

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA
COMITE DE COOPERACION ECONOMICA
DEL ISTMO CENTROAMERICANO
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE ELECTRIFICACION
Y RECURSOS HIDRAULICOS

GRIE/GT-N-CR/II/2/Add.1/Rev.1
TAO/LAT/103/Add.1
Julio de 1970

Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica

Grupo de Trabajo sobre Interconexión
Eléctrica Nicaragua-Costa Rica
Segunda Reunión

ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS
NACIONALES DE NICARAGUA Y COSTA RICA

Anexo

INDICE DE MATERIAS

	<u>Página</u>
Introducción	vii
1. Requerimientos, disponibilidad e intercambio estacional de energía	1
2. Obras de interconexión	2
a) Utilización de corriente directa	2
b) Costo de las obras de interconexión	4
3. Resultados económicos	5
a) Rentabilidad del proyecto	5
b) Efecto de variaciones en los costos	6
4. Interconexión a 138 kV	9
a) Alternativa A-3a	10
b) Otras alternativas	11

INDICE DE CUADROS

Cuadro

- A-1 Nicaragua-Costa Rica: Proyección de los requerimientos estacionales de energía y potencia en Centrales generadoras, 1973-82
- A-2 Nicaragua: Sistema interconectado nacional. Programa de adiciones en capacidad generadora; energía y potencia disponible, 1970-82
- A-3 Costa Rica: Sistema interconectado nacional: Programa de adiciones en capacidad generadora; energía y potencia disponibles, 1970-82
- A-4 Nicaragua-Costa Rica: Alternativa A-1. Comparación de los intercambios de energía calculados para los períodos hidrológicos de Costa Rica con los de Nicaragua, 1976-77
- A-5 Nicaragua: Sistema interconectado nacional. Desembolsos anuales, 1973-2003
- A-6 Costa Rica: Sistema nacional interconectado. Desembolsos anuales, 1973-2003
- A-7 Nicaragua-Costa Rica: Alternativa A-1. Desembolsos anuales en el sistema combinado, 1973-2003
- A-8 Nicaragua-Costa Rica: Alternativa A-2. Desembolsos anuales en el sistema combinado, 1973-2003
- A-9 Nicaragua-Costa Rica: Alternativa B. Desembolsos anuales en el sistema combinado, 1973-2003

/A-10 Nicaragua

Cuadro

- A-10 Nicaragua-Costa Rica: Comparación de los valores presentes de los desembolsos anuales en los sistemas nacionales independientes vs. alternativas A-1, A-2 y B
- A-11 Nicaragua-Costa Rica: Valores presentes totales a 1973 de los desembolsos anuales en el período 1973-2003 a diferentes precios de combustibles
- A-12 Nicaragua-Costa Rica: Valores presentes totales a 1973 de los desembolsos anuales en el período 1973-2003 para diferentes costos de las obras de interconexión
- A-13 Nicaragua-Costa Rica: Alternativa A-3. Características principales de la línea de 138 kV para la interconexión de los sistemas
- A-14 Nicaragua-Costa Rica: Alternativa A-3. Flujos de energía y potencia máxima de transmisión en el sistema combinado, 1973-82
- A-15 Nicaragua-Costa Rica: Alternativa A-3. Inversiones en obras de interconexión
- A-16 Nicaragua-Costa Rica: Alternativa A-3a. Valor presente a 1973 de los beneficios netos del sistema combinado
- A-17 Nicaragua-Costa Rica: Alternativa A-3b. Valor presente a 1973 de los beneficios netos del sistema combinado
- A-18 Nicaragua-Costa Rica: Alternativa A-3c. Valor presente a 1973 de los beneficios netos del sistema combinado

INDICE DE GRAFICOS

Gráfico

- A-1 Nicaragua: Sistema Interconectado Nacional. Curva de duración de la demanda, estación seca (diciembre a mayo), 1973-82
- A-2 Nicaragua: Sistema Interconectado Nacional. Curva de duración de la demanda, estación lluviosa (junio a noviembre), 1973-82
- A-3 Costa Rica: Sistema Nacional Interconectado. Curva de duración de la demanda, operación de las centrales y excesos de energía hidro, estación seca (diciembre de 1975 a mayo de 1976)
- A-4 Costa Rica: Sistema Nacional Interconectado. Curva de duración de la demanda, operación de las centrales y excesos de energía hidro, estación lluviosa (junio a noviembre de 1976)

/A-5 Costa Rica

Gráfico

- A-5 Costa Rica: Sistema Nacional Interconectado. Curva de duración de la demanda, operación de las centrales y excesos de energía hidro, estación seca (diciembre de 1976 a mayo de 1977)
- A-6 Costa Rica: Sistema Nacional Interconectado. Curva de duración de la demanda, operación de las centrales y excesos de energía hidro, estación lluviosa (junio a noviembre de 1977)
- A-7 Nicaragua: Sistema Interconectado Nacional. Curva de duración de la demanda y operación de las centrales en el sistema combinado Nicaragua-Costa Rica, alternativa A-1 estación seca (diciembre de 1975 a mayo de 1976)
- A-8 Nicaragua: Sistema Interconectado Nacional. Curva de duración de la demanda y operación de las centrales en el sistema combinado Nicaragua-Costa Rica, alternativa A-1, estación lluviosa, (junio a noviembre de 1976)
- A-9 Nicaragua: Sistema Interconectado Nacional. Curva de duración de la demanda y operación de las centrales en el sistema combinado Nicaragua-Costa Rica, alternativa A-1, estación seca (diciembre de 1976 a mayo de 1977)
- A-10 Nicaragua: Sistema Interconectado Nacional. Curva de duración de la demanda y operación de las centrales en el sistema combinado Nicaragua-Costa Rica, alternativa A-1, estación lluviosa (junio a noviembre de 1977)
- A-11 Nicaragua-Costa Rica: Alternativas A-1 y A-2. Comparación económica con los sistemas nacionales independientes
- A-12 Nicaragua-Costa Rica: Alternativa B. Comparación económica con los sistemas nacionales independientes
- A-13 Nicaragua-Costa Rica: Alternativa A-1 y A-2. Comparación económica con los sistemas nacionales independientes. Precio del combustible reducido en 20 por ciento.
- A-14 Nicaragua-Costa Rica: Alternativa B. Comparación económica con los sistemas nacionales independientes. Precio del combustible reducido en 20 por ciento.
- A-15 Nicaragua-Costa Rica: Alternativas A-1 y A-2. Comparación económica con los sistemas nacionales independientes. Precio del combustible aumentado en 13 por ciento.
- A-16 Nicaragua-Costa Rica: Alternativas A-1 y A-2. Comparación económica con los sistemas nacionales independientes. Costo de las obras de interconexión reducido en 15 por ciento.

Gráfico

- A-17 Nicaragua-Costa Rica: Alternativas A-1 y A-2. Comparación económica con los sistemas nacionales independientes. Costo de las obras de interconexión aumentado en 15 por ciento.

- A-18 Nicaragua-Costa Rica: Alternativa B. Comparación económica con los sistemas nacionales independientes. Costo de las obras de interconexión aumentado en 15 por ciento.

INTRODUCCION

Este trabajo es un anexo del documento Alternativas de Interconexión de los sistemas eléctricos nacionales de Nicaragua y Costa Rica (GRIE/GT-N-CR/II/2; TAO/LAT/103 y contiene las ampliaciones solicitadas durante la primera fase de la reunión del Grupo de Trabajo celebrada en San José de Costa Rica del 4 al 6 de marzo de 1970.



1. Requerimientos, disponibilidades e intercambio estacional de energía

El análisis de los requerimientos, disponibilidades, excesos y posibles intercambios de energía entre los sistemas de Nicaragua y Costa Rica se realizó sobre una base estacional. El sistema costarricense, a diferencia del de Nicaragua, es predominantemente hidroeléctrico y sus proyectos, con la excepción de futuros proyectos como Pacuare o Arenal, no tienen embalses que permitan la regulación anual de los caudales naturales. Por estas razones el estudio se hizo de acuerdo con las estaciones hidrológicas de Costa Rica: la estación seca de febrero a mayo y la lluviosa de junio a enero. (Véase el capítulo I, sección 3, párrafo d), página 5 del documento básico.)

Con el fin de verificar si los resultados del análisis varían al tomar como base los períodos seco y húmedo de Nicaragua (diciembre a mayo y junio a noviembre respectivamente), se calculó el intercambio de energía en un año típico de acuerdo con dichas estaciones, y se compararon los resultados con los indicados en el documento.

El hecho de que los períodos hidrológicos no coincidan de un país al otro, dificulta la comparación ya que no cubre los mismos meses del año. Para disminuir la diferencia que esto pueda presentar, se seleccionaron los años 1976 y 1977, ya que en Costa Rica el primero representa un año de pocos excedentes de energía mientras que en el segundo existen grandes sobrantes debido al inicio de operaciones del proyecto Pacuare.

En este anexo se siguió el mismo procedimiento que el indicado en el documento básico, y para ello fue necesario efectuar los siguientes cálculos con base en los nuevos períodos hidrológicos:

a) Proyección de los requerimientos estacionales de energía y potencia en centrales generadoras para el período 1973-82. (Véase el cuadro A-1).

b) Curvas de duración de la demanda para cada una de las nuevas estaciones en Nicaragua, ya que difieren de las correspondientes a los períodos hidrológicos utilizados en el documento. (Véanse los gráficos 1 y 2). En el caso de Costa Rica, no fue necesario hacer modificaciones ya que la curva mantiene su forma para los nuevos períodos considerados.

d) Energía estacional disponible en cada una de las centrales existentes y programadas en ambos sistemas para el período 1973-82, de acuerdo con los períodos hidrológicos de Nicaragua (Véanse los cuadros A-2 y A-3).

e) Operación de las centrales hidroeléctricas de Costa Rica en cada estación de 1976 y 1977 para determinar los excedentes de energía y la potencia disponible para su transmisión (Véanse los gráficos A-3 al A-6).

f) Operación de las centrales hidroeléctricas y térmicas de Nicaragua en el sistema nacional, para las estaciones seca y lluviosa de 1976 y 1977; y determinación de la energía térmica de base que puede ser reemplazada por energía hidroeléctrica excedente de Costa Rica (Véanse los gráficos A-7 al A-10).

Los resultados del análisis revelan que al tomar como base las estaciones hidrológicas de Costa Rica, el posible flujo de energía hidráulica excedente de Costa Rica a Nicaragua es de 551 GWh en el período comprendido entre febrero de 1976 y enero de 1978. Si los cálculos se basan en las estaciones hidrológicas de Nicaragua, la cifra correspondiente sería de 532 GWh en el período de diciembre de 1975 a noviembre de 1977. La diferencia de 19 GWh entre los dos cálculos representa menos del 4 por ciento del total. En el cuadro A-4 se detallan los requerimientos, suministros e intercambio de energía por estaciones para los dos años indicados.

2. Obras de Interconexión

a) Utilización de corriente directa

Para la interconexión de los sistemas nacionales de Nicaragua y Costa Rica se seleccionó una línea de 230 kV, corriente alterna, un circuito conductor ACSR de 795 MCM, con longitud total de 360 km y capacidad de transporte de 125 MW. En las subestaciones terminales se elevará el voltaje de los sistemas nacionales (138 kV) al de la línea. El costo total de las obras, incluyendo los que se requieren entre Managua y Masaya, se estimó en 8.6 millones de dólares.

En cuanto a la posibilidad de utilizar una línea de corriente directa para esta interconexión, se han hecho consultas con los asesores asignados por el gobierno suizo como parte de la asistencia técnica para este

/proyecto,

proyecto, y a la firma ASEA de Suecia (uno de los precursores del sistema) a través de la embajada de dicho país en México. De los primeros hemos recibido la siguiente opinión:^{1/}

"Las potencias de aproximadamente 100 MW son todavía pequeñas para transmisión por corriente directa. Recientemente se han efectuado grandes progresos en el desarrollo de dispositivos de estado sólido para los convertidores terminales, y se prevé que su costo se reducirá en el futuro lo que permitirá que la transmisión de potencias del orden de 100 MW a grandes distancias resulte económicamente factible. Dudo sin embargo, que esta etapa haya sido alcanzada, y si algunos fabricantes han cotizado equipo de corriente directa para las condiciones particulares de la línea Colima-Masaya, han asumido un riesgo con la esperanza de construir lo que sería una instalación experimental. Algunos puntos que deben tomarse en cuenta, además de la falta de experiencia con estaciones convertidoras de baja potencia, son la confiabilidad de estas instalaciones (menos confiables que las subestaciones convencionales de corriente alterna), y problemas de radio-interferencia y niveles de cortocircuitos. Todos estos puntos exigen un estudio de factibilidad muy cuidadoso.

En cuanto al costo, me parece que el precio estimado por CEPAL en su estudio de enero de 1970 (19 500 dólares por km para una línea de 230 kV, un circuito) es un poco alto; una cifra para presupuesto podría ser 18 000 dólares por km. Con capacidades relativamente grandes de centrales generadoras operando en ambos extremos de la línea, es probable que la compensación en serie no sea necesaria. Una línea de corriente directa como la mencionada en su carta (± 100 kV, 500 amperios) sería más económica, costaría alrededor de 10 000 dólares por km. No obstante, sería difícil predecir el costo del equipo terminal sin estudiar el caso detalladamente. Cierta equipo de conversión tendría que duplicarse para asegurar la confiabilidad adecuada de toda la instalación. Aún sin duplicarlo el ahorro en la línea probablemente no será suficiente para pagar el costo del equipo terminal. Si el factor de utilización de la línea es de aproximadamente 34 por ciento, como lo indica en su carta, las pérdidas en la línea no serían muy importantes lo cual es un punto a favor de la línea de corriente alterna. En resumen, considero que el asunto de corriente alterna o corriente directa no afecta el estudio del problema en la etapa actual.

La línea de corriente directa podría competir económicamente con la de corriente alterna, pero cualquier ventaja sería marginal."

La compañía ASEA, por su parte, ha informado que el estudio preliminar que realizaron sobre el asunto indica que la línea de corriente directa estaría en desventaja económica respecto a la de corriente alterna. Expresan que, sin embargo, pueden existir problemas de carácter técnico, como el de estabilidad, que hagan más atractivo el empleo de corriente directa. Una decisión al respecto requiere un estudio detallado del problema.

1/ Traducción no oficial

La opinión expresada por las dos fuentes mencionadas indica que la transmisión por corriente directa, en su etapa actual de desarrollo, no presenta ventajas económicas bajo las condiciones de potencia y distancia contempladas en el proyecto de interconexión Nicaragua-Costa Rica. Sería necesario efectuar un estudio muy detallado para determinar si tendría ventajas de orden técnico que justifiquen su mayor costo y el riesgo de operar una instalación para potencias relativamente pequeñas que requieren el empleo de equipo actualmente en etapa experimental.

b) Costo de las obras de interconexión

Tal como se explica en el capítulo II, sección 4, página 14 del documento básico las inversiones en adiciones a los sistemas nacionales de transmisión y en las obras de interconexión, se estimaron con base en la experiencia de Centroamérica y México. Los datos sobre costos unitarios que se incluyen en el cuadro 47 del documento se obtuvieron en 1968 y 1969. Atendiendo a la solicitud formulada durante la reunión del grupo de trabajo, se han investigado nuevamente estos datos con los siguientes resultados:

1) Al comentar la posibilidad de utilizar corriente directa para este proyecto, los asesores designados por el gobierno suizo expresaron la opinión de que el costo unitario de 19 500 dólares por km para la línea de 230 kV un circuito propuesta en el documento, parece un poco alto. Sugieren la cifra de 18 000 dólares por km, o sea cerca de 8 por ciento menos (Véase la sección 2.a de este anexo.)

