



NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO
CCE/SC.5/GTAE/GRIE/I/4
TAO/LAT/85
15 de abril de 1968

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

Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE)
Primera reunión
Tegucigalpa, Honduras, 6 a 10 de mayo de 1968

LA INTERCONEXION ELECTRICA EN EL ISTMO CENTROAMERICANO

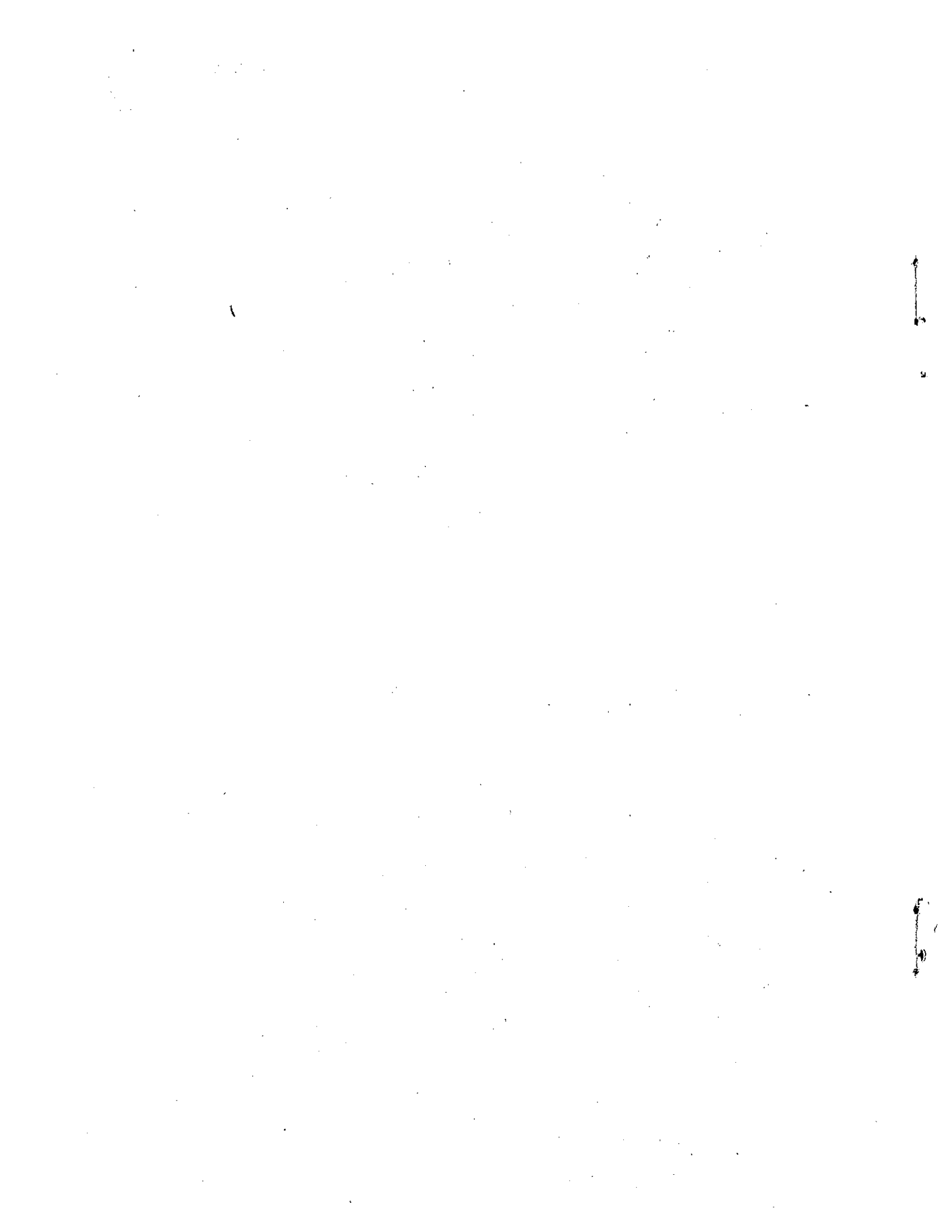
(Análisis preliminar de aspectos técnicoeconómicos)

Estudio preparado para el Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica por los señores Ricardo Arosemena V. y Ernesto Richa, expertos de la Oficina de Cooperación Técnica de las Naciones Unidas e integrantes de la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos.

Este informe no ha sido aprobado oficialmente por la Oficina de Cooperación Técnica de las Naciones Unidas, la que no comparte necesariamente las opiniones aquí expresadas.

INDICE

	<u>Página</u>
1. Introducción	1
2. Características de los programas nacionales de electrificación	2
a) Mercado de energía eléctrica	2
b) Programas de suministro de potencia y energía (1968-75)	5
3. Costos y beneficios de la interconexión	8
a) Inversiones en obras de interconexión	8
b) Beneficios de la interconexión	9
c) Comparación entre costos y beneficios	14
Cuadros y gráficos	17



1. Introducción

Se analizan en este informe aspectos tecnicoeconómicos relacionados con la posible interconexión de los sistemas eléctricos más importantes de los seis países del Istmo Centroamericano, como paso previo a la elaboración de estudios más detallados que conduzcan a la realización de dichas interconexiones. Para ello se examinan dos alternativas. Una a base de un solo sistema regional y otra en la que se formarían dos grupos de países (uno al norte constituido por Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua, y otro al sur, por Costa Rica y Panamá). Sólo se mencionan interconexiones que no alterarían sustancialmente el desarrollo de los programas nacionales de adiciones de generación que los países deberán llevar a cabo para satisfacer sus necesidades en forma independiente. Es decir, la única modificación que experimentarían dichos programas --de permitirlo la integración de los sistemas-- sería como consecuencia de la utilización en forma conjunta de las reservas y de la diversidad en las horas de máximas demandas.

Se presenta, en primer término, un resumen de los programas nacionales de electrificación para el período 1968-75 donde se describen las condiciones de los mercados eléctricos en términos de las necesidades anuales de potencia y energía, y un análisis de las características de las gráficas típicas de demanda diaria. Además, se describen los programas de suministro de potencia y energía, desglosados por tipos de generación (hidráulica-vapor-diesel y gas) y por tamaños clave de unidades generadoras. Finalmente, se especifican los sobrantes de energía hidráulica y de vapor a los que podría darse utilización. Los datos anteriores se presentan en términos nacionales y regionales.

Se analizan en segundo término los costos y los beneficios a que darían lugar las interconexiones. Por lo que se refiere a costos, se presenta un primer cálculo de las inversiones que requerirían las obras de interconexión por pares de países, y después se determinan los beneficios que se obtendrían de realizarse dichas interconexiones en un futuro próximo. Se incluye en estos últimos el valor de los sobrantes de energía hidráulica disponibles y que se utilizarían en el período 1970-75; el ahorro que implicaría para la región la reducción a un nivel uniforme de los costos del

/combustible que

combustible que se utiliza para la generación termoeléctrica, y las reducciones de las inversiones en adiciones de unidades generadoras que se obtendrían gracias a la diversidad de las horas de demanda máxima que se presentan en los distintos países y a la nueva modalidad de mantener reservas conjuntas. Por último, se hace una comparación preliminar entre los costos y los beneficios de la interconexión regional para el período 1970-80.

2. Características de los programas nacionales de electrificación

a) Mercado de energía eléctrica

Se examinan a continuación en forma comparativa, las necesidades anuales de energía y potencia de los seis países para el período 1968-75, (véase el cuadro 1)^{1/} y las curvas típicas de necesidades horarias de potencia en cada uno de ellos.

El mercado menor corresponde a Honduras, cuyas necesidades de potencia para el período 1970-75 varían entre 50 y 93 MW, y las de energía entre 253 y 470 GWh. Con relación al mercado total de la región, las necesidades hondureñas significan de un 6 a un 7 por ciento y las nicaragüenses casi el doble. El mercado mayor corresponde a Panamá, cuyas necesidades de potencia y energía se estiman en 225 MW y 1 358 GWh para 1970, y en 327 MW y 1 964 GWh para 1975.

En el ámbito regional, las necesidades de potencia y energía de Panamá para 1970 se estiman en el 26 y el 31 por ciento, respectivamente. Las equivalentes para 1975, son de 23 y 27 por ciento. La participación de Costa Rica, dentro del total regional, es de un 20 por ciento tanto en potencia como en energía. Por su parte, Guatemala y El Salvador representan de un 15 a un 17 por ciento de las necesidades de energía totales de la zona.

Las necesidades conjuntas de potencia del Istmo Centroamericano se estiman en más de 1 000 MW para 1972 y en 1 400 MW para 1975. Sus necesidades de energía varían entre 3 500 y 7 160 GWh, para el período 1968-75. La división de la región en dos grupos --con mercados y distancias totales

^{1/} Véanse cuadros y gráficos al final del documento.

de magnitud similar a los principales centros de carga-- se traduciría en una zona norte integrada por Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua, y en una sur formada por Costa Rica y Panamá. Para 1970, el mercado conjunto de cada una de estas dos zonas sería prácticamente la mitad del total y para 1975, de mantenerse las tasas de crecimiento estimadas para los sistemas nacionales, el de la zona norte sería ligeramente mayor.

La tasa media de crecimiento para el mercado de los seis países en conjunto en el período 1968-75, resulta de 10.7 por ciento acumulativo, tanto en potencia como en energía, lo cual coincide prácticamente con el crecimiento medio ocurrido en la generación para el servicio público de la región en el período histórico 1960-66. Para hacer la proyección de los mercados nacionales se aplicaron las tasas medias de crecimiento menores a los mercados de mayor magnitud. Específicamente para Panamá y Costa Rica se utilizaron valores ligeramente superiores al 8 por ciento, y para Honduras, El Salvador y Guatemala, las tasas de entre el 13 y el 14 por ciento.

