Guatemala, los puntos más cercanos para una interconexión internacional serán las subestaciones de Belisario Domínguez en México y de San Sebastián en Guatemala.

3) Se ha supuesto que los Planes Nacionales de Desarrollo de cada una de las empresas no cambian y que la línea de interconexión se agrega a esos planes.

4) Se han estimado válidos los pronósticos de demanda de potencia de cada empresa y que estas demandas son coincidentes en el tiempo.

5) Se considera que la fecha más probable para que cualquiera de las alternativas de interconexión esté lista para entrar en operación es 1994. Por lo tanto, ese año se supone como el año base de los análisis.

B. ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION

Una vez definida la zona de interconexión entre los dos sistemas eléctricos --la zona fronteriza de Tapachula--, las alternativas de interconexión dependen únicamente del nivel de voltaje de la línea.

Para poder precisar las distintas alternativas de voltaje de la línea de interconexión, se han tomado en cuenta elementos como los voltajes existentes en cada uno de los sistemas, las normas de cada empresa, los planes estratégicos que cada empresa tiene en relación con los niveles de alta tensión, y los compromisos y acuerdos que cada una ha establecido con otras empresas nacionales o de otros países.

En la actualidad, Guatemala posee un voltaje normalizado de alta tensión de 230 kV, y la planificación estratégica prevé que el siguiente nivel de voltaje para líneas de alta tensión será de 500 kV. Los avances logrados por las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano permiten

prever que el nivel de tensión más alta que se utilice en la región será de 500 kV.

En el caso de México, los voltajes normalizados para líneas de alta tensión son de 230 kV y 400 kV, y la planificación estratégica prevé que en el corto y mediano plazo no habrá un nivel de tensión superior en el sistema. En cuanto a sus compromisos internacionales que tienen relación con el proyecto, México los enmarca en el Grupo de los Tres junto con Colombia y Venezuela.

Considerando todos estos elementos, se han concretado las tres siguientes alternativas de voltaje para la línea de interconexión.

1. Alternativa 1, línea de 230 kV

La alternativa consiste en desarrollar una línea que interconectaría las subestaciones de San Sebastián en Guatemala con Belisario Domínguez en México, de un solo circuito, con una longitud aproximada de 113 km. (Véase el diagrama 1.)

Esta alternativa no requiere de ninguna modificación en los planes de desarrollo de las empresas, ya que por el lado de la C.F.E. se tiene previsto la puesta en operación para 1994 de un enlace de 230 kV entre la central hidroeléctrica de Angostura y Belisario Domínguez; en el caso del INDE actualmente está en construcción la línea de 230 kV que interconectará la subestación de San Sebastián con la central térmica de Escuintla, cuya conclusión será en 1993.

2. Alternativa 2, línea de 500 kV

La alternativa consiste en construir una línea de 500 kV que interconectaría las subestaciones de Guatemala Este, en Guatemala, con Belisario Domínguez, en México, donde se instalará un transformador de 500 kV a 400 kV, para que la C.F.E. pueda enlazar desde esa subestación con la central hidroeléctrica de Angostura. La línea sería de un solo circuito con una longitud aproximada de 257 km (véase de nuevo el diagrama 1.)

Interconectar los sistemas en este esquema requiere que la C.F.E. modifique su plan de desarrollo, ya que deberá reemplazar los dos enlaces de 230 kV previstos uno para 1994 y otro para el año 2000 entre Angostura

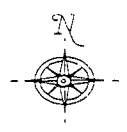
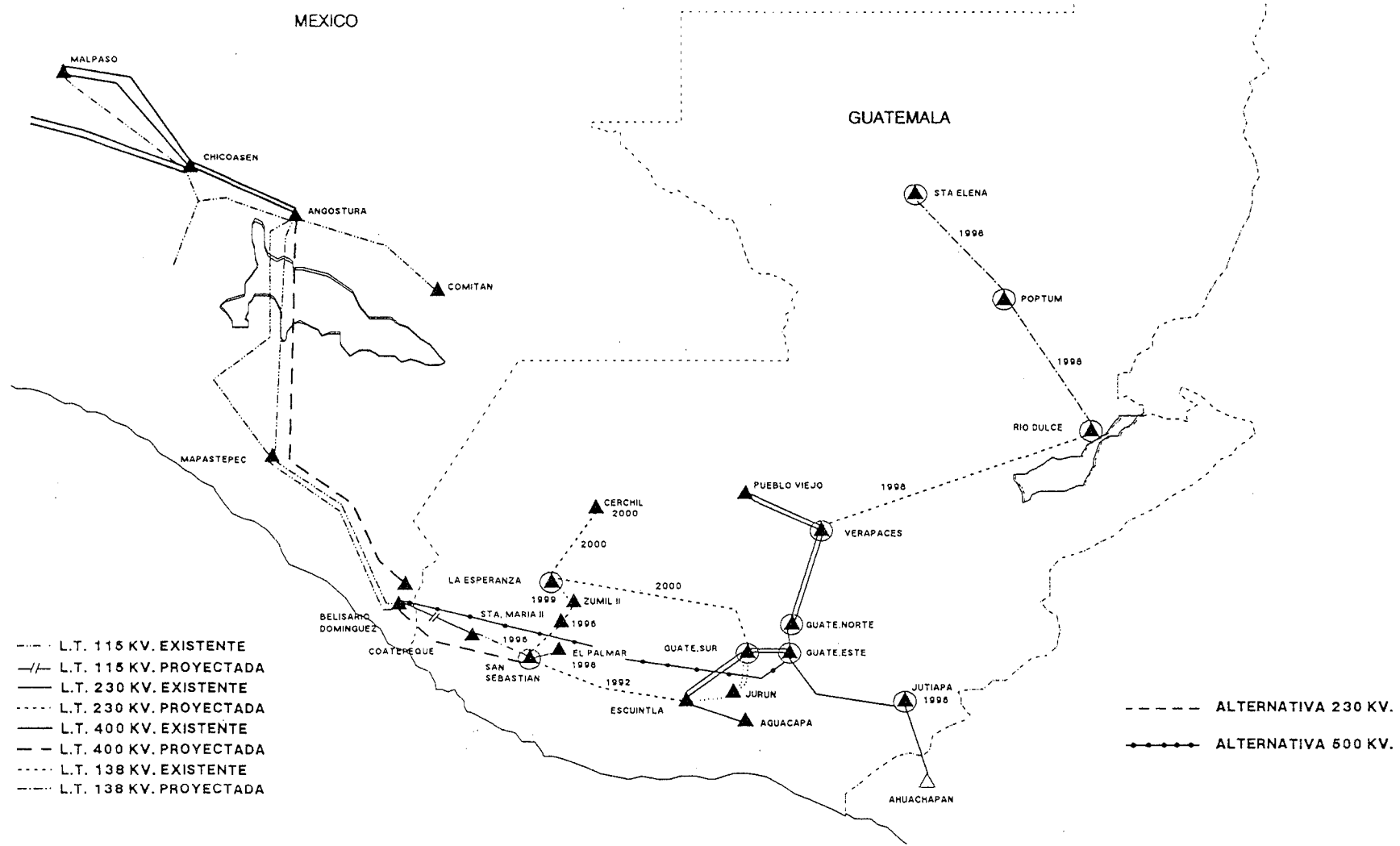


Diagrama 1

INTERCONEXION GUATEMALA - MEXICO



y Belisario Domínguez, por un enlace de 400 kV. La conveniencia o no de esto se demostrará en el análisis económico del proyecto, al cuantificar los costos y los beneficios de cada alternativa.

3. Alternativa 3, línea de 500 kV construida en etapas

Esta alternativa es una combinación de las dos anteriores y consiste en interconectar ambos sistemas por medio de una línea de 500 kV construida en etapas: inicialmente se construirá el tramo desde la subestación Belisario Domínguez hasta la de San Sebastián, con aislamiento para 500 kV, pero se operará en 230 kV; posteriormente, el tramo desde San Sebastián hasta Guatemala Este, simultáneamente con la subestación transformadora de 500/400 kV en Belisario Domínguez. Lo anterior implica que la C.F.E. construirá el enlace entre Angostura y Belisario Domínguez en 1994, con aislamiento para 400 kV, aunque en un comienzo será operado en 230 kV.

Los análisis en estado estable y financiero del proyecto suponen que la primera etapa de línea se construirá de tal forma que pueda estar operando en 1994, y la segunda etapa en el año 2000.

Esta alternativa tiene la ventaja de adaptarse mejor a las posibilidades reales de intercambios de potencia y energía de ambos sistemas, y de racionalizar el programa de inversiones, lo que lógicamente tendrá ventajas de tipo operativo y financiero. Sin embargo, la inversión es mayor.

Al igual que la alternativa 2, es indispensable que la C.F.E. modifique su plan de desarrollo de la transmisión, lo que se decidirá en función de los resultados de la operación del sistema eléctrico y del análisis financiero.

C. SISTEMAS DE TRANSMISION

Debido al tamaño y complejidad de los sistemas eléctricos, principalmente el de la C.F.E., ha sido necesario representar ambos en forma resumida pero equivalente. En la fase de los estudios de factibilidad podrán representarse en forma más detallada, aunque esto no necesariamente significará una ganancia sustancial en la precisión de los resultados.

Los sistemas de transmisión utilizados para el análisis de estado estable son los siguientes:

1) En el caso de Guatemala, se ha utilizado la red del Sistema Nacional Interconectado (SNI), reducida a los niveles de voltaje de 230 kV, 138 kV y la mayor parte del sistema de 69 kV, con excepción de la red metropolitana de la ciudad de Guatemala. (Véase de nuevo el diagrama 1.)

2) En el caso de México, se ha utilizado la red de alta tensión de la región sureste, que incluye los estados de Chiapas, Tabasco y Oaxaca, con voltajes de 69 kV y superiores. (Véase de nuevo el diagrama 1.)

D. BASES PARA EL ANALISIS ECONOMICO

El análisis económico del proyecto que se realiza en esta fase de los estudios preliminares constituye una primera aproximación, cuyo objetivo es proporcionar a los grupos de trabajo de la fase de factibilidad una orientación sobre las ventajas relativas de cada una de las alternativas de interconexión propuestas.

En esta fase de desarrollo aún no se han hecho los estudios de ingeniería de diseño necesarios para cuantificar y dimensionar cada una de las alternativas de la interconexión, por lo que los costos de inversión que se han utilizado han sido calculados a base de diseños típicos de líneas de transmisión y subestaciones a nivel de proyectos preliminares y con los criterios de planificación.

Los costos de operación y mantenimiento anual del proyecto han sido calculados como una función de los costos de inversión; éste es un criterio derivado de la experiencia que las empresas tienen en esta materia.

El costo o beneficio por la diferencia de pérdidas debida a los intercambios se ha calculado como la diferencia de pérdidas de potencia resultantes de los cálculos de flujos de carga, tomando en consideración o no el proyecto. La energía equivalente se ha valuado a los Costos Marginales de generación de Corto Plazo (CMCP).

Para calcular el costo por intercambios de potencia y energía económicas, se ha supuesto que éstas se pueden valuar al Costo Promedio de Corto Plazo (CPCP). Esto significa que el ahorro por intercambios de energía será la diferencia entre el CMCP y el CPCP.

El análisis económico se realizó calculando la relación beneficio/costo (B/C) y la tasa interna de retorno (TIR), de cada una de las alternativas.

IV. ANALISIS DE ESTADO ESTABLE

En este estudio preliminar, a partir de los supuestos ya descritos se ha realizado exclusivamente un análisis del comportamiento en estado estable de la red de transmisión de los sistemas nacionales, con la línea de interconexión incorporada.

En este capítulo se describen más detalladamente los objetivos del análisis en estado estable, las bases sobre las que se realizó, los resultados obtenidos y las conclusiones dignas de destacar para ser tomadas en cuenta en las siguientes fases de los estudios.

A. OBJETIVOS Y BASES DEL ANALISIS

El análisis persigue los siguientes objetivos específicos:

- 1) Preparar y depurar la información detallada de las redes de transmisión de los dos países, así como decidir sobre la topología que se usará en los estudios de redes en la fase de factibilidad del proyecto.
- 2) Determinar el límite máximo de intercambio de cada una de las tres alternativas propuestas, el que será usado para el cálculo de los beneficios en el análisis financiero.
- 3) Evaluar el comportamiento en estado estable de las redes nacionales, al incorporar la línea de interconexión que transmite cantidades considerables de potencia.
- 5) Detectar los problemas de transmisión más importantes que se presentarían en la operación de los dos sistemas en forma sincronizada, para que sean analizados con más profundidad en las siguientes etapas de los estudios.

El análisis se basó en estudios de flujos de carga, suponiendo la interconexión tal como se describió en el capítulo III. Para el cálculo de flujos de carga, se utilizó el modelo para estudios de cargas desarrollado por la Western Systems Coordinating Council (WSCC), que la C.F.E. tiene disponible.

Los principales supuestos utilizados para el estudio de flujos de carga son los siguientes:

1) Los sistemas de transmisión que se han simulado comprenden la red de transmisión en alta tensión (más de 69 kV) del área sureste del sistema interconectado de México, y la red de alta tensión (más de 69 kV) de todo el sistema interconectado de Guatemala.

2) Se han empleado los pronósticos de demanda de potencia máxima de ambos países, omitiendo un análisis de demandas no coincidentes, y considerando que ambas coinciden en el tiempo y que, por lo tanto, la demanda del sistema interconectado será la suma de la demanda de cada uno de los sistemas nacionales.

3) Se ha supuesto que los sistemas de generación de cada país tienen capacidad ilimitada de producción, lo que significa que no se ha formulado ningún tipo de restricción en ese sentido, y por ende las barras de compensación u oscilantes (slack buses) podrán suministrar toda la demanda de generación faltante que los sistemas requieran para operar en estado estable.

4) Como consecuencia del supuesto anterior, no se ha realizado un despacho de carga económico previo al flujo de carga, sino que se han modelado las centrales generadoras de acuerdo con el régimen normal de operaciones, y el faltante o sobrante de potencia es suministrado por las barras oscilantes de cada sistema.

5) Se han simulado flujos de carga con demanda máxima para los años 1994 y 2000.

6) En todos los casos estudiados se ha usado la posibilidad que ofrece el modelo de asignar cantidades fijas de intercambios de potencia entre dos sistemas, asignando éstas a la línea de interconexión y permitiendo que el mismo modelo haga las compensaciones necesarias en las barras oscilantes.

7) Se han estudiado dos series de casos, una para 1994 y otra para el año 2000. En ambas series se simulan unos casos con una línea de 230 kV entre las barras de las subestaciones Belisario Domínguez en México y San Sebastián en Guatemala, y otros con una línea de 500 kV entre las subestaciones de Belisario Domínguez y Guatemala Este.

En los casos con la línea de 230 kV no se requiere ningún cambio en los planes de desarrollo de los sistemas de transmisión de las empresas, mientras que en aquellos con la línea de 500 kV se presupone que entre la

subestación de Belisario Domínguez y la central Angostura se sustituirá el doble enlace de 230 kV previsto por uno de un solo circuito de 400 kV y un transformador de 400/500 kV en Belisario Domínguez.

Con estas dos series de casos se cubren las tres alternativas que se proponen.

B. DESCRIPCION DE CASOS Y ANALISIS DE RESULTADOS

Los años considerados en el análisis corresponden a 1994 y 2000. Para el primer año se simularon siete casos y para el segundo, cinco. Se hicieron simulaciones de flujo de carga para condiciones de carga máxima, considerando las opciones discutidas en el capítulo anterior. Las situaciones estudiadas fueron las siguientes:

- 1) Operación aislada de los sistemas, lo cual permite conocer las condiciones de cada uno de los sistemas antes de operar la interconexión.
- 2) Línea de interconexión que opera con transferencia nula de potencia activa, lo cual permite determinar la generación de potencia reactiva para las opciones de la línea de interconexión.
- 3) Intercambios de potencia entre los dos países, con el propósito de determinar las transferencias máximas y sus limitantes, en cada una de las opciones.

Los casos simulados se muestran en los cuadros 1 y 2. Un análisis detallado de cada uno de ellos, así como sus diagramas respectivos, que muestran las condiciones de las redes, se encuentran en el anexo.

1. Generación de potencia reactiva

- a) En el año 1994, los sistemas de transmisión de ambos países generan potencia reactiva, generación que es mayor en el sistema mexicano, donde la línea de 230 kV Angostura-Belisario Domínguez se había previsto para iniciar su operación en un voltaje de 115 kV. Como parte del proyecto de interconexión, se ha adelantado la operación a 230 kV para esa línea.
- b) La línea de interconexión incrementa la generación de reactiva en los sistemas de transmisión de ambos países. En menor grado para las opciones en 230 kV (la línea Belisario Domínguez-San Sebastián genera 30 MVA) y en

Cuadro 1

INTERCONEXION GUATEMALA-MEXICO: RESUMEN DE CASOS, 1994

Caso	Voltaje (kV)	Descripción	Flujo a/ MEX-GU (MW)	Diagrama b/
A Base		Sistemas separados, sin considerar interconexión	-	A-1
B	230	Línea B. Domínguez-San Sebastián sin transportar energía activa	-	A-2
C	230	Línea B. Domínguez-San Sebastián transportando 80 MW a Guatemala	80	A-3
D	230	Línea B. Domínguez-San Sebastián transportando 100 MW a Guatemala	100	A-4
E	230	Línea B. Domínguez-San Sebastián transportando 40 MW a México	-40	A-5
F	500	Línea B. Domínguez-Guatemala Este sin transportar energía activa	-	A-6
G	500	Línea B. Domínguez-Guatemala Este transportando 200 MW a Guatemala	200	A-7

a/ Los flujos negativos son en el sentido de Guatemala a México.

b/ Los diagramas de cada caso y el análisis y detallado de los mismos se encuentran en el anexo.

Cuadro 2

INTERCONEXION GUATEMALA-MEXICO: RESUMEN DE CASOS, 2000

Caso	Voltaje (kV)	Descripción	Flujo a/ MEX-GU (MW)	Diagrama b/
H Base		Sistemas separados, sin considerar interconexión	-	A-8
I	230	Línea B. Domínguez-San Sebastián transportando 200 MW a Guatemala	200	A-9
J	230	Línea B. Domínguez-San Sebastián transportando 50 MW a México	-50	A-10
K	500	Línea B. Domínguez-Guatemala Este transportando 200 MW a Guatemala y 100 MW a Centroamérica	300	A-11
M	500	Línea B. Domínguez-Guatemala Este transportando 250 MW a Guatemala y 250 MW a Centroamérica	500	A-12
N	500	Línea B. Domínguez-Guatemala Este transportando 400 MW de Centroamérica y Guatemala a México	-400	A-13

a/ Los flujos negativos son en el sentido de Guatemala a México.

b/ Los diagramas de cada caso y el análisis y detallado de los mismos se encuentran en el anexo.

grandes proporciones para la opción de 500 kV (la línea Belisario Domínguez-Guatemala Este genera 240 MVA).

2. Capacidad de transferencia

a) Para las opciones en 230 kV, el límite de intercambio de México a Guatemala es entre 150 y 180 MW. De Guatemala hacia México este límite es de 50 MW. Para el primer caso, las restricciones de transmisión están impuestas por la capacidad de las subestaciones de enlace, y para el segundo, por las características del sistema guatemalteco.

b) Para opciones en 500 kV, el límite de transferencia es del orden de 500 MW. Intercambios de esa magnitud implicarían, cuando los envíos son de México hacia Guatemala, transferencias hacia otros países del Istmo Centroamericano; mientras que cuando son de Guatemala hacia México representarían exportaciones de otros países del Istmo Centroamericano hacia México.

3. Voltajes

En los casos analizados, los voltajes en las barras permanecen dentro del margen de alrededor de 5% del valor nominal. En las siguientes etapas del estudio se deberá poner especial atención a la compensación de la potencia reactiva para situaciones de carga mínima.

4. Contingencias

En este estudio no se realizó un análisis detallado de contingencias en estado estable a causa de limitaciones en el tiempo disponible. Sin embargo, se puede asegurar que por la debilidad de las redes, sobre todo la de Guatemala, una falla en alguna de las principales líneas de transmisión, cuyos flujos están ligados al de la línea de interconexión, la haría inoperante. Por lo tanto, se recomienda que en la siguiente fase del estudio se profundice en este tema con el fin de definir una estrategia conjunta de protección de los sistemas nacionales.

5. Pérdidas

Del análisis de pérdidas para las opciones estudiadas, se observa que en general, al haber transferencias entre los dos sistemas, aumentan las pérdidas globales de la red, aunque permanecen en límites razonables.

C. CONCLUSIONES

Las principales conclusiones que se pueden obtener de este análisis de estado estable de la operación de la interconexión, son las siguientes:

1) En general, se puede concluir que en todos los casos el sistema interconectado puede operar dentro de límites razonables para estado estable.

2) En todos los casos se manifiesta un pequeño problema de exceso de potencia reactiva en los sistemas nacionales en la zona de interconexión, el que se incrementa al incorporar la línea de interconexión. Deberá estudiarse la forma de compensar los excesos de reactiva para mejorar las condiciones de operación en estado estable.

3) En las alternativas de interconexión de 230 kV, el límite de intercambios debidos al sistema de transmisión lo imponen los enlaces de las redes nacionales a las subestaciones de intercambio y la propia línea, mientras que en las alternativas de 500 kV, ese límite está fijado únicamente por los enlaces de las redes nacionales. En el caso de 230 kV, el límite se halla entre 150 MW y 180 MW, mientras que en el caso de 500 kV es del orden de 500 MW.

4) Las pérdidas de potencia activa ocasionadas por los flujos de intercambio no incrementan significativamente las pérdidas totales de los dos sistemas.

5) En el caso de una línea de interconexión en 230 kV, existe más capacidad de exportación desde México hacia Guatemala, por la debilidad de esta última red de transmisión.

6) La serie de casos de interconexión en 500 kV permite concluir que el sistema de México podría importar o exportar considerables cantidades de potencia (hasta 500 MW), de y hacia toda la región centroamericana.

V. ANALISIS ECONOMICO PRELIMINAR

El análisis económico desarrollado en este estudio es de carácter preliminar; al estar basado en una serie de supuestos generales, sus resultados tienen un valor aproximativo; y sirven para orientar sobre las alternativas más favorables de la interconexión.

Los objetivos específicos de este análisis son:

1) Evaluar, desde el punto de vista económico, las alternativas propuestas para la interconexión eléctrica entre los sistemas de México y Guatemala, y establecer el margen de rentabilidad que puede tener el proyecto.

2) Orientar a las empresas sobre las alternativas más atractivas desde el punto de vista económico para que sean estudiadas con mayor detalle en la fase de factibilidad del proyecto.

3) Proponer la metodología de evaluación económica y financiera que se aplicará en la fase de factibilidad del proyecto.

A. COSTOS DEL PROYECTO

Los costos que se han considerado en cada alternativa, y que han servido para el análisis de beneficio/costo, han sido los costos de inversión, operación, mantenimiento y de pérdidas.

1. Costos de inversión

Los costos de inversión de cada alternativa se han calculado basándose en presupuestos preliminares de las obras necesarias para la interconexión. Las bases del cálculo del presupuesto son las siguientes:

a) En cada alternativa se han supuesto los costos unitarios de las obras en el territorio de cada país, basándose en los costos unitarios que cada empresa maneja para obras de este tipo.

b) En todos los casos los costos unitarios utilizados son a nivel de planificación, con diseños normalizados para la etapa de planificación, de acuerdo con los criterios que cada empresa aplica. En el caso de México, fueron tomados del documento de precios promedio elaborado por la Subdirección de Construcción de la C.F.E., actualizados al mes de julio de

1991. En el caso de Guatemala se han utilizado los costos unitarios calculados por la Unidad de Planificación del Sistema Eléctrico, actualizados a julio de 1990, que sirvieron de base para la actualización del Plan Nacional de Electrificación.

c) Las rutas de las líneas y las dimensiones de los equipos son aproximados, y se apoyan en los criterios de planificación.

d) En las alternativas en que es necesario modificar el plan de desarrollo de la transmisión de alguna de las empresas se consideran las modificaciones como "obras asociadas" a la interconexión y forman parte de los costos de la alternativa. Las obras que se sustituyen o se cancelan porque se hacen las obras asociadas, se consideran como "evitadas" (véase el cuadro 3), y sus costos se descuentan de las inversiones totales del proyecto. De esta forma, los costos de inversión se integran de la suma de las obras de interconexión más las obras asociadas, menos las obras sustituidas.

e) El programa anual de inversiones se ha elaborado suponiendo que las obras se construyen en tres años. Los desembolsos en el caso de las líneas es de 20% en el primer año, 50% en el segundo y 30% en el tercero, y en el de las subestaciones es de 40% en el primero, 40% en el segundo y 20% en el tercero.

f) Se ha supuesto un período de vida útil de las obras de 30 años.

a) Alternativa 1

En la alternativa 1 se han considerado como obras de la interconexión, la línea de 230 kV, de 113 km, desde Belisario Domínguez hasta San Sebastián, y los campos de línea de cada una de las dos subestaciones. Esta alternativa no tiene obras asociadas ni obras evitadas, ya que no requiere de ninguna modificación en los planes de desarrollo de las empresas.

El presupuesto y el programa de inversiones anual se muestra en el cuadro 4.

Cuadro 3
PRESUPUESTO Y PROGRAMA DE INVERSIONES
OBRAS EVITADAS

(Miles de dólares)

	Presupuesto			Año de entrada	Programa de inversiones			
	Total	Unidad a/	Costo por unidad		Año	Total	Línea de transmisión	Subestación
Total obras evitadas	32,828					32,828	15,480	17,348
1. Línea de transmisión Angostura-Belisario Domínguez 230 kV circuito 1	9,072	180	50	1994	1992	8,328	1,814	6,514
2. Línea de transmisión Angostura-Belisario Domínguez 230 kV circuito 2	6,408	180	36	2000	1993	11,050	4,536	6,514
					1994	5,978	2,722	3,257
3. Subestación Angostura 230 kV	13,436				1995			
- Campo línea circuito 1	532	1	532	1994	1996			-
- Campo línea circuito 2	532	1	532	2000	1997			-
- Campo transformador 230 kV	436	1	436	1994	1998	1,707	1,282	426
- Campo transformador 400 kV	937	1	937	1994	1999	3,630	3,204	426
- Banco transformador 400/230 kV 125 MVA	11,000	2	5,500	1994	2000	2,135	1,922	213
4. Subestación Belisario Domínguez	3,912							
- Campo línea circuito 1	532	1	532	1994				
- Campo línea circuito 2	532	1	532	2000				
- Campo transformador 230 kV	436	1	436	1994				
- Campo transformador 115 kV	251	1	251	1994				
- Banco transformador 230/115 kV 100 MVA	2,161	1	2,161	1994				

a/ Para líneas de transmisión se refieren a kilómetros. Para subestaciones, se refiere al número de campos que se equipan.

Cuadro 4
 PRESUPUESTO Y PROGRAMA DE INVERSIONES
 ALTERNATIVA 1
 (Miles de dólares)

	Presupuesto			Año de entrada	Programa de inversiones			
	Total	Unidad a/	Costo por unidad		Año	Total	Línea de transmisión	Subestación
Total interconexión	9,067					9,067	7,893	1,174
Línea de transmisión Belisario Domínguez-Frontera 230 kV	2,369	47	50	1994	1992	2,048	1,579	470
Línea de transmisión Frontera-San Sebastián 230 kV	5,524	66	84	1994	1993	4,416	3,947	470
					1994	2,603	2,368	235
Campo línea 230 kV San Sebastián	642	1	642	1994				
Campo línea 230 kV Belisario Domínguez	532	1	532	1994				

a/ Para líneas de transmisión se refieren a kilómetros. Para subestaciones, se refiere al número de campos que se equipan.

b) Alternativa 2

En la alternativa 2 se han considerado como obras de la interconexión, la línea de 500 kV, de 257 km, desde Belisario Domínguez hasta Guatemala Este, dos bancos de transformación de 400/500 kV de 150 MVA cada uno en Belisario Domínguez, los campos de transformación y los campos de línea de cada una de las dos subestaciones.

Las obras asociadas en esta alternativa son la línea de 400 kV, de 180 km entre Angostura y Belisario Domínguez, un banco de transformación de 400/115 kV de 125 MVA en Belisario Domínguez, los campos de transformación y los campos de línea de cada una de las dos subestaciones.