2) Aunque en el Istmo Centroamericano no se han construido líneas de 230 kV, se cuenta con el presupuesto recientemente aprobado por el Banco Mundial para la construcción de proyecto hidroeléctrico del Bayano en Panamá, que incluye una línea de 230 kV, 81 km de longitud, y dos circuitos con conductor ACSR de 795 MCM. El costo estimado es de 2.4 millones de dólares, o sea 29 000 dólares por km, lo cual coincide con el costo unitario para una línea de estas características que se estimó en el documento básico. (Véase el cuadro 47 de dicho documento.)

3) La Comisión Federal de Electricidad de México estima el costo de sus líneas de 230 kV a un precio unitario promedio de 190 000 pesos (15 200 dólares).

De lo anterior se concluye que el costo estimado para las obras de interconexión propuestas es razonable, y más bien conservador. En el capítulo siguiente se estudia el efecto que tendría sobre los resultados económicos del estudio un aumento y una disminución del 15 por ciento en el costo de las obras de interconexión.

3. Resultados económicos

a) Rentabilidad del proyecto

Para calcular la rentabilidad de la inversión adicional en obras de interconexión se comparan los valores presentes de los desembolsos anuales en cada una de las alternativas propuestas (A-1, A-2, B), con el de los desembolsos anuales de los sistemas nacionales independientes, a diferentes tasas de actualización. La rentabilidad será igual a la tasa a la que los valores presentes que se comparan sean iguales. Se tomó el año 1973 como base. El período para el estudio debe ser de 30 años, o sea igual a la vida útil de las obras de interconexión.

Los desembolsos anuales incluyen lo siguiente:

Para los sistemas independientes

- 1) las inversiones, según la fecha de inicio de operaciones, en adiciones a los sistemas de generación y transmisión en el período 1973-82;
- 2) Los costos fijos de operación y mantenimiento de dichas adiciones en el período 1973-82;
- 3) Los gastos variables de generación y de las centrales existentes en 1972 y de las nuevas unidades instaladas en el período 1973-82;
- 4) El valor neto al final del período (2003) de las adiciones en generación y transmisión a que se refiere el párrafo 1), tomando en cuenta la inversión inicial, fecha de inicio de operaciones y vida útil de cada proyecto. Se ha incluido este valor como un crédito al final del período para tomar en cuenta el efecto del aplazamiento del inicio de operaciones de algunos proyectos, según se propone en la alternativa B.

Para las alternativas de interconexión

- 5) Los desembolsos indicados en 1), 2), 3) y 4) correspondientes a los sistemas nacionales, tomando en cuenta las modificaciones introducidas según la alternativa de interconexión;
- 6) La inversión total y los gastos fijos anuales de operación y mantenimiento de las obras de interconexión y el valor de las pérdidas de energía en las mismas, calculado a base del costo promedio de la energía térmica reemplazada en Nicaragua;

7) Los

7) Los beneficios que se derivan de la interconexión en el período 1982-2002, representados por el ahorro anual en combustible al reemplazar energía térmica en Nicaragua por energía hidroeléctrica excedente de Costa Rica. Se considera que el promedio anual será igual al del período 1973-82.

En los cuadros A-5 y A-6 se detallan los desembolsos anuales para los sistemas nacionales independientes de Nicaragua y Costa Rica respectivamente. Los cuadros A-7 a A-9 detallan dichos desembolsos para las tres alternativas propuestas. La comparación de los valores presentes a 1973 para diferentes tasas de actualización se detalla en el cuadro A-10 y se representa en los gráficos A-11 y A-12. El valor presente total de los sistemas nacionales independientes es igual a los de las alternativas A-1, A-2 y B a las siguientes tasas de actualización:

	<u>Por ciento</u>
Alternativa A-1	10.0
Alternativa A-2	12.7
Alternativa B	40.0

Las rentabilidades de las tres alternativas indican que la interconexión de los dos sistemas presenta ventajas económicas sobre el desarrollo de los sistemas independientes. La alta rentabilidad de la alternativa B justifica la conveniencia de compartir reservas y sobrerregular los embalses de las centrales de Nicaragua.

b) Efecto de variaciones en los costos

La rentabilidad de cada una de las alternativas A-1 y A-2 depende del costo del combustible y de la inversión y gastos de operación y mantenimiento de las obras de interconexión. En el caso de la alternativa B se agregan los beneficios que se obtienen al compartir reservas (posponiendo proyectos y las inversiones y gastos fijos de operación y mantenimiento correspondientes). Se analizan a continuación los efectos que tendrían posibles variaciones en los costos de combustible y de las obras de interconexión sobre la rentabilidad de cada una de las alternativas.

/i) Variaciones

i) Variaciones en el precio del combustible

Las rentabilidades calculadas en la sección anterior están basadas en los precios del combustible que se indican en el cuadro 13 del documento básico, en el cual aparece el Bunker C para las centrales de Managua con un precio estimado de 2.25 dólares por barril. La ENALUF ha solicitado que se verifique la rentabilidad de la interconexión para un precio mínimo de 1.80 dólares por barril y un máximo de 2.54 dólares por barril, los cuales representan una reducción de 20 por ciento y un aumento de 13 respectivamente, con relación al precio estimado de 2.25 dólares por barril. Para determinar la rentabilidad de cada una de las alternativas se calculó el valor presente de los desembolsos anuales de cada una de ellas y de los sistemas nacionales, con base en los precios de combustible indicados. (Véase el cuadro A-11).

A continuación se indican las rentabilidades que se obtendrían al variar el precio del combustible en la forma indicada. (Véanse los gráficos A-11 a A-15.)

Alternativa	Variación en el precio del combustible (Porcentaje)		
	-20	0	+13
A-1	7.0	10.0	12.0
A-2	9.2	12.7	14.5
B	32.9	40.0	Más de 40

ii) Variaciones en los costos de las obras de interconexión

En la sección 2 b) de este anexo se considera que los costos estimados en el documento para las obras de interconexión son razonables. Sin embargo, conviene investigar los efectos que sobre la rentabilidad del proyecto puedan tener posibles variaciones en estos costos. Para ello se calcularon los valores presentes de los desembolsos anuales de cada alternativa con una

reducción y con un aumento de 15 por ciento tanto en la inversión como en los gastos fijos de operación y mantenimiento de dichas obras. (Véase el cuadro A-12). La rentabilidad que se obtiene en cada caso es la siguiente. (Véanse los gráficos A-11, A-12 y A-16 a A-18.)

Alternativa	Variación en el costo de las obras de interconexión (por ciento)		
	-15	0	+15
A-1	12.4	10.0	8.0
A-2	15.5	12.7	10.5
B	Más de 40	40.0	29.4

4. Interconexión a 138 kV

En el documento básico se incluyeron cinco soluciones en cuanto a las características de las obras de interconexión necesarias (véase el cuadro 28 de dicho informe), todas con capacidad de transporte de 100 MW o más. Dos de las soluciones eran a base de 138 kV, doble circuito, y las otras tres a 230 kV, un circuito. Se seleccionó la solución número 4, consistente en una línea de 230 kV, 1 circuito, de Colima a Masaya por ser más económica que las de 138 kV, doble circuito, y por considerar que ofrece una unión más sólida entre los dos sistemas que la solución número 3 (de una línea) de 230 kV, entre Barranca y Masaya, con refuerzo de 138 kV de Barranca a Colima. Se estableció la capacidad mínima de transporte de 100 MW por considerarla necesaria para que los sistemas pudieran compartir sus reservas, tal como se demuestra en la alternativa B de interconexión.

En consideración a que tanto la ENALUF como el ICE han expresado la opinión de que cada sistema será desarrollado en forma autónoma, se ha estudiado la posibilidad de efectuar la interconexión por medio de una línea cuya capacidad de transporte sea suficiente para las transferencias de energía resultantes en la alternativa A-1, sin considerar la posibilidad de que un sistema dependa del otro para su reserva. Con este criterio en mente se han analizado varias alternativas de interconexión con una línea de 138 kV, 1 circuito con conductor AGSR de 795 MCM entre Barranca y Masaya. Los cálculos preliminares indican que esta línea operaría con una regulación de 15 por ciento y una pérdida máxima de potencia del 10 por ciento. La capacidad máxima de transporte de 60 MW se obtendría con 40 por ciento de compensación en serie. Bajo estas condiciones, el ángulo de desfasaje entre las tensiones en el punto de envío y el de recibo tendría un valor máximo de 18° , lo cual indica que no habría problemas de estabilidad. (Véase el cuadro A-13.) Para compensar la caída de tensión en la línea se instalaría en cada extremo un autotransformador con derivaciones de ± 10 por ciento de la tensión nominal.

/a) Alternativa

a) Alternativa A-3a

1) Flujos de energía y potencia. En la alternativa A-1 de interconexión, los flujos de energía hidroeléctrica excedente de Costa Rica a Nicaragua están limitados por los criterios de operación de las centrales:

1) los embalses de los proyectos hidroeléctricos en ambos sistemas se operan sin considerar las posibilidades de sobrerregulación, y 2) no se contempla la parada y arranque diarios de las unidades a vapor de Nicaragua que deben ser puestas en operación para cubrir la demanda máxima del día. Con estas bases, la energía total transferible durante el período 1973-82 sería de 2 554 GWh, y la potencia máxima de transmisión de 70 MW. (Véase el cuadro 29 del documento original.)

Si a las limitaciones antes mencionadas agregamos la de una línea cuya capacidad máxima de transporte sea de 60 MW, la energía transferible sería la que se indica en el cuadro A-14.

La potencia máxima de transmisión ha sido limitada a valores menores (54 MW) que la capacidad de la línea, debido a que esta solución no incluye refuerzos a la línea existente entre Barranca y Colima, la cual debe transportar también la energía y potencia para el sistema de Guanacaste.

Una comparación de las cifras del cuadro A-14 con las del cuadro 29, del informe original, revela que la energía transferible durante el período 1973-76 es la misma que para la alternativa A-1. La disminución en el resto del período representa apenas un 8 por ciento del total.

ii) Resultados económicos. La inversión en la línea de 138 kV es de 4.74 millones de dólares (véase el cuadro A-15), que representa el 55 por ciento del costo de la de 230 kV (8.64 millones) propuesto en el documento básico. Si la energía transferible disminuye en 8 por ciento solamente, se concluye que la rentabilidad del proyecto será mucho mayor que el 10 por ciento calculado para la alternativa A-1. Dicha rentabilidad corresponde a la tasa de actualización a la cual el valor presente de los beneficios netos (beneficios brutos menos los gastos en obra de interconexión) durante la vida útil del proyecto resulta igual a cero. Esto ocurre a una tasa del 20 por ciento. (Véase el cuadro A-16.)

/b) Otras alternativas

b) Otras alternativas

La ENALUF se encuentra actualmente desarrollando un programa de electrificación rural que incluye una línea de 138 kV, un circuito con conductor AGSR de 336 MCM de Tipitapa a Rivas. Por su parte el ICE está gestionando un préstamo para la electrificación de Guanacaste y otras áreas que contempla la construcción de una línea de 138 kV con conductor AGSR calibre 636 MCM de Barranca a Liberia. Conviene entonces explorar la conveniencia de utilizar estas líneas para la interconexión haciendo las modificaciones necesarias. A continuación se analizan dos posibilidades:

i) Alternativa A-3b. Aumentar la capacidad de la línea Barranca-Liberia incluida en el proyecto de electrificación rural del ICE, construyéndola con conductor calibre 795 MCM en lugar de 636 MCM. El costo adicional sería cargado a la interconexión, junto con el de la línea de Liberia a la frontera, y el del autotransformador y demás equipo necesario. En 1986 se requeriría construir la línea de 636 MCM Barranca-Liberia para satisfacer la demanda local, quedando la de 795 MCM para la interconexión. El costo de esta segunda línea sería cargado a la interconexión. En Nicaragua se construiría una línea independiente para la interconexión, presumiendo que el proyecto de electrificación rural se encuentra en una etapa muy avanzada y que no permite hacer cambios en esa línea. En esta forma las inversiones en obras de interconexión serían (véase de nuevo el cuadro A-15) las siguientes:

	Miles de dólares		
	1973	1986	Total
Total	<u>3 308</u>	<u>1 640</u>	<u>4 948</u>
Nicaragua	1 844	-	1 844
Costa Rica	1 464	1 640	3 104

La energía transferible de Costa Rica a Nicaragua sería la misma que en el caso anterior y el rédito sobre la inversión aumentaría a 29 por ciento. (Véase el cuadro A-17.)

ii) Alternativa A-3c. En lugar de construir una nueva línea en Nicaragua de Masaya a Rivas, convendría examinar la posibilidad de aumentar la capacidad de transporte de la que se proyecta actualmente para el programa de electrificación rural, cambiando el conductor de 336 MCM por 795 MCM. Con este cambio y el explicado en el párrafo i) para Costa Rica, las inversiones se reducirían a las siguientes sumas. (Véase de nuevo el cuadro A-15):

	Miles de dólares		
	1973	1986	Total
Total	2 663	1 640	4 303
Nicaragua	1 199	-	1 199
Costa Rica	1 464	1 640	3 104

Siendo los beneficios y gastos anuales los mismos que en la alternativa A-3b, al disminuir la inversión, la rentabilidad del proyecto de interconexión aumenta a 36 por ciento. (Véase el cuadro A-18.)

CUADROS
(A-1 a A-18)



Cuadro A-1

NICARAGUA-COSTA RICA: PROYECCION DE LOS REQUERIMIENTOS ESTACIONALES
DE ENERGIA Y POTENCIA EN CENTRALES GENERADORAS, 1973-82 a/

		Requerimientos de Energía (GWh)			Demanda de Potencia (MW)		
		Total	Nicaragua	Costa Rica	Total	Nicaragua	Costa Rica
1972-73	Dic.-mayo	899	374	525	343	127	216
	Junio-nov.	885	335	550	347	125	222
1973-74	Dic.-mayo	981	413	568	372	141	231
	Junio-nov.	963	370	593	376	138	238
1974-75	Dic.-mayo	1 090	464	626	413	159	254
	Jun.-nov.	1 075	417	658	417	155	262
1975-76	Dic.-mayo	1 194	520	674	443	175	268
	Jun.-nov.	1 170	466	704	448	172	276
1976-77	Dic.-mayo	1 298	576	722	481	196	285
	Junio-nov.	1 268	515	753	486	192	294
1977-78	Dic.-mayo	1 427	652	775	525	222	303
	Junio-nov.	1 393	585	808	529	217	312
1978-79	Dic.-mayo	1 548	718	830	565	243	322
	Junio-nov.	1 508	642	866	570	238	332
1979-80	Dic.-mayo	1 689	786	903	613	265	348
	Junio-nov.	1 647	702	945	618	260	358
1980-81	Dic.-mayo	1 841	869	972	664	294	370
	Junio-nov.	1 793	779	1 014	670	288	382
1981-82	Dic.-mayo	2 005	958	1 047	715	321	394
	Junio-nov.	1 942	857	1 085	720	314	406

a/ Estaciones hidrológicas de Nicaragua.