Por lo que respecta al factor de carga anual --relación entre la potencia media y máxima--, la mayor corresponde a Panamá con un valor del 70 por ciento; le siguen Nicaragua y Honduras con un 60 por ciento aproximadamente, y después Guatemala, El Salvador y Costa Rica, con valores de entre 52 y 55 por ciento.

Las variaciones típicas de las curvas de carga diarias revisten singular importancia para los estudios de la interconexión de dos o más sistemas. De sus características se deriva la magnitud de los beneficios, en lo que se refiere a la diversidad de las demandas de potencia y a la valorización de los sobrantes de energía. En los gráficos 3 a 18 se presentan las curvas estimadas de demanda diaria promedio, correspondientes a los años 1970 y 1975, para cada uno de los sistemas nacionales comprendidos en el estudio. Para El Salvador y Costa Rica se incluyen las curvas correspondientes a las estaciones de sequía y de lluvias. Casi todas han sido estimadas por no haberse dispuesto de información básica más sustantiva. Para establecerlas se ha calculado la energía diaria con base en las necesidades anuales, obteniéndose las variaciones horarias de las gráficas típicas de que ha podido disponerse para los respectivos sistemas. Sólo un país proporcionó curvas medias reales, obtenidas a base de lecturas tomadas cada media hora y procesadas mecánicamente.

/Del análisis

Del análisis comparativo de estas curvas se deducen diferencias significativas en la utilización de la energía a que se refieren. Para Guatemala, Honduras, Panamá y El Salvador (estación seca), el porcentaje de energía en la base, que equivale a las necesidades continuas de potencia mínima, se mantiene por encima del 65 por ciento, mientras para Costa Rica resulta de cerca del 40 por ciento. En orden ascendente, siguen El Salvador (estación lluviosa), y Nicaragua con porcentajes de 52 y 57, respectivamente. En los casos de carga base menor, que son los de Costa Rica y El Salvador (estación lluviosa), la relación entre las demandas horarias mínimas y máximas de las curvas de referencia resulta menor del 20 y el 35 por ciento, respectivamente. Combinada esta circunstancia con la falta de embalses de regulación anual de las centrales hidroeléctricas, ocurren sobrantes de energía hidráulica en las horas de baja carga en ambos países, a los que se alude más adelante.

Con referencia a las zonas norte y sur antes mencionadas, los porcentajes de energía en la base resultan similares, con un valor de 45 aproximadamente, indicando el hecho que en este aspecto las demandas horarias típicas se complementan para ambas regiones. En números absolutos, se estima que las demandas de potencia continua o de base, habrán de variar para las zonas norte y sur, respectivamente, entre 162 y 290 MW y entre 145 y 222 MW, en el período 1970-75.

Otro aspecto que resalta al analizar las demandas horarias de los diversos sistemas está representado por la posible diversidad horaria de las necesidades de potencia máxima. En las curvas típicas, las demandas máximas de Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua ocurren entre las 18 y las 19 horas y en Costa Rica y Panamá, entre las 10 y las 11. Como consecuencia, no podría sacarse gran provecho de esa diversidad en las interconexiones bilaterales, salvo para el caso de Costa Rica y Nicaragua. Pero de la interconexión de la totalidad de los sistemas a nivel regional, de mantenerse las características de las curvas típicas actuales, podrían obtenerse ventajas significativas. Para establecer con precisión la magnitud de esas diversidades para caso caso, será necesario elaborar las curvas horarias de los días de máxima demanda. De las gráficas de demandas medias se obtienen diversidades menores del 5 por ciento.

En los gráficos 1 y 2 se presentan las curvas de demanda horaria de potencia que representan las necesidades totales de la región para los años 1970 y 1975; están basadas en las curvas promedio de los sistemas nacionales comentados. Las cargas base alcanzan valores de 300 y 500 MW para los años 1970 y 1975 respectivamente, que permitirían la utilización a plena carga de unidades de generación de un tamaño considerablemente mayor al que justifican los sistemas aislados. En la parte superior de la curva correspondiente a 1975 se podrían utilizar centrales de 100 a 200 MW de capacidad instalada con factores de planta o de utilización menores del 20 por ciento, hecho que significaría reducciones notables de los costos unitarios.

Las cifras señalan la importancia que se deriva del agrupamiento de los mercados, especialmente para los países de menor desarrollo relativo. En estos casos, la relación de los mercados nacionales a los regionales llega a ser del orden de 1 a 10 o de 1 a 5, según se trate de uno o de dos sistemas regionales. Debe señalarse, en fin, dentro del panorama regional, la magnitud tanto en valores absolutos como relativos del mercado panameño, que representa alrededor del 30 por ciento de los requerimientos de energía del Istmo. Dicho mercado cuenta, además, con una curva de demanda diaria muy favorable y con un factor de carga anual del 70 por ciento aproximadamente.

b) Programas de suministro de potencia y energía (1968-75)

Los suministros de potencia y energía se subdividen por tipos de generación y por centrales principales para cada uno de los sistemas nacionales del Istmo y se basan en los programas disponibles más recientes. Se establecen, en cuanto a potencia, las reservas disponibles con respecto a la capacidad instalada y las demandas máximas. La generación de energía se divide por tipos (hidráulica, vapor, diesel y gas), y por centrales principales. Adicionalmente, se establecen las disponibilidades totales y se determinan los sobrantes de energía de bajo costo que podrían aprovecharse en buena parte al interconectarse dos o más países. Véanse los cuadros 2 al 13, cuyo contenido se resume a grandes rasgos a continuación.

El programa de las adiciones de generación de Guatemala comprende la central a vapor de Guacalate de 33 MW (1969), las centrales hidroeléctricas de Jurún-Marinalá de 60 MW (1970), y una primera etapa de Atitlán de 95 MW (1972).

/Las unidades

Las unidades de mayor tamaño resultantes corresponden a una térmica de 33 MW y una hidráulica de 50 MW aproximadamente. La reserva supera el 10 por ciento de la demanda máxima a partir de 1970. En el período 1968-75, aproximadamente la mitad de la generación se obtiene a base de vapor y el resto es de origen hidráulico. En los años 1968-72 se generan unos 450 GWh en diesel y gas. De la energía disponible, la hidroeléctrica se utiliza en su totalidad, y de las unidades a vapor de la Empresa Eléctrica de Guatemala se obtienen sobrantes de 70 GWh anuales en promedio.

En El Salvador, las adiciones de generación son las unidades de 30 y 60 MW (1969-71) a vapor de Acajutla y la central hidroeléctrica de Silencio de 126 MW (1973). La reserva se mantiene dentro del 10 por ciento de la demanda máxima salvo para la estación seca de 1971. Los tamaños máximos de unidades corresponden a las de vapor de 30 y 60 MW y a una hidroeléctrica de 63 MW. Tres cuartas partes de la generación es de origen hidráulico y el resto corresponde a la central de vapor de Acajutla, cuyas unidades menores son de 30 MW. De estas últimas resultan considerables sobrantes de energía que a partir de 1970 pasan de los 250 GWh anuales y en conjunto llegan a 3 660 GWh en el período 1968-75. Los sobrantes de energía hidroeléctrica sólo se obtienen durante la estación de las lluvias y alcanzan un total de 400 GWh en la Central de Silencio.

En Honduras, el incremento de la capacidad generadora se obtiene de pequeñas unidades diesel eléctricas y de la central hidroeléctrica de Río Lindo, en dos etapas de 40 MW cada una (1970-75). La unidad mayor es de 2 MW para las térmicas y pasa de 15 a 20 MW para las hidráulicas con las instalaciones de Río Lindo. Las reservas de potencia resultan en todo momento superiores al 20 por ciento de la demanda máxima. La generación se vuelve totalmente hidroeléctrica a partir de 1971 con la entrada en operación de Río Lindo; se obtienen entonces sobrantes adicionales por un total de 250 GWh para el período 1971-75.

Las nuevas centrales generadoras de Nicaragua serán una unidad de vapor de 40 MW (1969) en Managua, la hidroeléctrica de Santa Bárbara de 45 MW (1971) y una central de gas de 15 MW (1975) en Masaya. Las unidades de mayor tamaño son la de 40 MW para generación térmica y la de 25 MW para hidráulica. La reserva con respecto a la demanda máxima se mantiene por encima del 25 por ciento, aunque sólo resulte ligeramente superior a los 40 MW de la nueva

(central térmica

central térmica en los años 1974-75. La generación se reparte aproximadamente por igual entre la de origen hidráulica y la de las centrales a vapor, sobrepasando esta última de los 2 600 GWh en el período 1968-75. Los sobrantes de energía sólo resultan de las centrales a vapor y alcanzan un total acumulado de 1 000 GWh para 1970-75.

En Costa Rica las adiciones de generación programadas consisten en la ampliación de la central hidroeléctrica de Río Macho o Tapantí, de 60 MW (1971) y en una central a vapor de 40 MW (1974) en Moín. Las unidades térmicas de mayor tamaño se mantienen en 5 MW hasta 1974, cuando habrán de incrementarse a 40 MW. En el caso de las hidráulicas se mantienen en 32 MW. La reserva es extremadamente variable y se reduce a niveles precarios en repetidas ocasiones. La generación es básicamente hidráulica y abastece más del 95 por ciento de las necesidades del mercado. Sus sobrantes alcanzan valores sorprendentes y llegan a pasar de los 2 600 GWh en el período 1968-75.