Las obras sustituidas en esta alternativa son la línea de 230 kV de doble circuito, de 180 km entre Angostura y Belisario Domínguez, dos bancos de transformación de 400/230 kV de 125 MVA cada uno en Angostura, un banco de transformación de 230/115 kV de 100 MVA en Belisario Domínguez, y los campos de transformación y de línea de las dos subestaciones.

El presupuesto y el programa de inversiones anual se muestra en el cuadro 5.

c) Alternativa 3

La alternativa 3 es similar a la alternativa 2, sólo que las inversiones se ejecutan en dos etapas. La primera, la línea de 500 kV entre Belisario Domínguez y San Sebastián en 1994, que operaría en 230 kV, y la segunda, la línea entre San Sebastián y Guatemala Este en el año 2000 y la transformación de 400/500 kV en Belisario Domínguez.

En esta alternativa se han considerado como obras de la interconexión: la línea de 500 kV, de 257 km, desde Belisario Domínguez hasta Guatemala Este, dos bancos de transformación de 400/500 kV de 150 MVA cada uno en Belisario Domínguez, los campos de transformación y los campos de línea de cada una de las dos subestaciones.

Las obras asociadas son: la línea de 400 kV, de 180 km, entre Angostura y Belisario Domínguez, un banco de transformación de 400/115 kV de 125 MVA en Belisario Domínguez, los campos de transformación y los campos de línea de cada una de las dos subestaciones.

Cuadro 5
PRESUPUESTO Y PROGRAMA DE INVERSIONES
ALTERNATIVA 2

(Miles de dólares)

	Presupuesto			Año de entrada	Año	Programa de inversiones							
	Total	Unidad a/	Costo por unidad			Total	Interconexión			Obras asociadas			
							Total	Línea de transmisión	Subestación	Total	Línea de transmisión	Subestación	
Total proyecto	81,823												
1. Interconexión	58,117					81,823	58,117	35,980	22,137	23,706	14,940	8,766	
1.1 Línea de transmisión Belisario Domínguez-Frontera 500 kV	6,580	47	140	1994	1992	22,545	16,051	7,196	8,855	6,494	2,988	3,506	
1.2 Línea de transmisión Frontera-Guatemala Este	29,400	210	140	1994	1993	37,821	26,845	17,990	8,855	10,976	7,470	3,506	
1.3 Campo línea 500 kV Guatemala Este	1,400	1	1,400	1994	1994	21,457	15,221	10,794	4,427	6,235	4,482	1,753	
1.4 Campo línea 500 kV Belisario Domínguez	1,400	1	1,400	1994									
1.5 Campo transformador 500 kV Belisario Domínguez	1,200	1	1,200	1994									
1.6 Campo transformador 400 kV Belisario Domínguez	937	1	937	1994									
1.7 Banco transformador 400/500 kV 150 MVA	17,200	2	8,600	1994									

/Continúa

Cuadro 5 (Conclusión)

	Presupuesto			Año de entrada	Programa de inversiones							
	Total	Unidad a/	Costo por unidad		Año	Total	Interconexión		Obras asociadas			
							Total	Línea de transmisión	Subestación	Total	Línea de transmisión	Subestación
2. Obras asociadas	23,706											
2.1 Línea de transmisión Angostura-Belisario Domínguez 400 kV	14,940	180	83	1994								
2.2 Subestación Angostura 400 kV	1,144											
- Campo línea 400 kV	1,144	1	1,144	1994								
2.3 Subestación Belisario Domínguez 400 kV	7,622											
- Campo línea 400 kV	1,144	1	1,144	1994								
- Campo transformador 400 kV	937	1	937	1994								
- Campo transformador 115 kV	251	1	251	1994								
- Banco transformador 400/115 kV 125 MVA	5,290	1	5,290	1994								

a/ Para líneas de transmisión se refieren a kilómetros. Para subestaciones, se refiere al número de campos que se equipan.

Las obras evitadas son: la línea de 230 kV de doble circuito, de 180 km entre Angostura y Belisario Domínguez, dos bancos de transformación de 400/230 kV de 125 MVA cada uno de Angostura, un banco de transformación de 230/115 kV de 100 MVA de Belisario Domínguez, y los campos de transformación y de línea de las dos subestaciones.

En esta alternativa también hay obras "temporales", que servirán mientras la línea opere en 230 kV desde 1994 hasta el año 2000, luego de lo cual se considera que tiene un valor de rescate equivalente a su costo menos la depreciación lineal de los años de uso. Las obras temporales en esta alternativa son: dos bancos de transformación de 400/230 kV, de 125 MVA cada uno en Angostura, un banco de transformación de 230/115 kV, de 100 MVA en Belisario Domínguez, y los campos de transformación y de línea de las dos subestaciones y de San Sebastián.

El presupuesto y el programa de inversiones anual se muestra en el cuadro 6.

2. Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento de cada alternativa se han calculado con el criterio de un porcentaje de los costos de inversión. Se ha adoptado para este estudio el 2% de los costos de inversión de las obras de interconexión, es decir, que no se consideran como costos de operación y mantenimiento los de las obras asociadas.

3. Costos de pérdidas

La diferencia de las pérdidas de potencia y energía eléctrica, debidas al incremento de los flujos como consecuencia de los intercambios, se calcularon tomando como referencia los dos casos base estudiados en el Análisis de Estado Estable (véase el capítulo IV y el Anexo), estableciendo una correlación basada en cálculos de regresión lineal, entre las pérdidas de potencia y los intercambios que se realizan.

La aproximación de tipo lineal que se calculó se sustenta en que, según se aprecia en el gráfico I-1 del anexo, el incremento de las pérdidas de potencia de los dos sistemas para las cantidades de intercambio que se pueden esperar es tan pequeño que la función puede suponerse lineal sin que se cometan apreciables distorsiones. Además, en este estudio no se

Cuadro 6
 PRESUPUESTO Y PROGRAMA DE INVERSIONES
 ALTERNATIVA 3

(Miles de dólares)

	Presupuesto			Año de entrada	Año	Programa de inversiones									
	Total	Unidad a/	Costo por unidad			Total	Interconexión			Obras asociadas			Obras temporales		
							Total	LT	SE	Total	LT	SE	Total	LT	SE
Total proyecto	99,081					85,114	57,917	35,980	21,937	23,706	14,940	8,766	3,492	3,492	
1. Interconexión	57,917														
1.1 Línea de transmisión Belisario Domínguez-Frontera 500 kV	6,580	47	140	1994	1992	13,135	3,164	3,164		2,988	2,988		6,983	6,983	
1.2 Línea de transmisión Frontera-San Sebastián 500 kV	9,240	66	140	1994	1993	22,363	7,910	7,910		7,470	7,470		6,983	6,983	
1.3 Línea de transmisión San Sebastián-Guatemala Este 500 kV	20,160	144	140	2000	1994	12,720	4,746	4,746		4,482	4,482		3,492	3,492	
1.4 Campo línea 500 kV Guatemala Este	1,400	1	1,400	2000	1995										
1.5 Campo línea 500 kV Belisario Domínguez	1,400	1	1,400	2000	1996										
1.6 Campo transformador 500 kV Belisario Domínguez	1,200	1	1,200	2000	1997										
1.7 Campo transformador 400 kV Belisario Domínguez	937	1	937	2000	1998	16,313	12,807	4,032	8,775	3,506		3,506			
1.8 Banco transformador 400/500 kV 150 MVA	17,000	2	8,500	2000	1999	22,361	18,855	10,080	8,775	3,506		3,506			
2. Obras asociadas	23,706				2000	-1,778	10,435	6,048	4,387	1,753		1,753	-13,966	-13,966	
2.1 Línea de transmisión Angostura-Belisario Domínguez 400 kV	14,940	180	83	1994											
2.2 Subestación Angostura 400 kV	1,144														
- Campo línea 400 kV	1,144	1	1,144	2000											

27

/Continúa

Cuadro 6 (Conclusión)

	Presupuesto			Año de entrada	Programa de inversiones												
	Total	Unidad a/	Costo por unidad		Año	Total	Interconexión			Obras asociadas			Obras temporales				
							Total	LT	SE	Total	LT	SE	Total	LT	SE		
2.3 Subestación Belisario Domínguez 400 kV	7,622																
- Campo línea 400 kV	1,144	1	1,144	2000													
- Campo transformador 400 kV	937	1	937	2000													
- Campo transformador 115 kV	251	1	251	2000													
- Banco transformador 400/115 kV 125 MVA	5,290	1	5,290	2000													
3. Obras temporales	17,458																
3.1 Subestación Angostura	12,904																
- Campo transformador 400 kV	937	1	937	1994													
- Campo transformador 230 kV	436	1	436	1994													
- Banco transformador 400/230 kV 125 MVA	11,000	2	5500	1994													
- Campo línea 230 kV	532	1	532	1994													
3.2 Subestación Belisario Domínguez	3,912																
- Campo línea 230 kV	1,064	2	532	1994													
- Campo transformador 230 kV	436	1	436	1994													
- Campo transformador 115 kV	251	1	251	1994													
- Banco transformador 230/115 kV 100 MVA	2,161	1	2161	1994													
3.3 Subestación San Sebastián	642																
- Campo línea 230 kV	642	1	642	1994													

Nota: LT = Línea de transmisión

SE = Subestación

a/ Para líneas de transmisión se refieren a kilómetros. Para subestaciones, se refiere al número de campos que se ocupan.

consideraron suficientes casos de flujos de carga que permitieran hacer un cálculo más exacto de la función de pérdidas.

La ecuación de regresión aplicada para el cálculo de las pérdidas de potencia, en función de los intercambios, es de la forma:

$$\text{PERDIDA} = A + B \cdot \text{INTERCAMBIO}$$

donde $A = 180.0307$ y $B = 0.040669$

Una vez calculadas las pérdidas de potencia, se hizo lo mismo con las pérdidas de energía, aplicando un factor de carga de las pérdidas. El factor de carga que se ha utilizado en el análisis económico es de 0.42 que equivale al del sistema de Guatemala. Se adoptó este valor porque no se contó con el de la zona sureste de México. Se recomienda que en la fase de factibilidad se afine este criterio.

Por último, las pérdidas de energía se han valuado al CMCP promedio de cada año hasta el año 2000, a partir del cual se supone constante. Por las mismas razones del factor de carga de las pérdidas, se han supuesto los CMCP calculados para el sistema de Guatemala, los que se muestran en el cuadro 7 y en el gráfico 13. */

B. BENEFICIOS DEL PROYECTO.

En este análisis de beneficio/costo únicamente se han calculado los beneficios del ahorro producido por la diferencia en el costo de la energía de intercambio frente a la energía sustituida. Las bases sobre las que se han calculado los beneficios son las siguientes:

- 1) Se calcularon los beneficios para la máxima capacidad de intercambio posible de cada alternativa.
- 2) No se incluyen beneficios por disminución en la energía no servida, debida a la variación en la probabilidad de pérdida de carga (LOLP).

*/ Los gráficos que se mencionan aparecen al final de este capítulo.

Cuadro 7

GUATEMALA: COSTOS PROMEDIO DE CORTO PLAZO (CPCP)
Y COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO (CMCP)
PROMEDIOS ANUALES

(MILLS/kWh) a/

	Costos promedio de corto plazo				Costos marginales de corto plazo			
	Bajo b/	Medio	Alto	CPCP	Bajo	Medio	Alto	CMCP
1990	28.4	6.6	1.9	10.4	83.7	38.3	20.1	44.4
1991	33.2	9.5	3.9	13.6	99.8	45.0	31.3	54.2
1992	37.7	12.9	6.7	17.1	105.8	55.6	46.0	64.7
1993	43.2	16.8	9.9	21.2	112.2	72.9	57.7	78.3
1994	36.2	13.5	8.9	17.6	85.5	51.6	50.7	59.0
1995	33.0	16.2	10.9	18.8	78.4	54.4	52.3	59.3
1996	33.6	15.4	8.4	17.9	89.3	53.5	44.0	59.4
1997	38.0	18.6	11.4	21.3	107.5	60.4	54.3	69.6
1998	38.7	17.6	9.0	20.4	111.6	59.5	46.0	68.2
1999	32.8	14.2	6.6	16.7	107.4	56.7	45.7	65.6
2000	30.4	11.3	3.3	13.8	104.4	52.7	27.5	58.7

a/ MILLS/kWh = milésimas de dólar por kilovatio hora.

b/ Corresponde a años hidrológicos secos, promedio y húmedos.

3) Únicamente se valúan los beneficios de intercambios de energía y no los de potencia, suponiendo un factor de carga de 0.3.

4) El beneficio por el intercambio de energía es el resultado de la sustitución de energía al CMCP de generación promedio de cada año por energía al costo promedio de generación de corto plazo CPCP, promedio de cada año. Es decir, que el beneficio por la energía intercambiada se valúa por la diferencia entre el CMCP y el CPCP promedio de cada año. Se han utilizado los valores de CMCP y CPCP, calculados por el INDE para su sistema (véase de nuevo el cuadro 7 y los gráficos 13 y 14).

5) No se incluye ningún posible beneficio por pago de derecho de uso de las líneas de transmisión para exportación a terceros países.

El límite de transferencia de energía de cada alternativa está condicionado a su límite de transferencia de potencia si se considera un factor de carga constante a lo largo del tiempo. Para calcular las transferencias de energía, se tomaron en cuenta las restricciones en la capacidad de transporte de los sistemas nacionales y de la línea de interconexión que se evidenciaron en el análisis de flujos de carga.

La "potencia disponible" en la subestación de intercambio es el resultado de descontar la demanda de potencia del sistema de cada país que la subestación abastece a la capacidad de transporte de los enlaces de las redes nacionales. En todas las alternativas se usó la demanda de la subestación Belisario Domínguez como referencia.

El límite de intercambio de potencia para cada alternativa se muestra en el gráfico 1, y se calculó de la manera siguiente:

1. Alternativa 1

El límite de intercambio de potencia de esta alternativa está condicionado por la capacidad que tienen los enlaces de los sistemas nacionales de abastecer a la línea de interconexión y por la capacidad que la propia línea posee.

Debido a que no se pudo establecer con certeza ninguno de los dos límites, sino únicamente un rango entre 150 MW y 180 MW por circuito de 230 kV, se evaluaron dos variantes de esta alternativa.

En la alternativa 1.1 se considera que cada uno de los circuitos de 230 kV, que van de la subestación Angostura a Belisario Domínguez, tiene una capacidad de transmisión de 150 MW. Debido a que el primer circuito estará operando en 1994 y el segundo a partir del año 2000, entre esos años la potencia disponible en Belisario Domínguez será la diferencia entre la potencia usada en el sistema y los 150 MW de capacidad de transporte del enlace. A partir del año 2000 será la diferencia entre la potencia usada en el sistema y 300 MW.

También se considera que la línea de interconexión tiene una capacidad de transporte de 150 MW, por lo que el intercambio máximo de potencia en cada año, será la potencia disponible para intercambio en Belisario Domínguez, siempre y cuando no exceda los 150 MW. Lo anterior significa que si en algún año hay más de 150 MW de potencia disponible para intercambio, sólo se intercambiarán 150 MW.

La alternativa 1.2 es similar a la anterior, con la única diferencia que el límite de transporte por cada circuito de 230 kV del enlace y de la línea de interconexión es de 180 MW.

2. Alternativa 2

El límite de intercambio de potencia de esta alternativa está condicionado únicamente por la capacidad que posee el enlace en 400 kV del sistema mexicano para abastecer a la línea de interconexión, ya que la capacidad que la propia línea tiene es lo suficientemente grande como para que no imponga restricciones.

De acuerdo con los resultados de los flujos de carga, y con las características de la línea de 400 kV de Angostura a Belisario Domínguez, se adoptó como límite de potencia disponible en la subestación de interconexión 500 MW. Dado que la línea de interconexión de 500 kV tiene más capacidad de transporte que ese límite, la potencia de intercambio será igual a la potencia disponible en Belisario Domínguez.

3. Alternativa 3

El límite máximo de intercambio de potencia de esta alternativa difiere del de la anterior en que en los primeros seis años la línea de Angostura a

Belisario Domínguez en 400 kV y la de interconexión operarán a 230 kV. Por este motivo, se ha fijado como límite máximo para ese período 200 MW.

C. ANALISIS DE BENEFICIO COSTO

El análisis de beneficio/costo del proyecto se hizo calculando, para cada alternativa, la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la relación Beneficio/Costo (B/C). La TIR se calculó sobre el flujo neto anual a 30 años de los beneficios menos los costos totales, y la relación B/C sobre el flujo de costos y de beneficios actualizados a una tasa del 12% anual.

En los cuadros 8 a 11 se muestran los resultados del análisis económico de cada alternativa. A partir de estos resultados se realizó en todas las alternativas una sensibilidad a dos factores. El primero, un factor de variación de los costos de inversión, y el segundo, un factor de variación de los beneficios totales; ambos factores se hicieron variar entre 0.6 y 1.6. La sensibilidad se hizo multiplicando el flujo de los costos de la inversión y de los beneficios por el respectivo factor, permaneciendo el otro fijo a un valor de uno.

En los gráficos 2 a 8 se muestran los resultados del cálculo de la TIR en función de la variación de cada uno de los factores de sensibilidad, para cada alternativa y para la combinación de todas.

En los gráficos 9 a 12 se muestra el resultado de la TIR para cada alternativa, suponiendo diferentes cantidades de intercambios de potencia constante durante todo el período de estudio.

Adicionalmente se calculó la TIR y la relación B/C variando los dos factores de sensibilidad simultáneamente hacia los valores más desfavorables de cada uno, es decir, el factor de inversiones a 1.6 y el de beneficios a 0.6.

Cuadro 8

ANALISIS ECONOMICO
ALTERNATIVA 1.1
LIMITE DE INTERCAMBIO 150 MW

	Inversión neta (miles de dólares)	Costos de operación y manteni- miento (miles de dólares)	Diferencia		Costo pérdidas (miles de dólares)	Total costos (miles de dólares)	Potencia (MW)		Intercambio		Beneficio intercam- bio (miles de dólares)	Flujo neto (miles de dólares)
			Pérdidas (MW)	Pérdidas (GWh)			Usada sistema	Disponible intercam- bio	Potencia (MW)	Energía (GWh)		
1991			-	-	-	-					-	-
1992	2,048.0		-	-	-	2,048.0					-	-2,048.0
1993	4,416.0		-	-	-	4,416.0					-	-4,416.0
1994	2,603.0		-	-	-	2,603.0	57.0	93.0			-	-2,603.0
1995		181.3	3.6	13.2	782.7	964.0	61.8	88.2	88.2	231.8	9,388.8	8,424.7
1996		181.3	3.4	12.4	737.9	919.2	67.0	83.0	83.0	218.2	9,054.5	8,135.3
1997		181.3	3.1	11.6	806.0	987.4	72.6	77.4	77.4	203.4	9,824.0	8,836.7
1998		181.3	2.9	10.7	727.6	908.9	78.7	71.3	71.3	187.4	8,956.2	8,047.3
1999		181.3	2.6	9.7	634.9	816.3	85.3	64.7	64.7	170.0	8,312.7	7,496.4
2000		181.3	2.3	8.6	505.2	686.5	92.5	57.5	57.5	151.2	6,787.1	6,100.6
2001		181.3	6.1	22.4	1,317.5	1,498.8	100.2	199.8	150.0	394.2	17,699.6	16,200.8
2002		181.3	6.1	22.4	1,317.5	1,498.8	108.7	191.3	150.0	394.2	17,699.6	16,200.8
2003		181.3	6.1	22.4	1,317.5	1,498.8	117.8	182.2	150.0	394.2	17,699.6	16,200.8
2004		181.3	6.1	22.4	1,317.5	1,498.8	127.7	172.3	150.0	394.2	17,699.6	16,200.8
2005		181.3	6.1	22.4	1,317.5	1,498.8	138.4	161.6	150.0	394.2	17,699.6	16,200.8
2006		181.3	6.1	22.4	1,317.1	1,498.4	150.0	150.0	150.0	394.1	17,694.1	16,195.7
2007		181.3	5.6	20.6	1,206.4	1,387.7	162.7	137.3	137.3	361.0	16,206.9	14,819.1
2008		181.3	5.0	18.5	1,086.4	1,267.7	176.3	123.7	123.7	325.0	14,594.7	13,327.0
2009		181.3	4.4	16.3	956.3	1,137.6	191.1	108.9	108.7	286.1	12,847.1	11,709.5
2010		181.3	3.8	13.9	815.3	996.6	207.2	92.8	92.8	243.9	10,952.8	9,956.1
2011		181.3	3.1	11.3	662.4	843.8	224.6	75.4	75.4	198.2	8,899.3	8,055.5
2012		181.3	2.3	8.5	496.7	678.1	243.4	56.6	56.6	148.6	6,673.3	5,995.2
2013		181.3	1.5	5.4	317.1	498.5	263.9	36.1	36.1	94.9	4,260.3	3,761.8
2014		181.3	0.6	2.1	122.4	303.8	286.1	13.9	13.9	36.6	1,644.6	1,340.9
2015		181.3	-	-	-	181.3	300.0	-	-	-	-	-181.3
2016		181.3	-	-	-	181.3	300.0	-	-	-	-	-181.3
2017		181.3	-	-	-	181.3	300.0	-	-	-	-	-181.3
2018		181.3	-	-	-	181.3	300.0	-	-	-	-	-181.3
2019		181.3	-	-	-	181.3	300.0	-	-	-	-	-181.3
2020		181.3	-	-	-	181.3	300.0	-	-	-	-	-181.3
2021		181.3	-	-	-	181.3	300.0	-	-	-	-	-181.3
2022		181.3	-	-	-	181.3	300.0	-	-	-	-	-181.3
2023		181.3	-	-	-	181.3	300.0	-	-	-	-	-181.3
2024		181.3	-	-	-	181.3	300.0	-	-	-	-	-181.3

Supuestos alternativa: 1.1

Límite 1 (hasta 2000) 150.0

Factor de carga
para pérdidas ==> 0.4Factor de carga
para intercambios ==> 0.3

Límite 2. (después 2000) 300.0

Resultados:

Límite de
intercambio 150.0

Tasa interna de retorno ==> 58.9%

Tasa 8.4

Relación beneficio/costo ==> 4.8

Factor de variación
de costos de
inversión 1.0Factor de variación
de los beneficios 1.0

Cuadro 9

ANÁLISIS ECONOMICO
ALTERNATIVA 1.2
LÍMITE DE INTERCAMBIO 180 MW

Año	Inversión neta (miles de dólares)	Costos de operación y mantenimiento (miles de dólares)	Diferencia		Costo pérdidas (miles de dólares)	Total costos (miles de dólares)	Potencia (MW)		Intercambio		Beneficio intercambio (miles de dólares)	Flujo neto (miles de dólares)
			Pérdidas (MW)	Pérdidas (GWh)			Usada sistema	Disponibles intercambio	Potencia (MW)	Energía (GWh)		
1991	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1992	2,048.0	-	-	-	-	2,048.0	-	-	-	-	-	-2,048.0
1993	4,416.0	-	-	-	-	4,416.0	-	-	-	-	-	-4,416.0
1994	2,603.0	-	-	-	-	2,603.0	57.0	123.0	-	-	-	-2,603.0
1995	-	181.3	4.8	17.7	1,048.9	1,230.2	61.8	118.2	118.2	310.7	12,581.8	11,351.5
1996	-	181.3	4.6	16.9	1,004.5	1,185.9	67.0	113.0	113.0	297.0	12,326.4	11,140.5
1997	-	181.3	4.4	16.1	1,118.4	1,299.8	72.6	107.4	107.4	282.2	13,632.0	12,332.2
1998	-	181.3	4.1	15.2	1,033.7	1,215.0	78.7	101.3	101.3	266.2	12,724.8	11,509.7
1999	-	181.3	3.9	14.2	929.4	1,110.7	85.3	94.7	94.7	248.8	12,168.0	11,057.3
2000	-	181.3	3.6	13.1	768.7	950.0	92.5	87.5	87.5	230.0	10,327.0	9,377.0
2001	-	181.3	7.3	26.9	1,581.0	1,762.3	100.2	259.8	180.0	473.0	21,239.5	19,477.2
2002	-	181.3	7.3	26.9	1,581.0	1,762.3	108.7	251.3	180.0	473.0	21,239.5	19,477.2
2003	-	181.3	7.3	26.9	1,581.0	1,762.3	117.8	242.2	180.0	473.0	21,239.5	19,477.2
2004	-	181.3	7.3	26.9	1,581.0	1,762.3	127.7	232.3	180.0	473.0	21,239.5	19,477.2
2005	-	181.3	7.3	26.9	1,581.0	1,762.3	138.4	221.6	180.0	473.0	21,239.5	19,477.2
2006	-	181.3	7.3	26.9	1,581.0	1,762.3	150.0	210.0	180.0	473.0	21,239.5	19,477.2
2007	-	181.3	7.3	26.9	1,581.0	1,762.3	162.7	197.3	180.0	473.0	21,239.5	19,477.2
2008	-	181.3	7.3	26.9	1,581.0	1,762.3	176.3	183.7	180.0	473.0	21,239.5	19,477.2
2009	-	181.3	6.9	25.3	1,483.3	1,664.6	191.1	168.9	168.9	443.8	19,927.0	18,262.3
2010	-	181.3	6.2	22.9	1,342.3	1,523.6	207.2	152.8	152.8	401.6	18,032.6	16,509.0
2011	-	181.3	5.5	20.3	1,189.4	1,370.8	224.6	135.4	135.4	355.9	15,979.1	14,608.3
2012	-	181.3	4.7	17.4	1,023.7	1,205.1	243.4	116.6	116.6	306.3	13,753.1	12,548.0
2013	-	181.3	3.9	14.4	844.1	1,025.5	263.9	96.1	96.1	252.6	11,340.1	10,314.7
2014	-	181.3	3.0	11.1	649.4	830.8	286.1	73.9	73.9	194.3	8,724.5	7,893.7
2015	-	181.3	2.0	7.5	438.4	619.7	310.1	49.9	49.9	131.2	5,889.1	5,269.4
2016	-	181.3	1.0	3.6	209.6	390.9	336.1	23.9	23.9	62.7	2,815.5	2,424.6
2017	-	181.3	-	-	-	181.3	360.0	-	-	-	-	-181.3
2018	-	181.3	-	-	-	181.3	360.0	-	-	-	-	-181.3
2019	-	181.3	-	-	-	181.3	360.0	-	-	-	-	-181.3
2020	-	181.3	-	-	-	181.3	360.0	-	-	-	-	-181.3
2021	-	181.3	-	-	-	181.3	360.0	-	-	-	-	-181.3
2022	-	181.3	-	-	-	181.3	360.0	-	-	-	-	-181.3
2023	-	181.3	-	-	-	181.3	360.0	-	-	-	-	-181.3
2024	-	181.3	-	-	-	181.3	360.0	-	-	-	-	-181.3

Supuestos alternativa: 1.2

Límite 1 (hasta 2000) 180.0

Factor de carga para pérdidas ==> 0.4

Factor de carga para intercambio ==> 0.3

Límite 2 (después 2000) 360.0

Resultados:

Límite de intercambio 180.0

Tasa interna de retorno ==> 72%

Relación beneficio/costo ==> 5.7

Tasa 8.4

Factor de variación de costos de inversión 1.0

Factor de variación de los beneficios 1.0

Cuadro 10

ANÁLISIS ECONOMICO
ALTERNATIVA 2

Inversión neta (miles de dólares)	Costos de operación y manteni- miento (miles de dólares)	Diferencia		Costo pérdidas (miles de dólares)	Total costos (miles de dólares)	Potencia (MW)		Intercambio		Beneficio intercam- bio (miles de dólares)	Flujo neto (miles de dólares)	
		Pérdidas (MW)	Pérdidas (GWh)			Usada sistema	Disponible intercam- bio	Potencia (MW)	Energía (GWh)			
1991	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1992	14,217.0	-	-	-	14,217.0	-	-	-	-	-	-14,217.0	
1993	26,771.0	-	-	-	26,771.0	-	-	-	-	-	-26,771.0	
1994	15,479.0	-	-	-	15,479.0	57.0	443.0	-	-	-	-15,479.0	
1995	-	1,636.5	17.8	65.6	3,888.3	5,524.7	61.8	438.2	438.2	1,151.6	46,640.7	41,115.9
1996	-	1,636.5	17.6	64.8	3,848.7	5,485.2	67.0	433.0	433.0	1,138.0	47,226.2	41,741.1
1997	-	1,636.5	17.4	64.0	4,451.0	6,087.4	72.6	427.4	427.4	1,123.2	54,250.4	48,162.9
1998	-1,707.0	1,636.5	17.1	63.0	4,299.2	4,228.7	78.7	421.3	421.3	1,107.2	52,922.6	48,694.0
1999	-3,630.0	1,636.5	16.9	62.0	4,070.4	2,076.9	85.3	414.7	414.7	1,089.8	53,290.9	51,214.1
2000	-2,135.0	1,636.5	16.6	61.0	3,579.3	3,080.8	92.5	407.5	407.5	1,071.0	48,086.2	45,005.3
2001	-	1,636.5	16.3	59.8	3,511.1	5,147.6	100.2	399.8	399.8	1,050.5	47,169.5	42,021.9
2002	-	1,636.5	15.9	58.6	3,437.1	5,073.6	108.7	391.3	391.3	1,028.4	46,175.9	41,102.3
2003	-	1,636.5	15.5	57.2	3,357.0	4,993.4	117.8	382.2	382.2	1,004.4	45,098.8	40,105.3
2004	-	1,636.5	15.1	55.7	3,270.1	4,906.5	127.7	372.3	372.3	978.4	43,931.2	39,024.6
2005	-	1,636.5	14.7	54.1	3,175.9	4,812.3	138.4	361.6	361.6	950.2	42,665.5	37,853.2
2006	-	1,636.5	14.2	52.4	3,073.7	4,710.2	150.0	350.0	350.0	919.7	41,293.5	36,583.3
2007	-	1,636.5	13.7	50.5	2,963.0	4,599.5	162.7	337.3	337.3	886.6	39,806.3	35,206.8
2008	-	1,636.5	13.2	48.4	2,843.0	4,479.5	176.3	323.7	323.7	850.6	38,194.1	33,714.7
2009	-	1,636.5	12.6	46.2	2,712.9	4,349.4	191.1	308.9	308.9	811.7	36,446.6	32,097.2
2010	-	1,636.5	11.9	43.8	2,571.9	4,208.4	207.2	292.8	292.8	769.5	34,552.2	30,343.8
2011	-	1,636.5	11.2	41.2	2,419.1	4,055.5	224.6	275.4	275.4	723.8	32,498.7	28,443.2
2012	-	1,636.5	10.4	38.4	2,253.4	3,889.8	243.4	256.6	256.6	674.2	30,272.7	26,382.9
2013	-	1,636.5	9.6	35.3	2,073.8	3,710.2	263.9	236.1	236.1	620.5	27,859.7	24,149.5
2014	-	1,636.5	8.7	32.0	1,879.1	3,515.5	286.1	213.9	213.9	562.2	25,244.1	21,728.5
2015	-	1,636.5	7.7	28.4	1,668.0	3,304.5	310.1	189.9	189.9	499.1	22,408.7	19,104.2
2016	-	1,636.5	6.7	24.5	1,439.2	3,075.7	336.1	163.9	163.9	430.6	19,335.1	16,259.4
2017	-	1,636.5	5.5	20.3	1,191.2	2,827.7	364.4	135.6	135.6	356.4	16,003.4	13,175.7
2018	-	1,636.5	4.3	15.7	922.4	2,558.9	395.0	105.0	105.0	276.0	12,391.8	9,832.9
2019	-	1,636.5	2.9	10.7	631.0	2,267.4	428.2	71.8	71.8	188.8	8,476.8	6,209.4
2020	-	1,636.5	1.5	5.4	315.1	1,951.5	464.1	35.9	35.9	94.3	4,233.0	2,281.4
2021	-	1,636.5	-	-	-	1,636.5	500.0	-	-	-	-	-1,636.5
2022	-	1,636.5	-	-	-	1,636.5	500.0	-	-	-	-	-1,636.5
2023	-	1,636.5	-	-	-	1,636.5	500.0	-	-	-	-	-1,636.5
2024	-	1,636.5	-	-	-	1,636.5	500.0	-	-	-	-	-1,636.5

Alternativa: 2

Límite 1	500.0	Factor de carga para pérdidas	==> 0.4	Factor de carga para intercambios	==> 0.3
Límite 2	500.0				
Límite de intercambio	900.0	Resultados: Tasa interna de retorno	==> 50%		
Tasa	8.4	Relación beneficio/costo	==> 3.5		
Factor de variación de costos de inversión	1.0				
Factor de variación de los beneficios	1.0				

Cuadro 11

ANÁLISIS ECONOMICO
ALTERNATIVA 3

	Inversión neta (miles de dólares)	Costos de operación y mantenimiento (miles de dólares)	Diferencia		Costo pérdidas (miles de dólares)	Total costos (miles de dólares)	Potencia (MW)		Intercambio		Beneficio intercambio (miles de dólares)	Flujo neto (miles de dólares)
			Pérdidas (MW)	Pérdidas (GWh)			Usada sistema	Disponibles intercambio	Potencia (MW)	Energía (GWh)		
1991	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1992	4,807.0	-	-	-	-	4,807.0	-	-	-	-	-	-4,807.0
1993	11,313.0	-	-	-	-	11,313.0	-	-	-	-	-	-11,313.0
1994	6,742.0	-	-	-	-	6,742.0	57.0	143.0	-	-	-	-6,742.0
1995	-	1,702.3	5.6	20.7	1,226.4	2,928.6	61.8	138.2	138.2	363.2	14,710.5	11,781.8
1996	-	1,702.3	5.4	19.9	1,182.3	2,884.6	67.0	133.0	133.0	349.6	14,507.6	11,623.0
1997	-	1,702.3	5.2	19.1	1,326.7	3,029.0	72.6	127.4	127.4	334.8	16,170.6	13,141.6
1998	14,606.0	1,702.3	4.9	18.1	1,237.8	17,546.1	78.7	121.3	121.3	318.8	15,237.1	-2,309.0
1999	18,731.0	1,702.3	4.7	17.2	1,125.7	21,559.0	85.3	114.7	114.7	301.4	14,738.2	-6,820.8
2000	-3,913.0	1,702.3	4.4	16.1	944.4	-1,266.4	92.5	107.5	107.5	282.6	12,687.0	13,953.3
2001	-	1,702.3	16.3	59.8	3,511.1	5,213.4	100.2	399.8	399.8	1,050.5	47,169.5	41,956.1
2002	-	1,702.3	15.9	58.6	3,437.1	5,139.4	108.7	391.3	391.3	1,028.4	46,175.9	41,036.4
2003	-	1,702.3	15.5	57.2	3,357.0	5,059.3	117.8	382.2	382.2	1,004.4	45,098.8	4,039.5
2004	-	1,702.3	15.1	55.7	3,270.1	4,972.3	127.7	372.3	372.3	978.4	43,931.2	38,958.8
2005	-	1,702.3	14.7	54.1	3,175.9	4,878.1	138.4	361.6	361.6	950.2	42,665.5	37,787.4
2006	-	1,702.3	14.2	52.4	3,073.7	4,776.0	150.0	350.0	350.0	919.7	41,293.5	36,517.5
2007	-	1,702.3	13.7	50.5	2,963.0	4,665.3	162.7	337.3	337.3	886.6	39,806.3	35,141.0
2008	-	1,702.3	13.2	48.4	2,843.0	4,545.3	176.3	323.7	323.7	850.6	38,194.1	33,648.8
2009	-	1,702.3	12.6	46.2	2,712.9	4,415.2	191.1	308.9	308.9	811.7	36,446.6	32,031.3
2010	-	1,702.3	11.9	43.8	2,571.9	4,274.2	207.2	292.8	292.8	769.5	34,552.2	30,278.0
2011	-	1,702.3	11.2	41.2	2,419.1	4,121.4	224.6	275.4	275.4	723.8	32,498.7	28,377.3
2012	-	1,702.3	10.4	38.4	2,253.4	3,955.7	243.4	256.6	256.6	674.2	30,272.7	26,317.0
2013	-	1,702.3	9.6	35.3	2,073.8	3,776.0	263.9	236.1	236.1	620.5	27,859.7	24,083.7
2014	-	1,702.3	8.7	32.0	1,879.1	3,581.3	286.1	213.9	213.9	562.2	25,244.1	21,662.7
2015	-	1,702.3	7.7	28.4	1,668.0	3,370.3	310.1	189.9	189.9	499.1	22,408.7	19,038.4
2016	-	1,702.3	6.7	24.5	1,439.2	3,141.5	336.1	163.9	163.9	430.6	19,335.1	16,193.6
2017	-	1,702.3	5.5	20.3	1,191.2	2,893.5	364.4	135.6	135.6	356.4	16,003.4	13,109.9
2018	-	1,702.3	4.3	15.7	922.4	2,624.7	395.0	105.0	105.0	276.0	12,391.8	9,767.1
2019	-	1,702.3	2.9	10.7	631.0	2,333.3	428.2	71.8	71.8	188.8	8,476.8	6,143.6
2020	-	1,702.3	1.5	5.4	315.1	2,017.4	464.1	35.9	35.9	94.3	4,233.0	2,215.6
2021	-	1,702.3	-	-	-	1,702.3	500.0	-	-	-	-	-1,702.3
2022	-	1,702.3	-	-	-	1,702.3	500.0	-	-	-	-	-1,702.3
2023	-	1,702.3	-	-	-	1,702.3	500.0	-	-	-	-	-1,702.3
2024	-	1,702.3	-	-	-	1,702.3	500.0	-	-	-	-	-1,702.3

Supuestos alternativa: 3

Límite 1 (hasta 2000)	200.0	Factor de carga para pérdidas	==> 0.4	Factor de carga para intercambios	==> 0.3
Límite 2 (después 2000)	500.0				
		Resultados:			
Límite de intercambio	900.0	Tasa interna de retorno	==> 40.1%		
Tasa	8.4	Relación beneficio/costo	==> 2.8		
Factor de variación de costos de inversión	1.0				
Factor de variación de los beneficios	1.0				

A continuación se muestran los resultados de la TIR del caso de referencia, o sea con los dos factores iguales a uno, y el caso más desfavorable.

	Caso de referencia	Caso más desfavorable
Alternativa 1.1	58.9%	28.1%
Alternativa 1.2	72.0%	34.5%
Alternativa 2	50.0%	21.6%
Alternativa 3	40.1%	16.4%

D. CONCLUSIONES

Las principales conclusiones que se pueden obtener de este análisis económico preliminar de la interconexión, son las siguientes:

1) La alternativa 1 con sus dos variantes presenta siempre índices de rentabilidad más atractivos que las otras alternativas, a pesar de tener más limitaciones para hacer los intercambios de potencia y energía. Esto se debe a que la inversión es mucho menor.

2) Todas las alternativas son igualmente sensibles a la reducción de cualquiera de los dos factores y son un poco más sensibles al incremento de los beneficios que de los costos.

3) Para intercambios de más de 180 MW, sólo puede considerarse factible la alternativa de interconexión en 500 kV.

4) Los costos debidos al incremento de las pérdidas son poco significativos en el total de los costos de cada alternativa.

5) La rentabilidad del proyecto está íntimamente ligada al valor que se dé a los intercambios de energía; sin embargo, existe suficiente margen de rentabilidad para que el proyecto sea financieramente atractivo para las empresas.

6) Se puede afirmar que la alternativa de 230 kV ofrece rentabilidades similares para ambos sistemas, sobre la base de utilidades compartidas, ya que las inversiones de cada uno son de la misma magnitud. En las alternativas de 500 kV la rentabilidad de Guatemala será mayor si se parte de la misma base.