Cuadro A-2

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: PROGRAMA DE ADICIONES EN CAPACIDAD
GENERADORA; ENERGIA Y POTENCIA DISPONIBLE, 1970-82a/

Proyecto	Fecha de inicio de operaciones	Potencia (MW)	Energía (GWh)		Potencia total instalada (MW)	Unidad mayor instalada (MW)	Energía total disponible (GWh)	
			Estación seca	Estación lluviosa			Estación seca	Estación lluviosa
Hidro								
Centroamérica	Existente ^{b/}	50	100	100	50	25	100	100
Santa Bárbara 1	Dic. 1971	25	79	121	75	25	179	221
Santa Bárbara 2	Enero 1972	25			100	25		
Nicaragua	Dic. 1975	40	34	33	140	25	213	254
Santa Bárbara (aumento con Nicaragua)	Dic. 1975	-	25	-17	140	25	238	237
Rafael Mora	Julio 1981	30	30	43	170	30	282	280
Térmico								
Existentes ^{b/}					54	15	165	168
Varios, diesel		9	25	26				
Chinandega, gas		15	28	29				
Managua, vapor		30	112	113				
Adiciones								
Managua 3, vapor	Julio 1970	40	136	137	94	40	301	305
Masaya, gas	Feb. 1975	15	29	30	109	40	330	335
Managua Nueva, 1, vapor	Marzo 1977	60	209	209	169	60	539	544
Retiro varios, diesel	Marzo 1977	-9	-25	-26	160	60	514	518
Managua Nueva 2, vapor	Marzo 1979	60	209	209	220	60	723	727

a/ Estación seca: 1 de diciembre al 31 de mayo, estación lluviosa: 1 de junio al 30 de noviembre.

b/ A diciembre de 1969.

Cuadro A-3

COSTA RICA, SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: PROGRAMA DE ADICIONES EN CAPACIDAD GENERADORA;
ENERGIA Y POTENCIA DISPONIBLES 1970-82.^{a/}

Proyecto	Fecha de inicio de operaciones	Potencia (MW)	Energía (GWh)		Potencia total instalada (MW)	Unidad mayor instalada (MW)	Energía total disponible (GWh)	
			Estación seca	Estación lluviosa			Estación seca	Estación lluviosa
Hidro								
Existentes^{b/}								
Varios		43	122	158	167	32	490	629
Garita		30	81	90				
Río Macho		30	49	97				
Cachí		64	238	284				
Adiciones								
Cachí (ampliación embalse)	Nov. 1970	-	40	-	167	32	530	629
Río Macho No. 3	Sept. 1972	30	-	-	-	-	-	-
Río Macho No. 4	Nov. 1972	30	149	245	277	32	679	874
Pacuare No. 1	Ene. 1977	40						
Pacuare No. 2	Mayo 1977	40						
Pacuare No. 3	Sept. 1977	40	332	333	347	32	1 011	1 207
Río Macho No. 5	Dic. 1982	30	11	19	377	32	1 022	1 226
Térmico								
Existentes^{b/}								
Colima, diesel		20	68	69	30	5	113	114
San Antonio, vapor		10	45	45				
Adiciones								
Moin No. 1, vapor	Ene. 1975	40	136	137	70	40	249	251
Moin No. 2, vapor	Sept. 1981	40	136	137	110	40	385	388

^{a/} Estación seca: lo. diciembre al 31 de mayo.

Estación lluviosa: lo. de junio al 30 de noviembre.

^{b/} A diciembre de 1969.

Cuadro A-4

NICARAGUA-COSTA RICA: ALTERNATIVA A-1. COMPARACION DE LOS INTERCAMBIOS DE ENERGIA CALCULADOS PARA LOS PERIODOS HIDROLOGICOS DE COSTA RICA CON LOS DE NICARAGUA, 1976-77

(GWh)

	Períodos hidrológicos de Costa Rica						Períodos hidrológicos de Nicaragua					
	Total anual		Estación seca Febrero a mayo		Estación lluviosa Junio a enero		Total anual		Estación seca Diciembre a mayo		Estación lluviosa Junio a noviembre	
	1976	1977	1976	1977	1976	1977	1976	1977	1976	1977	1976	1977
Requerimientos	<u>2 407</u>	<u>2 606</u>	<u>791</u>	<u>860</u>	<u>1 616</u>	<u>1 746</u>	<u>2 364</u>	<u>2 566</u>	<u>1 194</u>	<u>1 298</u>	<u>1 170</u>	<u>1 268</u>
Nicaragua	1 013	1 113	347	384	666	729	986	1 091	520	576	466	515
Costa Rica	1 394	1 493	444	476	950	1 017	1 378	1 475	674	722	704	753
Suministros												
Nicaragua	<u>822</u>	<u>753</u>	<u>347</u>	<u>343</u>	<u>475</u>	<u>410</u>	<u>838</u>	<u>707</u>	<u>486</u>	<u>463</u>	<u>352</u>	<u>244</u>
Hidro	475	475	159	159	316	316	475	475	238	238	237	237
Térmico	347	278	188	184	159	94	363	232	248	225	115	7
Costa Rica	<u>1 585</u>	<u>1 853</u>	<u>444</u>	<u>517</u>	<u>1 141</u>	<u>1 336</u>	<u>1 526</u>	<u>1 859</u>	<u>708</u>	<u>835</u>	<u>818</u>	<u>1 024</u>
Hidro	1 503	1 850	400	514	1 103	1 336	1 490	1 849	677	825	813	1 024
Térmico	82	3	44	3	38	-	36	10	31	10	5	-
Flujo de energía de Costa Rica a Nicaragua	191	360	-	41	191	319	148	384	34	113	114	271
Potencia máxima de transmisión (MW)	46	56	-	30	46	56	38	63	12	54	38	63

Cuadro A-5

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. DESEMBOLSOS ANUALES, 1973-2003
(Miles de dólares)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983-2003 ^{e/}	2003 ^{f/}
Total	<u>1 541</u>	<u>1 990</u>	<u>23 816</u>	<u>3 028</u>	<u>14 267</u>	<u>4 242</u>	<u>14 566</u>	<u>5 445</u>	<u>18 960</u>	<u>7 005</u>		-14 326
Inversiones	-	-	21 098	-	10 802	-	9 718	-	12 951	-		-14 326
Generación hidro			16 614 ^{a/}						12 325 ^{b/}			-10 729
Generación vapor					10 000 ^{d/}		9 220 ^{d/}					-3 017
Generación gas			1 722 ^{c/}									
Transmisión			2 762 ^{a/c/}		802 ^{d/}		498 ^{d/}		626 ^{b/}			-580
Gastos de operación y mantenimiento	<u>1 541</u>	<u>1 990</u>	<u>2 718</u>	<u>3 028</u>	<u>3 465</u>	<u>4 242</u>	<u>4 848</u>	<u>5 445</u>	<u>6 009</u>	<u>7 005</u>		-
Fijos	-	-	52	202	557	628	865	912	982	1 146		-
Variables	1 541	1 990	2 666	2 826	2 908	3 614	3 983	4 533	5 027	5 859		-

a/ Diciembre.

b/ Julio.

c/ Febrero.

d/ Marzo.

e/ No se han considerado desembolsos en el período 1983-2002; solamente se han incluido los ahorros en vastos variables según se indica en los cuadros correspondientes a los sistemas combinados.

f/ Valor neto al 31 de mayo de 2003, según inversión inicial, fecha de inicio de operaciones, y vida útil de los proyectos.

Cuadro A-6

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. DESEMBOLOS ANUALES, 1973-2003
(Miles de dólares)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983-2002 ^{f/}	2003 ^{g/}
Total	-	<u>43</u>	<u>10 412</u>	<u>738</u>	<u>43 062</u>	<u>1 784</u>	<u>568</u>	<u>741</u>	<u>8 049</u>	<u>4 490</u>		-18 063
Inversiones	-	-	<u>9 895</u>	-	<u>42 542</u>	<u>1 225</u>	-	-	<u>7 200</u>	<u>2 968</u>		-18 063
Generación hidro	-				39 840 ^{a/ c/}					2 630 ^{b/}		-14 858
Generación vapor	-		7 324 ^{a/}						6 812 ^{e/}			-2 259
Generación gas	-											
Transmisión	-		2 571 ^{a/}		2 702 ^{c/ d/}	1 225 ^{b/}			388 ^{e/}	338 ^{b/}		-946
Gastos de operación y mantenimiento	-	<u>43</u>	<u>517</u>	<u>738</u>	<u>520</u>	<u>559</u>	<u>568</u>	<u>741</u>	<u>849</u>	<u>1 522</u>		
Fijos	-	-	319	330	515	559	568	568	642	793		
Variables	-	43	198	408	5	-	-	173	207	729		

- a/ Enero.
b/ Diciembre
c/ Mayo-Septiembre.
d/ Mayo-Noviembre.
e/ Septiembre.

f/ No se han considerado desembolsos en el período 1983-2002; solamente se han incluido los ahorros en gastos variables según se indica en los cuadros correspondientes a los sistemas combinados.

g/ Valor neto al 31 de mayo de 2003, según inversión inicial, fecha de inicio de operaciones y vida útil del proyecto.

Cuadro A-7

NICARAGUA-COSTA RICA. ALTERNATIVA A-1: DESEMBOLSOS ANUALES EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-2003

(Miles de dólares)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983-2002	2003
Total	<u>9 826</u>	<u>1 405</u>	<u>33 768</u>	<u>3 083</u>	<u>55 949</u>	<u>4 230</u>	<u>13 692</u>	<u>5 106</u>	<u>26 359</u>	<u>10 871</u>	- 888	<u>-32 389</u>
Subtotal Nicaragua	1 094	1 214	23 212	2 199	12 697	2 237	12 921	4 176	18 152	6 226		
Subtotal Costa Rica	-	43	10 412	738	43 062	1 784	568	741	8 049	4 490		
Subtotal obras de interconexión	8 732	148	144	146	190	209	203	189	158	155		
Inversiones	<u>8 645</u>	-	<u>30 993</u>	-	<u>53 344</u>	<u>1 225</u>	<u>9 718</u>	-	<u>20 151</u>	<u>2 968</u>	-	<u>-32 389^{c/}</u>
Sistema nacional de Nicaragua	-		21 098		10 802	-	9 718		12 951	-		-14 326
Sistema nacional de Costa Rica	-		9 895		42 542	1 225	-		7 200	2 968		-18 063
Obras de interconexión	8 645		-		-	-	-		-	-		-
Gastos fijos de operación y mantenimiento	<u>64</u>	<u>109</u>	<u>480</u>	<u>641</u>	<u>1 181</u>	<u>1 296</u>	<u>1 542</u>	<u>1 589</u>	<u>1 733</u>	<u>2 048</u>	<u>109</u>	
Sistema nacional de Nicaragua	-	-	52	202	557	628	865	912	982	1 146	-	
Sistema nacional de Costa Rica	-	-	319	330	515	559	568	568	642	793	-	
Obras de interconexión	64	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	
Gastos variables de operación y mantenimiento	<u>1 117</u>	<u>1 296</u>	<u>2 295</u>	<u>2 442</u>	<u>1 424</u>	<u>1 709</u>	<u>2 432</u>	<u>3 517</u>	<u>4 475</u>	<u>5 855</u>	- 997	-
Sistema nacional de Nicaragua	1 094	1 214	2 062	1 997	1 338	1 609	2 338	3 264	4 219	5 080	- 1 050 ^{a/}	
Sistema nacional de Costa Rica	-	43	198	408	5	-	-	173	207	729	-	
Obras de interconexión (pérdidas de transmisión)	23	39	35	37	81	100	94	80	49	46	53 ^{b/}	

a/ Ahorro en gastos variables por desplazamiento de energía térmica de Nicaragua por energía hidro de Costa Rica, 250 GWh por año a 4.2 mils/kWh.

b/ Pérdidas anuales de transmisión: 5 por ciento de 250 GWh, a 4.2 mils/kWh.

c/ Valor neto al 31 de mayo de 2003, según inversión inicial, fecha de inicio de operaciones y vida útil de los proyectos.

Cuadro A-8

NICARAGUA-COSTA RICA. ALTERNATIVA A-2: DESEMBOLOS ANUALES EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-2003
(Miles de dólares)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983-2002	2003 ^{a/}
Total	<u>9 611</u>	<u>1 164</u>	<u>33 513</u>	<u>3 038</u>	<u>55 649</u>	<u>4 021</u>	<u>13 399</u>	<u>5 030</u>	<u>26 359</u>	<u>10 871</u>	- <u>1 048</u>	- <u>32 389</u>
Subtotal Nicaragua	863	970	22 949	2 144	12 392	2 041	12 632	4 111	18 152	6 226		
Subtotal Costa Rica	-	43	10 412	738	43 062	1 784	568	741	8 049	4 490		
Subtotal obras de interconexión	8 748	151	152	156	195	196	199	178	158	155		
Inversiones	<u>8 645</u>	-	<u>30 993</u>	-	<u>53 344</u>	<u>1 225</u>	<u>9 718</u>	-	<u>20 151</u>	<u>2 968</u>	-	- <u>32 389^{c/}</u>
Sistema nacional de Nicaragua	-		21 098		10 802	-	9 718		12 951	-		-14 326
Sistema nacional de Costa Rica	-		9 895		42 542	1 225	-		7 200	2 968		-18 063
Obras de interconexión	8 645		-		-	-	-		-	-		-
Gastos fijos de operación y mantenimiento	<u>64</u>	<u>109</u>	<u>480</u>	<u>641</u>	<u>1 181</u>	<u>1 296</u>	<u>1 542</u>	<u>1 589</u>	<u>1 733</u>	<u>2 048</u>	<u>109</u>	
Sistema nacional de Nicaragua	-	-	52	202	557	628	865	912	982	1 146		
Sistema nacional de Costa Rica	-	-	319	330	515	559	568	568	642	793		
Obras de interconexión	64	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	
Gastos variables de operación y mantenimiento	<u>902</u>	<u>1 055</u>	<u>2 040</u>	<u>2 397</u>	<u>1 124</u>	<u>1 500</u>	<u>2 139</u>	<u>3 441</u>	<u>4 475</u>	<u>5 855</u>	- <u>1 157</u>	
Sistema nacional de Nicaragua	863	970	1 799	1 942	1 033	1 413	2 049	3 199	4 219	5 080	-1 218 ^{a/}	
Sistema nacional de Costa Rica	-	43	198	408	5	-	-	173	207	729		
Obras de interconexión (Pérdidas de transmisión)	39	42	43	47	86	87	90	69	49	46	61 ^{b/}	

a/ Ahorro en gastos variables por desplazamiento de energía térmica de Nicaragua por energía hidro de Costa Rica: 290 GWh por año a 4.2 mils/kWh.

b/ Pérdidas anuales de transmisión en obras de interconexión, 5 por ciento de 290 GWh a 4.2 mils/kWh.

c/ Valor neto al 31 de mayo de 2003, según inversión inicial, fecha de inicio de operaciones y vida útil de los proyectos.