El programa de adiciones de centrales generadoras en Panamá, incluyendo la Zona del Canal, comprende 3 unidades a vapor, dos de 40 MW (1968-70) en Las Minas, Colón, y otra de 33 MW (1971) en Miraflores, Zona del Canal, aparte de la Central Hidroeléctrica de Bayano de 200 MW (1973). Los tamaños mayores de las unidades varían entre 40 MW para las térmicas y 50 MW para las hidráulicas. La reserva se mantiene a niveles normales hasta 1972, y resulta relativamente alta hasta 1975, con excepción de 1967, año en el que se reduce considerablemente. Predomina la generación térmica, que cubre un 80 por ciento del mercado hasta 1972 para reducirse a un 60 por ciento en 1975. La generación a vapor es del orden de los 1 000 GWh por año a partir de 1970. Los sobrantes de energía resultan de las centrales a vapor y llegan a ser de 1 300 GWh en el período 1968-75. Los datos anteriores se observan en forma detallada para los 6 países del Istmo en los cuadros 2 al 13.

El resumen regional sobre: a) requerimientos de potencia y disponibilidad de reserva y b) requerimientos de energía y sobrantes de generación hidráulica y a vapor susceptibles de utilización aparece en los cuadros 14 y 15 respectivamente. La reserva, expresada en porcentaje de la demanda máxima, se mantiene por encima del 20 por ciento a partir de 1970.

Los sobrantes de energía hidráulica pasan de los 400 GWh anuales para el período 1968-75 en promedio, correspondiendo alrededor de un 80 por ciento de los mismos a Costa Rica. Los sobrantes de vapor económico duplican prácticamente la cifra anterior.

3. Costos y beneficios de la interconexión

a) Inversiones en obras de interconexión

Las obras de interconexión regional estarían constituidas básicamente por los sistemas de transmisión requeridos para integrar los sistemas eléctricos principales de los seis países del Istmo Centroamericano. Para determinar la cuantía aproximada de estas inversiones se han seguido los criterios y utilizado los datos que figuran a continuación.

Las tensiones de transmisión se han reducido a 138 kV y a 220 kV. La primera se utilizaría para las interconexiones entre los cuatro países que forman la parte norte de Centroamérica, y la segunda para las de los sistemas eléctricos de Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Todas las líneas serían de un solo circuito, con excepción del tramo San José-Panamá, que tendría dos. La definición de las tensiones anteriores requeriría un estudio técnico-económico muy detenido, basado en los flujos de carga reales durante la vida útil de las instalaciones, que queda fuera del alcance del presente informe. Estas tensiones se han seleccionado en virtud de los estudios realizados sobre interconexiones bilaterales, y teniendo en cuenta las distancias que existen entre los principales centros de consumo, la ubicación de las centrales generadoras con sobrantes económicos de energía, y el orden de magnitud de los flujos de carga durante el período 1970-75. También se ha tenido presente el hecho de que en las interconexiones contempladas en este informe, los sistemas nacionales estarían en capacidad de atender sus necesidades reales de potencia en forma independiente y que, por lo tanto, la función principal de los sistemas de transmisión sería transportar la mayor cantidad de energía posible, recurriendo a la utilización de tensiones mínimas razonables.

Para el cálculo de las inversiones se ha obtenido información en México y en Centroamérica. En el cuadro 16 se presenta un desglose, por partidas, de los costos de las líneas de transmisión de construcción reciente de la Comisión Federal de Electricidad de México. Los costos directos corresponden en especial a trabajos realizados por contratistas independientes. Para el cálculo de la inversión total se ha agregado un 25 por ciento por concepto de costos indirectos. Los resultados indican

/inversiones por

inversiones por km de línea, desde un mínimo de 11 000 dólares para tensiones de 138 kV hasta un máximo de 30 000 dólares para 220 kV. En el cuadro 17 aparece un desglose similar al anterior, referido a líneas de transmisión construidas en Centroamérica. Las inversiones se pueden considerar del mismo orden de magnitud que las obtenidas en México si se toma en cuenta el escalonamiento de los costos en función del tiempo.

Los costos de México se consideran razonables. La inversión en subestaciones se ha estimado equivalente a la de 30 km de línea de transmisión, por subestación.

Las longitudes de las líneas se han basado en las distancias que hay entre las capitales de cada uno de los países contemplados (distancia en línea recta, más 15 por ciento) por corresponder a los mayores centros de consumo, cálculo que puede considerarse conservador si se tiene presente que las nuevas subestaciones podrían ubicarse acortando considerablemente estas distancias, hecho que resulta especialmente cierto para los cuatro países del norte de la región, donde la reducción de la distancia total por este concepto llegaría a ser de 30 por ciento. Debe señalarse, además, que Panamá tiene programada para 1977 la entrada en operación de la central hidroeléctrica denominada Fortuna, con un total de 700 GWh de energía con regulación anual y quedaría situada en el recorrido de la línea Panamá-Costa Rica. Lo anterior reduciría a 300 km la distancia entre los principales sistemas eléctricos de estos dos países. Se han previsto conservadoramente dos subestaciones para cada tramo de línea entre pares de países. El detalle de las inversiones resultantes figura en el cuadro 18. El valor de la inversión total para el sistema regional se ha estimado en 40 millones de dólares aproximadamente. Para el caso de dos sistemas regionales, a base de cuatro países al norte y dos al sur, se eliminaría la línea San José-Managua y la inversión regional sería de 32 millones de dólares.

b) Beneficios de la interconexión

Los beneficios de las interconexiones considerados en este estudio se derivan de: 1) la valorización de los sobrantes de energía económica disponibles en un sistema, a base de su utilización en otros sistemas;

2) la reducción

2) la reducción de los costos de los combustibles que erogan las centrales térmicas y, 3) la disminución de los requerimientos de potencia a que debe atenderse en razón de la diversidad horaria entre las demandas de potencia máxima y del hecho de compartirse las reservas.

Con respecto a los beneficios relacionados con la utilización de los sobrantes de energía económica, la valorización de estos sobrantes se calcula con base en la diferencia entre los costos marginales de las centrales económicas, que tendrían que aumentar su generación, y los beneficios por disminución de costos, también marginales, para las centrales de más alto costo, que reducirían su operación.

En el caso de las centrales hidroeléctricas, los costos de una mayor generación son mínimos y corresponderían básicamente a las necesidades adicionales de mantenimiento por el aumento de las horas de uso de las unidades generadoras. Pero como una mayor utilización de las centrales hidroeléctricas implica, por regla general, su operación en condiciones que mejoran los rendimientos, el hecho reduciría a su vez los ya exigüos costos marginales previsibles. Admitiendo que la generación hidroeléctrica adicional no implica un aumento sustantivo de los costos, el valor de los sobrantes de energía hidráulica se estima igual al de los beneficios que obtendrían las centrales térmicas por la generación que se desplaza.

Para las centrales termoeléctricas ello se traduciría tanto en aumentos como en disminuciones de la generación. Las disminuciones se derivarían del desplazamiento de energía termoeléctrica por energía hidroeléctrica o térmica de menor costo, caso, este último, que daría lugar a los aumentos correspondientes de generación de las centrales térmicas más económicas. Los costos y los beneficios marginales se derivan básicamente del gasto o del ahorro en combustibles que correspondería a una mayor o a una menor generación. Adicionalmente, los aumentos de generación mejorarían la eficiencia, especialmente cuando se tratara de centrales a vapor y se consiguiera mantener las unidades operando con cargas altas y uniformes. Las reducciones tendrían el efecto contrario y mayores repercusiones si implicasen la necesidad de aumentar considerablemente el número de paradas y arranques correspondientes, efectos que serían más graves para las unidades de vapor y de gas. Sin embargo, puede considerarse secundaria la

/influencia de

influencia de estas variaciones de eficiencia si se compara con los costos de los combustibles utilizados para la generación termoeléctrica. En conclusión, los gastos o los ahorros relacionados con la operación de las centrales térmicas dependen básicamente de los costos de los combustibles utilizados en cada caso.

En el cuadro 19 se presenta un desglose de los resultados de generación térmica en Centroamérica y Panamá para 1967. Los costos de combustible en milésimos de dólar por kWh de generación neta en las centrales de vapor varían entre 4.0 y 7.9, mientras para las plantas diesel resultaron del orden de 7.0 (con excepción de Nicaragua), y para las unidades gas, de 10.0. En el cuadro resaltan las cuantiosas diferencias que existen entre los costos unitarios de combustibles similares en los diversos países, y en algunos casos pasan del 50 por ciento. Cabría señalar que la interconexión generalizada de los sistemas eléctricos de los países interesados aseguraría la obtención de precios uniformes a los niveles inferiores al propiciar la competencia de estos productos a nivel regional. También llaman la atención los bajos rendimientos obtenidos, de manera especial en las centrales a vapor, que deben atribuirse sobre todo a la utilización de unidades pequeñas, y a un bajo factor de carga en el caso de la Central Acajutla de El Salvador. Los datos anteriores no pueden considerarse representativos de los costos de generación térmica en el futuro próximo para la región centroamericana. Para los propósitos de este informe se presentan en el cuadro 20 los costos unitarios que podrían obtenerse en condiciones normales y, con base en los precios indicados en el mismo cuadro, para los seis países del Istmo. Salvo para El Salvador, donde los precios resultan excepcionalmente bajos, se han utilizado precios del combustible similares o menores a los actuales. Los costos resultantes oscilan entre 4 y 5 milésimos de dólar por kWh generado para las centrales a vapor mayores de 30 MW, y entre 5 y 6 para las menores de esa capacidad; para las centrales diesel y de gas, dichos costos serían de 6.5 y 10, respectivamente.

Con base en los costos anteriores y en las cantidades de energía que podrían valorizarse, se obtendría la cuantificación de los beneficios por este concepto en términos monetarios. Los sobrantes de energía hidráulica resultantes se estiman en 450 GWh anuales, en promedio, para el

/período 1970-75,

período 1970-75, correspondiendo alrededor de un 75 por ciento de los mismos a Costa Rica. Estos sobrantes podrían valorizarse en su totalidad porque la potencia instalada en las centrales hidráulicas que no cuentan con regulación anual es inferior a la carga base de los sistemas combinados, por una parte, y porque la totalidad de los mismos es considerablemente inferior a la generación de origen térmico, por otra. Por estas mismas razones, los sobrantes de Costa Rica podrían utilizarse perfectamente por el sistema panameño. Si se asume una valorización mínima de 4.0 milésimos de dólar por kWh para el 75 por ciento de los sobrantes (valorizables en Panamá) y de 5.0 para el 25 por ciento restante, y se consideran pérdidas de transmisión, el total que se obtiene es de 1.7 millón de dólares al año.