Gráfico 1

CAPACIDAD DE INTERCAMBIO

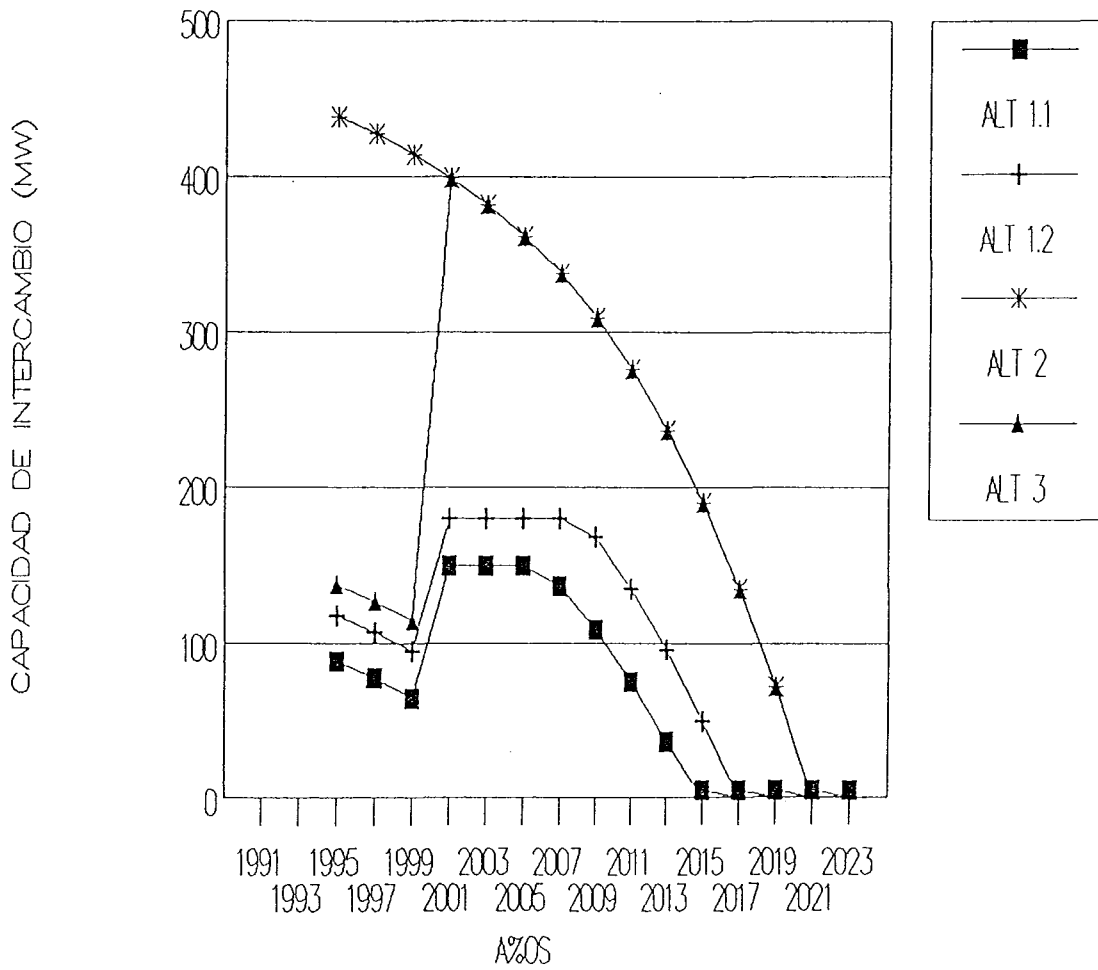


Gráfico 2

COMBINADO, FACTOR BENEFICIO

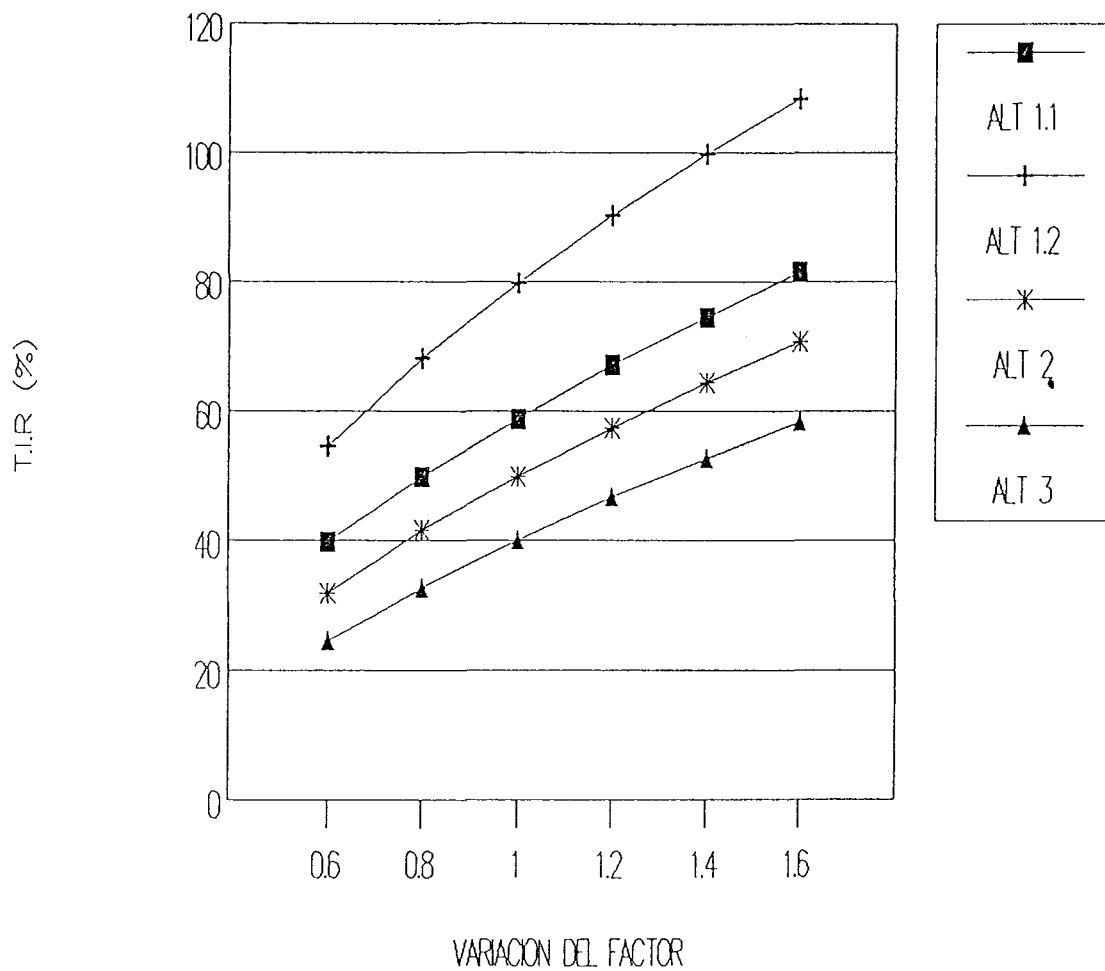


Gráfico 3

COMBINADO, FACTOR INVERSION

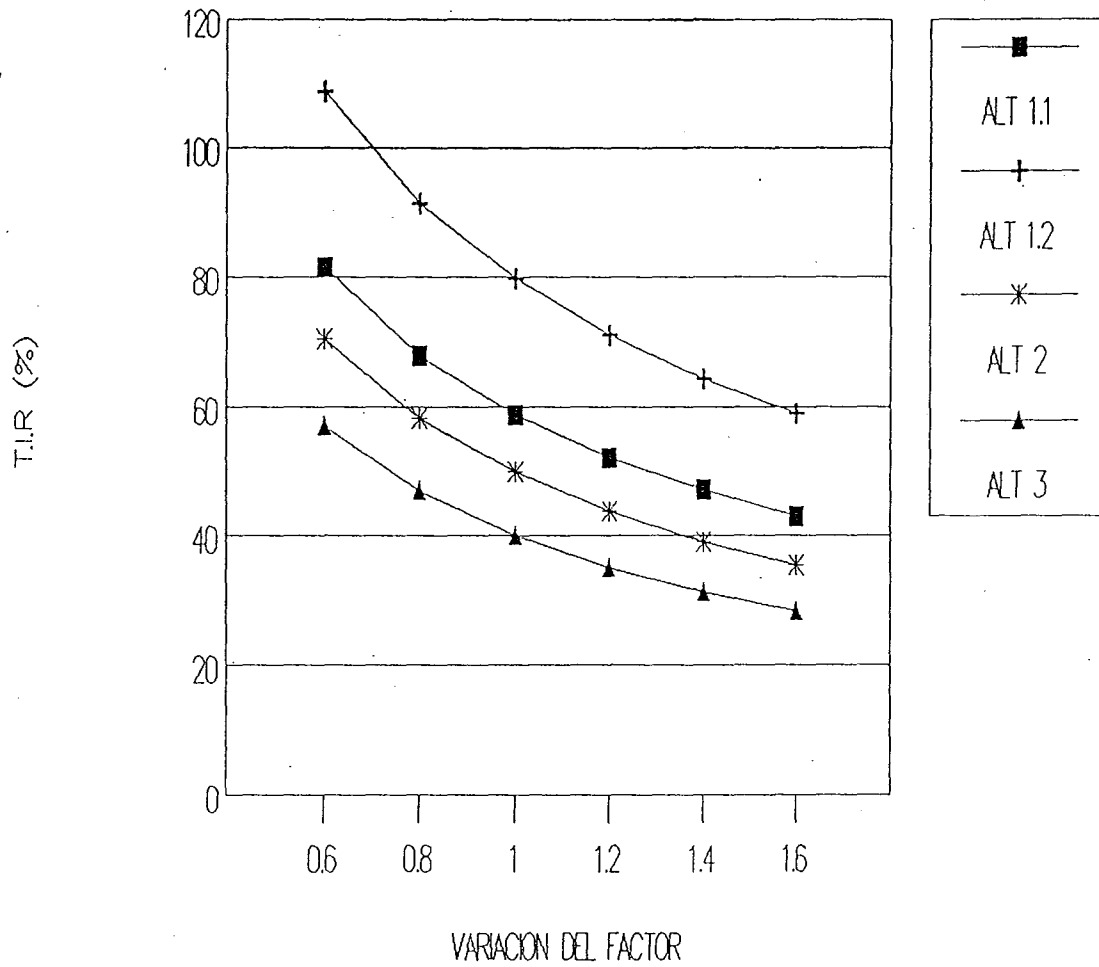


Gráfico 4

ALTERNATIVA 1

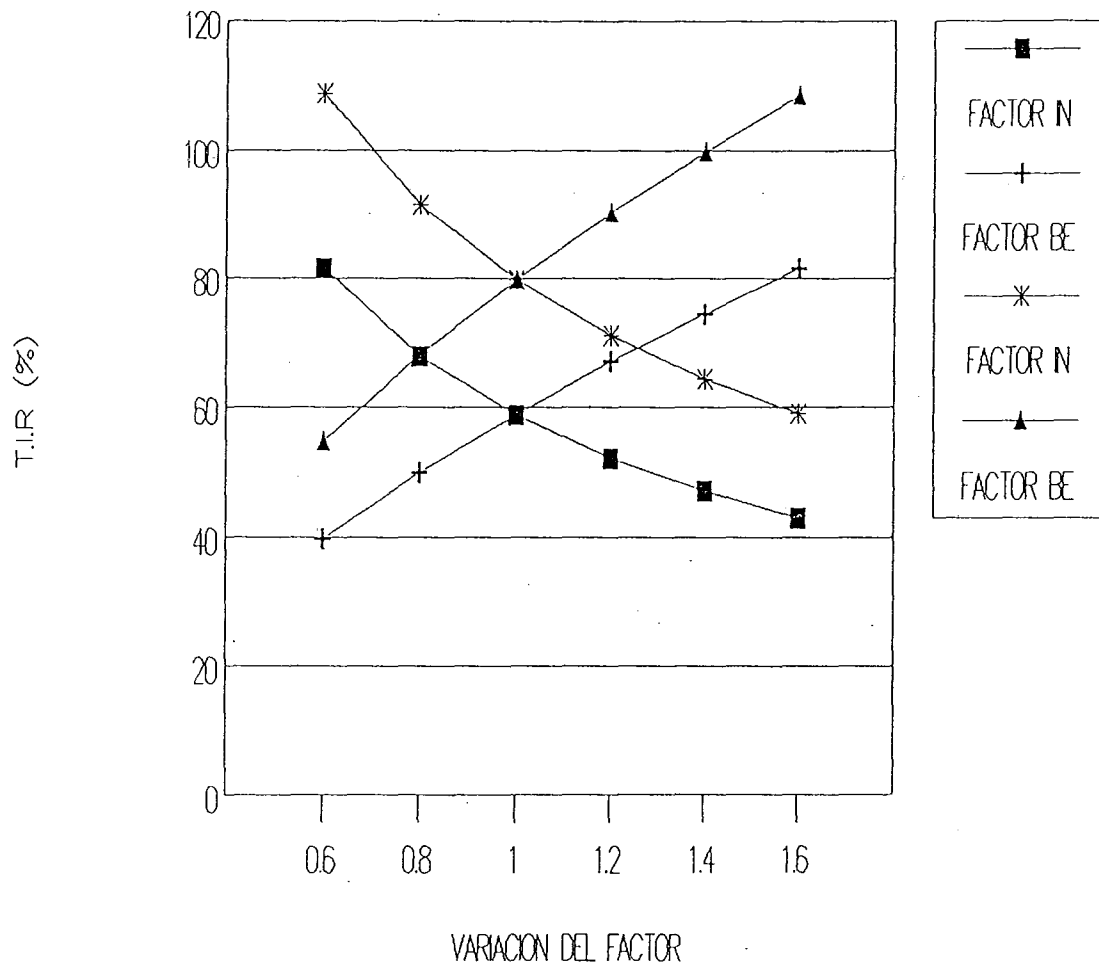


Gráfico 5

ALTERNATIVA 1.1

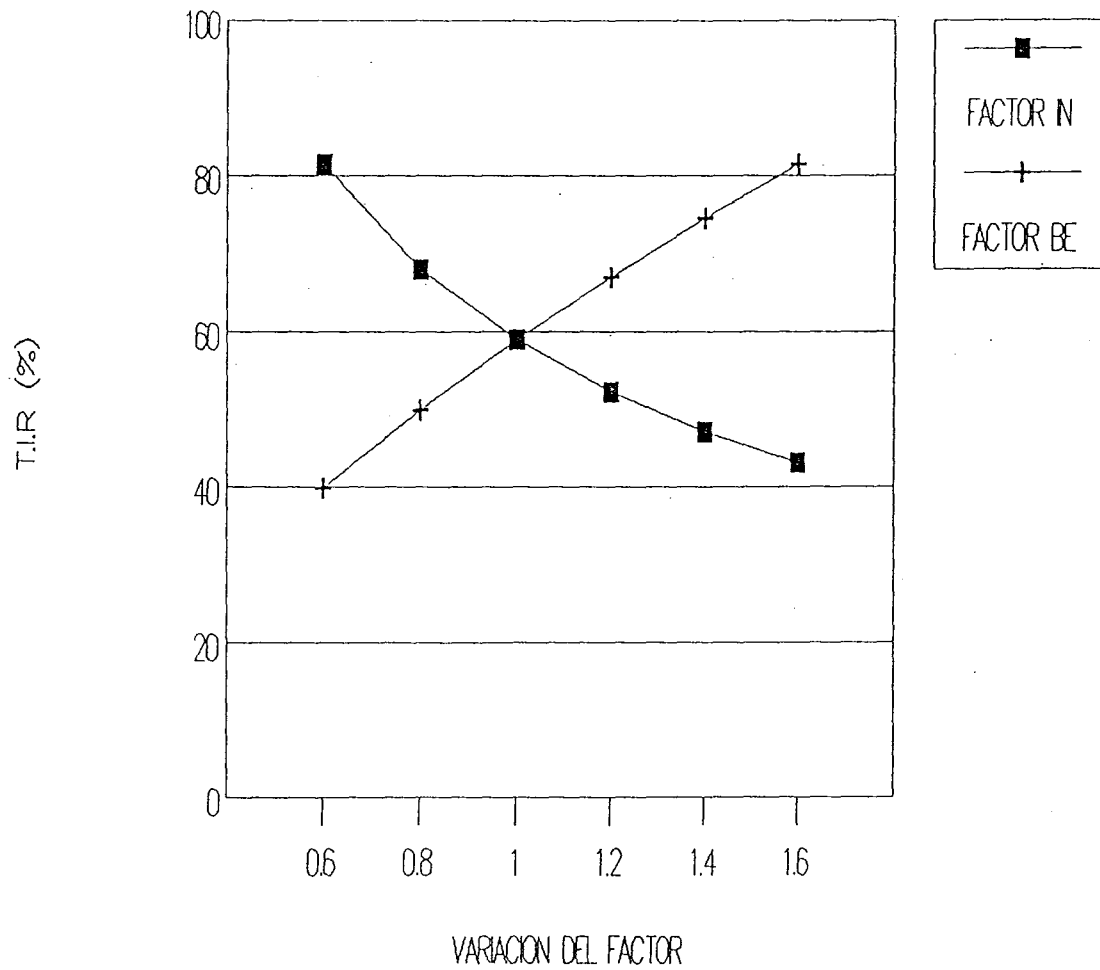


Gráfico 6

ALTERNATIVA 1.2

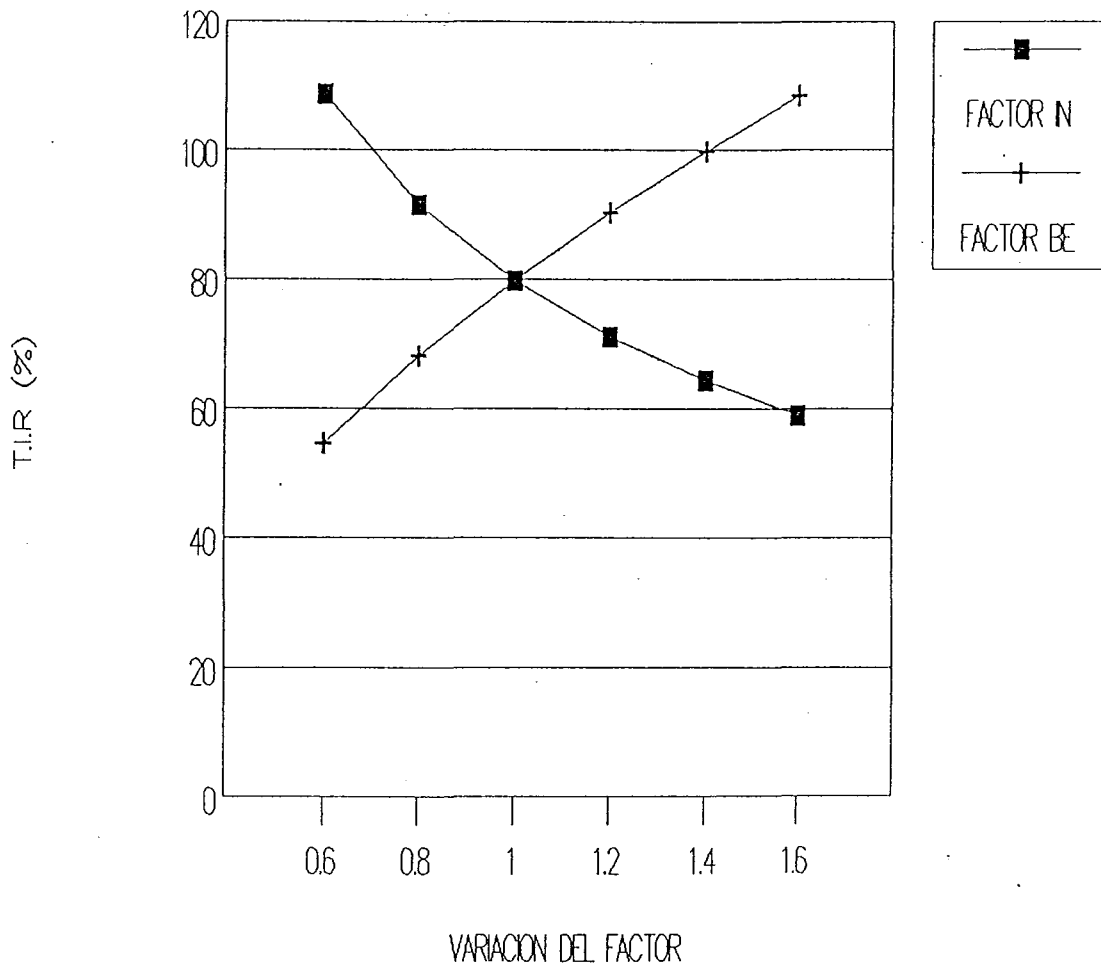


Gráfico 7

ALTERNATIVA 2

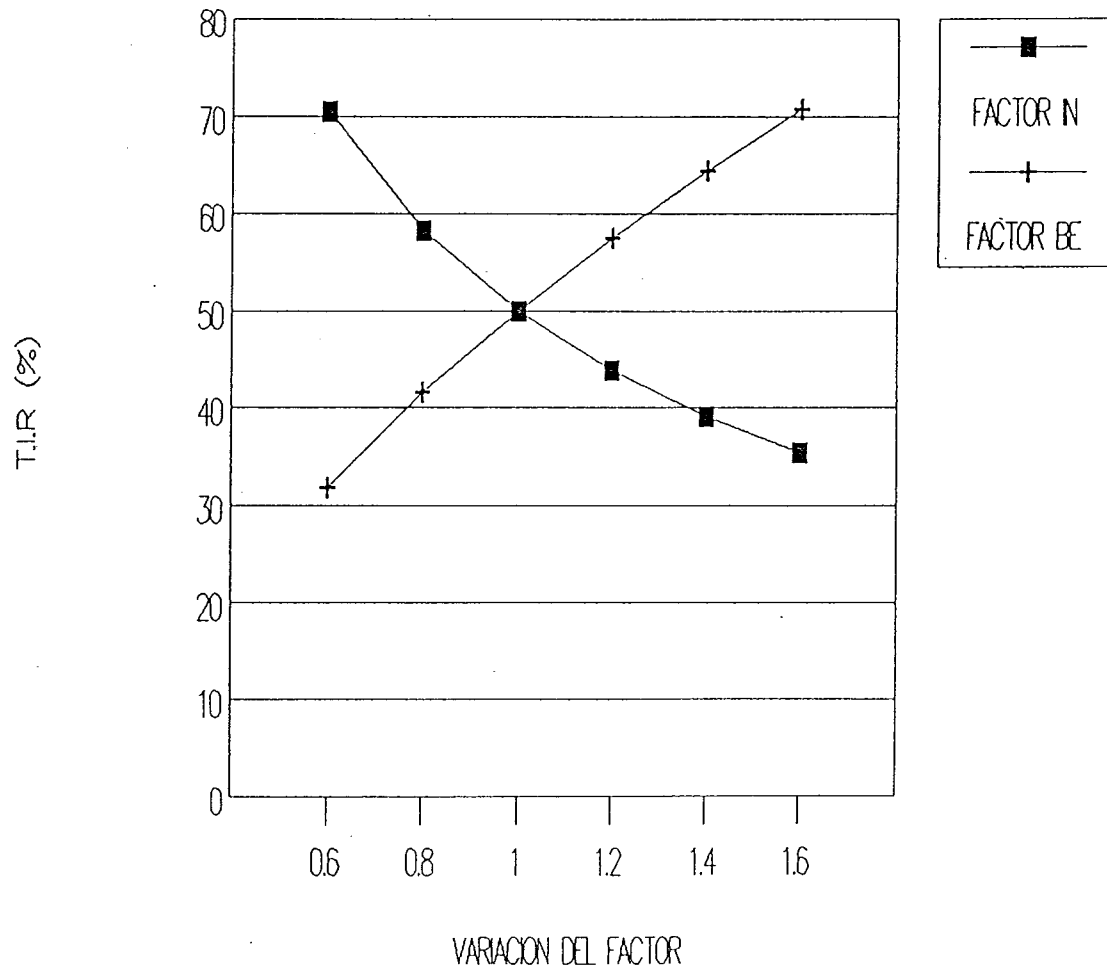


Gráfico 8

ALTERNATIVA 3

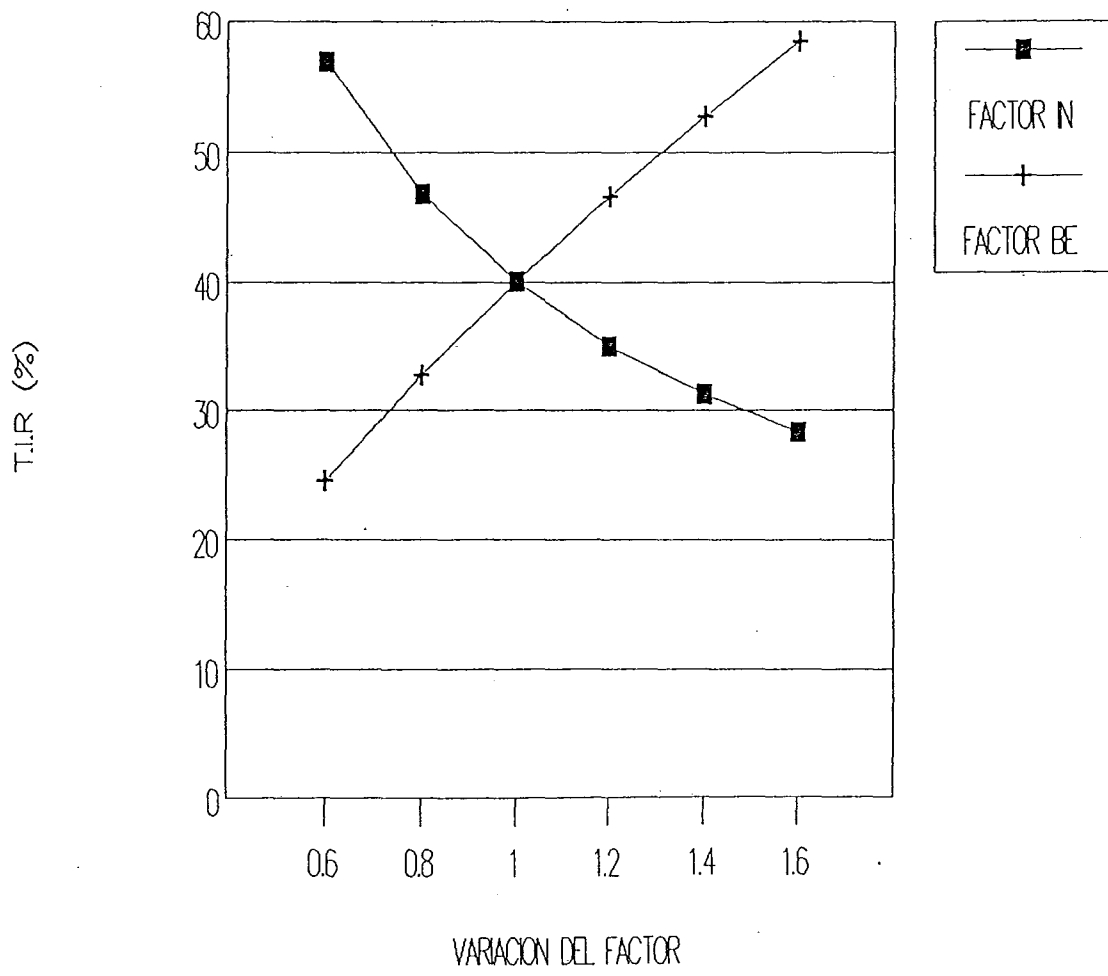


Gráfico 9

ALTERNATIVA 1

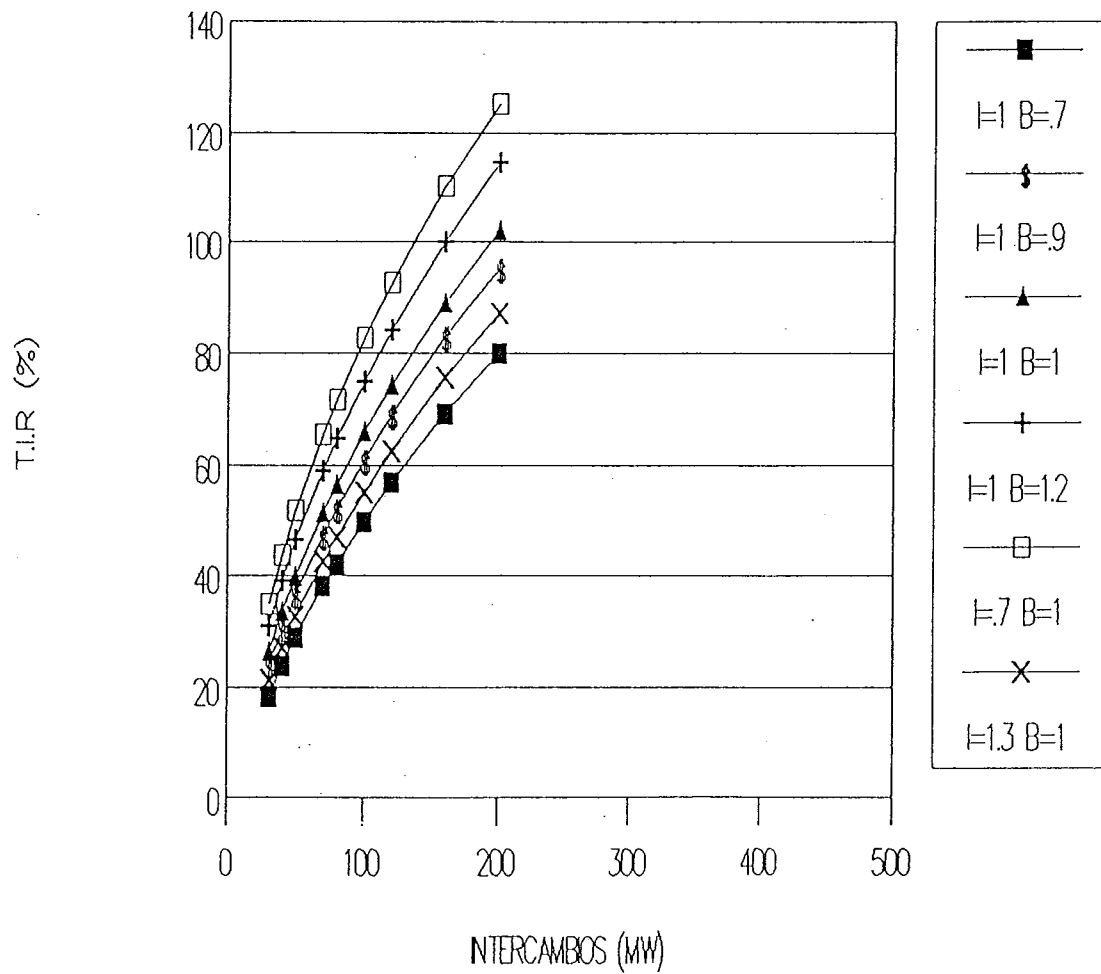


Gráfico 10

ALTERNATIVA 2

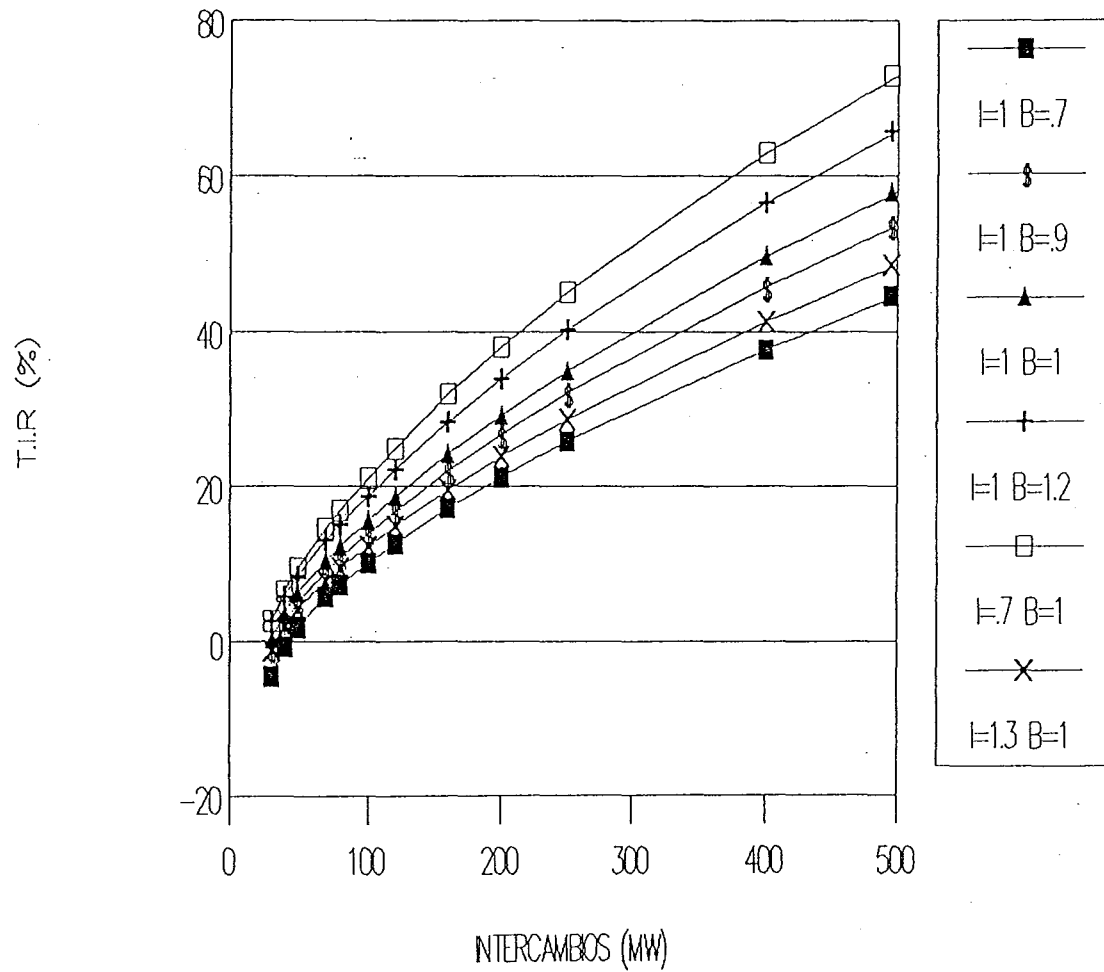


Gráfico 11

ALTERNATIVA 3

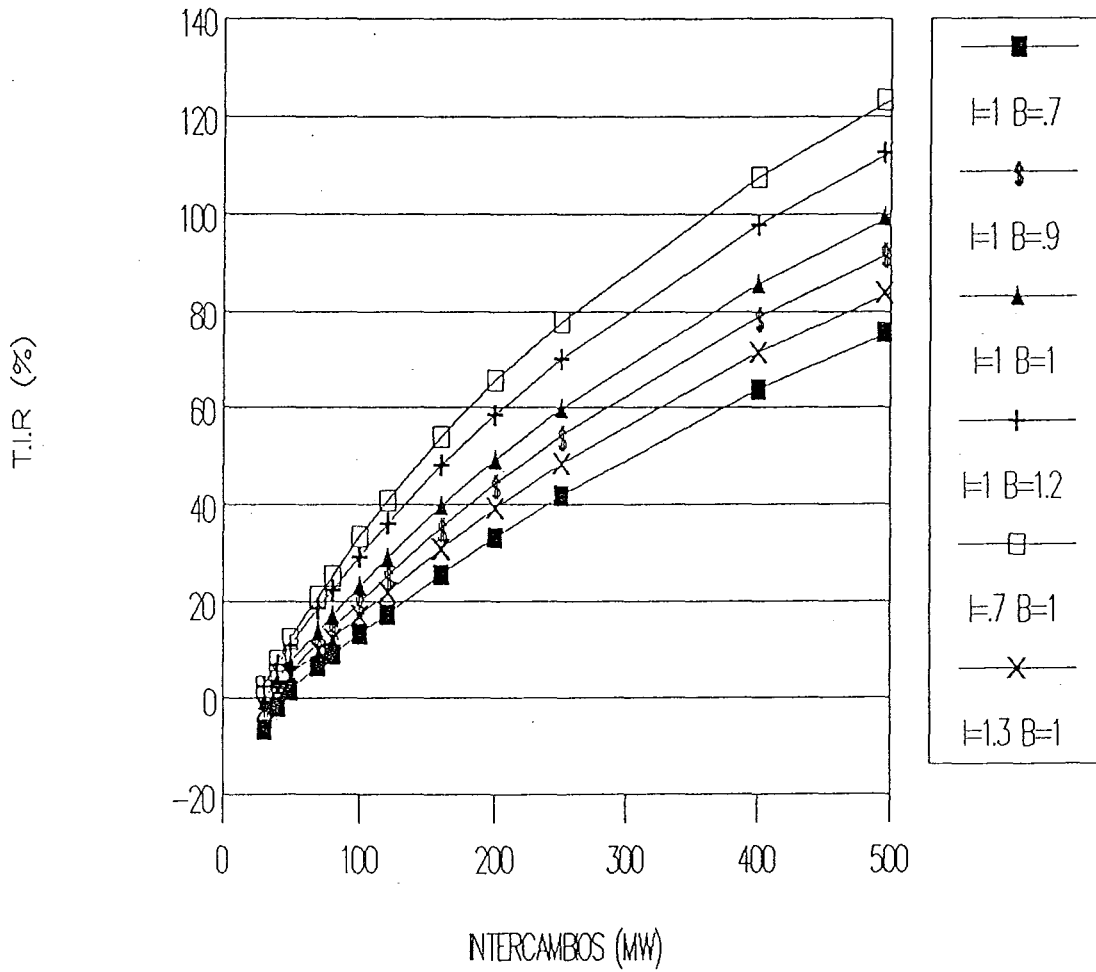


Gráfico 12

COMBINADO

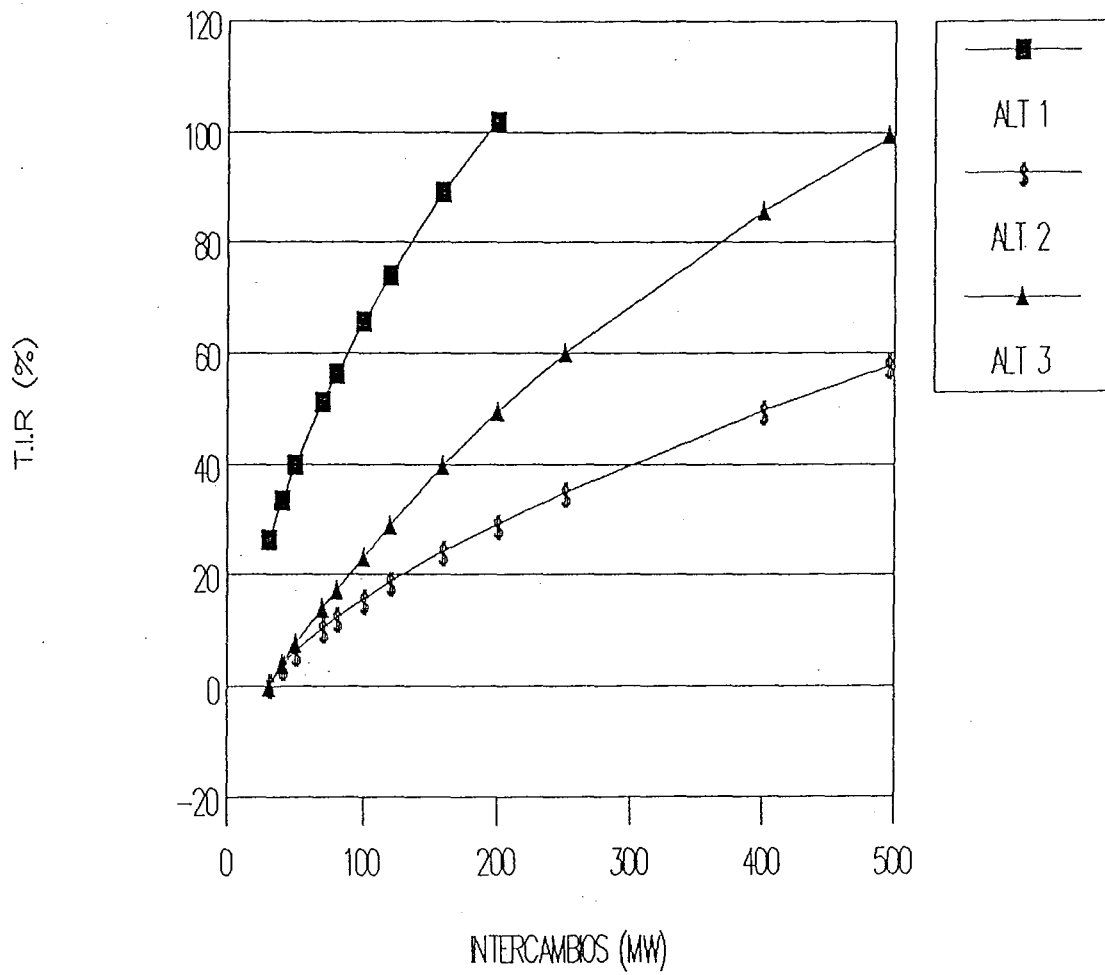


Gráfico 13

INDE-COSTOS MARGINALES-PROMEDIO ANUAL

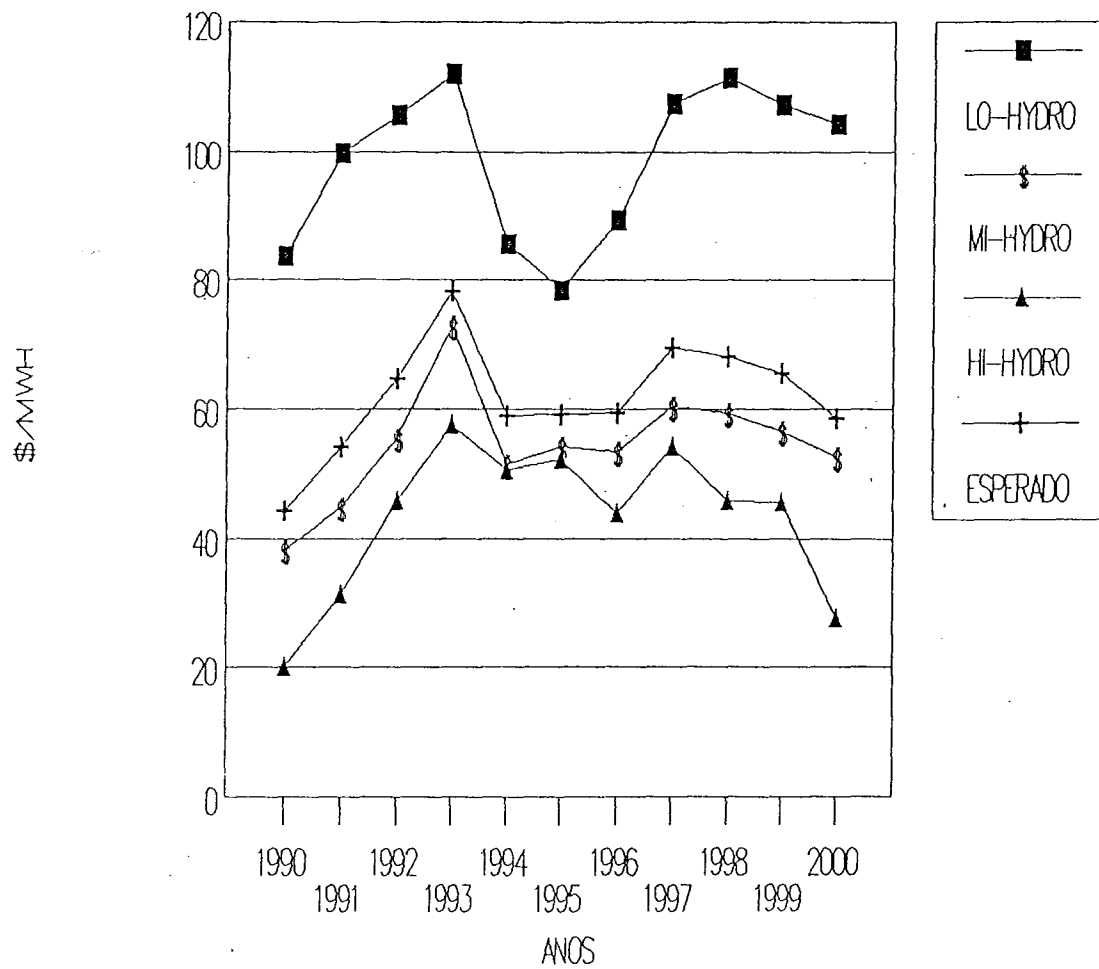
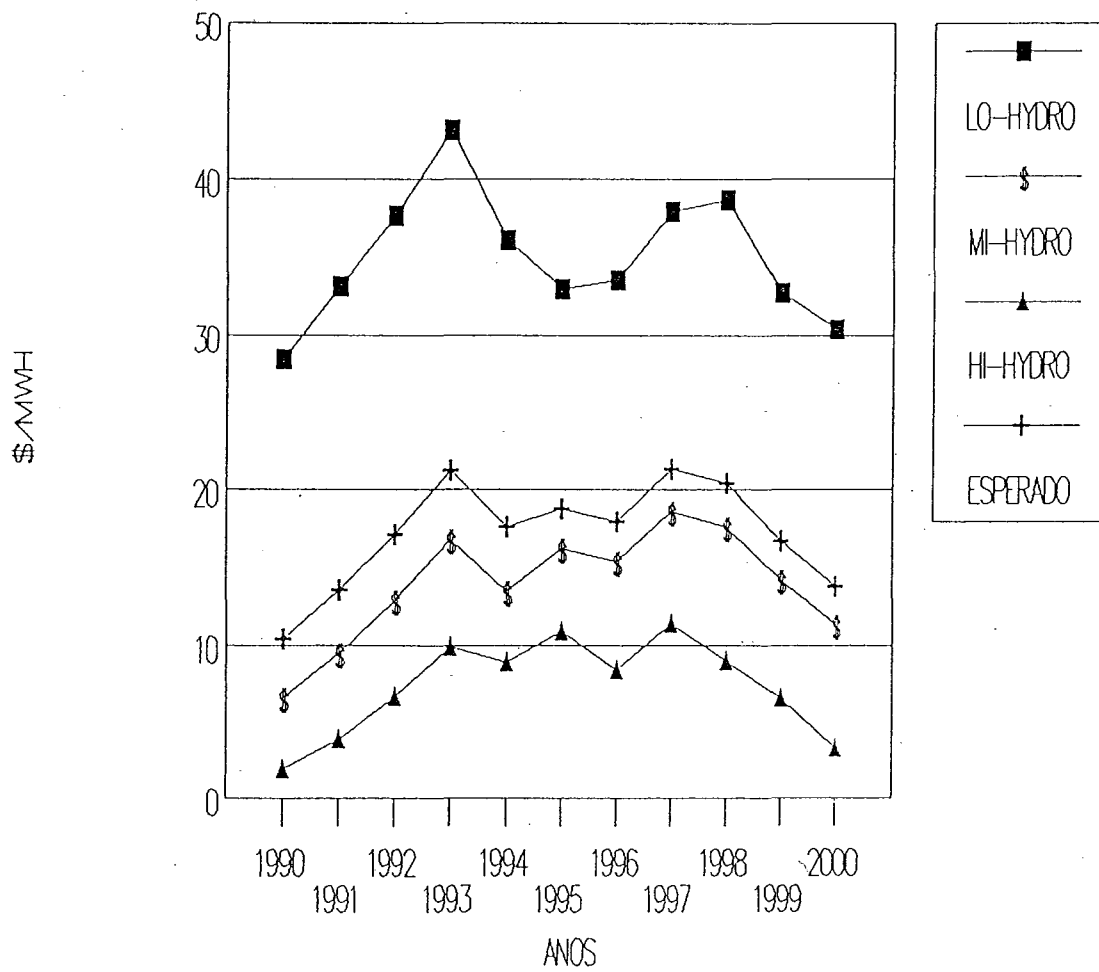


Gráfico 14

INDE-COSTOS PROMEDIO-PROMEDIO ANUAL



VI. BASES PARA EL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

Este capítulo tiene por objeto presentar una guía de trabajo y algunas sugerencias que servirán de base para los estudios de factibilidad que las dos empresas realizarán en forma conjunta y en breve plazo.