Quadro A-9

NICARAGUA-COSTA RICA. ALTERNATIVA B: DESEMBOLSOS ANUALES EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-2003
(Miles de dólares)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983-2002	2003 ^{a/}	
Total	<u>9 607</u>	<u>996</u>	<u>15 702</u>	<u>20 209</u>	<u>44 543</u>	<u>3 405</u>	<u>14 127</u>	<u>4 780</u>	<u>28 860</u>	<u>17 626</u>	-	<u>1 088</u>	- <u>34 340</u>
Subtotal Nicaragua	863	782	5 166	19 308	1 087	1 386	13 337	3 968	27 979	6 147			
Subtotal Costa Rica	-	43	10 368	738	43 247	1 784	568	623	719	11 332			
Subtotal obras de interconexión	8 744	171	168	163	209	235	222	189	162	147			
Inversiones	<u>8 645</u>	-	<u>13 555</u>	<u>17 438</u>	<u>42 542</u>	<u>1 225</u>	<u>10 802</u>	-	<u>22 669</u>	<u>10 168</u>	-	- <u>34 340</u> ^{c/}	
Sistema nacional de Nicaragua	-	-	3 660	17 438	-	-	10 802	-	22 669	-		- 15 694	
Sistema nacional de Costa Rica	-	-	9 895	-	42 542	1 225	-	-	-	10 168		- 18 646	
Obras de interconexión	8 645	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Gastos fijos de operación y mantenimiento	<u>64</u>	<u>109</u>	<u>422</u>	<u>630</u>	<u>769</u>	<u>871</u>	<u>1 309</u>	<u>1 309</u>	<u>1 663</u>	<u>1 809</u>		<u>109</u>	
Sistema nacional de Nicaragua	-	-	38	191	203	203	632	632	986	1 055		-	
Sistema nacional de Costa Rica	-	-	275	330	457	559	568	568	568	645		-	
Obras de interconexión	64	109	109	109	109	109	109	109	109	109		109	
Gastos variables de operación y mantenimiento	<u>898</u>	<u>887</u>	<u>1 725</u>	<u>2 141</u>	<u>1 232</u>	<u>1 309</u>	<u>2 016</u>	<u>3 471</u>	<u>4 528</u>	<u>5 649</u>		<u>1 197</u>	
Sistema nacional de Nicaragua	863	782	1 468	1 679	884	1 183	1 903	3 336	4 324	5 092		- 1 260 ^{a/}	
Sistema nacional de Costa Rica	-	43	198	408	248	-	-	55	151	519		-	
Obras de interconexión (pérdidas de transmisión)	35	62	59	54	100	126	113	80	53	38		63 ^{b/}	

a/ Ahorro en gastos variables por desplazamiento de energía térmica de Nicaragua por energía hidro de Costa Rica, 300 GWh por año a 4.2 mils/kWh

b/ Pérdidas anuales de transmisión en obras de interconexión: 5 % de 300 GWh a 4.2 mils/kWh

c/ Valor neto al 31 de mayo de 2003, según inversión inicial, fecha de inicio de operaciones y vida útil de los proyectos

Cuadro A-10

NICARAGUA-COSTA RICA: COMPARACION DE LOS VALORES PRESENTES DE LOS DESEMBOLSOS ANUALES EN LOS SISTEMAS NACIONALES INDEPENDIENTES VS. ALTERNATIVAS A-1, A-2 y B

(Miles de dólares)

	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983-2002	2003
Sistemas nacionales independientes													
Desembolsos anuales													
Total		1 541	2 033	34 228	3 766	57 329	6 026	15 134	6 186	27 009	11 495		-32 289
Nicaragua		1 541	1 990	23 816	3 028	14 267	4 242	14 566	5 445	18 960	7 005		-14 326
Costa Rica			43	10 412	738	43 062	1 784	568	741	8 049	4 490		-18 063
Valor presente al:													
6 por ciento	119 890	1 541	1 918	30 463	3 162	45 410	4 503	10 669	4 114	16 945	6 804		5 639
8 por ciento	112 256	1 541	1 882	29 344	2 990	42 137	4 101	9 597	3 610	14 593	5 750		-3 219
10 por ciento	104 739	1 541	1 848	28 286	2 829	39 156	3 742	8 543	3 175	12 600	4 875		-1 856
12 por ciento	97 613	1 541	1 815	27 287	2 681	36 433	3 419	7 667	2 798	10 909	4 145		-1 082
15 por ciento	87 917	1 541	1 768	25 880	2 476	32 781	2 996	6 542	2 325	8 829	3 268		-489
25 por ciento	63 759	1 541	1 626	21 906	1 928	23 482	1 975	3 967	1 298	4 532	1 543		-39
40 por ciento	42 855	1 541	1 452	17 463	1 372	14 923	1 120	2 010	587	1 831	556		-
Alternativa A-1													
Desembolsos anuales													
		9 826	1 405	33 768	3 083	55 949	4 230	13 692	5 166	26 359	10 871	-888	-32 389
Valor presente al:													
6 por ciento	116 121	9 826	1 325	30 054	2 588	44 317	3 161	9 653	3 396	16 538	6 435	-5 533	-5 639
8 por ciento	110 643	9 826	1 301	28 949	2 447	41 122	2 879	8 629	2 979	14 242	5 438	-3 950	-3 219
10 por ciento	104 717	9 826	1 277	27 906	2 316	38 213	2 626	7 729	2 626	12 296	4 610	-2 864	-1 856
12 por ciento	98 774	9 826	1 255	26 920	2 194	35 556	2 400	6 936	2 309	10 646	3 920	-2 106	-1 082
15 por ciento	90 398	9 826	1 222	25 532	2 027	31 992	2 103	5 919	1 919	8 617	3 090	-1 360	-489
Alternativa A-2													
Desembolsos anuales													
		9 611	1 164	33 513	3 038	55 649	4 021	13 399	5 030	26 359	10 871	-1 048	-32 389
Valor presente al:													
6 por ciento	113 767	9 611	1 098	29 827	2 551	44 080	3 005	9 446	3 345	16 538	6 435	-6 530	-5 639
8 por ciento	108 648	9 611	1 078	28 731	2 412	40 902	2 737	8 444	2 935	14 242	5 438	-4 663	-3 219
10 por ciento	102 966	9 611	1 058	27 695	2 282	38 008	2 497	7 564	2 581	12 296	4 610	-3 380	-1 856
12 por ciento	97 237	9 611	1 039	26 717	2 162	35 365	2 282	6 788	2 275	10 646	3 920	-2 486	-1 082
15 por ciento	89 073	9 611	1 012	25 339	1 997	31 820	1 999	5 792	1 891	8 617	3 090	-1 606	-489

Cuadro A-10 (Conclusión)

	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983-2002	2003
Alternativa B													
Desembolsos anuales		9 607	996	15 702	20 209	44 543	3 405	14 127	4 780	28 860	17 626	-1 088	-34 340
Valor presente al:													
8 por ciento	102 936	9 607	922	13 461	16 092	32 739	2 317	8 903	2 789	15 593	8 817	-4 841	-3 413
10 por ciento	97 097	9 607	905	12 976	15 183	30 423	2 114	7 975	2 453	13 463	7 475	-3 509	-1 968
12 por ciento	91 242	9 607	889	12 518	14 385	28 307	1 932	7 157	2 162	11 657	6 356	-2 581	-1 147
15 por ciento	82 959	9 607	866	11 872	13 287	25 470	1 693	6 107	1 797	9 434	5 011	-1 667	-518
25 por ciento	61 631	9 607	797	10 049	10 347	18 244	1 116	3 703	1 002	4 843	2 365	-401	-41
40 por ciento	42 967	9 607	711	8 011	7 364	11 595	633	1 876	454	1 957	853	-94	-

Cuadro A-11

NICARAGUA-COSTA RICA: VALORES PRESENTES TOTALES A 1973 DE LOS DESEMBOLSOS ANUALES EN EL PERIODO 1973-2003, A DIFERENTES PRECIOS DE COMBUSTIBLE a/

(Millones de dólares)

Tasa de actuali- zación	Variación en el precio de combustible (Porcentaje) <u>b/</u>											
	Sistemas independientes			Sistema combinado								
				Alternativa A-1			Alternativa A-2			Alternativa B		
	-20	0	+13	-20	0	+13	-20	0	+13	-20	0	+13
6	114.6	119.9	123.4	113.5	116.1	117.8	111.6	113.8	115.1			
8	107.4	112.3	115.4	108.1	110.6	112.3	106.5	108.6	110.1	100.9	102.9	104.2
10	100.3	104.7	107.6	101.9	104.7	106.3	100.8	103.0	104.4	95.1	97.1	98.4
12	93.5	97.6	100.3	96.4	98.8	100.3	95.4	97.2	98.6	89.3	91.2	92.5
15	84.3	87.9	90.3	88.2	90.4	91.8	87.1	89.1	90.4	81.1	83.0	84.1
25	61.2	63.8	65.4							60.2	61.6	62.5
40	41.1	42.9	44.0							42.0	43.0	43.6

a/ La inversión en obras de interconexión se mantiene constante en 8.6 millones de dólares.

b/ Se presume que el precio del combustible en ambos sistemas varía en los mismos porcentajes.

Cuadro A-12

NICARAGUA.-COSTA RICA: VALORES PRESENTES TOTALES A 1973 DE LOS DESEMBOLOS ANUALES EN EL PERIODO 1973-2003, PARA DIFERENTES COSTOS DE LAS OBRAS DE INTERCONEXION a/

(Millones de dólares)

Tasa de actualización (porcentaje)	Sistemas independientes	Variación en el costo estimado de las obras de interconexión del sistema combinado (Porcentaje)								
		Alternativa A-1			Alternativa A-2			Alternativa B		
		-15	0	+15	-15	0	+15	-15	0	-15
6	119.9	114.6	116.1	117.6	112.3	113.8	115.3	-	-	-
8	112.3	109.2	110.6	112.1	107.2	108.6	110.1	101.5	102.9	104.4
10	104.7	103.3	104.7	106.2	101.5	103.0	104.4	95.7	97.1	98.5
12	97.6	97.4	98.8	100.2	95.8	97.2	98.7	89.8	91.2	92.7
15	87.9	89.0	90.4	91.8	87.7	89.1	90.5	81.6	83.0	84.4
25	63.8							60.3	61.6	63.0
40	42.9							41.6	43.0	44.3

a/ Los costos de combustible se mantienen constantes.

Quadro A-13

NICARAGUA-COSTA RICA. ALTERNATIVA A-3: CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LA LINEA DE 138 kV PARA LA INTERCONEXION DE LOS DOS SISTEMAS

Longitud (km)	290
Tensión (kV)	
Nominal	138
En el punto de recibo	120
Regulación máxima de tensión (por ciento)	15
Número de circuitos	1
Calibre de conductor ACSR (MCM)	795
Compensación en serie (por ciento)	40
Capacidad de transporte (MW)	60 ^{a/}
Pérdida de potencia a plena carga (por ciento)	10
Angulo entre tensiones de envío y de recibo (grados)	18
Inversión (miles de dólares) ^{b/}	4 738
Nicaragua	1 844
Costa Rica	2 894
Gastos fijos anuales de operación y mantenimiento (miles de dólares) ^{c/}	78

a/ Con base en factor de potencia unitario en el punto de recibo.

b/ Incluye el costo de la línea (115 km en Nicaragua y 180 km en Costa Rica), compensación en serie y equipo terminal (autotransformador, onda portadora y auxiliares).

c/ Con base en 0.8 por ciento de la inversión total, más 40 000 dólares anuales para coordinación y despacho.

Cuadro A-14

NICARAGUA-COSTA RICA: ALTERNATIVA A-3. FLUJOS DE ENERGIA
Y POTENCIA MAXIMA DE TRANSMISION EN EL SISTEMA COMBINADO,
1973-82

Año	Estación seca		Estación lluviosa		Total anual	
	Potencia máxima (MW)	Energía (GWh)	Potencia máxima (MW)	Energía (GWh)	Potencia máxima (MW)	Energía (GWh)
1973	-	-	20	104	20	104
1974	27	26	30	136	30	162
1975	-	-	34	137	34	137
1976	-	-	46	191	46	191
1977	30	41	54	293	54	334
1978	54	80	54	294	54	374
1979	45	75	54	298	54	373
1980	15	51	52	244	52	295
1981	-	-	53	198	53	198
1982	-	-	50	185	50	185
<u>Total</u>	54	<u>273</u>	54	<u>2 080</u>	54	<u>2 353</u>

Cuadro A-15

NICARAGUA-COSTA RICA: ALTERNATIVA A-3. INVERSIONES EN OBRA DE INTERCONEXION
(Miles de dólares)

I. <u>Obras de interconexión independientes de los sistemas nacionales</u>		
1. Nicaragua		<u>1 844</u>
a) Subestación y autotransformador en Masaya		177
b) Línea de 138 kV, 1 circuito, conductor ACSR 795 MCM Masaya-Frontera (115 km)		1 610
c) Compensación en serie (4 MVAR)		32
d) Equipo de onda portadora y auxiliares		25
2. Costa Rica		
a) Subestación y autotransformador en Barranca		177
b) Línea de 138 kV, 1 circuito, conductor ACSR 795 MCM, Barranca-Frontera (180 km)		2 520
c) Compensación en serie (9 MVAR)		72
d) Equipo de onda portadora y auxiliares		25
e) Modificaciones a reguladores de velocidad de centrales		100
II. <u>Inversión adicional en los sistemas nacionales para su uso en la interconexión</u>		
1. Nicaragua		<u>1 199</u>
a) Cambios del conductor 336 MCM por 795 MCM en la línea Masaya-Rivas (75 km)		405
b) Línea de 138 kV, 1 circuito, conductor ACSR 795 MCM, Rivas-Frontera (40 km)		560
c) Subestación y autotransformador en Rivas		177
d) Compensación en serie (4 MVAR)		32
e) Equipo de onda portadora y auxiliares		25
2. Costa Rica		<u>1 464</u>
a) Diferencia entre el costo de la línea de 795 MCM y la de 636 MCM Barranca-Liberia (110 km)		110
b) Línea de 138 kV, 1 circuito, conductor ACSR 795 MCM Liberia-Frontera (70 km)		980
c) Subestación y autotransformador en Barranca		177
d) Compensación en serie (9 MVAR)		72
e) Equipo de onda portadora y auxiliares		25
f) Modificaciones a reguladores de velocidad de centrales		100

Cuadro A-16

NICARAGUA-COSTA RICA. ALTERNATIVA A-3a: VALOR PRESENTE A 1973 DE LOS BENEFICIOS NETOS DEL SISTEMA COMBINADO

(Miles de dólares)

	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983-2002 (por año)
1. Beneficios brutos (ahorro en gastos variables) <u>a/</u>		447	776	604	829	1 458	1 720	1 514	1 132	746	700	966 ^{c/}
2. Gastos en obras de interconexión		4 807	117	113	115	151	164	154	135	115	113	126
Inversión		4 738 ^{b/}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de operación y mantenimiento		46	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78
Pérdidas		23	39	35	37	73	86	76	57	37	35	48
3. Beneficios netos (1-2)		- 4 360	659	491	714	1 307	1 556	1 360	997	631	587	840
4. Valor presente a 1973 de los beneficios netos a												
10 por ciento	3 898	- 4 360	599	406	537	892	966	767	512	297	248	3 034
12 por ciento	2 711	- 4 360	588	392	509	830	883	690	452	255	212	2 260
15 por ciento	1 404	- 4 360	572	372	470	748	774	589	374	206	167	1 492
20 por ciento	- 16	- 4 360	548	341	413	630	626	455	278	147	114	792
25 por ciento	- 912	- 4 360	527	314	366	535	510	356	209	106	79	446

Rentabilidad 20 por ciento

a/ Con base en la alternativa A-1, en proporción directa a las transferencias de energía en ambas alternativas.b/ Nicaragua: 1 844, Costa Rica: 2 894. (Véase el cuadro 3.)c/ 230 GWh a 4.2 mils/kWh.

Cuadro A-17

NICARAGUA-COSTA RICA: ALTERNATIVA A-3b, VALOR PRESENTE A 1973 DE LOS BENEFICIOS NETOS DEL SISTEMA COMBINADO

(Miles de dólares)

	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983-85 (por año)	1986	1987-2002 (por año)
1. Beneficios brutos (ahorro en gastos variables) <u>a/</u>		447	776	604	829	1 458	1 720	1 514	1 132	746	700	966 <u>c/</u>	966 <u>c/</u>	966 <u>c/</u>
2. Desembolsos en obras de interconexión		<u>3 372</u>	<u>109</u>	<u>105</u>	<u>107</u>	<u>143</u>	<u>156</u>	<u>146</u>	<u>127</u>	<u>107</u>	<u>105</u>	<u>118</u>	<u>1 766</u>	<u>126</u>
Inversión		3 308 <u>b/</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 640 <u>d/</u>	-
Gastos de operación y mantenimiento		41	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	78	78
Pérdidas		23	39	35	37	73	86	76	57	37	35	48	48	48
3. Beneficios netos (1-2)		-2 925	667	499	722	1 315	1 564	1 368	1 005	639	595	848	-800	840
4. Valor presente a 1973 de los beneficios netos, a														
15 por ciento	2 619	-2 925	579	377	475	753	779	591	378	209	170	550	-130	813
20 por ciento	1 297	-2 925	550	346	418	634	630	457	280	149	115	346	- 75	372
25 por ciento	463	-2 925	534	319	370	538	513	358	211	107	80	222	- 44	180
30 por ciento	-117	-2 925	512	296	329	462	421	283	160	78	56	145	- 26	92
35 por ciento	-542	-2 925	494	274	294	396	349	226	123	58	40	98	- 16	49
40 por ciento	-869	-2 925	475	254	264	343	291	181	95	43	29	65	- 10	26

Rentabilidad: 29 por ciento

a/ Igual que la alternativa A-3a (véase el cuadro 4).b/ Nicaragua: 1 844, Costa Rica 1 464 (véase el cuadro 3).c/ 230 GWh a 4.2 mils/kWh.d/ Línea Barranca-Liberia, 138 kV, 636 MCM (110 km a 13 000 dólares/km), más subestaciones terminales.