Los sobrantes de energía térmica económica a base de plantas de vapor de tamaño mediano equivalen al doble del de las hidráulicas antes mencionadas. En este caso, las cantidades que podrían valorizarse estarían condicionadas por las características de las curvas de carga diaria, por las posibilidades de complementación hidrotérmica, por la magnitud de la generación en centrales térmicas de más alto costo y, finalmente, por las diferencias de los costos de combustibles en los diversos países. En relación con esto último, si se suponen precios regionales uniformes de 2.0 y 3.0 dólares por barril, para el Bunker C y el diesel respectivamente, los ahorros que se obtendrían --de mantenerse los precios y los programas actuales-- serían del orden de 800 000 dólares anuales en promedio para el período 1970-75.

Para el cálculo anterior se ha tenido presente una generación térmica de 11 280 GWh que es la que resultaría una vez descontados los sobrantes de energía hidráulica que podrían aprovecharse en ese período. También se ha tenido en cuenta que estos sobrantes desplazarían la energía térmica más cara. No se ha considerado la valorización posible de la energía térmica de bajo costo por razones de simplicidad y por representar un factor de seguridad adicional para las conclusiones de este estudio.

Para establecer los beneficios que se obtendrían al reducirse las necesidades de potencia en los sistemas integrados, necesitarían conocerse las inversiones en nuevas unidades generadoras, que dependerían básicamente /del tamaño

del tamaño de las unidades y del tipo de generación (vapor, diesel y gas). A este respecto, los casos extremos estarían representados por las unidades de vapor del lado máximo, y por las de gas, del mínimo. Las inversiones totales en dólares por kW instalado pueden estimarse dentro del rango de 180-200 para las primeras y del de 100-120 para las segundas, tomando en consideración los tamaños probables para este tipo de unidades en el período 1970-75 de que se trata. Se estima por consiguiente un valor promedio de 150 dólares por kW instalado.

La magnitud de las posibles reducciones en la capacidad instalada habrá de depender de la diversidad de las demandas de potencia máxima que se presenten y de los criterios sobre reservas que se apliquen al sistema integrado. La diversidad obtenida de las curvas diarias promedio antes mencionadas fue de 4 por ciento. Se podría admitir razonablemente una diversidad real de 5 por ciento, puesto que debería ser mayor a base de los días de demanda máxima. Por lo que respecta a esas reservas en los sistemas integrados, se ha adoptado el criterio de que deberá ser, como mínimo, igual a la unidad térmica más grande o al 10 por ciento de la demanda máxima del sistema combinado, cifra esta última que resulta mayor en los sistemas interconectados de que se trata porque las unidades de generación han sido programadas para los sistemas nacionales considerados individualmente. Cabría hacer entonces las siguientes consideraciones. Con base en los programas de cada uno de los países mencionados, la reserva conjunta resulta para 1975 igual o superior al 20 por ciento de la demanda máxima combinada tanto en el caso de un solo sistema regional como en el de dos sistemas, uno al norte y otro al sur (véase nuevamente el cuadro 14), lo cual se traduce en un valor mínimo de 280 MW para 1975; si se miden las reservas que los 6 países necesitarían por la unidad térmica más grande, serían un total de 240 MW aproximadamente para 1975 (se consideró la unidad hidráulica mayor en el caso de Honduras); el promedio de las cantidades anteriores, en relación a los 140 MW que equivalen al 10 por ciento de la demanda máxima conjunta para 1975 significaría un ahorro de 120 MW de las necesidades de reservas que se derivaría de la interconexión regional; si se considera además una diversidad del 5 por ciento, se obtiene una reducción total del orden de los 180 MW, incluyendo ajustes por pérdidas de

/transmisión.

transmisión. A razón de 150 dólares por kW, según lo antes explicado, el ahorro en la inversión ascendería a 27 millones de dólares, que podrían acreditarse tanto al sistema único como a los dos subregionales.

A título informativo puede agregarse que para dos países con unidades térmicas de 40 MW, el ahorro de compartir sus reservas sería del orden de 40 MW equivalente a 6 millones de dólares, que cubrirían sobradamente las inversiones en obras de transmisión para las interconexiones bilaterales de los países de la región norte.

c) Comparación entre costos y beneficios

Los costos y beneficios estimados no se pueden comparar directamente por no corresponder a períodos de tiempo equivalentes. En efecto, las inversiones en las obras de interconexión regional, de realizarse --en una suposición optimista-- en el período 1970-75, tendrían una vida útil que se prolongaría hasta fines del presente siglo y los beneficios por concepto de valorización de energía hidráulica y de reducción de los costos de los combustibles sólo se refieren al período 1970-75. La reducción de las inversiones derivada de la diversidad de máxima potencia y de compartir las reservas ocurriría probablemente en forma escalonada en un lapso de tiempo difícil de concretar sin estudios más detenidos, pero que podría estimarse para 1970-80.

Se pueden obtener, sin embargo, valores indicativos de las posibles relaciones entre los costos y los beneficios si se fija la atención en el período de 10 años 1971-80 y se admiten los siguientes supuestos: las inversiones por concepto de nuevas obras de interconexión se completarían al iniciarse el período (1971); la reducción de las inversiones debida al aprovechamiento de las reservas conjuntas y a las diversidades horarias de demandas máximas se obtendrían para mediados del período (1975); los beneficios anuales por el aprovechamiento de los sobrantes de energía hidráulica, y debidos a la reducción de los costos del combustible, se aplicarían a la década completa 1971-80; para fines comparativos, todos los desembolsos se descontarían a una tasa anual del 8 por ciento, con 1971 como año de referencia.

/Si se aplica

Si se aplica la interconexión regional dentro de un solo sistema a los supuestos anteriores se obtienen los siguientes resultados en valores actualizados a 1971. Del lado de los costos figurarían las inversiones en obras de transmisión por un total de 40 millones de dólares. Los beneficios por la reducción de inversiones derivada de las diversidades horarias de las máximas y del uso conjunto de las reservas totalizarían 18,4 millones. Los beneficios anuales por el aprovechamiento de los sobrantes de energía hidráulica y el ahorro en los costos de los combustibles, 1,7 y 0,8 respectivamente, equivaldrían a un ahorro en inversión de 16,8 millones. La inversión requerida para las obras de interconexión se amortizaría por lo tanto en un 90 por ciento aproximadamente en el período 1971-80.

La subdivisión de la región en dos sistemas mejoraría sensiblemente los cálculos anteriores. De lado de los costos, se eliminaría el tramo San José-Managua, con lo cual se reducirían las inversiones en obras de interconexión a 32 millones. Los beneficios serían iguales a los del sistema único, porque los sobrantes anuales de energía hidráulica de Costa Rica podrían considerarse representativos de los que se valorizarían en Panamá para 1971-80; los beneficios por diversidad de los horarios de demanda máxima, aunque resultarían menores, seguirían dentro del 5 por ciento que se ha estimado para el sistema único; las reducciones por la utilización conjunta de reservas se mantendrían, puesto que en relación con las demandas máximas combinadas para los dos sistemas regionales privaría el concepto del 10 por ciento, y para los dos grupos de países las reservas programadas resultan también superiores al 20 por ciento para 1975; los beneficios por la reducción de los costos del combustible no influyen en el agrupamiento de países que se considere. Por lo tanto, en este caso, las inversiones en obras de interconexión quedarían totalmente amortizadas, con un factor de seguridad del 10 por ciento, en el período 1971-80. En el cuadro 21 se muestra un detalle de los cálculos anteriores para las dos alternativas previstas.

Se volverán a recordar, para concluir, las estimaciones conservadoras que han normado el presente estudio y apoyan los resultados anteriores. Las líneas de transmisión de la subregión norte se han calculado tomando como