Se abordan temas relacionados con la organización del trabajo, la información que debe prepararse previo a iniciar los estudios, y algunas sugerencias sobre cada uno de los temas que se desarrollarán.

A. ORGANIZACION DEL TRABAJO

La buena organización para realizar los estudios de factibilidad es indispensable para su éxito, y requiere que cada una de las empresas dedique los recursos adecuados, principalmente humanos, a este trabajo. En consecuencia, es necesario que los grupos de profesionales que se seleccionen sean dedicados en forma exclusiva mientras duren los estudios conjuntos.

Se recomienda que el programa de trabajo definitivo se base en la propuesta hecha por el INDE en la segunda reunión de coordinación realizada en Guatemala, y que cada una de las empresas designe a un profesional con la responsabilidad de elaborar ese programa; asimismo, este profesional deberá coordinar las actividades preparatorias que cada empresa debe realizar antes del inicio de los estudios de factibilidad. Estos profesionales deben tener suficiente nivel de jerarquía para dirigir tareas técnicas, y una adecuada línea de comunicación con los niveles de ejecutivos de las áreas de planificación de cada empresa.

Es indispensable que cada empresa brinde todo el apoyo logístico y de servicios que los grupos de trabajo requieran, con la más alta prioridad, a fin de aprovechar al máximo el limitado tiempo de movilización de los profesionales.

Las empresas deberán decidir, antes de iniciar los estudios de factibilidad, la metodología que se adoptará durante el desarrollo de los mismos. Se recomienda que el método seguido en este primer estudio sirva de base para definir la metodología definitiva, con la única salvedad de que, por el nivel del mismo, algunos de los supuestos deberán tomarse como

hipótesis de trabajo, sujetas a confirmación antes de adoptarse como definitivas.

También se decidirá sobre los modelos computacionales que se usarán. Para ello, las empresas deberán intercambiar información suficiente sobre los mismos a fin de que los profesionales que participen en los estudios tengan la oportunidad de familiarizarse anticipadamente sobre el uso de los mismos. Más adelante se hacen recomendaciones particulares sobre los diferentes modelos que se pueden utilizar; sin embargo, se anticipa que para análisis de redes puede utilizarse el modelo para estudios de cargas desarrollado por la WSCC, que la C.F.E. tiene disponible. Para el análisis de intercambios podrá utilizarse el Load Management Strategies Techniques Model (LMSTM) desarrollado por Electric Power Research Institute (EPRI) y que el INDE tiene disponible.

A continuación se hacen una serie de recomendaciones y comentarios sobre temas específicos que se deberán considerar en la fase de los estudios de factibilidad.

B. MERCADO ELECTRICO

En el estudio de factibilidad deberán revisarse algunos aspectos de los pronósticos de demanda de energía y potencia eléctrica de cada una de las empresas y adoptar criterios que sean consistentes para definir el pronóstico de la demanda que se usará en los análisis. Las principales actividades que deberán realizarse en este rubro son:

- 1) Adopción de un escenario de referencia o base del pronóstico de la demanda de cada empresa, que tenga criterios de cálculo similares o por lo menos que no sean contradictorios. Si se hace algún tipo de análisis de sensibilidad a la demanda, los escenarios alternativos que se adopten para cada sistema deberán ser calculados sobre las mismas bases.

- 2) Cálculo de la suma de las demandas de potencia no coincidentes de los sistemas, que se utilizará para el análisis de estado estable y dinámico de las redes. Para esto, se recomienda realizar un estudio previo del comportamiento de las curvas de carga horarias de cada país, así como de los comportamientos estacionales de la demanda.

3) Distribución en cada nodo de la carga de los dos sistemas, principalmente de las regiones eléctricas que tengan más influencia sobre el comportamiento de la red de transmisión de alta tensión, que esté relacionada con la línea de interconexión.

4) Se deberá revisar el pronóstico de la demanda de energía eléctrica, sobre todo la distribución horaria y estacional, con el propósito de poder analizar mejor el potencial de intercambio de potencia y energía entre ambos sistemas.

C. ANALISIS DE INTERCAMBIOS

En el presente estudio preliminar se ha supuesto que ambos sistemas de generación tienen capacidad ilimitada para los intercambios de potencia y energía. Sin embargo, este supuesto únicamente se ha hecho para calcular la capacidad que los sistemas de transmisión poseen para realizar los intercambios.

En la fase de factibilidad, deberá desarrollarse un análisis de los sistemas de generación que permita identificar la capacidad de transacciones reales de potencia y energía económica entre los dos sistemas y, de ser posible, entre éstos y el resto de países del Grupo de los Tres y de América Central.

En el análisis de intercambios se deberán cumplir por lo menos las siguientes actividades:

1) Un estudio de operación coordinada de los despachos de carga económicos, planteado sobre la base de curvas de carga cronológicas. Este estudio dará como respuesta la cantidad de energía y potencia que podrá intercambiarse en un lapso de por lo menos 10 años, y el costo de cada uno de los bloques de potencia y energía de intercambio.

Se recomienda que el estudio se realice sin modificar los planes de expansión del sistema de generación de cada una de las empresas, utilizando hipótesis hidrológicas sobre el criterio de seguridad, para lo cual los técnicos deberán acordar el porcentaje de riesgo que se usará.

En el estudio no se deberá discriminar el tipo de energía que pueda ser intercambiada ni su tecnología de producción, ya que el análisis

económico del proyecto dará la respuesta de qué tipo de energía resultará conveniente intercambiar.

2) Con base en el estudio de despachos de carga económicos, se deberán calcular los CMCP de cada uno de los sistemas de generación, los cuales a su vez servirán para calcular los beneficios derivados de los intercambios.

3) Se deberá realizar un estudio para determinar la función de variación de la cantidad de energía no servida, con respecto a los intercambios de energía que resulten de los escenarios de despachos de carga.

Ya que los tres estudios anteriores se harán sobre la base de los planes de expansión de cada una de las empresas, no será necesario utilizar ningún modelo de optimización de secuencias de desarrollo, como el del Wein Automatic System Planning Package (WASP) o el del Modelo Nacional de Inversiones (MNI), y será suficiente la aplicación de un modelo de simulación de despachos de carga óptimos. En consecuencia, se recomienda que se utilice para estos estudios el modelo LMSTM desarrollado por EPRI y que el INDE tiene disponible.

El LMSTM es un programa de gestión que optimiza la operación de un sistema de generación a nivel horario; está diseñado para simular la operación a base de curvas de carga cronológicas, permite calcular los CMCP y los CPCP, y medir los posibles intercambios de potencia y energía entre varios sistemas. Es importante aclarar que en este modelo la capacidad de producción de las plantas hidráulicas con embalse de regulación es un dato de entrada que debe ser optimizado previamente.

4) Como consecuencia de los estudios indicados, se acordarán los escenarios de intercambios, procurando que entre éstos se encuentren los extremos o críticos para los estudios de estado estable y dinámico, y los que tengan más probabilidad de acordarse entre las empresas en el futuro.

El resultado de los programas de operación de las centrales eléctricas que se origine de esos escenarios, se usará como datos de entrada para los modelos de flujos de carga y estabilidad.

D. ANALISIS DE REDES

En la fase de factibilidad se profundizará en el estudio de las redes de transmisión, realizando análisis de estado estable y estado dinámico. Para llevar a cabo estos estudios se recomienda lo siguiente:

1. Análisis de estado estable

Las actividades mínimas que se deberán realizar para estos análisis son:

a) Tomar una decisión definitiva sobre las alternativas de interconexión eléctrica que se estudiarán. Para ello se recomienda que se parta de la propuesta de alternativas formulada en este estudio.

b) Depurar la información necesaria para flujos de carga, contingencias y cortocircuito, con un horizonte de por lo menos 10 años, para poder hacer simulaciones cada dos años. Se recomienda que se preparen modelos de las redes de cada país con un nivel equivalente.

c) Cada empresa deberá revisar con anticipación, el diseño topológico de sus propias redes y realizar flujos de carga, contingencias y cortocircuito, a fin de que cuando se realicen los estudios conjuntos la red que se estudie esté depurada.

d) Para cada una de las alternativas que se decida estudiar, se harán simulaciones con diferentes valores de intercambio en ambos sentidos, de acuerdo con los resultados del análisis de intercambios. Los sistemas se analizarán para condiciones de carga máxima, media y mínima.

e) Se deberá realizar un minucioso análisis de contingencias que permita descartar aquellas alternativas que no sean adecuadas, y que proporcione al grupo de profesionales que hará la ingeniería preliminar del proyecto la suficiente información para tomar en cuenta las necesidades de protección.

f) Se deberá realizar un estudio más detallado sobre el comportamiento de las pérdidas eléctricas debidas al sistema de transmisión.

g) Se hará un estudio de la variación en estado estable de la probabilidad de pérdida de carga (LOLP), para poder cuantificar el valor de la energía no servida, atribuible al sistema de transmisión.

2. Análisis de estado dinámico

En el estudio de factibilidad se deberá realizar un análisis de estabilidad transitoria del sistema interconectado para todos los escenarios de interconexión, que permita descartar aquellos que no sean viables desde el punto de vista de la operación en estado dinámico.

Para poder realizar ese análisis, cada empresa deberá preparar con suficiente anticipación la información suficiente, por lo que se recomienda que rápidamente se decida el modelo de computadora que se usará y que la empresa que lo posea informe a la otra sobre los formatos de entrada de datos.

E. ESTUDIOS DE INGENIERIA

Los estudios de ingeniería que se harán en la etapa de factibilidad deberán alcanzar un detalle a nivel de diseño preliminar de todas las alternativas que se sometan al análisis económico y financiero, y a nivel de anteproyecto de la alternativa seleccionada para la siguiente etapa de diseño final.

Las actividades mínimas que se deberán realizar en el diseño preliminar son:

1) Optimización de las rutas de las líneas a una escala de por lo menos 1:50,000. En caso de ser posible se harán caminamientos de los tramos más difíciles de las posibles rutas.

2) Ubicación y dimensiones de los terrenos de cada una de las subestaciones.

3) Diseño de cada una de las subestaciones, que incluya diagramas unifilares, dimensiones y características de los principales equipos, tableros de instrumentos y protecciones.

4) Diseño y características de las diferentes alternativas de la línea de transmisión, que incluyan configuración de fases, tamaño y configuración de conductores y torres y estructuras principales.

5) Estudio de costos que deberá sustentarse sobre la base de precios internacionales del mercado de suministro de materiales y equipos, y precios nacionales de mano de obra de construcción y montaje.

6) Presupuesto detallado de cada obra, expresado en moneda local y moneda externa, y desagregado por cada país. Deberá considerarse en el presupuesto, además de los costos de construcción, los costos por ingeniería de diseño, ingeniería de supervisión, administración de obras, aranceles e impuestos, imprevistos y escalamiento de precios.

7) Programa de construcción con detalle de actividades y su CPM. 1/

8) Programa de desembolsos por lo menos a nivel anual, por renglón de gasto y por tipo de moneda.

F. ANALISIS ECONOMICO Y FINANCIERO

El análisis económico y financiero del proyecto que se hará en la fase de factibilidad deberá ser más minucioso que el realizado en este estudio; sin embargo, se recomienda que se adopte la misma metodología propuesta, profundizando en los siguientes aspectos:

1) Incluir, ya sea como costo o como beneficio, la variación en el costo de energía no servida de los sistemas de generación y transmisión, resultante del cambio en la probabilidad de falla de cada alternativa, con respecto a la de los sistemas nacionales cuando operan sin la interconexión. Esa variación se valorará al costo que cada país decida en la parte que le corresponda.

2) Afinar el cálculo de la energía de intercambio y valorarla al precio de sustitución que resulte del análisis de intercambios.

3) Afinar el cálculo de la variación de la energía de pérdidas y considerarla como costo o beneficio, según el caso. Se deberá valorar, al costo marginal de corto plazo de cada sistema, la parte de pérdidas que le corresponda.

4) El análisis financiero deberá incluir en un caso los costos del financiamiento de las obras, y en otro no. Las hipótesis sobre las condiciones financieras deberán adoptarse de común acuerdo.

1/ Critical Path Method: Identificación de las actividades que constituyen las rutas críticas, tiempos de holgura y recursos para cada actividad.

5) Deberá hacerse un análisis económico del proyecto que incluya los costos ambientales y los beneficios económicos adicionales.

VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las conclusiones y recomendaciones de carácter general que a continuación se listan se refieren, algunas, al proyecto de interconexión, y otras a la metodología empleada en el presente estudio y la forma en que éste se desarrolló. Las principales conclusiones y recomendaciones que deben resaltarse son:

A. CONCLUSIONES

1. El análisis de la operación de las redes interconectadas de los dos sistemas nacionales demuestra que, desde el punto de vista de la operación en estado estable, cualquiera de las alternativas de interconexión es técnicamente factible de realizarse.

2. En las alternativas en que se contempla la interconexión por medio de una línea de 500 kV, los sistemas de transmisión tienen más capacidad de intercambio de potencia y energía eléctrica, en una proporción mayor a tres veces.

3. Para intercambios de potencia entre los dos países, inferiores a 150 MW, es suficiente que la línea de interconexión sea de 230 kV, y para intercambios de más de 150 MW y hasta 500 MW, es necesario que la línea de interconexión sea de 500 kV.

4. El análisis económico preliminar del proyecto demuestra que, desde ese punto de vista, todas las alternativas propuestas tienen indicadores atractivos de rentabilidad.

5. La alternativa que contempla la interconexión por medio de una línea de 230 kV presenta índices de rentabilidad mayores que las alternativas que contemplan la interconexión en 500 kV, en una relación de 1.2 veces. Sin embargo, aquélla tiene menor capacidad de intercambio de potencia y energía.

6. La decisión sobre el voltaje de la línea de interconexión que las empresas tomarán dependerá de la capacidad que tengan los sistemas de generación de poder hacer intercambios, y de los factores de tipo estratégico relativos a la interconexión eléctrica de México con la región centroamericana.

7. De la metodología empleada en este estudio y de la participación de los profesionales de las dos empresas en su realización, se concluye que ambas tienen las herramientas de análisis suficientes y adecuadas, y la capacidad profesional para realizar los estudios de factibilidad y de ingeniería de diseño del proyecto, sin necesidad de apoyo externo.

8. La metodología seguida en este estudio preliminar, tanto para el análisis de estado estable de los sistemas de transmisión como para el análisis económico puede ser utilizada en el estudio de factibilidad, adecuándola a la cantidad y calidad de información que se usará, y a los resultados que se deseen obtener.

B. RECOMENDACIONES

1. Se recomienda que en el estudio de factibilidad se estudien nuevamente las alternativas de interconexión propuestas en este documento, sin excluir ninguna, planteando únicamente variantes sobre las posibles fechas de entrada en operación de cada una, y sobre las etapas de su ejecución.

2. Los estudios de la red en estado dinámico deben realizarse a profundidad, con el objeto de establecer el comportamiento en este estado de los sistemas interconectados, y así poder proponer los esquemas de protección más adecuados a cada caso o descartar aquellas alternativas o variantes que no convengan a la seguridad de los sistemas nacionales.

3. Al análisis de intercambios que se propone para realizar en el estudio de factibilidad deberá dársele la máxima atención, ya que la decisión sobre el voltaje de la línea de interconexión está íntimamente ligada a las posibilidades de intercambio de energía y potencia eléctrica que los sistemas de generación tengan, que serán conocidos con los resultados de ese análisis.

4. Se recomienda que el análisis de intercambios se realice en Guatemala, debido a que el INDE cuenta con el modelo de computadora más apropiado. Lo anterior implica que la C.F.E. deberá programar y gestionar los recursos necesarios para movilizar por lo menos dos profesionales

durante cuatro semanas. Esta actividad debe completarse antes de que se hagan los análisis de operación de las redes de transmisión.

5. Las bases para el estudio de factibilidad que se proponen en este informe deberán considerarse como términos de referencia y las actividades propuestas son las mínimas que deben realizarse en el estudio.

6. Ambas empresas deberán tomar el compromiso de apoyar con la máxima prioridad a los profesionales asignados al estudio de factibilidad, principalmente en las actividades que se hagan en forma conjunta y que requieran la movilización de ellos de un país a otro. Esto último debido al reducido tiempo de que se dispondrá para movilizarlos.

Anexo

ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA

DESCRIPCION DE CASOS Y ANALISIS DE RESULTADOS

Todos los casos analizados corresponden a condiciones de carga máxima de acuerdo con los supuestos que se explican en el capítulo IV, literal A de este documento.

Los diferentes casos y los correspondientes resultados obtenidos se exponen a continuación:

1. Flujos de carga del año 1994

En este año se ha simulado una serie de ocho casos: el caso base, cuatro con la variante de 230 kV y tres con la variante de 500 kV. Un resumen comparativo de los resultados obtenidos para estos casos se muestra en el cuadro A-1. */

a) Caso base de 1994

Este caso considera los sistemas nacionales por separado, es decir, sin plantear ninguna interconexión, y de acuerdo con la planificación que cada empresa tiene de sus respectivas redes de transmisión.

Los principales elementos de transmisión de cada red, así como los resultados del flujo de carga, se muestran en el diagrama A-1 y se resumen comparativamente con los otros casos en el cuadro A-1.

Se puede apreciar a partir de los resultados previstos que en general ambos sistemas operarán sin problemas en ese año. Los voltajes en cada una de las barras no superan en magnitud el 5% de desviación sobre el voltaje nominal, y el mayor desplazamiento angular es apenas superior a los 10 grados. Las pérdidas de potencia activa son en el caso de México de 4.1% sobre la carga total, en el caso de Guatemala de 2.3%, y la resultante de los dos sistemas de 3.8%.

*/ Los cuadros, diagramas y gráficos que se mencionan en el anexo se incluyen al final del mismo.

Otro resultado que merece resaltarse es que existe generación de potencia reactiva en ambos sistemas, principalmente en la zona de interconexión. En el sistema de México se generan más de 420 MVAR, lo que equivale al 66.5% de ganancia de potencia reactiva sobre la demanda del sistema. En el sistema de Guatemala, la generación de potencia reactiva es de 50 MVAR, o sea una ganancia de 25% sobre la demanda.

Estos resultados evidencian que los sistemas cumplen con las normas en cuanto a regulación de voltajes y pérdidas de potencia activa; sin embargo, están operando con algunas líneas de alta tensión poco cargadas y eso origina una alta producción de potencia reactiva en ellas.

Es recomendable que cada empresa revise los diseños topológicos de las redes a fin de verificar que no existan elementos de transmisión innecesarios, o que se requiera de una mejor distribución de la compensación de potencia reactiva prevista.

b) Caso B, línea de 230 kV y 0 MW de intercambio

En este caso se introduce una línea de 230 kV entre las subestaciones de Belisario Domínguez y San Sebastián, y se la hace operar en vacío, es decir, con 0 MW de transmisión de potencia activa.

Los principales elementos de la red de transmisión y los flujos de carga se muestran en el diagrama A-2, y se resumen comparativamente en el cuadro A-1.

Los flujos y las pérdidas de potencia activa no varían con relación al caso anterior. Sin embargo, las magnitudes de voltaje en las barras, principalmente en las más cercanas eléctricamente a la interconexión, y su desplazamiento angular se modifican levemente. La razón es que al operar en vacío la línea de interconexión, ésta funciona como un "capacitor" que aporta potencia reactiva al sistema.

La producción de potencia reactiva del sistema al operar en estas condiciones aumenta con relación al caso base, al aportar la línea cerca de 30 MVAR más.

En general se puede concluir que el sistema en estas condiciones es capaz de funcionar razonablemente bien, y que únicamente deberá estudiarse

la conveniencia o no de incluir compensación de la potencia reactiva que la línea produce.

c) Casos C y D, línea de 230 kV e intercambios de 80 y 100 MW

En este diseño, la línea de interconexión de 230 kV entre las subestaciones de Belisario Domínguez y San Sebastián transmite, en un caso, 80 MW y, en el otro, 100 MW desde México hacia Guatemala. Ambos casos se comportan de manera similar, por lo que se describen simultáneamente.

Los principales elementos del sistema y los flujos de carga resultantes se muestran en los diagramas A-3 y A-4, respectivamente, y el resumen comparativo en el cuadro A-1.

En ambos casos, los flujos de carga se modifican con relación al caso base, principalmente en el sistema de Guatemala así como en la línea de 230 kV de Angostura a Belisario Domínguez. La magnitud de los voltajes en las principales barras de Guatemala mejoran sin que ello implique que se deterioren apreciablemente los voltajes en las barras del sistema mexicano; el desplazamiento angular se incrementa debido a lo longitudinal en que se convierte la red. Las pérdidas de potencia activa del sistema se incrementan levemente a 3.9% y 3.95% en cada caso.

La producción de potencia reactiva del sistema es similar al caso base, ya que la línea al operar en estas condiciones aporta entre 23 y 20 MVAR, pero el sistema de México disminuye la producción de potencia reactiva al incrementar el flujo de la línea de Angostura a Belisario Domínguez, lo que compensa el aporte de la interconexión.

La línea de interconexión aporta en estas condiciones entre 1 y 1.5 MW de pérdidas de potencia activa, y entre 23 y 20 MVAR de ganancia de potencia reactiva.

En general se puede concluir que en estas condiciones tanto la línea de interconexión como los dos sistemas nacionales operan en condiciones satisfactorias, y que la línea y el sistema mexicano tienen suficiente capacidad, desde el punto de vista del sistema de transmisión, para hacer intercambios de estas magnitudes de potencia.

d) Caso E, línea de 230 kV e intercambio de 40 MW

En este caso, la línea de interconexión de 230 kV entre las subestaciones de Belisario Domínguez y San Sebastián transmite 40 MW de Guatemala hacia México.

Los principales elementos de la red de transmisión y los flujos de carga se muestran en el diagrama A-5, y se resumen comparativamente en el cuadro A-1.

Con la cantidad supuesta de potencia de intercambio, ambos sistemas nacionales se comportan dentro de los límites razonables de operación en estado estable. Las magnitudes de voltaje en las principales barras no superan en ningún caso el 5% de desviación con respecto al voltaje nominal; el máximo desplazamiento angular no rebasa los 10 grados. Las pérdidas de potencia activa se incrementan levemente con relación al caso base, al igual que la ganancia de potencia reactiva. La línea de interconexión aporta casi 65 MVAR; sin embargo, parte de ésta es absorbida por la mayor cantidad de flujos de potencia activa que circulan por la red de Guatemala debido a la interconexión.

Este caso permite deducir que la capacidad de la red de transmisión del sistema de Guatemala es bastante limitada, y se puede concluir que el límite es un poco superior a los 40 MW. Se deduce que con esta cantidad de intercambio de potencia, la magnitud de voltaje en las principales barras de la zona central del sistema disminuye sin llegar a ser crítico.

En general, se puede concluir que el sistema es capaz de trabajar satisfactoriamente en estas condiciones.

e) Caso F, línea de 500 KV, operando en vacío

En este caso, la línea de interconexión es de 500 KV entre las subestaciones de Belisario Domínguez y Guatemala Este, y se le hace operar en vacío, es decir, con 0 MW de intercambio de potencia activa. También se ha simulado un enlace en 400 KV entre la subestación Angostura y Belisario Domínguez, y un transformador de 400/500 KV en esta última.

Los principales elementos de la red de transmisión y los flujos de carga se muestran en el diagrama A-6, y se resumen comparativamente en el cuadro A-1.

En este caso, como consecuencia de la potencia reactiva generada por la línea de interconexión, se presenta un problema de elevación en la magnitud del voltaje de las principales barras de 230 kV de ambos sistemas, debido a que, al operar en vacío la línea de interconexión, funciona como un gran "capacitor" que aporta enormes cantidades de potencia reactiva al sistema. En comparación con el caso de operación en vacío de la línea en 230 KV (caso B), en éste las variaciones de voltaje son mucho más grandes, en algunos casos superior al 5%.

Las pérdidas de potencia activa disminuyen levemente con relación al caso base, y la ganancia de reactiva prácticamente se duplica en toda la red, lo que permite concluir que en este caso la línea de interconexión debe ser fuertemente compensada para que esté en condiciones razonables de operación.

f) Caso G, línea de 500 kV e intercambio de 200 MW

En este caso, la línea de interconexión de 500 kV transmite 200 MW desde México hacia Guatemala. Los principales elementos de la red de transmisión y los flujos de carga se muestran en el diagrama A-7, y se resumen comparativamente en el cuadro A-1.

La magnitud de los voltajes en las principales barras del sistema se incrementan considerablemente en relación con el caso base, aunque no tan drásticamente como en el caso anterior. Los desplazamientos angulares no llegan a ser críticos. Las pérdidas de potencia activa disminuyen en relación con el caso base y la ganancia de potencia reactiva casi se duplica.

En este caso es indispensable que se incluyan bancos de compensación reactiva en la línea, de lo contrario operaría en condiciones de poca estabilidad, y con problemas de altas tensiones en la mayor parte de la red.

2. Flujos de carga del año 2000

En este año se ha simulado una serie de siete casos: el caso base, dos con la variante de 230 kV y cuatro con la variante de 500 kV. Un resumen comparativo de los resultados para estos casos se muestra en el cuadro A-2.

a) Caso base del año 2000

Este caso trata los sistemas nacionales por separado, es decir, sin considerar ninguna interconexión, y de acuerdo con la planificación que cada empresa tiene de sus respectivas redes de transmisión.

Los principales elementos de transmisión de cada red, así como los resultados del flujo de carga, se muestran en el diagrama A-8 y se resumen comparativamente en el cuadro A-2.