Cuadro A-18

NICARAGUA-COSTA RICA: ALTERNATIVA A-3c. VALOR PRESENTE A 1973 DE LOS BENEFICIOS NETOS DEL SISTEMA COMBINADO

(Miles de dólares)

	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1973-85 (por año)	1986	1987-2002 (por año)
1. Beneficios brutos (ahorro en gastos variables) a/		447	776	604	829	1 458	1 720	1 514	1 132	746	700	966 ^{c/}	966 ^{c/}	966 ^{c/}
2. Desembolsos en obras en interconexión		2 727	109	105	107	143	156	146	127	107	105	118	1 766	126
Inversión		2 663 ^{c/}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 640 ^{d/}	-
Gastos de operación y mantenimiento		41	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	78	78
Pérdidas		23	39	35	37	73	86	76	57	37	35	48	48	48
3. Beneficios netos (1-2)		-2 280	667	499	722	1 315	1 564	1 368	1 005	639	595	848	-800	840
4. Valor presente a 1973 de los beneficios netos, a														
30 por ciento	528	-2 280	512	296	329	462	421	283	160	78	56	145	- 26	92
35 por ciento	105	-2 280	494	274	294	396	349	226	123	58	40	98	- 16	49
40 por ciento	-224	-2 280	475	254	264	343	291	181	95	43	29	65	- 10	26

Rentabilidad: 36.5 por ciento

a/ Igual que la alternativa A-3. (Véase cuadro 4.)

b/ Nicaragua 1 199, Costa Rica 1 464. (Véase el cuadro 3.)

c/ 230 GWh a 4.2 mils/kWh.

d/ Línea Barranca-Liberia, 636 MCM (110 km a 13 mil dólares/km) más subestaciones terminales.

GRAFICOS
(A-1 a A-18)

Gráfico A-1

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA. ESTACION SECA (diciembre a mayo) 1973-82

(Factor de carga: 66 por ciento)

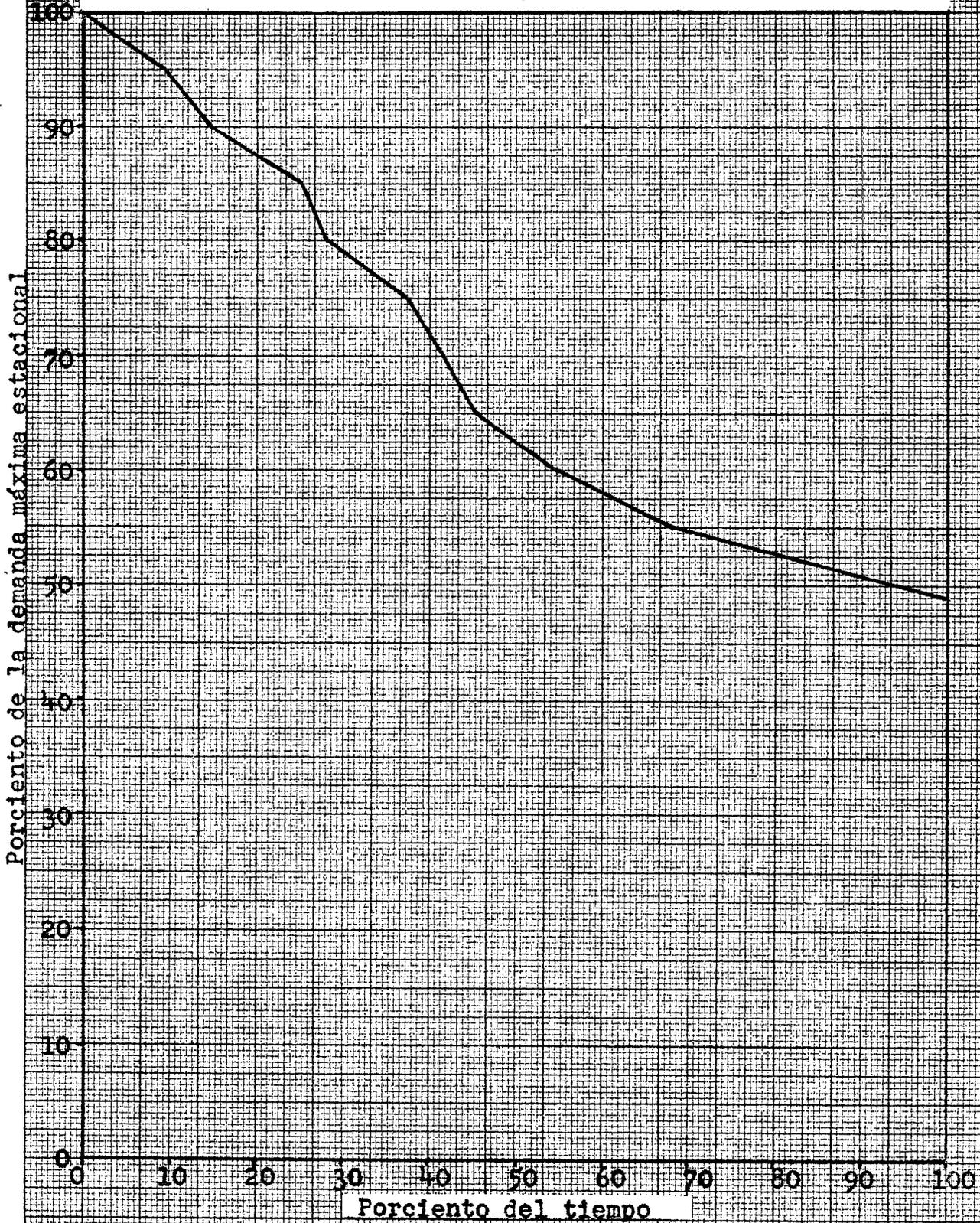


Gráfico A-2

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA. ESTACION LLUVIOSA (junio a noviembre) 1973-82

(Factor de carga: 60 por ciento)

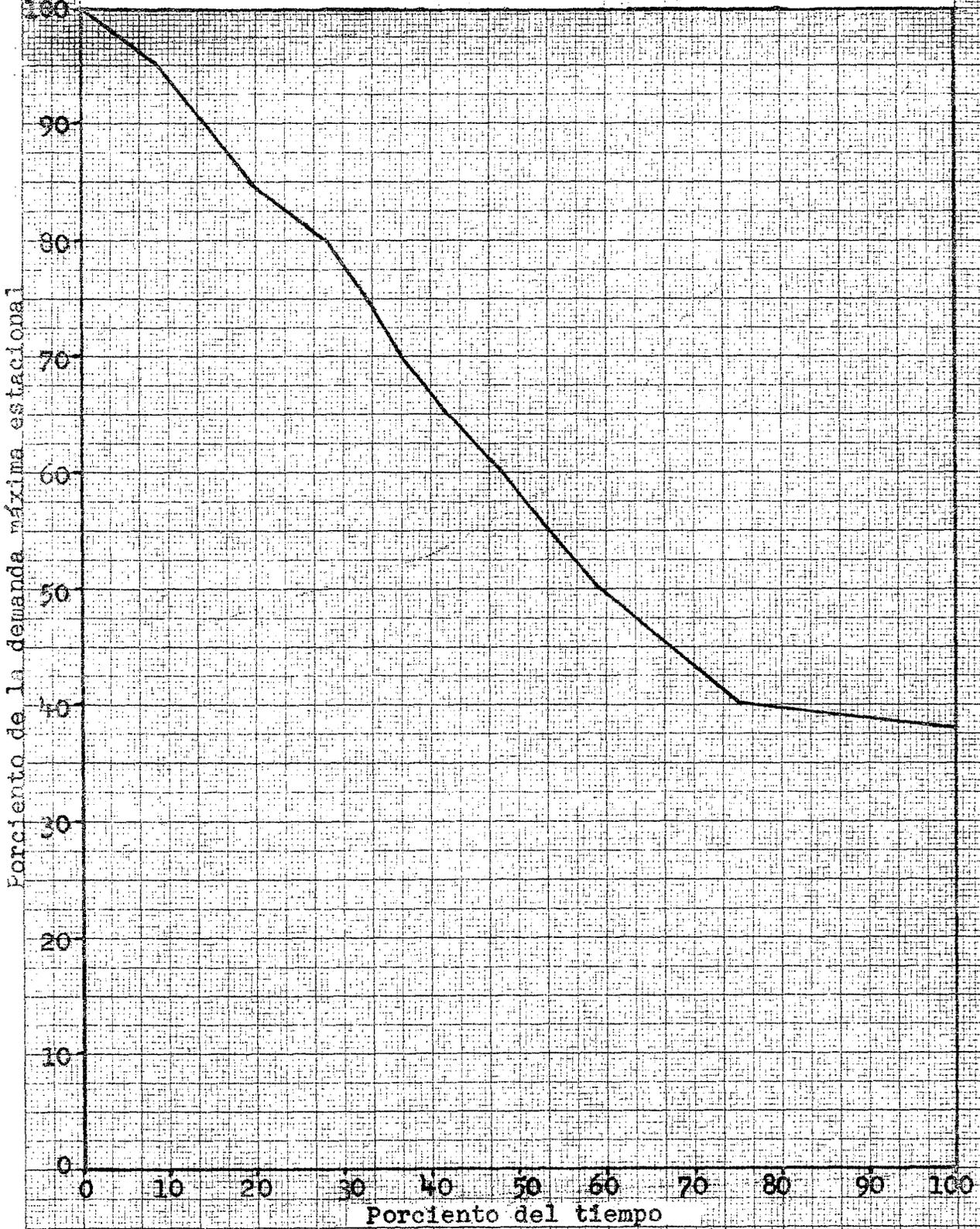


Gráfico A-3

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA,
OPERACION DE LAS CENTRALES Y EXCESOS DE ENERGIA HIDRO

(Estación seca: dic. 1975 a mayo 1976)

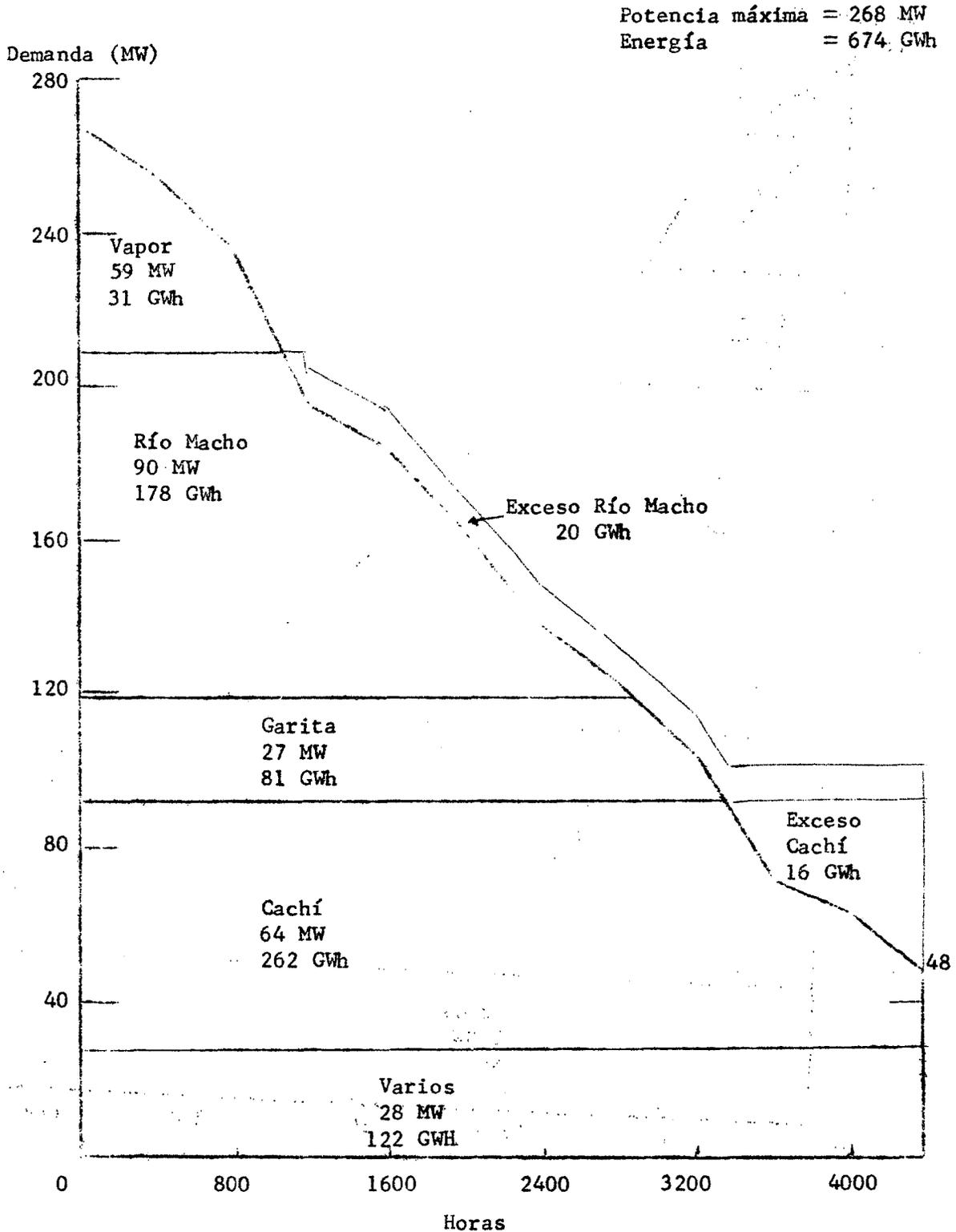


Gráfico A-4

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA
OPERACION DE LAS CENTRALES Y EXCESOS DE ENERGIA HIDRO

(Estación lluviosa: junio a nov. 1976)