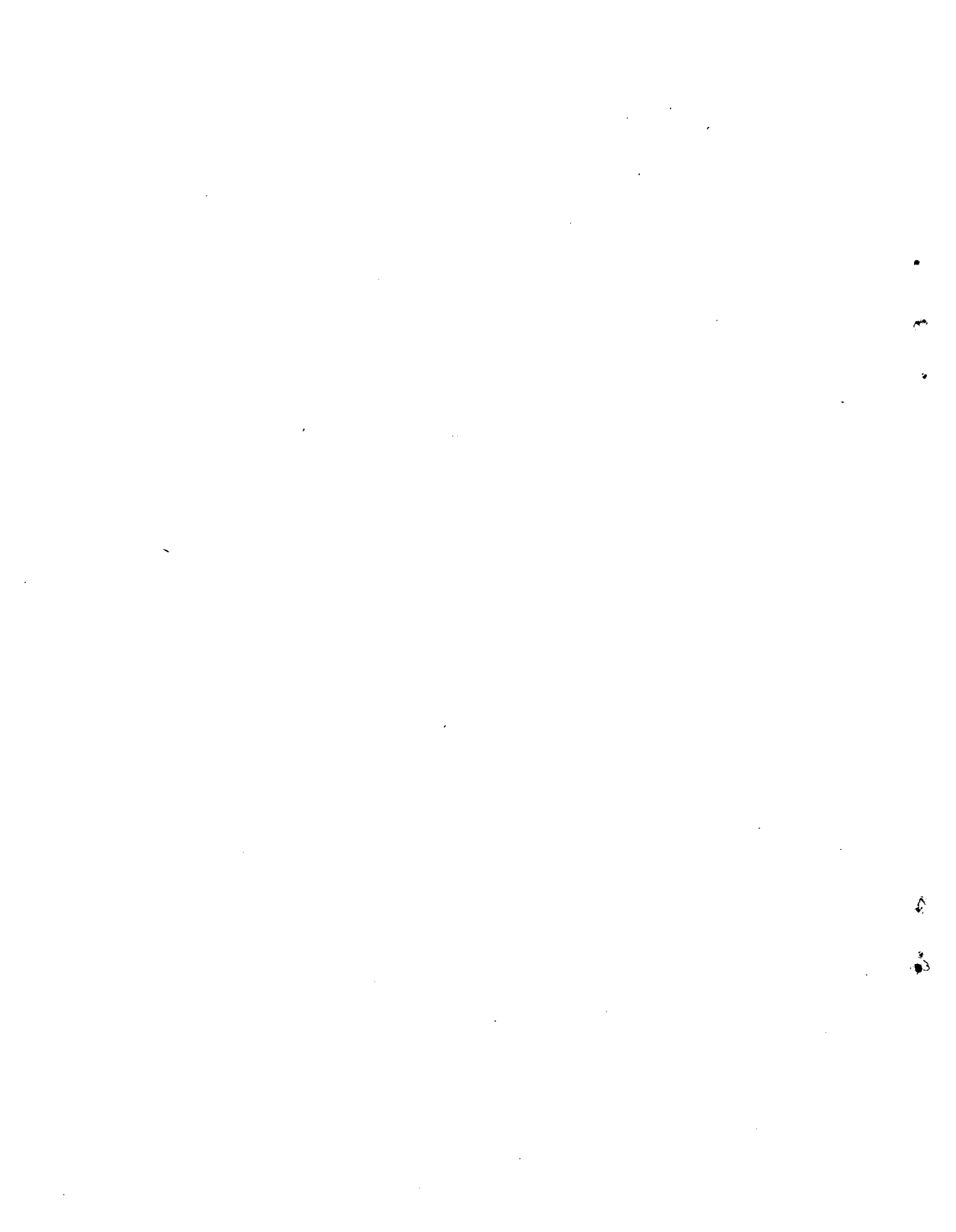
/base las

base las capitales de los países, con una distancia total un 30 por ciento mayor de la que podría obtenerse a base de una mejor utilización de los sistemas nacionales; la línea de transmisión de 700 km entre San José y Panamá se ha cargado totalmente a la interconexión entre los dos países, a pesar de que, a partir de 1977, 400 km podrían corresponder al proyecto hidroeléctrico Fortuna en Panamá; se han tenido presentes dos subestaciones completas para los tramos entre pares de países, hecho que implica una duplicación de transformadores; el valor de energía hidroeléctrica se ha basado en los costos marginales de la generación termoeléctrica más económica cuando hubiera podido estimarse al menos parcialmente con base en generación térmica más cara; no se ha atribuido, en fin, valor alguno al ahorro derivado de utilizar energía térmica más económica en lugar de energía de más alto costo.

Procede señalar, en definitiva, que los beneficios superan los costos por un amplio margen en las interconexiones de tipo limitado consideradas en este informe, y no implican alteración sustantiva de los programas eléctricos nacionales independientes. Se estima que los beneficios obtenibles cubrirían las inversiones realizadas dentro de los primeros diez años de la explotación, tanto en el caso de la interconexión regional a base de un sistema único como en el de la alternativa de dos sistemas, que resulta todavía más favorable.

Por todo ello, es de recomendar que se inicien sin dilación los estudios necesarios para concretar las diversas alternativas en que podría emprenderse la interconexión de los sistemas eléctricos en el Istmo Centroamericano, impulsando decisivamente en esta forma la integración regional en lo que concierne al sector eléctrico.

CUADROS Y GRAFICOS



Cuadro 1

**CENTROAMERICA Y PANAMA: REQUERIMIENTOS DE ENERGIA Y POTENCIA
 EN LOS SISTEMAS NACIONALES INTEGRADOS, 1968-75**

	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Centroamérica y Panamá								
GWh	3 513	3 900	4 375	4 863	5 355	5 885	6 518	7 162
MW	696	774	864	959	1 057	1 162	1 284	1 413
Centroamérica								
GWh	2 398	2 689	3 017	3 398	3 782	4 192	4 693	5 198
MW	508	569	639	715	794	879	981	1 086
Guatemala								
GWh	522	592	672	762	866	977	1 107	1 238
MW	114	129	147	166	189	212	239	268
El Salvador								
GWh	518	586	665	755	860	972	1 104	1 253
MW	113	129	146	166	188	214	242	275
Honduras								
GWh	193	222	253	314	347	385	426	470
MW	37	42	50	61	68	76	84	93
Nicaragua								
GWh	410	464	523	586	647	708	772	840
MW	78	89	100	111	123	135	147	160
Costa Rica								
GWh	755	825	904	981	1 062	1 150	1 284	1 397
MW	166	180	196	211	226	242	269	290
Panamá^{a/}								
GWh	1 115	1 211	1 358	1 465	1 573	1 693	1 825	1 964
MW	188	205	225	244	263	283	303	327

^{a/} Incluye la Zona del Canal.

Cuadro 2

GUATEMALA: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA EN EL SISTEMA CENTRAL INTERCONECTADO, 1968-75

Concepto	Tipo de central	Unidad más grande (MW)	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Requerimientos (MW)										
Demanda máxima (M)			114	129	147	166	189	212	239	268
Suministros										
Potencia confiable (MW)			105	126	136	186	234	281	281	314
INDE y EEG	Hidro	6.5	26	23 ^{a/}	23	23	23	23	23	23
EEG	Vapor	30	30	30	30	30	30	30	30	30
INDE y EEG	Gas	12.5	25	25	25	25	25	25	25	25
EEG	Diesel		9	-	-	-	-	-	-	-
Guacalate (INDE)	Gas	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Guacalate (INDE)	Vapor	33	-	33	33	33	33	33	33	66
Jurún-Marinalá (INDE)	Hidro	20	-	-	60	60	60	60	60	60
Atitlán (INDE)	Hidro	48	-	-	-	-	48	95	95	95
Reserva										
MW			-	-	39	20	44	69	42	46
Porcentaje de demanda máxima			-	-	26	12	23	33	18	17
Porcentaje de capacidad instalada			-	-	21	11	19	24	15	15
Unidad más grande (MW)										
Térmica			15	33	33	33	33	33	33	33
Hidro			6.5	6.5	20	20	48	48	48	48

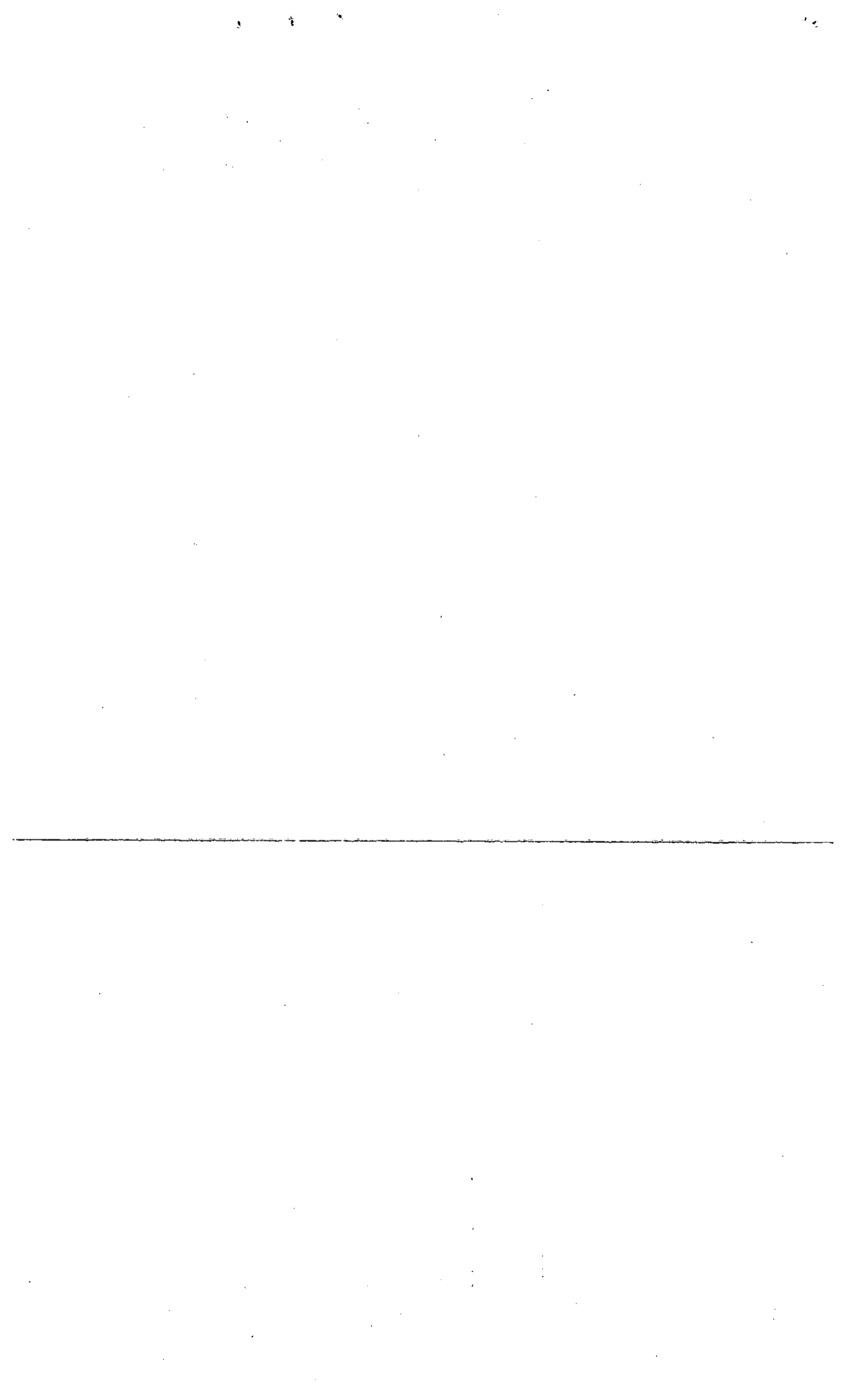
Fuente: INDE-CEPAL.

a/ Se retiran Palín, Modelo y Zapote de EEG, con capacidad total de 3 MW.