Se puede apreciar que en general ambos sistemas operarán sin problemas en ese año. Los voltajes en cada una de las barras no superan en magnitud el 5% de desviación sobre el voltaje nominal, y el mayor desplazamiento angular es apenas superior a los 8 grados. Las pérdidas de potencia activa son, en el caso de México, de 4.4% sobre la carga total, en el caso de Guatemala, de 2.6%, y la resultante de los dos sistemas es de 4.1%.

En el sistema de México hay 12.7% de pérdidas de potencia reactiva con respecto a la carga, y en el de Guatemala, 21.3% de ganancia, lo que da como resultado una pérdida de 3.8% en la suma de ambos sistemas. Lo anterior indica que en el año 2000 respecto de 1994 los sistemas de transmisión están mejor dimensionados en relación con los flujos de potencia que transportan.

En general se puede concluir que ambos sistemas operan en condiciones óptimas en estado estable.

b) Caso I, línea de 230 kV e intercambio de 200 MW

En este caso se introduce una línea de 230 kV entre las subestaciones de Belisario Domínguez y San Sebastián, que transmite 200 MW desde México hacia Guatemala.

Los principales elementos de la red de transmisión y los flujos de carga se muestran en el diagrama A-9, y se resumen comparativamente en el cuadro A-2.

En este caso se destaca que la línea de interconexión tiene 2 MVAR de pérdidas de potencia reactiva, lo que indica que está operando por encima de su potencia natural (SIL). Esto provoca su mayor repercusión en

el desplazamiento angular de las principales barras del sistema: sólo como ilustración valga señalar que entre las barras de Belisario Domínguez y San Sebastián hay un desplazamiento de casi 10 grados. Al operar el sistema en esas condiciones, y si tomamos en cuenta la debilidad de las redes, principalmente la de Guatemala, se infiere que el sistema tendría una alta probabilidad de no soportar ninguna contingencia en estado dinámico y ambos sistemas estarían en riesgo de un colapso ante ella.

En consecuencia, la interconexión por medio de una línea de 230 kV tendría un límite de intercambio inferior a los 200 MW.

c) Caso J, línea de 230 kV e intercambio de 50 MW

En este caso, la línea de 230 kV entre las subestaciones de Belisario Domínguez y San Sebastián transmite 50 MW desde Guatemala hacia México.

Los principales elementos de la red de transmisión y los flujos de carga se muestran en el diagrama A.10, y se resumen comparativamente en el cuadro A-2.

En este caso se confirma lo planteado para el caso E, en el sentido de que el sistema de Guatemala tiene una capacidad más limitada que el de México para poder exportar potencia por medio de una línea de 230 kV, debido a restricciones en su red de ese voltaje. Sin embargo, en el presente año el límite de exportación del sistema es un poco más alto que para el año 1994, como consecuencia de la incorporación de nuevas centrales de generación muy cerca de la subestación de envío de la interconexión. El límite del sistema puede estar cercano a los 100 MW, hipótesis que debe ser confirmada en la segunda fase de los estudios.

Por lo demás, se está en condiciones de concluir que la red interconectada podrá operar en condiciones aceptables si se diera esa magnitud de intercambio de potencia.

d) Caso K, línea de 500 kV e intercambio de 300 MW

En este caso se introduce una línea de 500 kV entre las subestaciones de Belisario Domínguez y Guatemala Este, que transmite 300 MW desde México hacia Guatemala. Se ha supuesto una carga de 100 MW y 33 MVAR en la barra de 500 kV de la subestación de Guatemala Este, con objeto de simular una

posible exportación de México al resto de Centroamérica, a través de la línea del proyecto SIPAC.

Los principales elementos de la red de transmisión y los flujos de carga se muestran en el diagrama A-11, y se resumen comparativamente en el cuadro A-2.

En este caso merece destacarse que la línea de interconexión aporta considerables cantidades de potencia reactiva al sistema (más de 300 MVAR); sin embargo, el resto del sistema compensa bastante esa producción, lo que provoca la reducción de la necesidad de compensación de la línea.

Es legítimo concluir que el sistema guatemalteco de 230 kV puede absorber los 200 MW de importación sin ningún problema en estado estable. Sin embargo habrá que realizar algunos análisis de contingencia para verificar que no exista ningún problema.

e) Caso M, línea de 500 kV e intercambio de 500 MW

En este caso, la línea de 500 kV entre las subestaciones de Belisario Domínguez y Guatemala Este transmite 500 MW desde México hacia Guatemala. Se ha supuesto una carga de 250 MW y 80 MVAR en la barra de 500 kV de la subestación de Guatemala Este, con objeto de simular una posible exportación de México hacia el resto de Centroamérica, a través de la línea del proyecto SIPAC.

Los principales elementos de la red de transmisión y los flujos de carga se muestran en el diagrama A-12, y se resumen comparativamente en el cuadro A-2.

En este caso debe destacarse que el enlace de 400 kV entre Angostura y Belisario Domínguez sufre una pérdida de potencia reactiva de 10 MVAR, indicación de que operaría sobre su potencia natural (SIL). Esto significa que el sistema de transmisión de México tiene un límite en la capacidad de exportación, impuesto por la capacidad que posea ese enlace para transmitir potencia activa. El límite de transmisión de los sistemas y de la línea de interconexión tienen mucha importancia en la rentabilidad del proyecto, tal como se verá en el análisis económico.

f) Caso N, línea de 500 kV e intercambio de 400 MW

En este caso, la línea de 500 kV entre las subestaciones de Belisario Domínguez y Guatemala Este transmite 400 MW desde Guatemala hacia México. Con objeto de simular una posible exportación a México desde Centroamérica, a través de la línea del proyecto SIPAC, se ha supuesto un generador en la barra de 500 kV de la subestación Guatemala Este como compensador. Debe tenerse en cuenta que esta simulación es una aproximación muy general que únicamente es válida para los flujos de potencia activa y no para los de reactiva, por lo que se recomienda que en la siguiente fase del estudio se analice la mejor manera de representar este caso.

Los principales elementos de la red de transmisión y los flujos de carga se muestran en el diagrama A-13, y se resumen comparativamente en el cuadro A-2.

En este caso es imposible hacer mayores comentarios ya que los flujos de potencia reactiva no pueden considerarse correctos, aunque en general es posible afirmar que los sistemas operan razonablemente bien en estado estable.

3. Contingencias

En este estudio no se realizó un análisis detallado de contingencias en estado estable, principalmente por limitaciones de tiempo. Sin embargo, se puede asegurar que a causa de la debilidad de las redes, principalmente la de Guatemala, una falla en alguna de las principales líneas de transmisión, cuyos flujos están ligados al de la línea de interconexión, la haría inoperante. Por lo tanto, se recomienda que en la siguiente fase del estudio se profundice en este tema con el fin de definir una estrategia conjunta de protección de los sistemas nacionales.

4. Pérdidas

En el cuadro A-3 se aprecia un resumen de las pérdidas de potencia activa y reactiva que resultan en cada uno de los casos analizados. Se observa que, en general, el intercambio de potencia entre los dos sistemas aumenta las pérdidas globales de la red; sin embargo, éstas pueden considerarse dentro de límites razonables.

En el gráfico A-1 se ilustra el comportamiento de las pérdidas para la serie de casos de interconexión en 230 kV, y una aproximación de regresión lineal que servirá para el cálculo de la cantidad de pérdidas de potencia, en función de la potencia de intercambio, que serán contabilizadas en el análisis financiero. La regresión lineal es una aproximación que en este caso es válida debido a las cantidades de potencia transferida de un sistema a otro; además, como se comprobó en el análisis económico éste no es un factor de mucho peso sobre la rentabilidad del proyecto.

5. Conclusiones

Las principales conclusiones de este análisis de estado estable de la operación de la interconexión son las siguientes:

a) En todos los casos, el sistema interconectado puede operar dentro de límites razonables para estado estable.

b) En todos los casos se manifiesta un pequeño problema de exceso de potencia reactiva en los sistemas nacionales en la zona de interconexión, el que se incrementa al incorporar la línea de interconexión. Deberá estudiarse la forma de compensar los excesos de potencia reactiva para mejorar las condiciones de operación en estado estable.

c) En las alternativas de interconexión de 230 kV, el límite de intercambios debidos al sistema de transmisión lo imponen los enlaces de las redes nacionales a las subestaciones de intercambio y la propia línea, mientras que en las alternativas de 500 kV, ese límite está fijado únicamente por los enlaces de las redes nacionales. En el caso de 230 kV, el límite está entre 150 MW y 180 MW, mientras que en el caso de 500 kV es del orden de 500 MW.

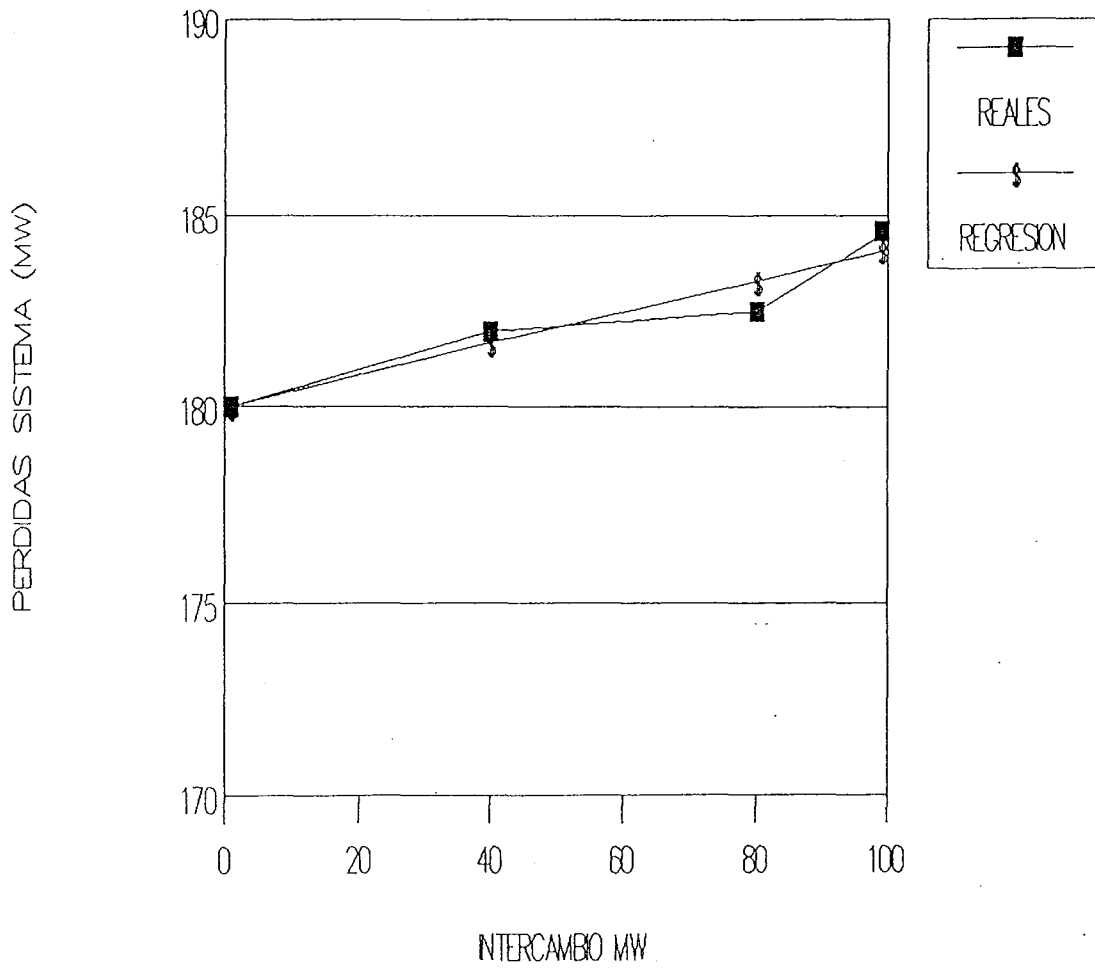
d) Las pérdidas de potencia activa debidas a los flujos de intercambio no incrementan significativamente las pérdidas totales de los dos sistemas.

e) En el caso de una línea de interconexión en 230 kV, existe mayor capacidad de exportación desde México hacia Guatemala a causa de la debilidad de esta última red de transmisión.

f) La serie de casos de interconexión en 500 kV muestra que el sistema de México podría importar o exportar considerables cantidades de potencia (hasta 500 MW), de y hacia toda la región centroamericana.

Gráfico A-1

FUNCION DE PERDIDAS



Cuadro A-1
VOLTAJE EN NODOS PRINCIPALES, AÑO 1994

	Voltaje nominal	Caso base		Caso B		Caso C		Caso D		Caso E		Caso F		Caso G	
		Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
Angostura	230	236.3	-3.2	235.8	-3.2	235.1	-6.3	234.7	-7.1	235.7	-1.7	238.7	-2.4	238.0	-8.0
Angostura	115	116.1	-4.5	116.0	-4.5	115.9	-6.8	115.8	-7.4	116.0	-3.3	117.0	-4.2	117.0	-9.0
Mapastepec	115	117.8	-9.1	117.1	-9.1	115.5	-15.0	114.8	-16.3	117.3	-6.3	120.2	-6.5	120.0	-13.0
Belisario Domínguez	230	238.8	-9.1	237.1	-9.1	234.4	-18.1	133.0	-20.4	237.1	-4.7	246.6	-4.4	245.0	-12.0
Belisario Domínguez	115	120.0	-10.7	118.8	-10.7	117.2	-1.9	116.3	-21.1	119.0	-6.7	123.3	-6.4	123.0	-14.0
San Sebastián	230			233.2	-8.9	231.5	-21.3	230.6	-24.7	233.1	-2.8	232.3	-4.1	233.0	-19.0
Escuintla	230	229.6	-5.4	230.0	-6.7	230.0	-22.5	230.0	-26.7	230.0	1.0	235.1	2.2	235.0	-17.0
Guatemala Sur	230	226.6	-6.3	226.9	-7.5	227.0	-24.0	227.0	-28.0	226.8	0.6	237.2	-3.2	234.0	-18.0
Guatemala Norte	230	226.8	-6.0	227.1	-7.3	227.3	-24.0	227.2	-28.7	226.9	1.1	238.1	-3.0	239.0	-18.0
Chixoy	230	239.0		239.0	-1.3	238.9	-20.0	238.6	-25.3	239.0	8.2	239.0	3.2	239.0	-17.0
Belisario Domínguez	400											429.4	-3.6	427.0	-12.0
Belisario Domínguez	500											543.8	-3.6	543.0	-14.0
Guatemala Este	500											527.3	-3.4	528.0	-17.0

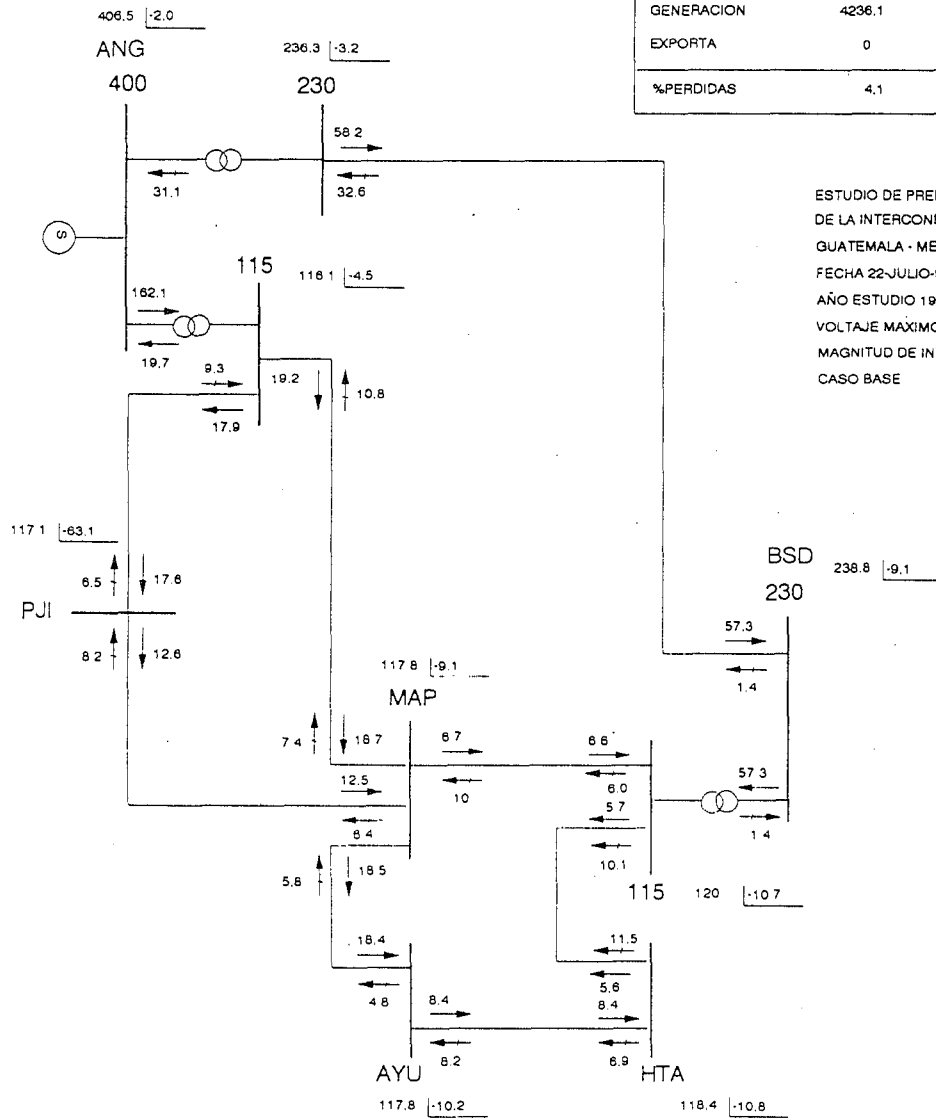
Cuadro A-2
VOLTAJE EN NODOS PRINCIPALES, AÑO 2000

	Voltaje nominal	Caso base		Caso I		Caso J		Caso K		Caso L		Caso M		Caso N	
		Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
Angostura	230	238.6	8.7	234.6	0.5	237.1	10.7								
Angostura	115	117.1	8.0	116.5	2.6	116.9	9.3	117.5	1.0	117.6	10.7	116.7	-4.0	116.7	18.0
Mapastepec	115	118.1	2.8	113.1	-8.1	117.1	5.4	118.0	-5.0	119.7	9.1	114.6	-12.5	118.0	19.6
Belisario Domínguez	230	241.9	4.0	231.1	-12.9	237.7	8.0								
Belisario Domínguez	115	120.8	1.5	114.8	-14.3	119.1	5.2	120.6	-6.9	122.9	10.5	116.0	-16.2	120.8	23.5
San Sebastián	230	231.5	-1.4	230.0	-21.6	232.6	10.3	232.2	-9.8	232.4	20.4	231.7	-26.2	231.9	42.1
Escuintla	230	229.1	-4.7	227.8	-29.4	229.3	8.2	232.8	-13.1	233.5	17.0	230.0	-29.4	231.1	38.8
Guatemala Sur	230	227.4	-5.8	225.9	-31.5	227.5	7.4	234.9	-14.3	235.8	15.8	230.4	-30.6	232.7	37.6
Guatemala Norte	230	227.6	-6.0	226.4	-32.9	227.6	7.5	236.2	-15.1	236.9	16.0	231.4	-31.6	233.8	37.3
Chixoy	230	240.8		239.5	-31.6	240.8	14.8	240.8	-13.9	240.8	24.5	240.8	-31.7	240.8	42.8
La Esperanza	230	230.7	-1.0	229.5	-22.7	231.3	11.1	232.4	-9.4	232.5	20.7	231.4	-25.8	231.9	42.5
Belisario Domínguez	400							419.9	-5.7	427.4	12.1	404.1	-15.2	419.1	25.6
Belisario Domínguez	500							533.8	-9.3	540.1	13.3	513.6	-21.7	525.2	30.4
Guatemala Este	500							520.1	-14.0	523.0	15.0	504.2	-30.2	513.0	37.2

Cuadro A-3
 INTERCONEXION GUATEMALA-MEXICO
 PERDIDAS DE POTENCIA
 ACTIVA Y REACTIVA

	Total				México				Guatemala			
	MW	%	MVAR	%	MW	%	MVAR	%	MW	%	MVAR	%
Base 1994	180.0	3.8	-471.5	56.5	166.1	4.1	-421.1	66.5	13.9	2.3	-50.4	25.1
B	180.0	3.8	-500.2	60.0	166.0	4.1	-420.3	66.4	14.0	2.3	-79.9	39.8
C	182.5	3.9	-467.4	56.1	169.8	4.2	-380.0	60.0	12.7	2.1	-87.4	43.5
D	184.6	4.0	-448.3	53.8	171.3	4.2	-364.0	57.5	13.3	2.2	-84.3	42.2
E	182.0	3.9	-494.1	59.3	165.4	4.1	-429.8	67.9	16.6	2.7	-64.4	32.1
F	179.0	3.8	-970.7	116.5	165.1	4.0	-566.3	89.5	13.9	2.3	-404.4	201.6
G	175.2	3.8	-924.0	108.0	165.0	4.0	-503.0	79.5	10.2	1.7	-421.0	209.0
H	181.8	3.9	-958.7	115.1	165.5	4.1	-569.8	90.1	16.3	2.7	-388.9	194.0
Base 2000	208.1	4.1	41.9	3.8	185.6	4.4	103.4	12.7	22.5	2.6	-61.5	21.3
I	229.5	4.5	109.3	9.9	195.8	4.6	135.3	16.6	33.7	3.9	-26.0	9.0
J	209.1	4.1	40.2	3.6	185.2	4.4	122.8	15.1	23.9	2.7	-82.6	28.6
K	205.4	3.9	-391.2	34.3	185.7	4.4	17.7	2.2	19.7	2.0	-408.9	127.0

Diagrama A-1



	MEX		GUA		TOTAL	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
CARGA	4070	832.5	803.7	200.6	4873.7	833.1
PERDIDAS	166.1	-421.1	13.9	-50.4	180	-471.5
GENERACION	4236.1	131.2	617.6	147.6	4853.7	278.8
EXPORTA	0	0	0	0	0	0
%PERDIDAS	4.1	-66.5	2.3	-25.1	3.8	-56.5

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD
DE LA INTERCONEXION
GUATEMALA - MEXICO
FECHA 22-JULIO-91 ARCHIVO INDE.94
AÑO ESTUDIO 1994 DEMANDA MAXIMA
VOLTAJE MAXIMO INTER--
MAGNITUD DE INTERCAMBIO 0 MW
CASO BASE

CASO BASE 1994
CHIXOY

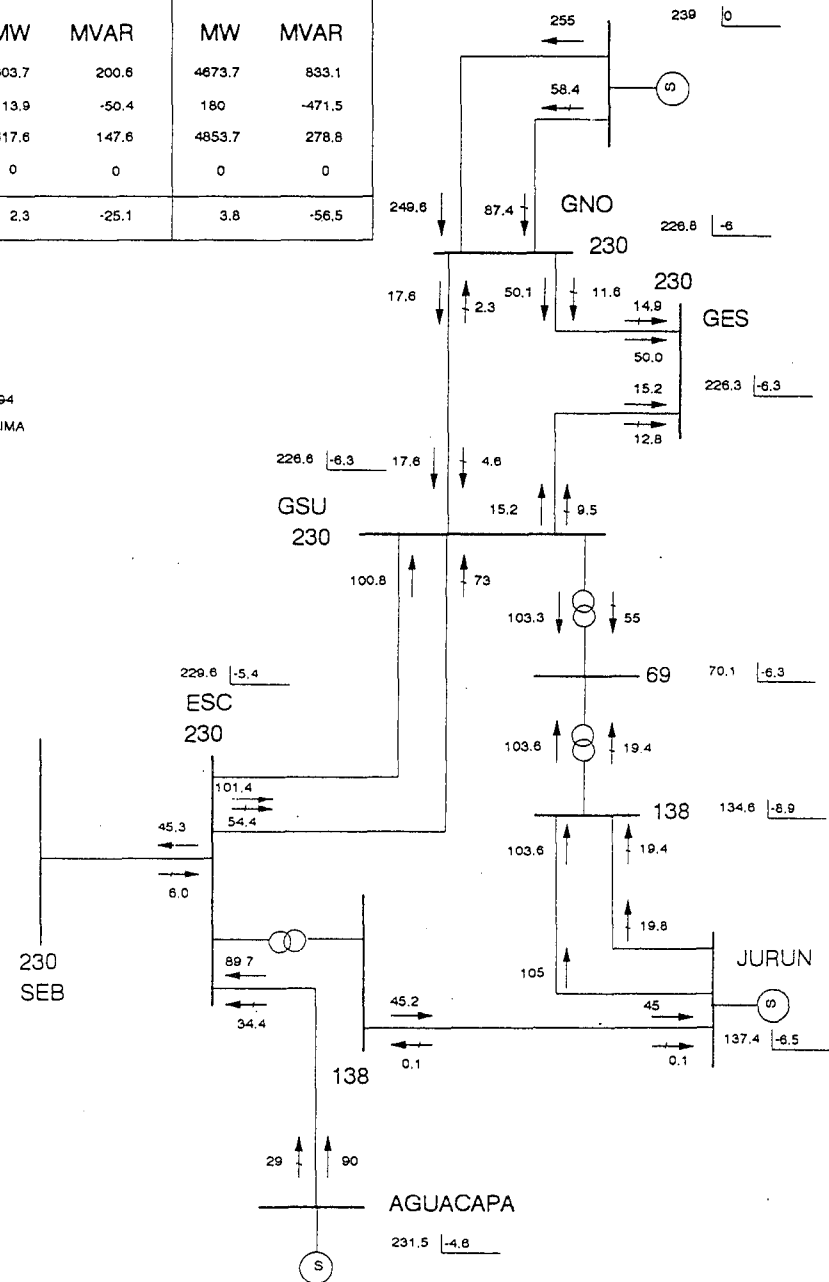


Diagrama A-2

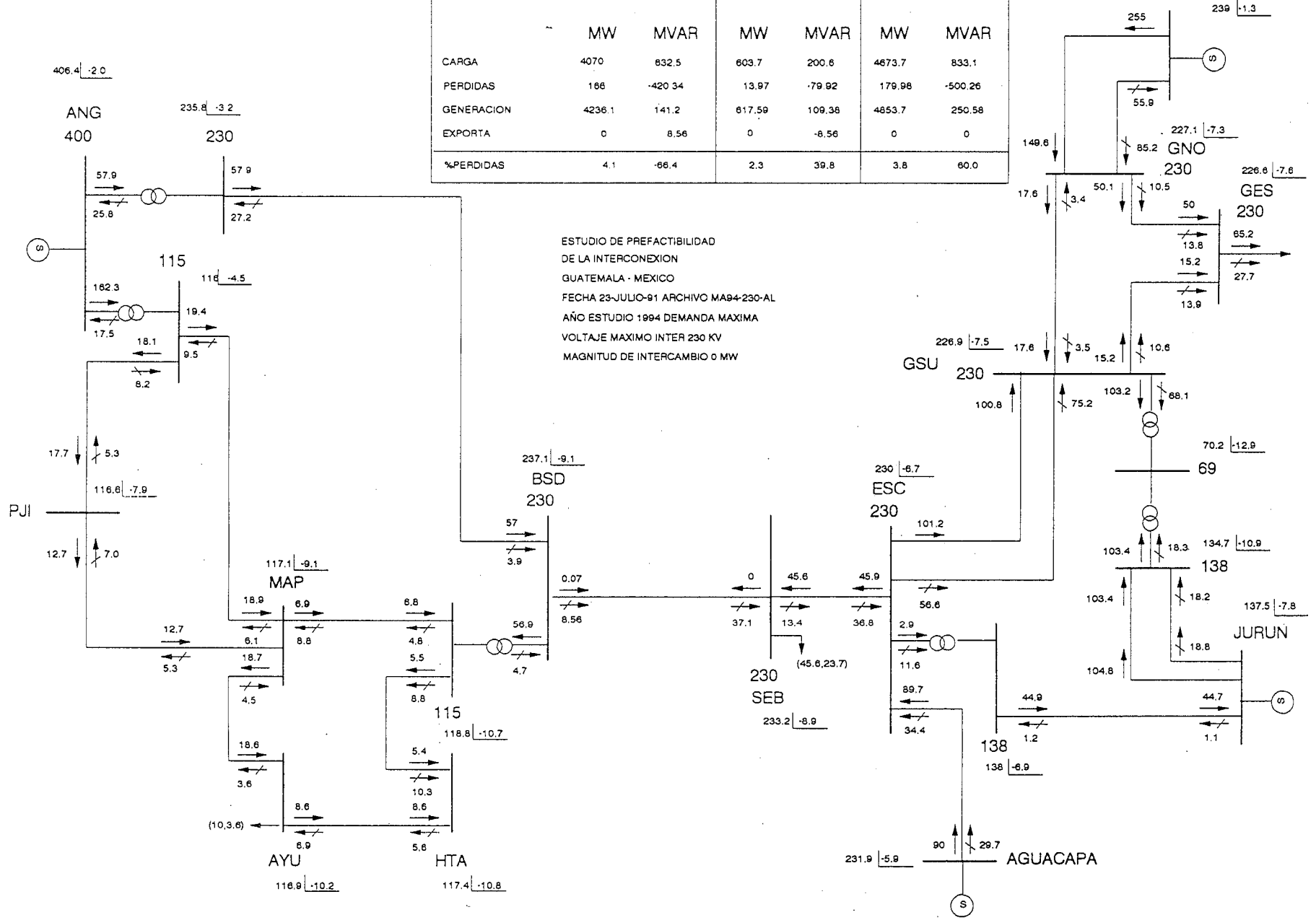


Diagrama A-3

	MEX		GUA		TOTAL	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
CARGA	4070	632.5	603.7	200.6	4673.7	833.1
PERDIDAS	169.8	-360	12.7	-87.4	182.5	-467.7
GENERACION	4319	163.9	536.4	120.4	4855.4	284.3
EXPORTA	80.1	-9.9	-80.1	9.9	0	0
%PERDIDAS	4.2	-60	2.1	-43.5	3.9	-56.1