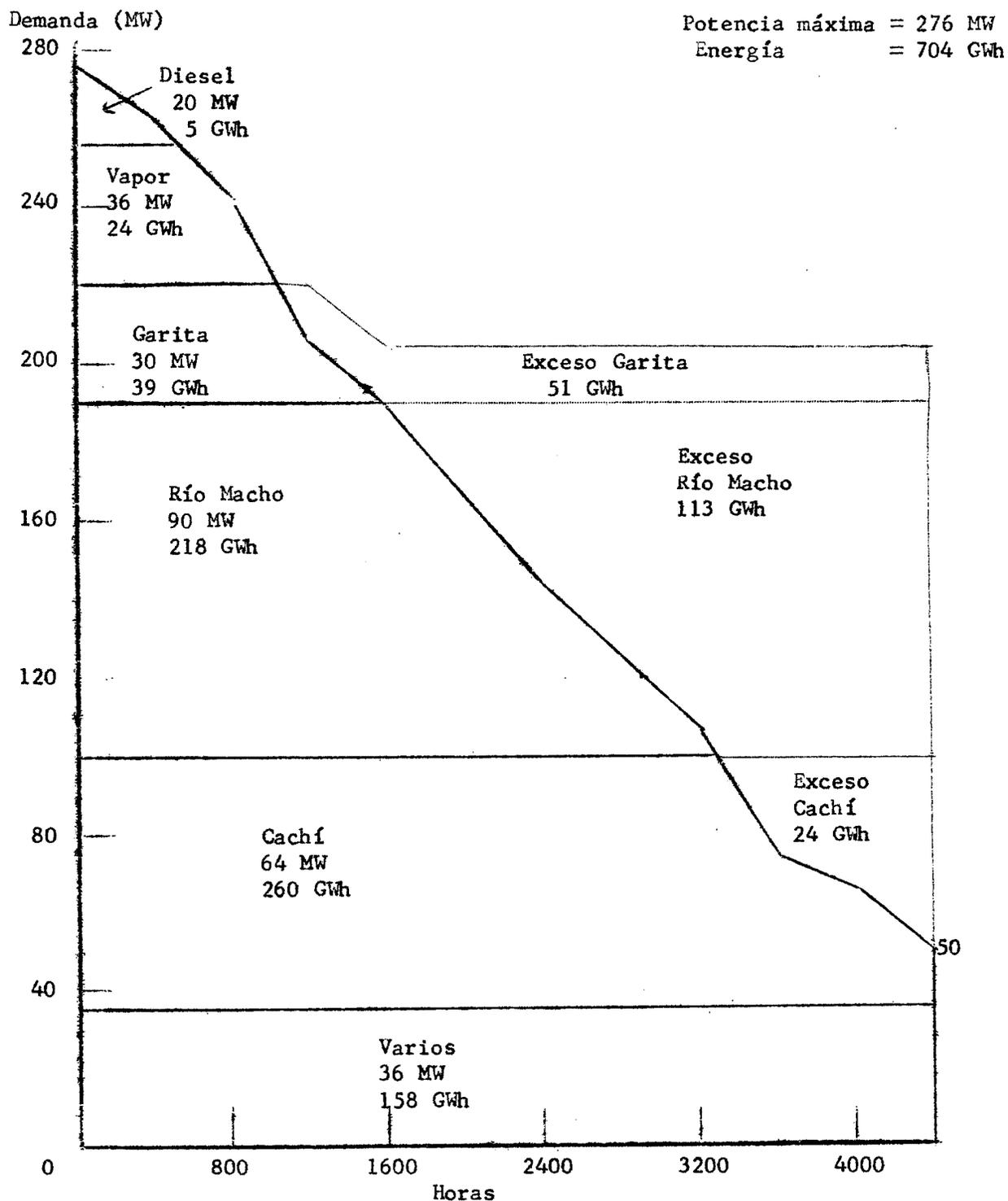


Gráfico A-5

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA, OPERACION DE LAS CENTRALES Y EXCESOS DE ENERGIA HIDRO

(Estación seca: dic. 1976 a mayo 1977)

Potencia máxima = 285 MW
Energía = 722 GWh

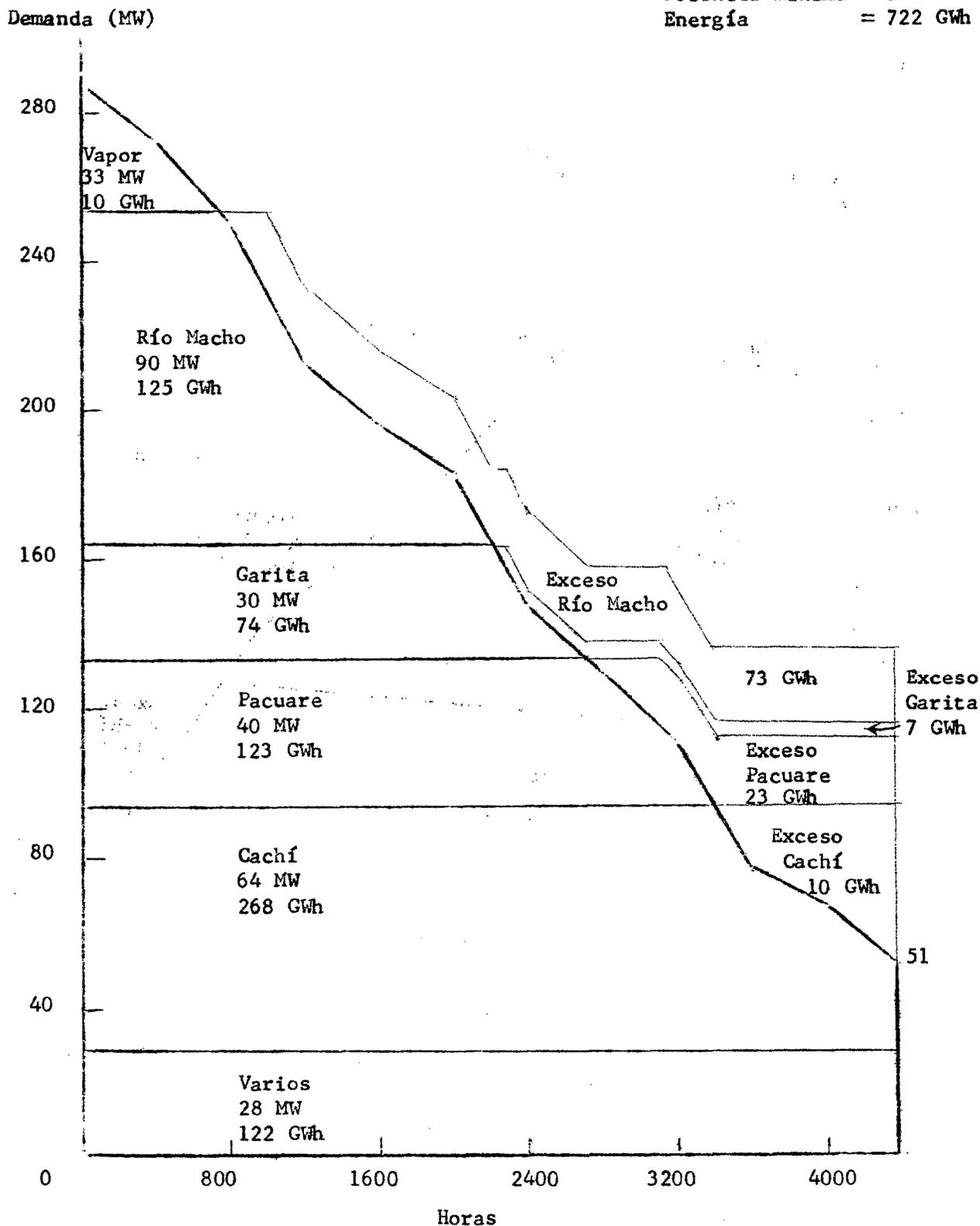


Gráfico A-6

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA, OPERACION DE LAS CENTRALES Y EXCESOS DE ENERGIA HIDRO

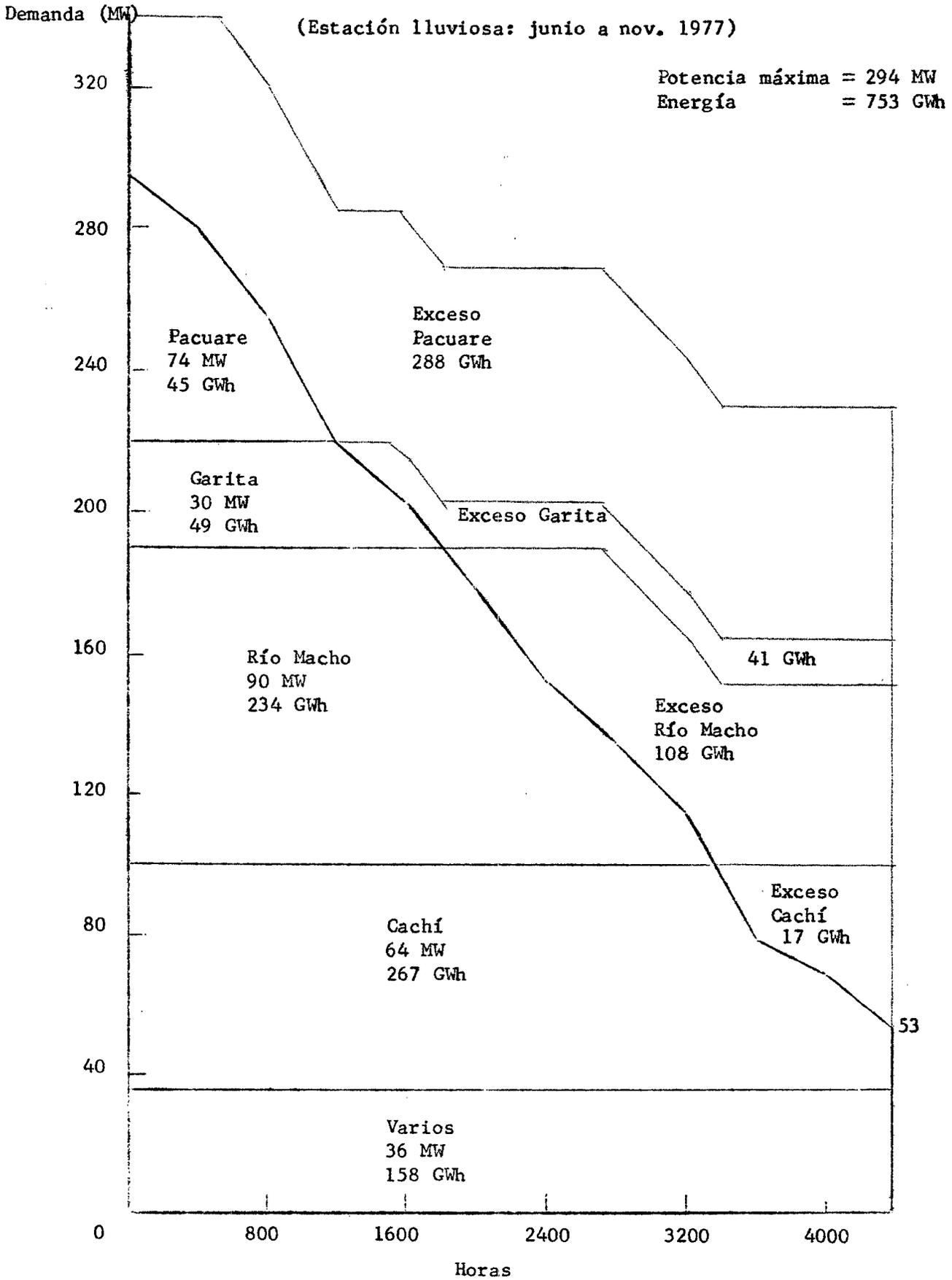


Gráfico A-7

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA Y OPERACION DE LAS CENTRALES EN EL SISTEMA COMBINADO NICARAGUA-COSTA RICA, ALTERNATIVA A-1

(Estación seca: dic. 1975 a mayo 1976)

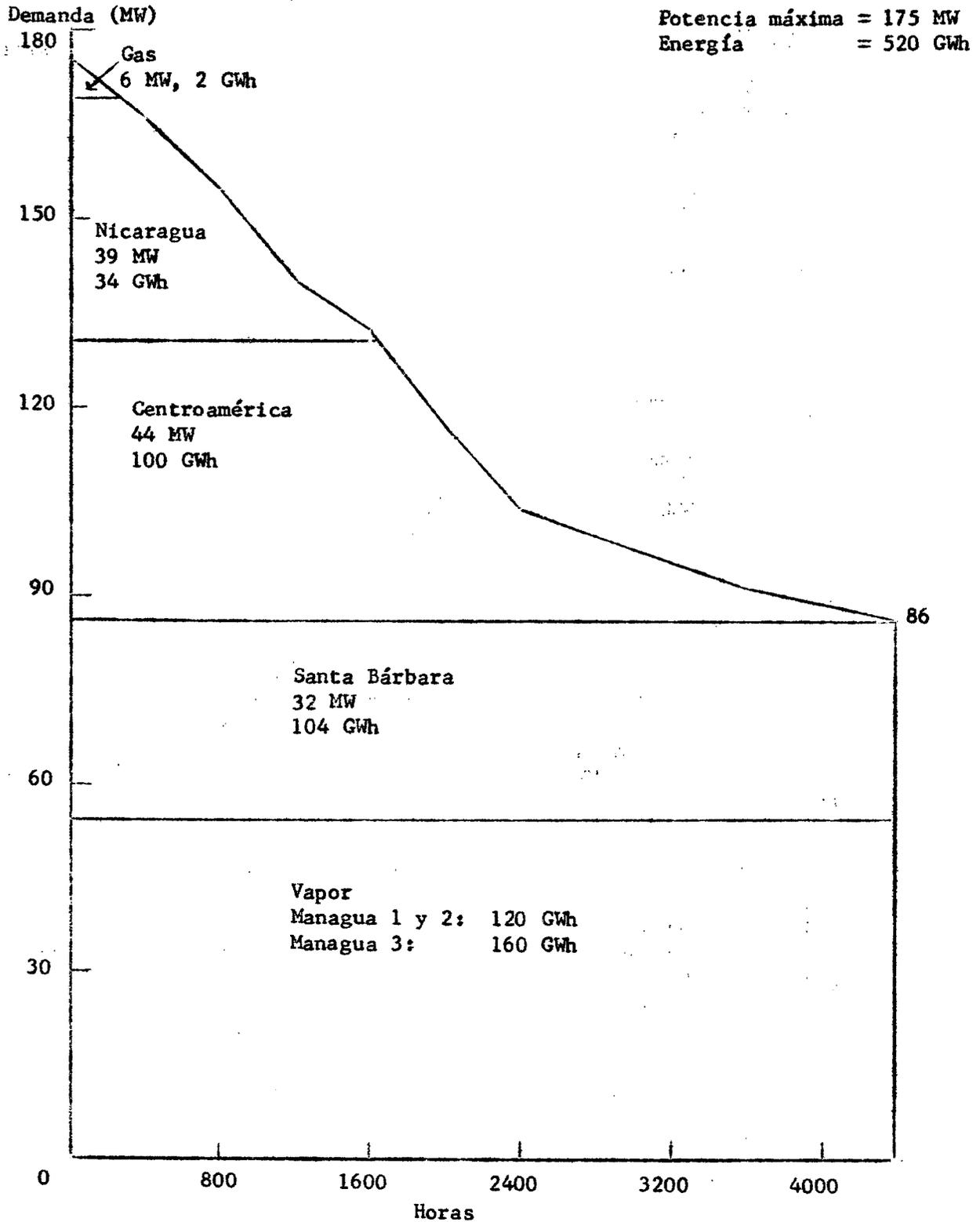


Gráfico A-8

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA Y OPERACION DE LAS CENTRALES EN EL SISTEMA COMBINADO NICARAGUA-COSTA RICA, ALTERNATIVA A-1

(Estación lluviosa: junio a noviembre 1976)