EL SALVADOR: REQUERIMIENTOS, SUMINISTROS Y RESERVA DE POTENCIA EN EL SISTEMA CEL, 1968-75

Concepto	Tipo de central	Unidad más gran de (MW)	1968		1969		1970		1971		1972		1973		1974		1975	
			Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias
Requerimientos																		
Demanda máxima (MW)			109	113	123	129	140	146	159	166	180	188	204	214	232	242	259	275
Suministros																		
Potencia confiable (MW)			140	150	140	173	163	173	163	236	226	236	226	362	306	362	306	362
CAESS	Vapor	6	6	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAESS	Diesel	1	2	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GuaJoyo	Hidro	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
5 de Noviembre	Hidro	21	79	89	79	89	79	89	79	89	79	89	79	89	79	89	79	89
Acajutla	Gas	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Acajutla 1, 2 y 3	Vapor	63	30	30	30	61	61	61	61	124	124	124	124	124	124	124	124	124
Silencio I	Hidro	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	126	80	126	80	126	80
Reserva																		
MW			31	37	17	44	23	27	4	70	46	48	22	148	74	120	43	87
Por ciento de demanda máxima			28.5	32.8	13.8	34.0	16.4	19.2	2.5	42	25.5	25.5	10.8	69	32.0	49.6	16.4	31.6
Por ciento de capacidad instalada			22.1	24.6	12.2	25.5	14.2	15.6	2.5	29.6	20.4	20.4	9.7	41	24.4	33.0	14.0	24.0
Unidad más grande (MW)																		
Térmica			30	30	30	31	31	31	31	63	63	63	63	63	63	63	63	63
Hidro			21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	63	63	63	63	63	63

Fuente: CEL-CEPAL



Cuadro 4

HONDURAS: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA EN EL SISTEMA ENEE, 1968-75

Concepto	Tipo de central	Unidad más grande (MW)	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Requerimientos										
Demanda máxima (MW)			36.6	42.4	50.3	60.9	67.6	75.7	83.8	93.1
Suministros										
Potencia confiable (MW)			49.3	53.3	97.3	102.5	102.5	102.5	102.5	126.5
Varios ^{a/}	Diesel	2.0	19.3	23.3	27.3	32.5 ^{b/}	32.5	32.5	32.5	16.5 ^{c/}
Cañaveral	Hidro	15.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Río Lindo	Hidro	20.0	-	-	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	80.0
Reserva										
MW			12.7	10.9	47.0	41.6	34.9	26.8	18.7	33.4
Porcentaje de demanda máxima			34.8	25.8	93.5	68.5	51.8	35.4	22.2	35.8
Porcentaje de capacidad confiable			25.8	20.5	48.2	40.6	34.0	26.2	18.3	26.4
Unidad más grande (MW)										
Térmica			2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Hidro			15.0	15.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0

Fuente: ENEE.

a/ La Leona: 5.9 MW; San Pedro Sula: 4.1 MW; Puerto Cortés: 1.3 MW.

b/ Se agregan 5.2 MW por interconexión de la Zona Sur.

c/ Se trasladan 16.0 MW a sistemas aislados.

Cuadro 5

NICARAGUA: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL, 1968-75

CCE/SC.5/GTAE/GRIE/1/4
TAO/LAT/85
Pag. 24

Concepto	Tipo de central	Unidad más grande (MW)	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Requerimientos										
Demanda máxima (MW)			78	89	100	111	123	135	147	160
Suministros										
Potencia confiable (MW)			105	145	145	190	190	190	190	205
Varios	Diesel ^{a/}	3	10	10	10	10	10	10	10	10
Managua	Vapor	15	30	30	30	30	30	30	30	30
Chinandega	Gas	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Centroamérica	Hidro	25	50	50	50	50	50	50	50	50
Managua	Vapor	40	-	40	40	40	40	40	40	40
Santa Bárbara ^{b/}	Hidro	25	-	-	-	45	45	45	45	45
Masaya	Gas	15	-	-	-	-	-	-	-	15
Reserva										
MW			27	56	45	79	67	55	43	45
Por ciento de demanda máxima			35	63	45	71	54	41	29	28
Por ciento de capacidad confiable			26	39	31	42	35	29	23	22
Unidad más grande (MW)										
Térmica			15	40	40	40	40	40	40	40
Hidro			25	25	25	25	25	25	25	25

Fuente: ENALUF.

a/ Capacidad instalada: 14.7 MW.

b/ Capacidad instalada: 50 MW.

Concepto	Tipo de central	Unidad más grande	1968		1969		1970		1971		1972		1973		1974		1975	
			Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias
Requerimientos																		
Demanda máxima (MW)			154	166	167	180	182	196	196	211	210	226	225	242	250	269	270	290
Suministros																		
Potencia confiable (MW)			190.5	190.5	190.5	190.5	190.5	190.5	220.5	250.5	250.5	250.5	250.5	250.5	298.5	298.5	298.5	298.5
Otros	Hidro		35.5	35.5	35.5	35.5	35.5	35.5	35.5	35.5	35.5	35.5	35.5	35.5	35.5	35.5	35.5	35.5
Otros	Térmica		10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
ICE-Colima y Carrizal	Diesel		19.5	19.5	19.5	19.5	19.5	19.5	19.5	19.5	19.5	19.5	19.5	19.5	27.5	27.5	27.5	27.5
ICE-Nargatae	Hidro	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
ICE-La Garita	Hidro	15	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
ICE-Rfo Macho	Hidro	15	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	60.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0
ICE-Cachí	Hidro	32	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0
ICE-Moín	Vapor	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40.0	40.0	40.0	40.0
Reserva																		
MW			36.5	24.5	23.5	10.5	8.5	(5.5)	24.5	39.5	40.5	24.5	25.5	8.5	48.5	29.5	28.5	6.5
Por ciento de demanda máxima			23.8	14.7	14.1	5.8	4.7	(2.8)	12.5	18.7	19.4	10.8	11.3	3.5	19.4	11.0	10.5	2.9
Por ciento de capacidad instalada			19.2	12.8	12.3	5.5	4.5	(2.9)	11.0	15.8	16.2	9.7	10.2	3.4	16.2	9.9	9.5	2.8
Unidad más grande																		
Térmica			5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	40.0	40.0	40.0	40.0
Hidro			32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad.

Cuadro 7

PANAMA: REQUERIMIENTOS, SUMINISTROS Y RESERVA DE POTENCIA EN EL SISTEMA PANAMA-COLON-ZONA DEL CANAL, 1968-75

Concepto	Tipo de central	Unidad más grande (MW)	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	
Requerimientos											
Demanda máxima (MW)			<u>188</u>	<u>205</u>	<u>225</u>	<u>244</u>	<u>263</u>	<u>283</u>	<u>303</u>	<u>327</u>	
Panamá-Colón			85	94	105	117	130	143	157	174	
Zona del Canal			103	111	120	127	133	140	146	153	
Suministros											
Potencia confiable (MW)			<u>212</u>	<u>212</u>	<u>252</u>	<u>285</u>	<u>285</u>	<u>452</u>	<u>452</u>	<u>452</u>	
F. y L. Ave. Sur, San Francisco, Colón			Vapor	65	65	65	65	65	46 ^{b/}	46	46
Las Minas 1			Vapor	24	24	24	24	24	24	24	24
Zona del Canal-Madden			Hidro	24	24	24	24	24	24	24	
Varios			Diesel	14	14	14	14	14	24 ^{c/}	-	-
Miraflores			Gas	20	20	20	20	20	20	20	20
Miraflores y otro			Vapor	25	25	25	58 ^{a/}	58	58	58	58
IRHE. Las Minas 2 y 3			Vapor	40	40	80	80	80	80	80	80
Bayano			Hidro	-	-	-	-	-	200	200	200
Fortuna			Hidro	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva											
MW			24	7	27	41	22	169	149	125	
Por ciento de demanda máxima			12.8	3.4	12.0	16.8	8.4	60.0	49.2	38.2	
Por ciento de capacidad confiable			11.3	3.3	10.7	14.4	7.7	37.5	33.0	27.6	
Unidad más grande (MW)											
Térmica			40	40	40	40	40	40	40	40	
Hidro			8	8	8	8	8	50	50	50	

Fuente: IRHE.

a/ Las Fuerzas Armadas de los Estados Unidos instalan 33 MW-Vapor.

b/ F. y L. retira plantas de Colón (9 MW) y 10 MW de Ave. Sur.

c/ La Zona del Canal retira sus diesel.