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD
DE LA INTERCONEXION
GUATEMALA - MEXICO
FECHA 23-JULIO-91 ARCHIVO MA94_230_02
AÑO ESTUDIO 1994 DEMANDA MAXIMA
VOLTAJE MAXIMO INTERC. 230KV
MAGNITUD DEL INTERCAMBIO 80MW
DE MEXICO A GUATEMALA

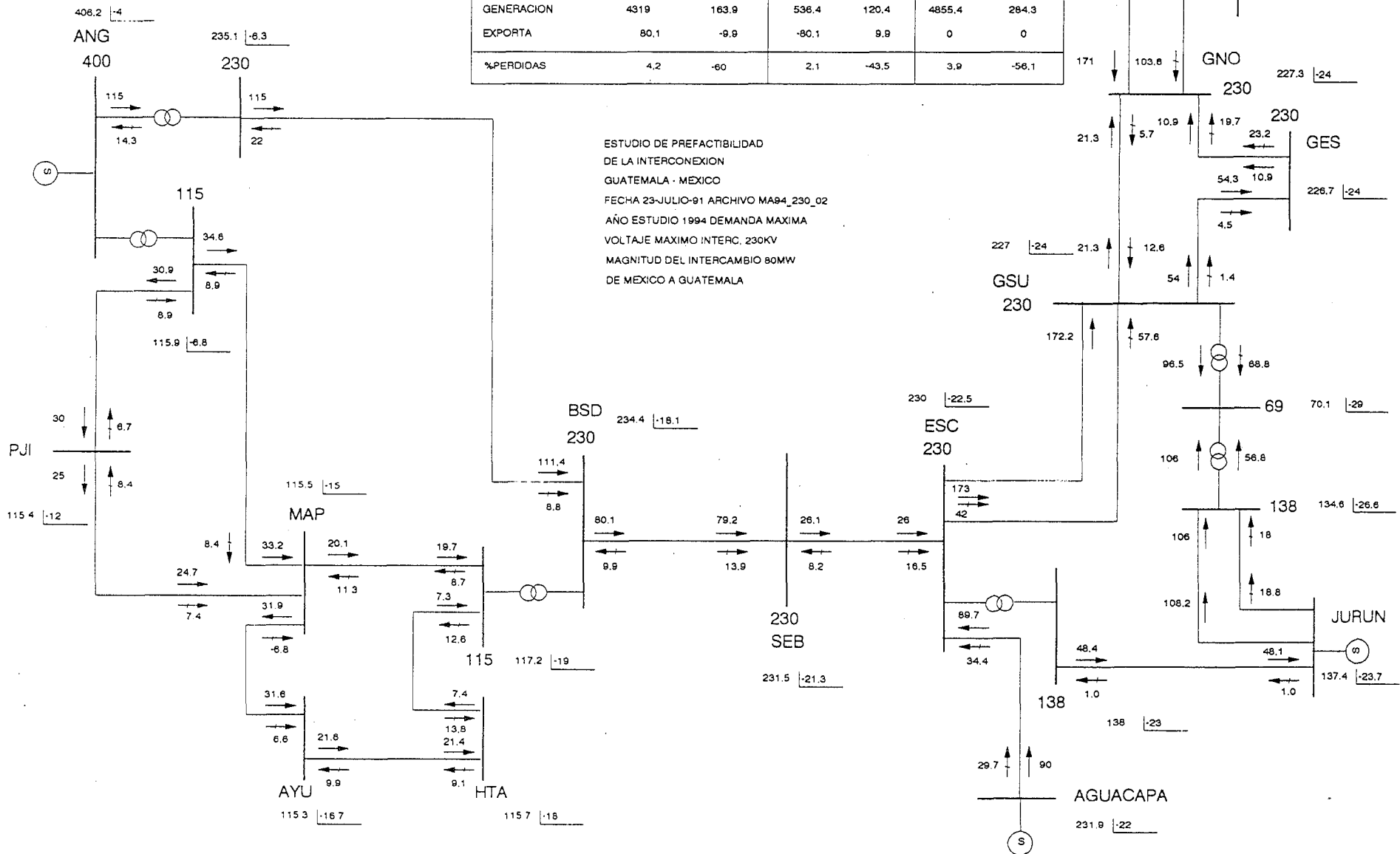


Diagrama A-4

	MEX		GUA		TOTAL	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
CARGA	4070	633	603.7	200.6	4673	833
PERDIDAS	171.3	-364	13.3	-84.3	184.6	-448
GENERACION	4341	175	516.6	128.7	4858	303
EXPORTA	100	-15	-100	15	0	0
%PERDIDAS	4.21	-57.5	2.2	-42.2	3.95	-53.8

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD
DE LA INTERCONEXION
GUATEMALA - MEXICO
FECHA 23-JULIO-91 ARCHIVO MA94_230_03
AÑO ESTUDIO 1994 DEMANDA MAXIMA
VOLTAJE MAXIMO INTERC. 230KV
MAGNITUD DEL INTERCAMBIO 100MW
DE MEXICO A GUATEMALA

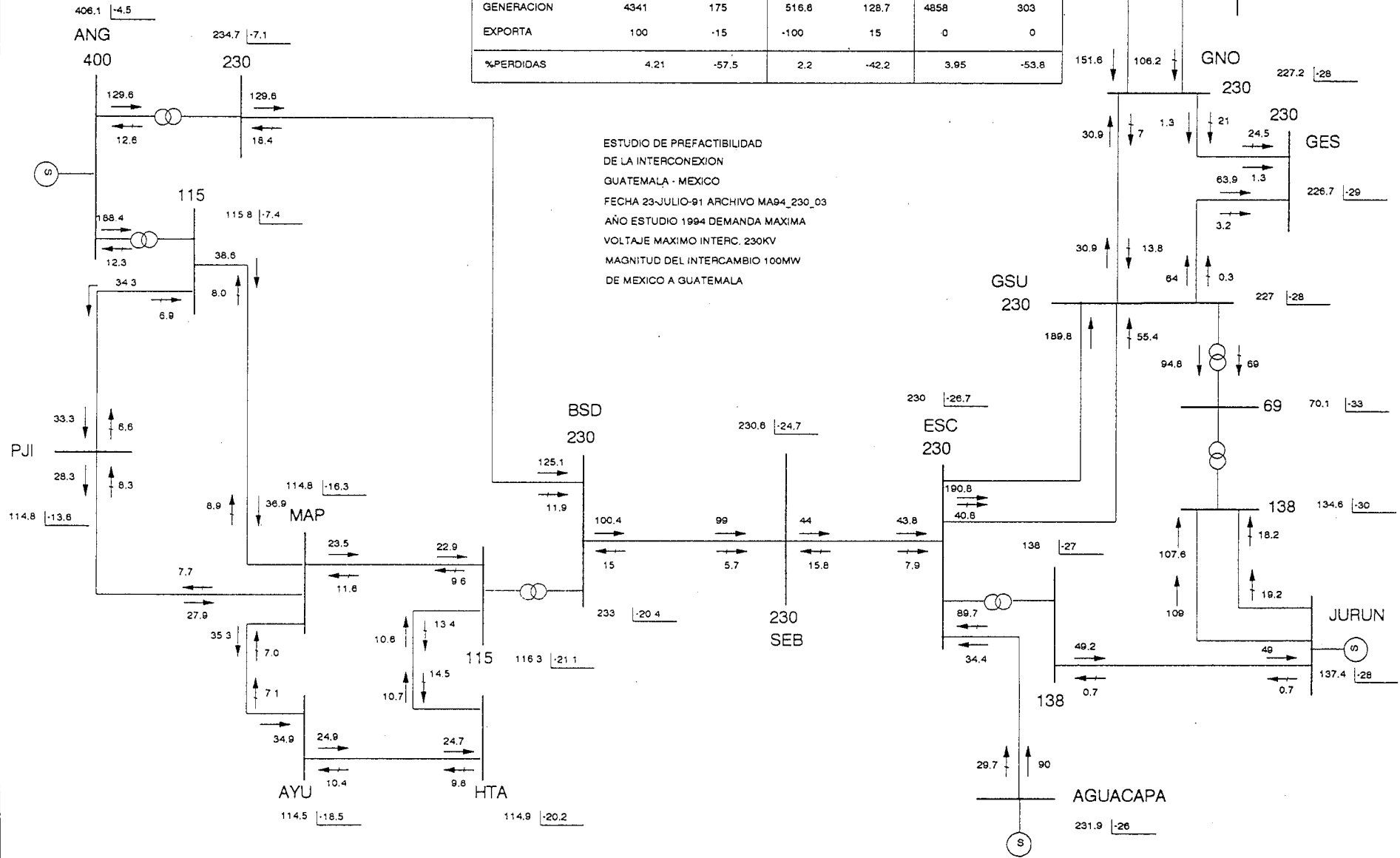


Diagrama A-5

	MEX		GUA		TOTAL	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
CARGA	4070	632.5	603.7	200.8	4673.7	833.1
PERDIDAS	165.91	-429.76	16.56	-64.36	181.97	-494.12
GENERACION	4195.18	140.88	660.5	115.84	4855.67	256.73
EXPORTA	-40.22	17.67	40.23	17.67	0	0
%PERDIDAS	4.1	67.9	2.74	32.1	3.89	59.3

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD
 DE LA INTERCONEXION
 GUATEMALA - MEXICO
 FECHA 24-JULIO-91 - ARCHIVO MA94_230_04
 AÑO ESTUDIO 1994 DEMANDA MAXIMA
 VOLTAJE MAXIMO INTERC. 230KV
 MAGNITUD DEL INTERCAMBIO 40MW
 DE GUATEMALA A MEXICO

CASO E

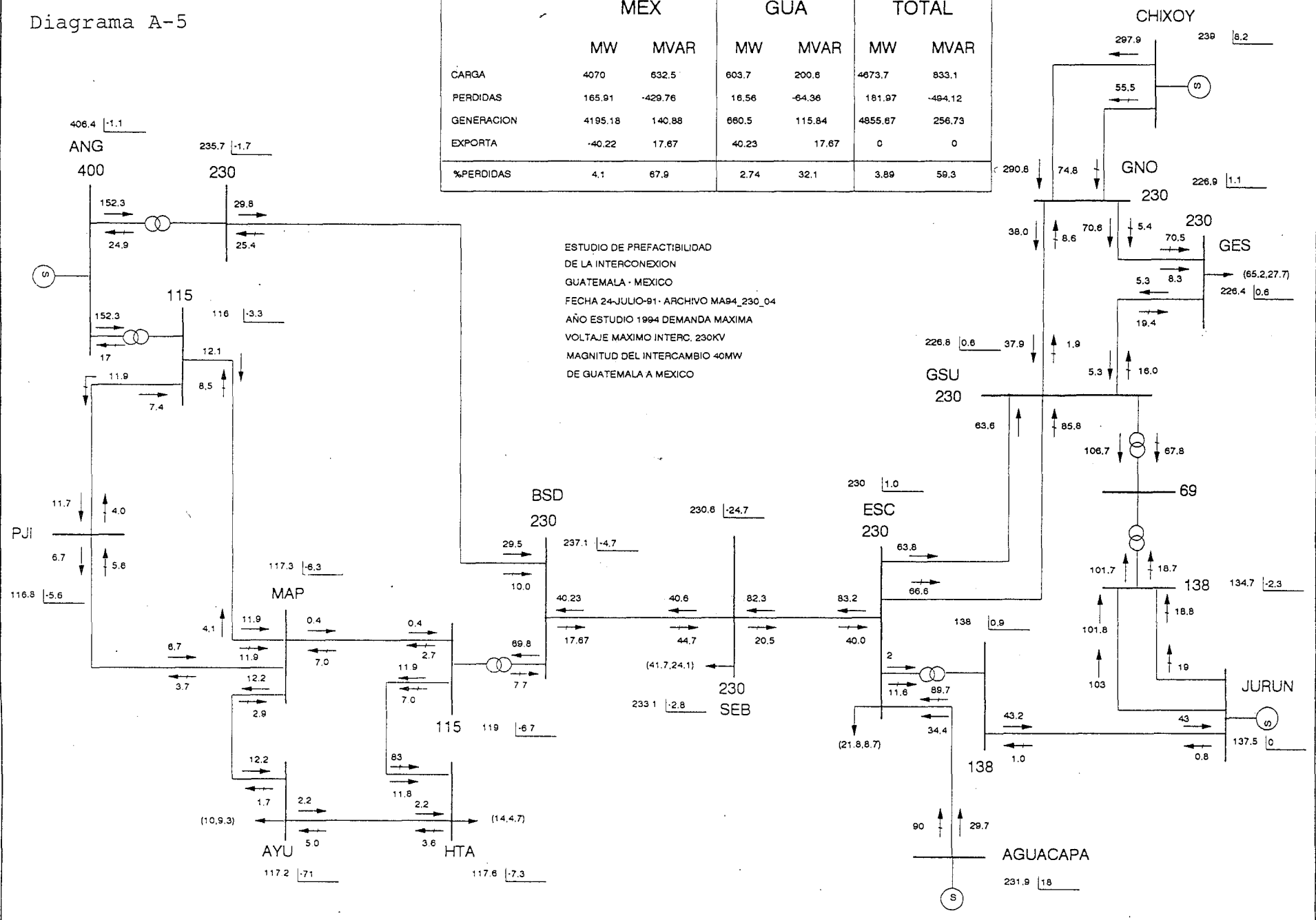
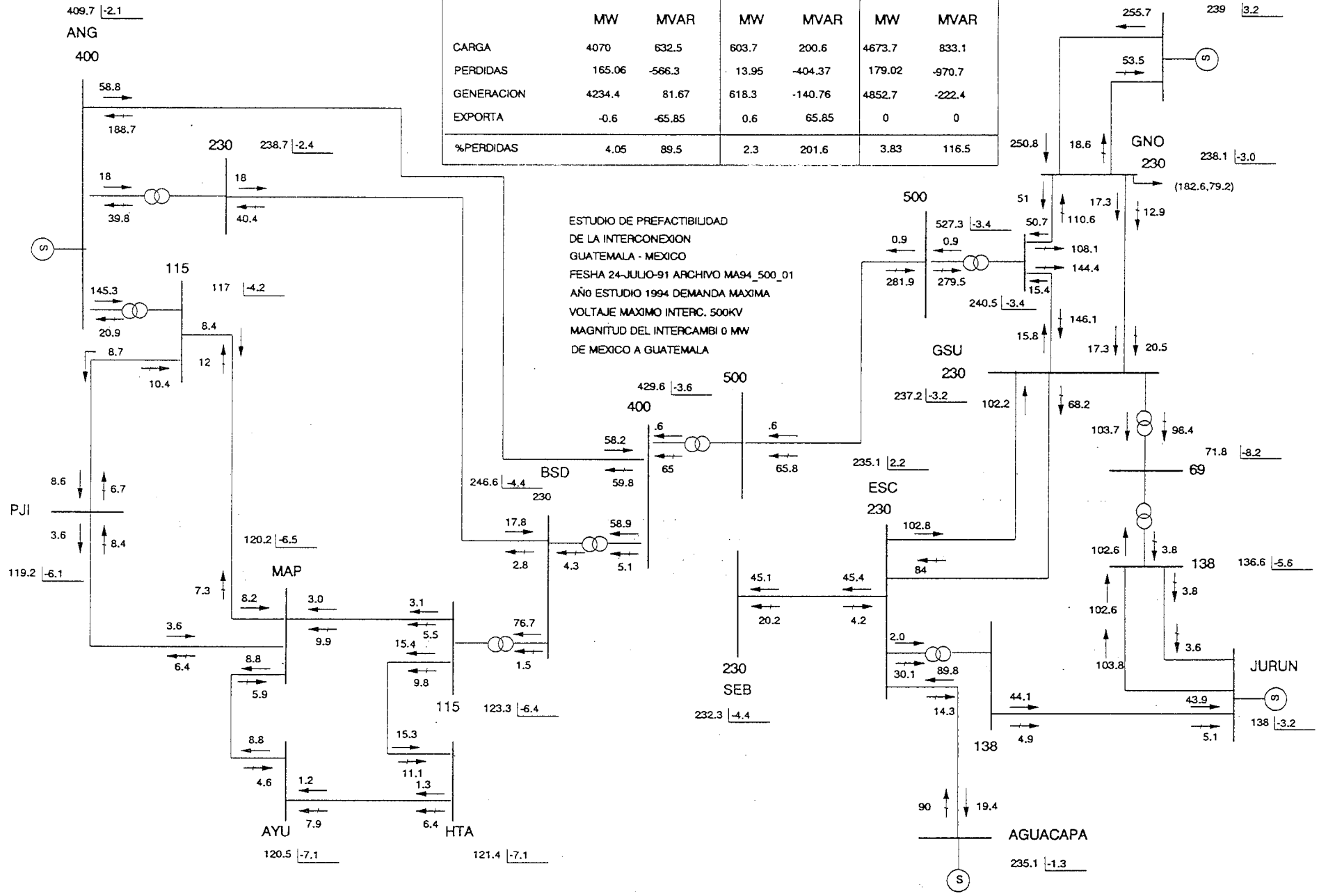


Diagrama A-6



	MEX		GUA		TOTAL	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
CARGA	4070	632.5	603.7	200.6	4673.7	833.1
PERDIDAS	165.06	-566.3	13.95	-404.37	179.02	-970.7
GENERACION	4234.4	81.67	618.3	-140.76	4852.7	-222.4
EXPORTA	-0.6	-65.85	0.6	65.85	0	0
%PERDIDAS	4.05	89.5	2.3	201.6	3.83	116.5

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD
DE LA INTERCONEXION
GUATEMALA - MEXICO
FESHA 24-JULIO-91 ARCHIVO MA94_500_01
AÑO ESTUDIO 1994 DEMANDA MAXIMA
VOLTAJE MAXIMO INTERC. 500KV
MAGNITUD DEL INTERCAMBIO MW
DE MEXICO A GUATEMALA

CASO F

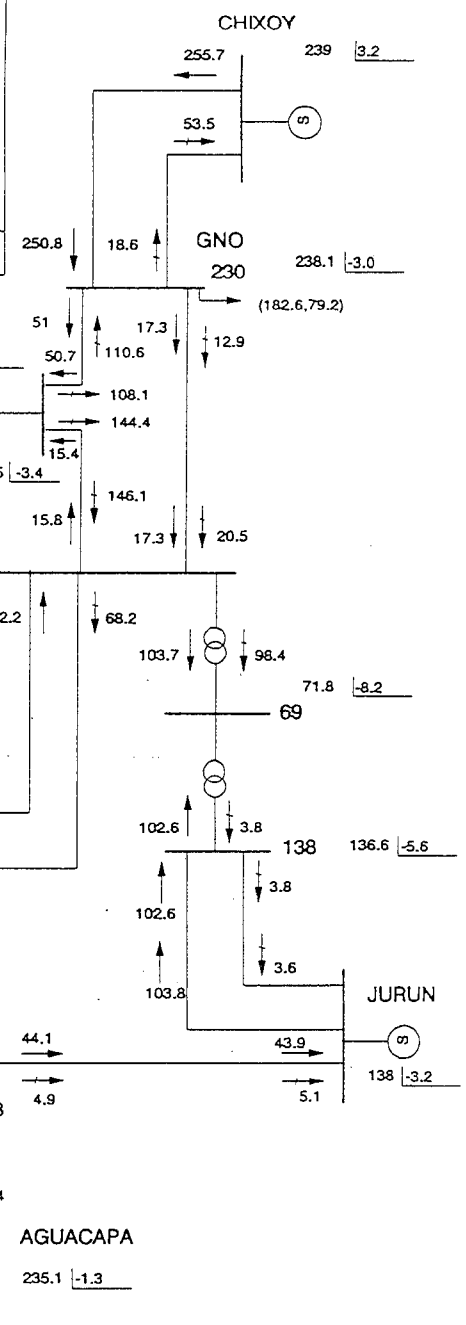
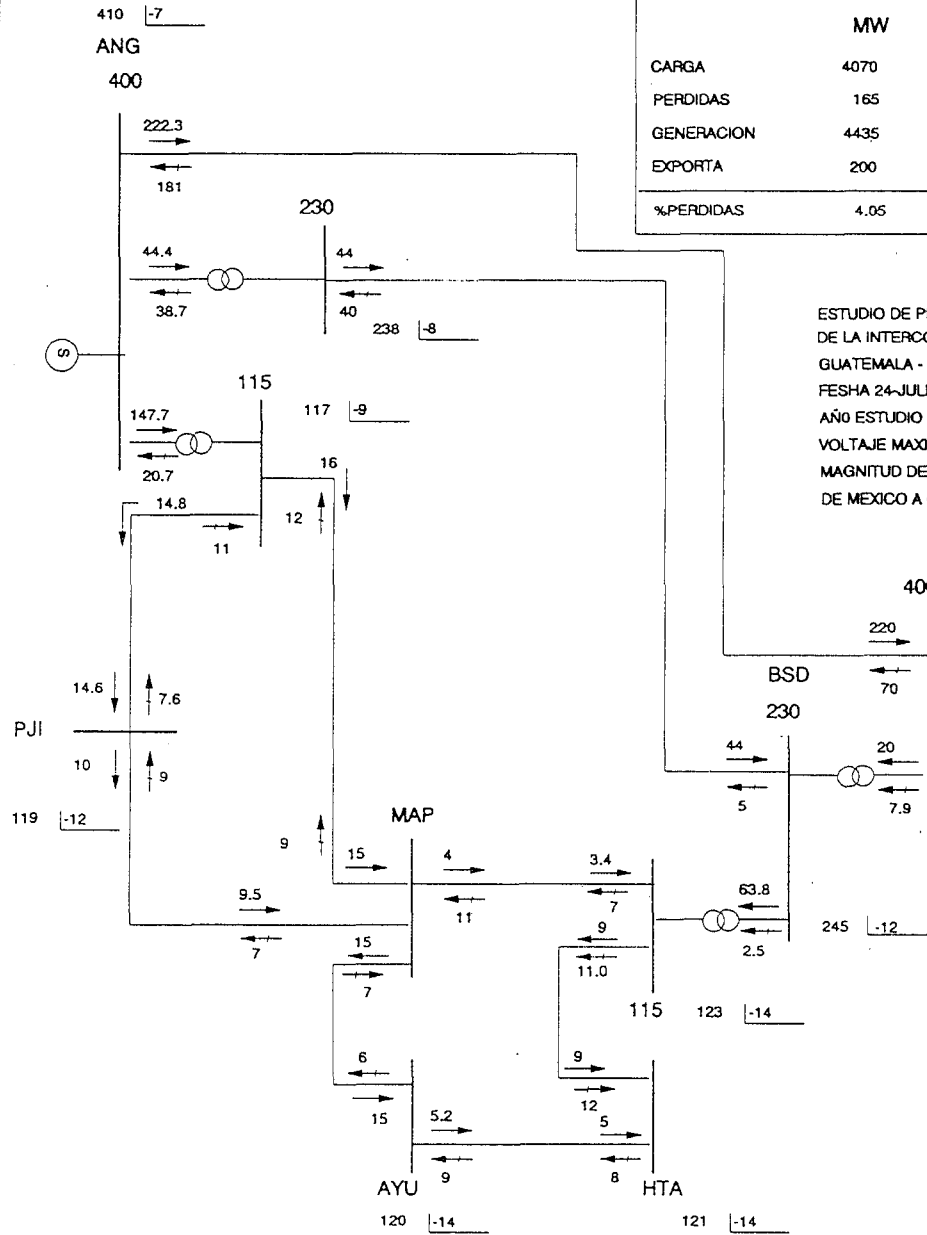


Diagrama A-7



	MEX		GUA		TOTAL	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
CARGA	4070	633	604	201	4674	834
PERDIDAS	165	-503	10.2	-412	175.6	-924
GENERACION	4435	-40	414	-136	8849	-176
EXPORTA	200	-88	-200	88	0	0
%PERDIDAS	4.05		1.69		3.75	

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD
DE LA INTERCONEXION
DE GUATEMALA - MEXICO
FESHA 24-JULIO-91 ARCHIVO MA94_500_02
AÑO ESTUDIO 1994 DEMANDA MAXIMA
VOLTAJE MAXIMO INTERC. 500KV
MAGNITUD DEL INTERCAMBIO 200MW
DE MEXICO A GUATEMALA

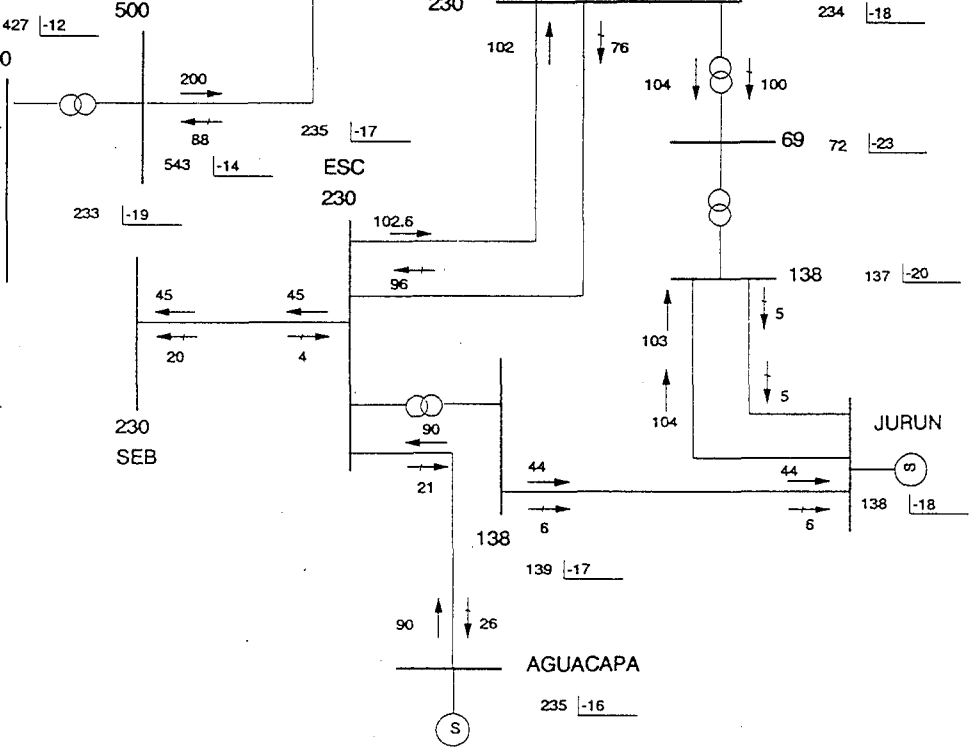
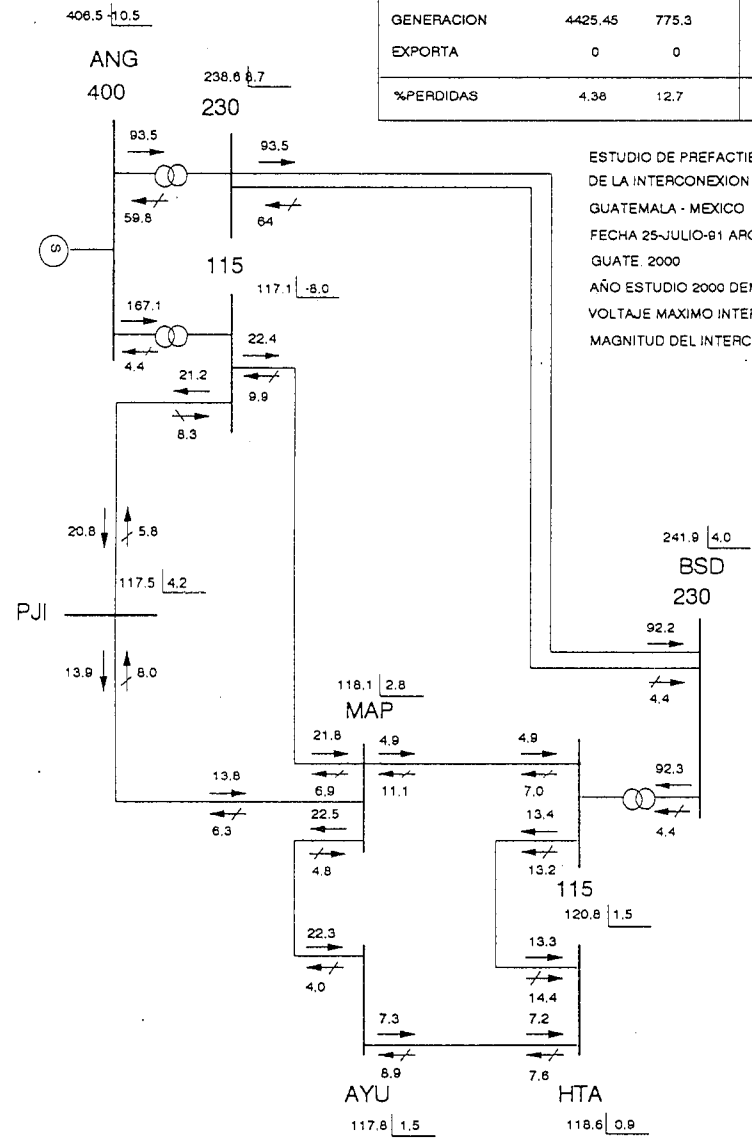