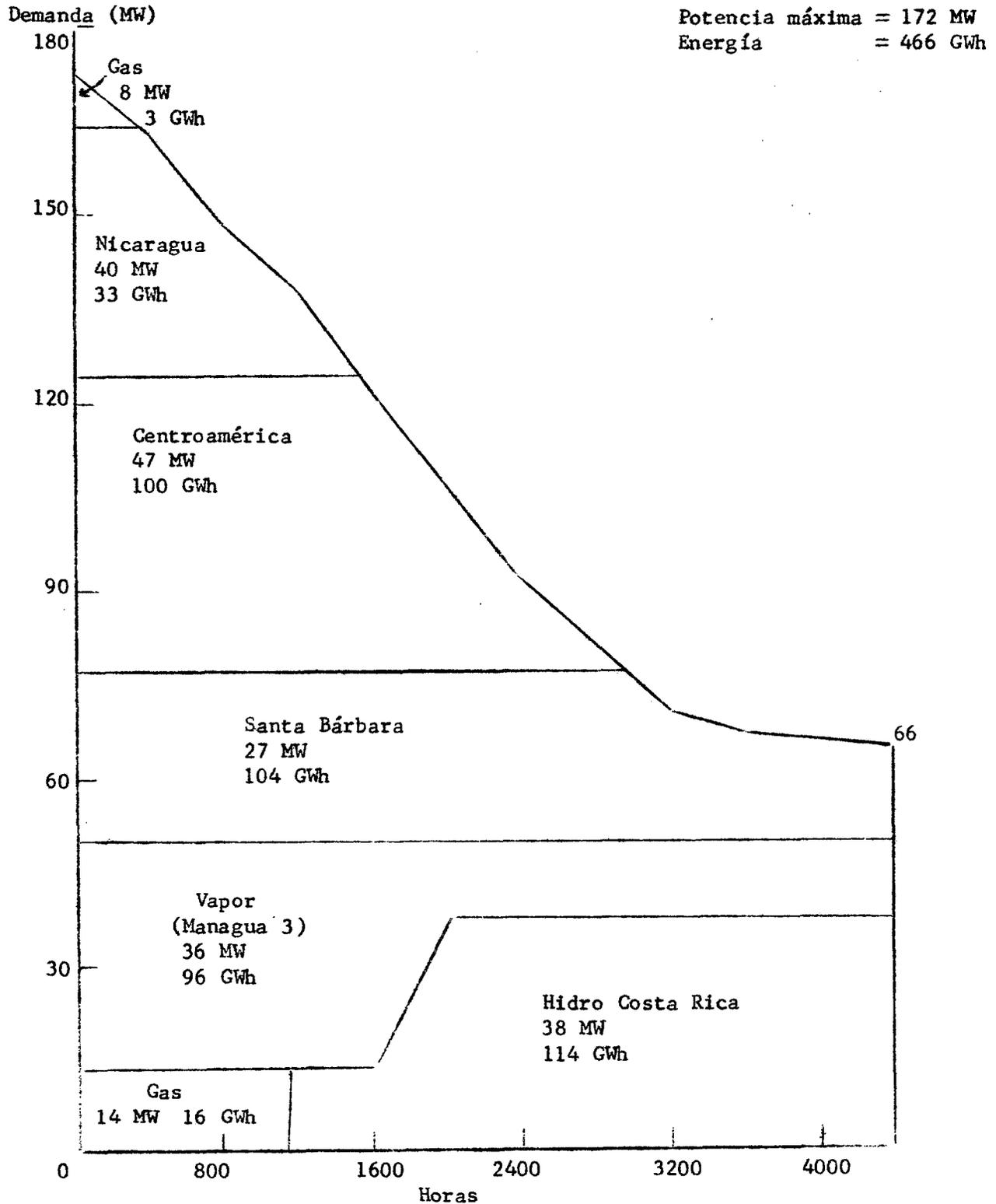


Gráfico A-9

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA Y OPERACION DE LAS CENTRALES EN EL SISTEMA COMBINADO NICARAGUA-COSTA RICA, ALTERNATIVA A-1

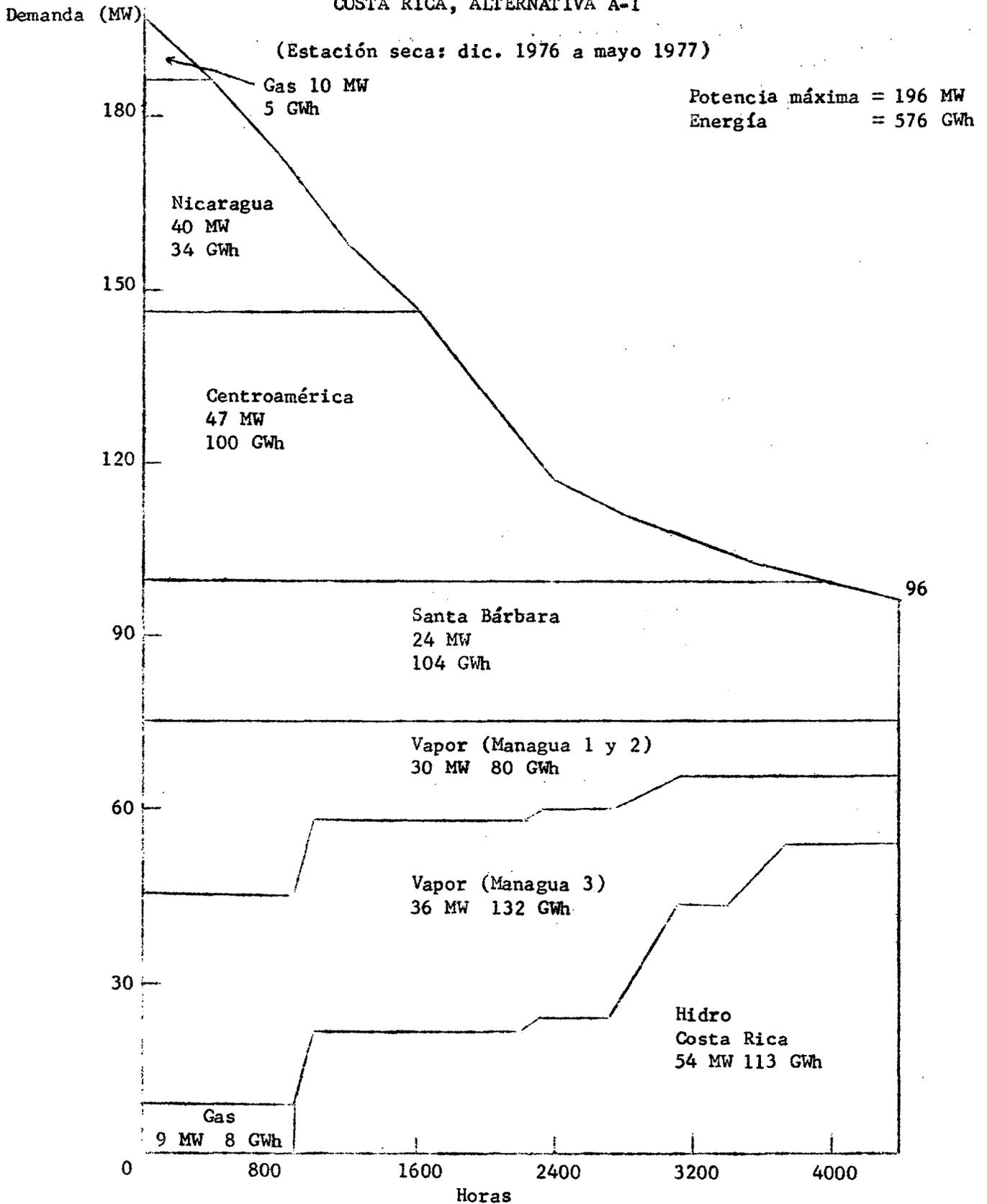


Gráfico A-10

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA Y OPERACION DE LAS CENTRALES EN EL SISTEMA COMBINADO NICARAGUA-COSTA RICA, ALTERNATIVA A-1