GUATEMALA: REQUERIMIENTOS, SUMINISTROS Y SOBRESANTES DE ENERGIA EN EL SISTEMA CENTRAL EN LAS ESTACIONES SECA Y LLUVIOSA, 1968-75

Concepto	Total	1968		1969		1970		1971		1972		1973		1974		1975	
		Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias
<u>Requerimientos (GWh)</u>	<u>6 736</u>	<u>257</u>	<u>265</u>	<u>292</u>	<u>300</u>	<u>331</u>	<u>341</u>	<u>375</u>	<u>387</u>	<u>427</u>	<u>439</u>	<u>481</u>	<u>496</u>	<u>545</u>	<u>562</u>	<u>610</u>	<u>628</u>
<u>Generación (GWh)</u>																	
Hidro	<u>2 930</u>	<u>40</u>	<u>91</u>	<u>40</u>	<u>91</u>	<u>40</u>	<u>170</u>	<u>114</u>	<u>170</u>	<u>114</u>	<u>222</u>	<u>292</u>	<u>308</u>	<u>302</u>	<u>317</u>	<u>302</u>	<u>317</u>
EEG	303	27	41	27	41	27	15	10	15	10	15	10	15	10	15	10	15
Los Esclavos	504	13	50	13	50	13	50	13	50	13	50	13	50	13	50	13	50
Jurón-Marinalá	1 085	-	-	-	-	-	105	91	105	91	105	91	105	91	105	91	105
Atitlán	1 038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	52	178	138	188	147	188	147
Vapor	<u>3 414</u>	<u>125</u>	<u>115</u>	<u>132</u>	<u>203</u>	<u>250</u>	<u>171</u>	<u>250</u>	<u>217</u>	<u>250</u>	<u>217</u>	<u>189</u>	<u>188</u>	<u>243</u>	<u>245</u>	<u>308</u>	<u>311</u>
La Laguna	1 464	125	115	132	79	120	41	120	87	120	87	59	58	113	115	48	51
Guacalate	1 950	-	-	-	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	260	260
Diesel y gas	<u>392</u>	<u>92</u>	<u>59</u>	<u>120</u>	<u>6</u>	<u>41</u>	<u>-</u>	<u>11</u>	<u>-</u>	<u>63</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Laguna Castellana (Diesel)	210	-	-	38	2	19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Laguna Guacalate (Gas)	182	92	59	82	4	22	-	11	-	63	-	-	-	-	-	-	-
<u>Disponibilidad de energía económica (GWh) a/</u>	<u>6 800</u>	<u>165</u>	<u>206</u>	<u>172</u>	<u>329</u>	<u>290</u>	<u>420</u>	<u>364</u>	<u>420</u>	<u>364</u>	<u>472</u>	<u>542</u>	<u>558</u>	<u>552</u>	<u>567</u>	<u>682</u>	<u>697</u>
Hidro	<u>2 930</u>	<u>40</u>	<u>91</u>	<u>40</u>	<u>91</u>	<u>40</u>	<u>170</u>	<u>114</u>	<u>170</u>	<u>114</u>	<u>222</u>	<u>292</u>	<u>308</u>	<u>302</u>	<u>317</u>	<u>302</u>	<u>317</u>
EEG	303	27	41	27	41	27	15	10	15	10	15	10	15	10	15	10	15
Los Esclavos	504	13	50	13	50	13	50	13	50	13	50	13	50	13	50	13	50
Jurón-Marinalá	1 085	-	-	-	-	-	105	91	105	91	105	91	105	91	105	91	105
Atitlán	1 038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	52	178	138	188	147	188	147
Vapor	<u>3 870</u>	<u>125</u>	<u>115</u>	<u>132</u>	<u>238</u>	<u>250</u>	<u>250</u>	<u>250</u>	<u>250</u>	<u>250</u>	<u>250</u>	<u>250</u>	<u>250</u>	<u>250</u>	<u>250</u>	<u>380</u>	<u>380</u>
La Laguna	1 920	125	115	132	108	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Guacalate	1 950	-	-	-	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	260	260
<u>Sobresantes de energía económica (GWh) a/</u>	<u>456</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>35</u>	<u>-</u>	<u>79</u>	<u>-</u>	<u>33</u>	<u>-</u>	<u>33</u>	<u>61</u>	<u>62</u>	<u>7</u>	<u>5</u>	<u>72</u>	<u>69</u>
Hidro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vapor	456	-	-	-	35	-	79	-	33	-	33	61	62	7	5	72	69

Fuente: INDE-CEPAL. a/ Solamente Hidro y vapor.

Cuadro 9

EL SALVADOR: REQUERIMIENTOS, SUMINISTROS Y SOBANTES DE ENERGIA EN EL SISTEMA CEL EN LAS ESTACIONES SECA Y LLUVIOSA, 1968-75

Concepto	Total	1968		1969		1970		1971		1972		1973		1974		1975	
		Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias	Secas	Lluvias
<u>Requerimientos (Gwh)</u>	<u>6 713</u>	<u>277</u>	<u>241</u>	<u>313</u>	<u>273</u>	<u>355</u>	<u>310</u>	<u>403</u>	<u>352</u>	<u>460</u>	<u>400</u>	<u>519</u>	<u>453</u>	<u>589</u>	<u>515</u>	<u>669</u>	<u>584</u>
<u>Generación (Gwh)</u>																	
Hidro	<u>4 859</u>	<u>170</u>	<u>237</u>	<u>170</u>	<u>264</u>	<u>170</u>	<u>293</u>	<u>170</u>	<u>315</u>	<u>170</u>	<u>315</u>	<u>170</u>	<u>453</u>	<u>437</u>	<u>585</u>	<u>437</u>	<u>573</u>
GuaJoyo	408	44	7	44	7	44	7	44	7	44	7	44	7	44	7	44	7
5 de Noviembre	<u>4 451</u>	<u>126</u>	<u>230</u>	<u>126</u>	<u>257</u>	<u>126</u>	<u>286</u>	<u>126</u>	<u>308</u>	<u>126</u>	<u>308</u>	<u>126</u>	<u>446</u>	<u>393</u>	<u>508</u>	<u>393</u>	<u>566</u>
Silencio I																	
Vapor (Acajutla 1, 2 y 3)	<u>1 821</u>	<u>107</u>	<u>4</u>	<u>110</u>	<u>9</u>	<u>185</u>	<u>17</u>	<u>233</u>	<u>37</u>	<u>290</u>	<u>85</u>	<u>349</u>	-	<u>152</u>	-	<u>232</u>	<u>11</u>
Gas	<u>33</u>	-	-	<u>33</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>Disponibilidad de energía económica (Gwh) a/</u>	<u>10 857</u>	<u>280</u>	<u>425</u>	<u>280</u>	<u>545</u>	<u>400</u>	<u>545</u>	<u>403</u>	<u>785</u>	<u>640</u>	<u>785</u>	<u>640</u>	<u>1 105</u>	<u>907</u>	<u>1 105</u>	<u>907</u>	<u>1 105</u>
Hidro	<u>5 374</u>	<u>170</u>	<u>315</u>	<u>170</u>	<u>315</u>	<u>170</u>	<u>315</u>	<u>170</u>	<u>315</u>	<u>170</u>	<u>315</u>	<u>170</u>	<u>635</u>	<u>437</u>	<u>635</u>	<u>437</u>	<u>635</u>
GuaJoyo	408	44	7	44	7	44	7	44	7	44	7	44	7	44	7	44	7
5 de Noviembre	<u>3 472</u>	<u>126</u>	<u>308</u>	<u>126</u>	<u>308</u>	<u>126</u>	<u>308</u>	<u>126</u>	<u>308</u>	<u>126</u>	<u>308</u>	<u>126</u>	<u>308</u>	<u>126</u>	<u>308</u>	<u>126</u>	<u>308</u>
Silencio I	<u>1 494</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<u>320</u>	<u>267</u>	<u>320</u>	<u>267</u>	<u>320</u>
Vapor (Acajutla 1, 2 y 3)	<u>5 483</u>	<u>110</u>	<u>110</u>	<u>110</u>	<u>230</u>	<u>230</u>	<u>230</u>	<u>233</u>	<u>470</u>	<u>470</u>	<u>470</u>	<u>470</u>	<u>470</u>	<u>470</u>	<u>470</u>	<u>470</u>	<u>470</u>
<u>Sobrantes de energía económica (Gwh) a/</u>	<u>4 177</u>	<u>3</u>	<u>184</u>	-	<u>272</u>	<u>45</u>	<u>235</u>	-	<u>433</u>	<u>180</u>	<u>385</u>	<u>121</u>	<u>652</u>	<u>318</u>	<u>590</u>	<u>238</u>	<u>521</u>
Hidro	515	-	78	-	51	-	22	-	-	-	-	-	182	-	120	-	62
Vapor	<u>3 662</u>	<u>3</u>	<u>106</u>	-	<u>221</u>	<u>45</u>	<u>213</u>	-	<u>433</u>	<u>180</u>	<u>385</u>	<u>121</u>	<u>470</u>	<u>318</u>	<u>470</u>	<u>238</u>	<u>459</u>

Fuente: CEL-CEPAL.

a/ Solamente hidro y vapor.

Cuadro 10

HONDURAS: REQUERIMIENTOS, SUMINISTROS Y SOBANTES DE ENERGIA EN EL
SISTEMA CENTRAL INTERCONECTADO, 1968-75

Concepto	Total	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
<u>Requerimientos (GWh)</u>	<u>2 610</u>	<u>193</u>	<u>222</u>	<u>253</u>	<u>314</u>	<u>347</u>	<u>385</u>	<u>426</u>	<u>470</u>
<u>Generación (GWh)</u>									
Hidro (Cañaveral y San Buena- ventura)	2 284	114	114	114	314	347	385	426	470
Diesel	326	79	108	139	-	-	-	-	-
<u>Disponibilidad de Energía Eco- nómica (GWh) a/</u>									
Hidro 2	<u>2 538</u>	<u>114</u>	<u>114</u>	<u>114</u>	<u>427</u>	<u>427</u>	<u>427</u>	<u>427</u>	<u>488</u>
Cañaveral	912	114	114	114	114	114	114	114	114
Río Lindo	1 626	-	-	-	313	313	313	313	374
<u>Sobrantes de Energía Económica (GWh) a/</u>	<u>254</u>	-	-	-	<u>113</u>	<u>80</u>	<u>42</u>	<u>1</u>	<u>18</u>
Hidro	254	-	-	-	113	80	42	1	18
Vapor	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

a/ Hidro solamente.