Diagrama A-8

	MEX		GUA		TOTAL	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
CARGA	4239.85	815.74	870.3	289.0	5110.2	1104.7
PERDIDAS	185.65	103.36	22.5	-61.49	208.1	41.9
GENERACION	4425.45	775.3	892.8	135.3	5318.3	910.8
EXPORTA	0	0	0	0	0	0
%PERDIDAS	4.36	12.7	2.58	21.3	4.07	3.8



ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXION GUATEMALA - MEXICO
 FECHA 25-JULIO-91 ARCHIVO MEX. 2000 Y GUATE 2000
 AÑO ESTUDIO 2000 DEMANDA MAXIMA
 VOLTAJE MAXIMO INTERCONEXION
 MAGNITUD DEL INTERCAMBIO 0 MW

CASO BASE AÑO 2000

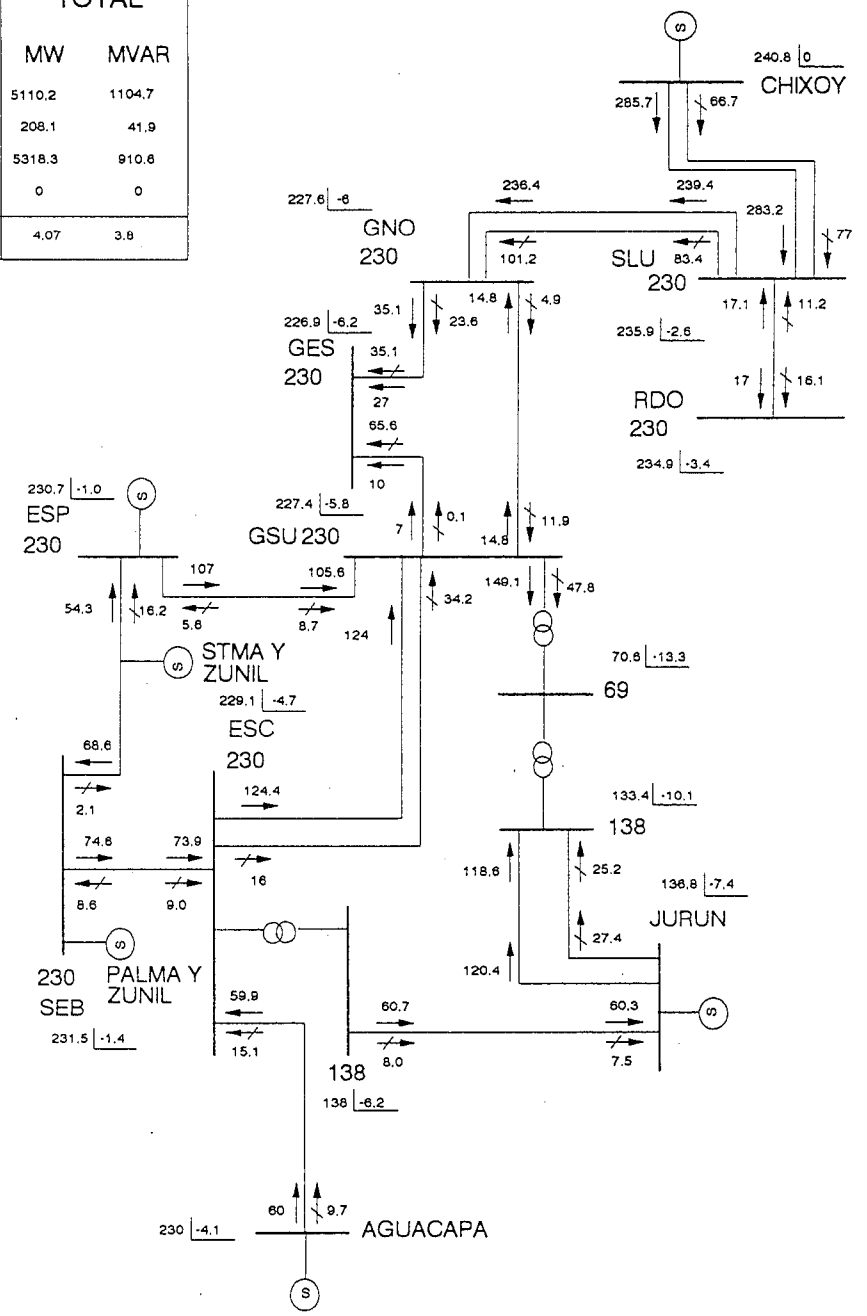


Diagrama A-9

	MEX		GUA		TOTAL	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
CARGA	4239.85	815.74	870.3	289	5110.15	1104.74
PERDIDAS	195.78	135.3	33.69	-28.04	229.47	109.26
GENERACION	4636.05	780.95	703.57	201.6	5339.6	982.5
EXPORTA	200.42	-29.85	-200.42	29.85		
%PERDIDAS	4.62	16.6	3.87	9.01	4.49	9.9

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD
DE LA INTERCONEXION
GUATEMALA - MEXICO
FECHA 25-JULIO-91 ARCHIVO MA20-230-01
AÑO ESTUDIO 2000 DEMANDA MAXIMA
VOLTAJE MAXIMO INTERCONEXION 230 KV
MAGNITUD DEL INTERCAMBIO 200 MW
DE MEXICO GUATEMALA

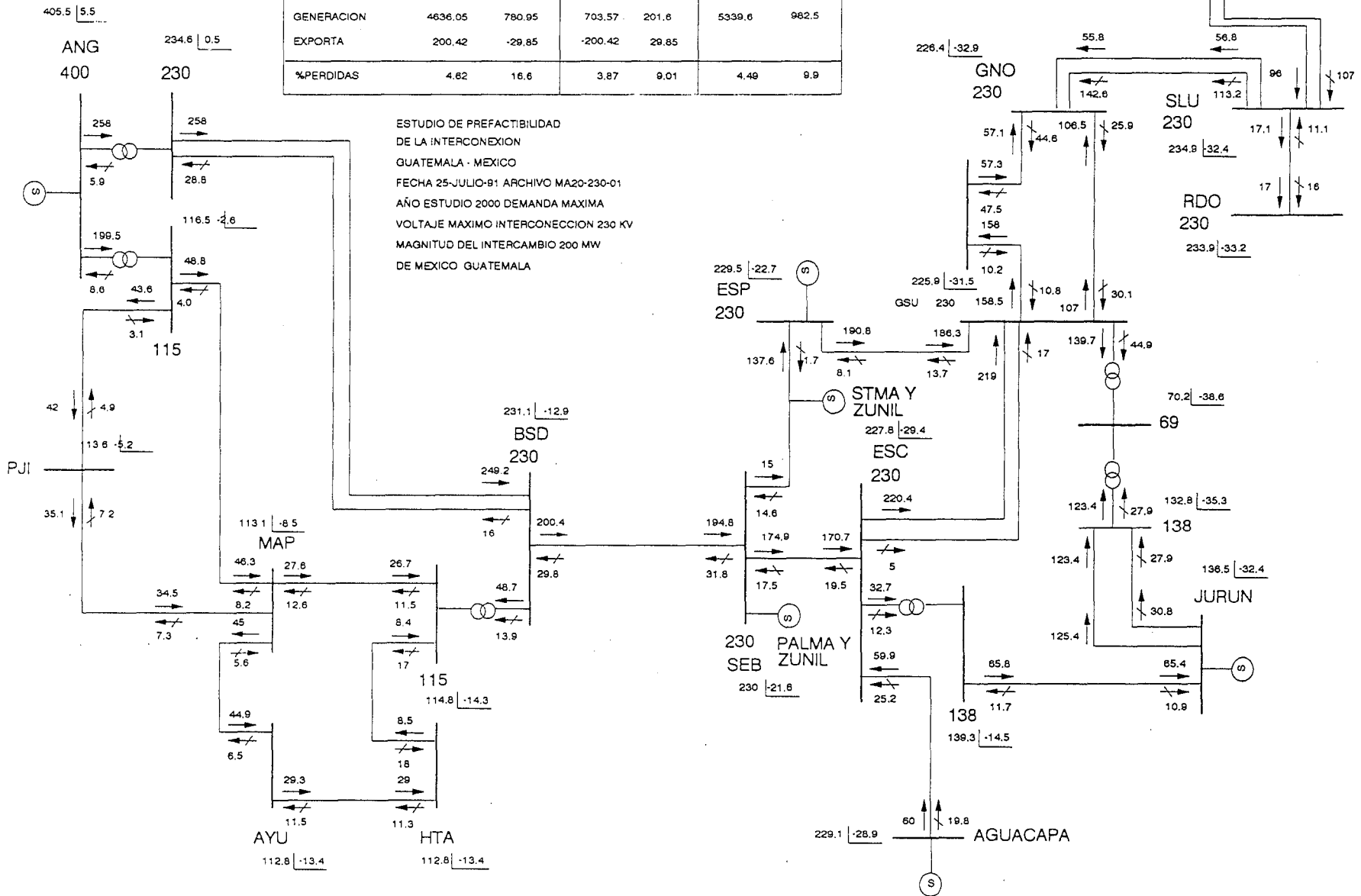


Diagrama A-10

	MEX		GUA		TOTAL	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
CARGA	4239.85	815.7	870.3	289	5110.15	1104.7
PERDIDAS	185.23	122.84	23.9	-82.61	209.13	40.24
GENERACION	4375.58	823.61	943.7	87.35	5319.28	910.96
EXPORTA	-49.5	26.78	49.5	-26.78	0	0
%PERDIDAS	4.37	15.06	2.74	28.58	4.09	3.64

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD
DE LA INTERCONEXION
GUATEMALA - MEXICO
FECHA 25-JULIO-91 ARCHIVO MARZO-230-02
AÑO ESTUDIO 2000 DEMANDA MAXIMA
VOLTAJE MAXIMO INTERCONEX 230KV
MAGNITUD DEL INTERCAMBIO 50 MW
DE GUATEMALA A MEXICO

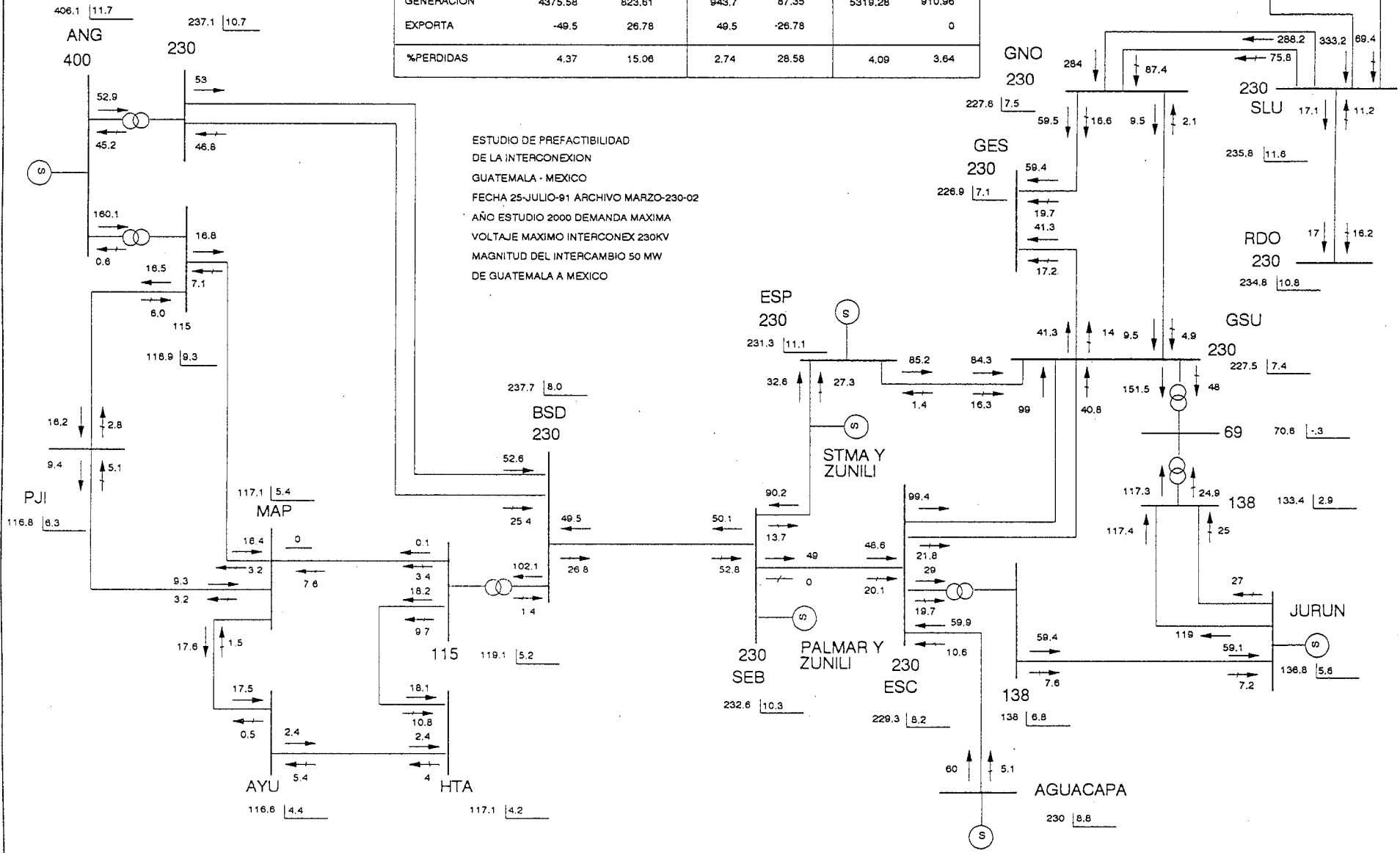


Diagrama A-11

	MEX		GUA		TOTAL	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
CARGA	4239.85	815.74	970.3	322.0	5210.1	1137.7
PERDIDAS	185.65	17.73	19.72	-408.9	205.37	-391.19
GENERACION	4725.61	595	689.9	-94.27	5415.5	500.7
EXPORTA	300.11	-91.97	-300.11	91.97	0	0
%PERDIDAS	4.38	2.17	2.03	126.99	3.94	34.3

CASO K

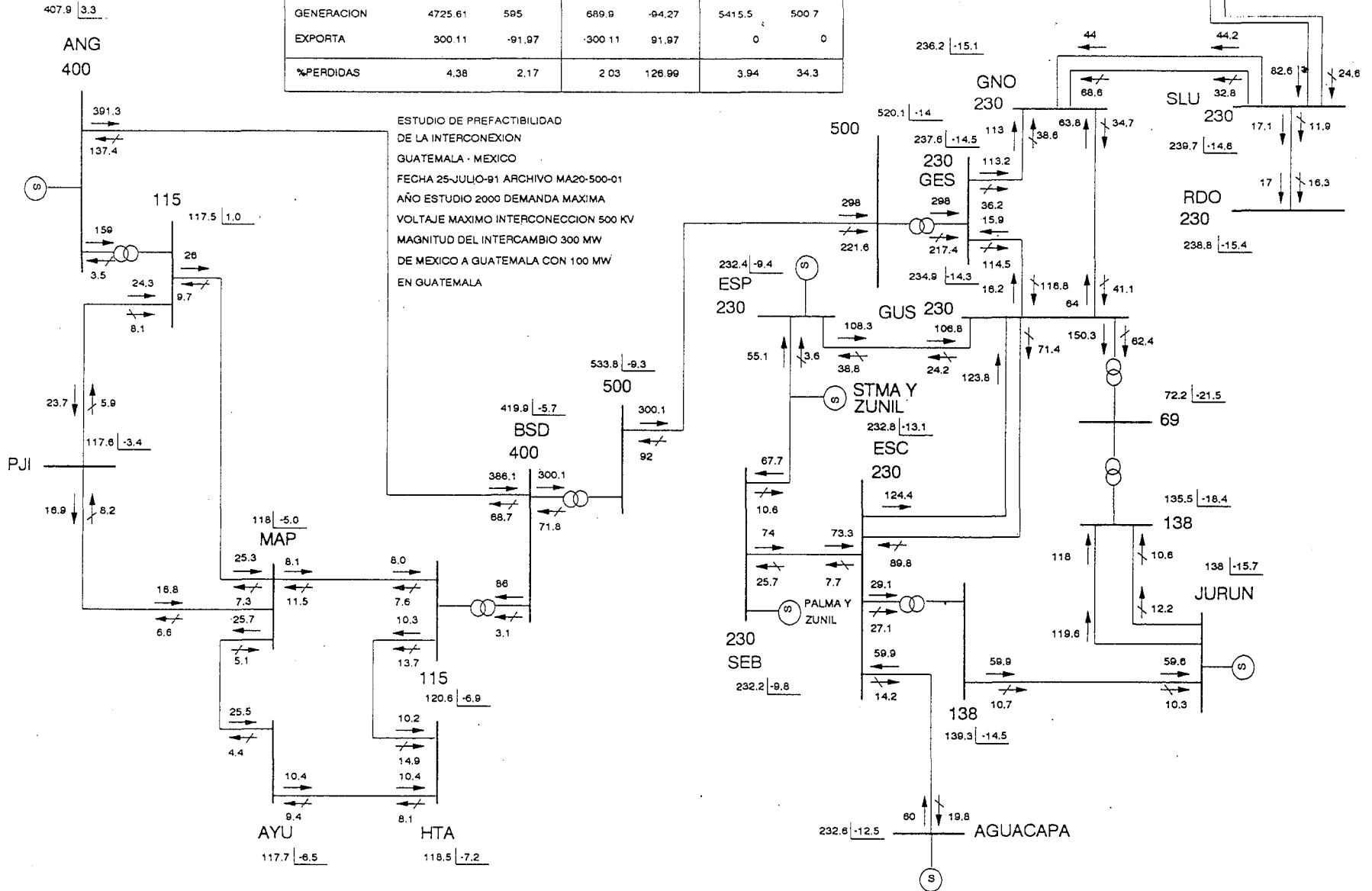
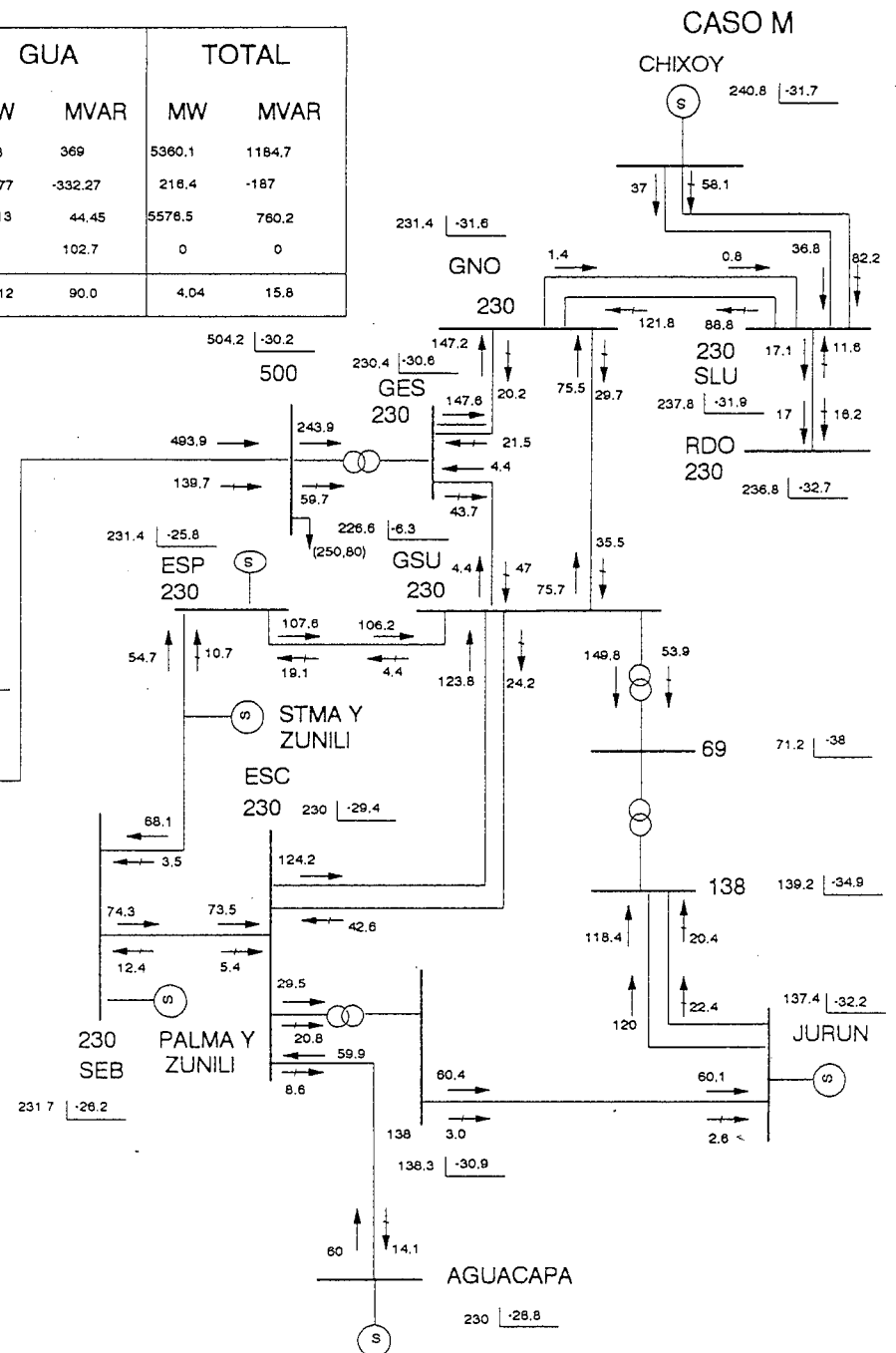
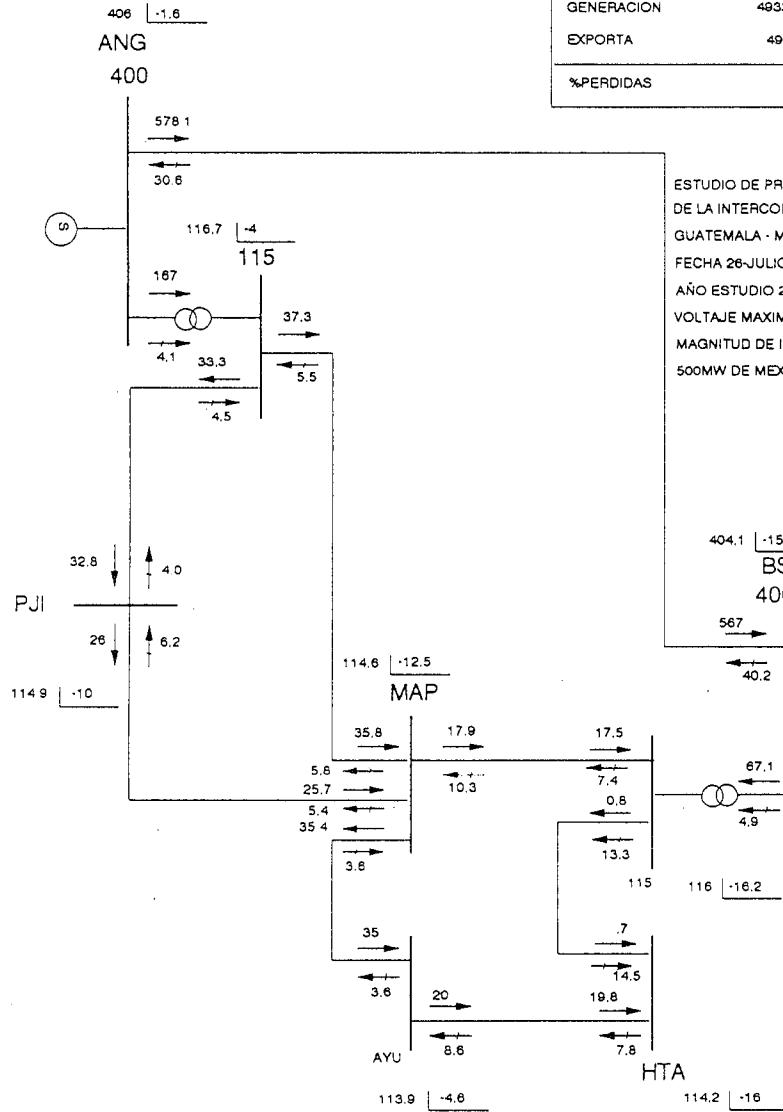


Diagrama A-12

	MEX		GUA		TOTAL	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
CARGA	4239.85	815.74	1120.3	369	5360.1	1184.7
PERDIDAS	192.63	145.28	23.77	-332.27	216.4	-187
GENERACION	4932.42	715.75	644.13	44.45	5576.5	760.2
EXPORTA	499.9	-102.7	-499.9	102.7	0	0
%PERDIDAS	4.54	17.8	2.12	90.0	4.04	15.8

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD
DE LA INTERCONEXIONN
GUATEMALA - MEXICO
FECHA 26-JULIO-91 ARCHIVO MA20_500_03
AÑO ESTUDIO 2000 DEMANDA MAXIMA
VOLTAJE MAXIMO INTERCONEX 500KV
MAGNITUD DE INTERCAMBIO 0 MW
500MW DE MEXICO A GUATEMALA



CASO M

CHIXOY

Diagrama A-13

	MEX		GUA		TOTAL	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
CARGA	4239.85	815.74	870.3	289	5110.15	1104.7
PERDIDAS	195.09	342.45	25.10	-356.17	220.18	-6.73
GENERACION	4034.91	996.64	1295.42	-135	5330.3	861.59
EXPORTA	400.02	-29.46	400.02	29.46	0	0
%PERDIDAS	4.6	42.8	2.88	123.2	4.3	0.61

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD
DE LA INTERCONEXION
GUATEMALA - MEXICO
FECHA 20-JULIO-91 ARCHIVO MA-500-4
AÑO ESTUDIO 2000 DEMANDA MAXIMA
VOLTAJE MAXIMO INTERCONEX 500KV
MAGNITUD DEL INTERCAMBIO
400 MW DE GUATEMALA A MEXICO