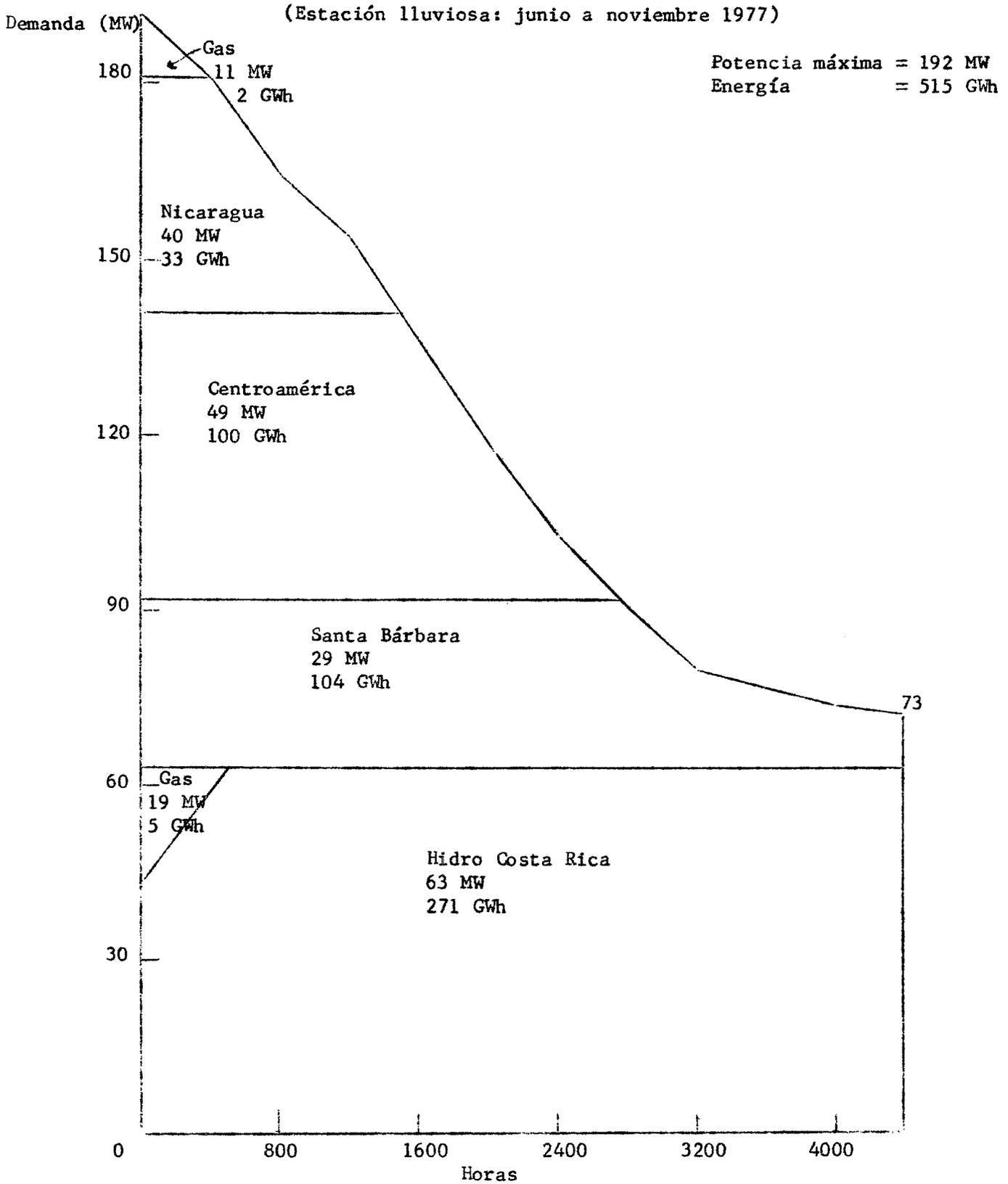


Gráfico A-11

NICARAGUA-COSTA RICA: ALTERNATIVAS A-1 Y A-2. COMPARACION ECONOMICA CON LOS SISTEMAS NACIONALES INDEPENDIENTES

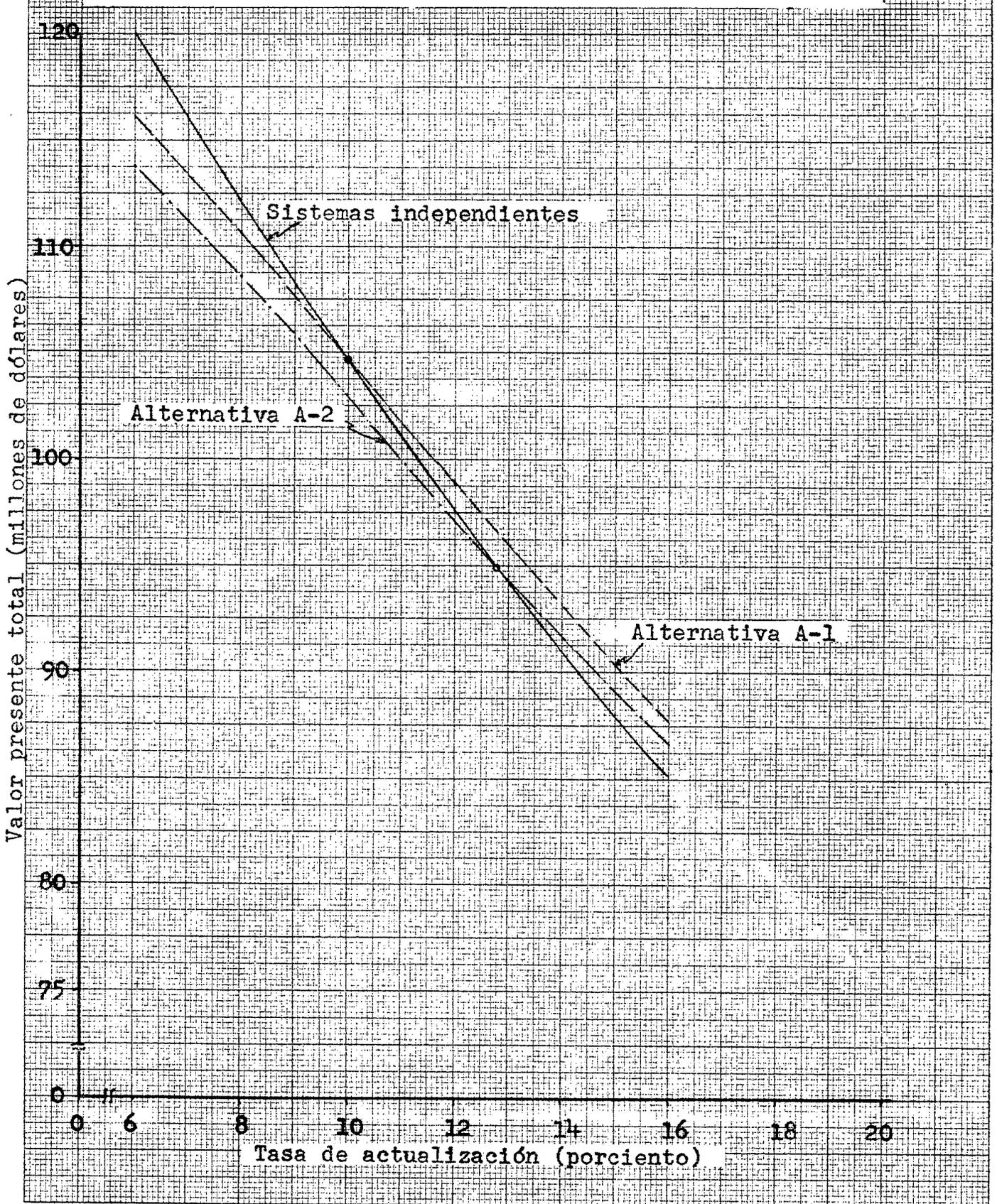


Gráfico A-12

NICARAGUA-COSTA RICA: ALTERNATIVA B. COMPARACION ECONOMICA CON
LOS SISTEMAS NACIONALES INDEPENDIENTES

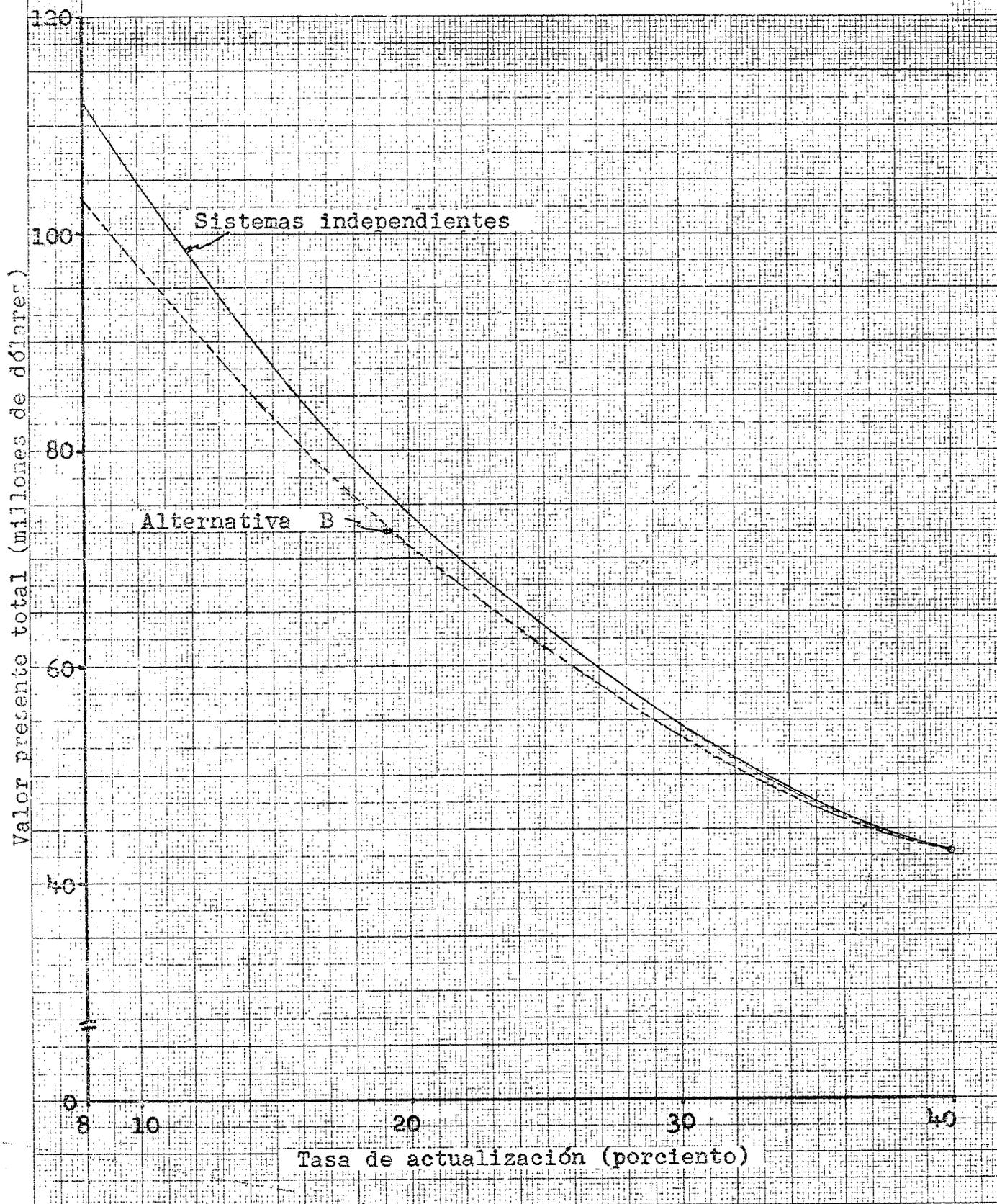


Gráfico A-13

NICARAGUA-COSTA RICA: ALTERNATIVAS A-1 Y A-2. COMPARACION ECONOMICA
CON LOS SISTEMAS NACIONALES INDEPENDIENTES. PRECIO DEL
COMBUSTIBLE REDUCIDO EN 20 POR CIENTO

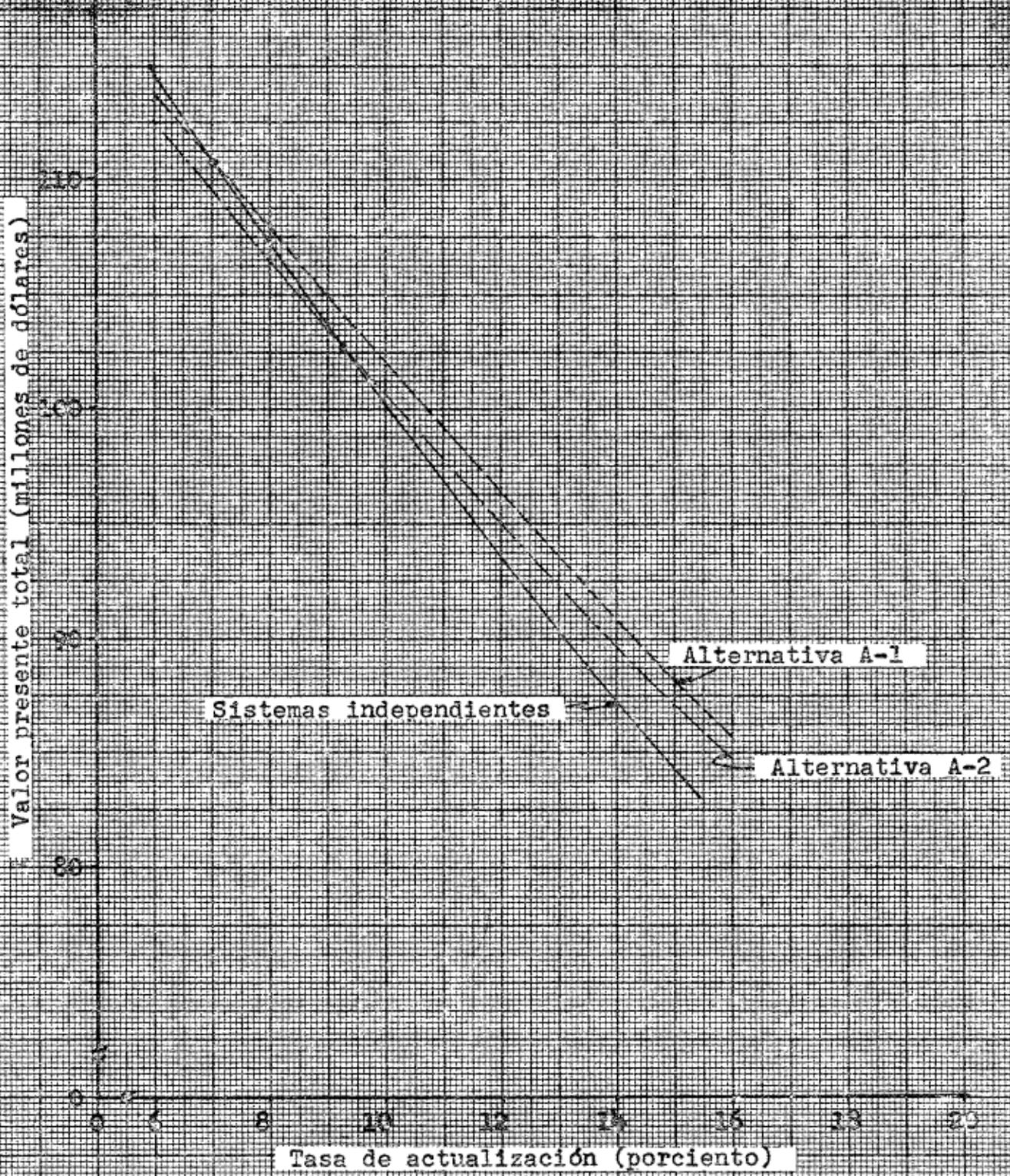


Gráfico A-14

NICARAGUA-COSTA RICA: ALTERNATIVA B. COMPARACION ECONOMICA CON
LOS SISTEMAS NACIONALES INDEPENDIENTES. PRECIO DEL
COMBUSTIBLE REDUCIDO EN 20 POR CIENTO

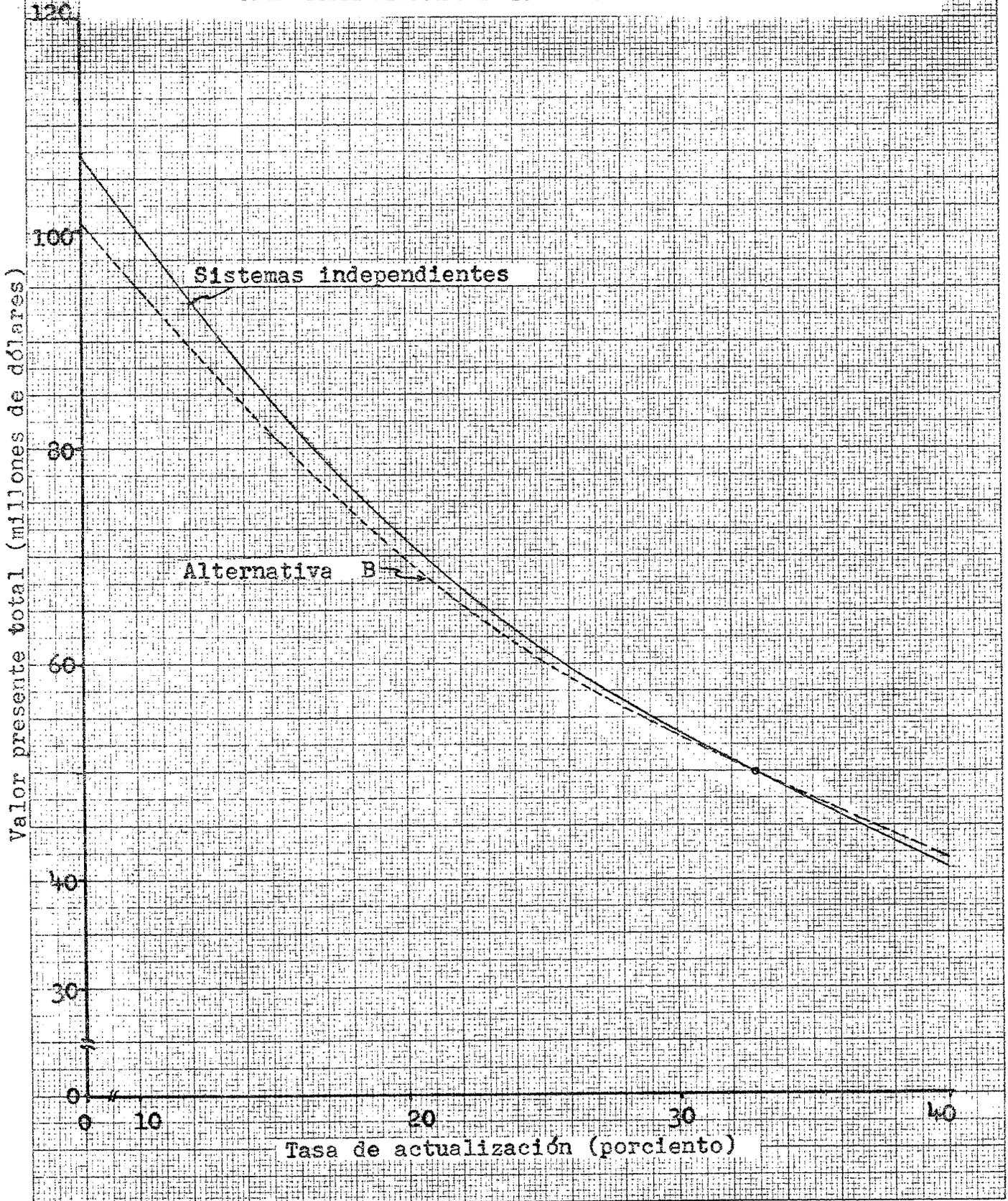


Gráfico A-15

NICARAGUA-COSTA RICA: ALTERNATIVAS A-1 Y A-2. COMPARACION ECONOMICA
CON LOS SISTEMAS NACIONALES INDEPENDIENTES. PRECIO DEL
COMBUSTIBLE AUMENTADO EN 13 POR CIENTO

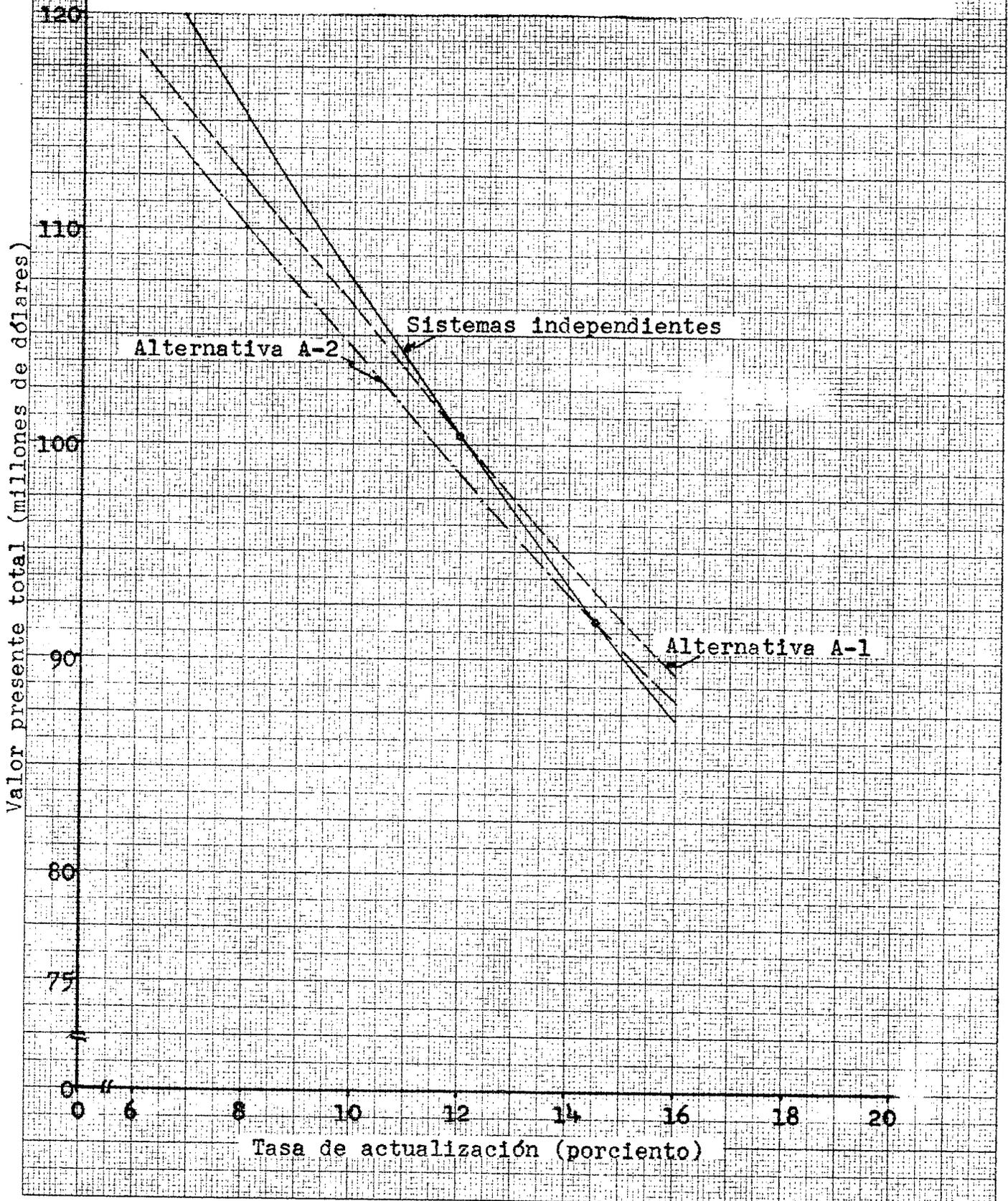


Gráfico A-18

NICARAGUA-COSTA RICA: ALTERNATIVA B. COMPARACION ECONOMICA CON LOS SISTEMAS NACIONALES INDEPENDIENTES. COSTO DE LAS OBRAS DE INTERCONEXION AUMENTADO EN 15 POR CIENTO