Cuadro 11

NICARAGUA: REQUERIMIENTOS, SUMINISTROS Y SOBANTES DE ENERGIA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL, 1968-75

CCE/SC.5/GTAE/GRIE/1/4
TAO/LAT/85
Pag. 30

Concepto	Total	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
<u>Requerimientos (GWh)</u>	<u>4 950</u>	<u>410</u>	<u>464</u>	<u>523</u>	<u>586</u>	<u>647</u>	<u>708</u>	<u>772</u>	<u>840</u>
<u>Generación (GWh)</u>									
Hidro	<u>2 323</u>	<u>200</u>	<u>200</u>	<u>200</u>	<u>285</u>	<u>374</u>	<u>374</u>	<u>340</u>	<u>350</u>
Vapor	<u>2 627</u>	<u>210</u>	<u>264</u>	<u>323</u>	<u>301</u>	<u>273</u>	<u>334</u>	<u>432</u>	<u>490</u>
<u>Disponibilidades de energía económica (GWh)</u>	<u>5 947</u>	<u>410</u>	<u>464</u>	<u>725</u>	<u>810</u>	<u>899</u>	<u>899</u>	<u>865</u>	<u>875</u>
Hidro	<u>2 323</u>	<u>200</u>	<u>200</u>	<u>200</u>	<u>285</u>	<u>374</u>	<u>374</u>	<u>340</u>	<u>350</u>
Centroamérica	<u>1 600</u>	<u>200</u>	<u>200</u>	<u>200</u>	<u>200</u>	<u>200</u>	<u>200</u>	<u>200</u>	<u>200</u>
Santa Bárbara	<u>723</u>	-	-	-	<u>85</u>	<u>174</u>	<u>174</u>	<u>140</u>	<u>150</u>
Vapor	<u>3 624</u>	<u>210</u>	<u>264</u>	<u>525</u>	<u>525</u>	<u>525</u>	<u>525</u>	<u>525</u>	<u>525</u>
Managua	<u>1 680</u>	<u>210</u>	<u>210</u>	<u>210</u>	<u>210</u>	<u>210</u>	<u>210</u>	<u>210</u>	<u>210</u>
Managua Nueva	<u>1 944</u>	-	<u>54</u>	<u>315</u>	<u>315</u>	<u>315</u>	<u>315</u>	<u>315</u>	<u>315</u>
<u>Sobrantes de energía económica (GWh)</u>	<u>997</u>	-	-	<u>202</u>	<u>224</u>	<u>252</u>	<u>191</u>	<u>93</u>	<u>35</u>
Hidro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vapor	<u>997</u>	-	-	<u>202</u>	<u>224</u>	<u>252</u>	<u>191</u>	<u>93</u>	<u>35</u>

Fuente: ENALUF.

Cuadro 12

GCE/SC.5/GTAE/GRIE/1/4

TAO/LAT/85

COSTA RICA: REQUERIMIENTOS, SUMINISTROS Y SOBRESANTES DE ENERGIA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL, EN LAS ESTACIONES SECA Y LLUVIOSA, 1968-75

Pág. 31

Concepto	Total	1968		1969		1970		1971		1972		1973		1974		1975	
		Secas	Lluviosa	Secas	Lluviosa	Secas	Lluviosa	Secas	Lluviosa	Secas	Lluviosa	Secas	Lluviosa	Secas	Lluviosa	Secas	Lluviosa
Requerimientos (GWh)	8 358	242	512	264	561	289	615	314	667	340	722	368	782	411	873	447	950
Generación																	
Hidro	8 160	242	512	256	558	283	605	309	667	340	722	368	782	369	866	368	912
Nargatac	91	-	-	4	9	4	9	4	9	4	9	4	9	4	9	4	9
Garita	1 371	51	120	51	120	51	120	51	121	51	121	51	121	51	120	51	120
Rfo Macho	1 634	19	92	19	92	19	92	42	93	69	121	97	167	98	240	98	276
Cachf	3 233	112	132	122	168	149	215	152	275	156	302	156	316	156	328	156	338
Otros a/	1 831	60	169	60	169	60	169	60	169	60	169	60	169	60	169	59	169
Vapor	120	-	-	3	-	-	3	-	-	-	-	-	-	30	-	55	27
San Antonio (2.5 MW)	33	-	-	5	-	-	3	-	-	-	-	-	-	10	-	15	-
Mofn (1.40 MW)	87	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	-	40	27
Diesel y gas	78	-	-	2	2	6	7	2	-	-	-	-	-	12	7	24	11
Disponibilidades de energía																	
Económica (GWh) a/	11 477	277	791	281	800	316	805	394	1 121	394	1 121	394	1 121	499	1 333	498	1 333
Hidro	10 845	277	791	281	800	316	805	394	1 121	394	1 121	394	1 121	394	1 121	394	1 121
Nargatac	91	-	-	4	9	4	9	4	9	4	9	4	9	4	9	4	9
Garita	1 368	51	210	51	120	51	120	51	120	51	120	51	120	51	120	51	120
Rfo Macho	3 138	24	122	24	122	24	122	102	438	102	438	102	438	102	438	102	438
Cachf	4 416	142	380	142	380	177	385	177	385	177	385	177	385	177	385	177	385
Otros a/	1 832	60	169	60	169	60	169	60	169	60	169	60	169	60	169	60	169
Vapor	632	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104	212	104	212
Mofn																	
Sobresantes de energía																	
económica (GWh) a/	3 230	35	278	25	242	33	200	85	454	54	399	26	339	109	467	90	394
Hidro	2 685	35	278	25	242	33	200	85	454	54	399	26	339	25	255	26	209
Vapor																	
Mofn	545	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	84	212	64	185

Fuente: ICE.

a/ Solamente hidro y vapor Mofn.

Cuadro 13

Pág. 32

PANAMA: REQUERIMIENTOS, SUMINISTROS Y SOBRESANTES DE ENERGIA EN EL SISTEMA PANAMA-COLON-ZONA DEL CANAL, 1968-75

Concepto	Total 1968-75	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Requerimientos (GWh)	12 204	1 115	1 211	1 358	1 465	1 573	1 693	1 825	1 964
Panamá-Colón	5 245	445	490	540	605	670	745	830	920
Zona del Canal	6 959	670	721	818	860	903	948	995	1 044
Generación (GWh)									
Hidro:	3 540	270	270	270	270	270	520	835	835
Zona del Canal: Madden	1 480	185	185	185	185	185	185	185	185
Gatún	680	85	85	85	85	85	85	85	85
IRHE: Bayano	1 380	-	-	-	-	-	250	565	565
Fortuna	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vapor	8 111	670	822	915	1 140	1 293	1 153	989	1 129
CPFL: Ave Sur, S. Fco., Colón	1 236	295	207	265	120	168	33	59	89
Las Minas 1	1 230	160	160	165	160	165	160	100	160
Z. del Canal: Miraflores 1 y 2	2 390	190	175	175	300	400	400	350	400
IRHE: Las Minas 2 y 3 b/	3 255	25	280	310	560	560	560	480	480
Diesel y gas	553	175	119	173	55	10	20	1	-
CPFL: S. Francisco	-	a/	a/	a/	a/	a/	a/	a/	a/
Zona del Canal: Miraflores	553	175	119	173	55	10	20	1	-
Disponibilidades de energía económica (GWh) c/	11 733	681	971	971	1 546	1 546	1 796	2 111	2 111
Hidro:	3 540	270	270	270	270	270	520	835	835
Zona del Canal: Madden	1 480	185	185	185	185	185	185	185	185
Gatún	680	85	85	85	85	85	85	85	85
IRHE: Bayano	1 380	-	-	-	-	-	250	565	565
Fortuna	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vapor:	8 193	411	701	701	1 276	1 276	1 276	1 276	1 276
CPFL: Las Minas 1	1 512	189	189	189	189	189	189	189	189
Z. del Canal: Miraflores 1 y 2	2 876	197	197	197	457	457	457	457	457
IRHE: Las Minas 2 y 3 b/	3 805	25	315	315	630	630	630	630	630
Sobresantes de energía económica (GWh)	1 318	36	86	51	256	151	156	346	236
Hidro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vapor	1 318	36	86	51	256	151	156	346	236

Fuentes: 1969-75: IRHE; 1968: Estimado. a/ Incluida en la generación a vapor de Ave Sur, S. Fco. y Colón (CPFL). b/ Las Minas No. 2 entra en Dic. 1968. c/ Solamente Hidro y Vapor Las Minas y Miraflores.

Cuadro 14

CENTROAMERICA Y PANAMA: REQUERIMIENTOS Y RESERVA DE POTENCIA EN LOS
 PRINCIPALES SISTEMAS NACIONALES, 1968-75

	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Centroamérica y Panamá								
Demanda máxima (MW)	696	774	864	959	1 057	1 162	1 284	1 413
Reserva								
MW	126	129	185	292	241	477	403	345
Demanda máxima (%)	18	17	21	30	23	41	31	24
Guatemala								
Demanda máxima (MW)	114	129	147	166	189	212	239	268
Reserva								
MW	-	-	39	20	44	69	42	46
Demanda máxima (%)	-	-	26	12	23	33	18	17
El Salvador								
Demanda máxima (MW)	113	129	146	166	188	214	242	275
Reserva								
MW	37	44	27	70	48	148	120	87
Demanda máxima (%)	33	34	19	42	25	69	50	32
Honduras								
Demanda máxima (MW)	37	42	50	61	68	76	84	93
Reserva								
MW	13	11	47	42	35	27	19	33
Demanda máxima (%)	35	26	93	68	52	35	22	36
Nicaragua								
Demanda máxima (MW)	78	89	100	111	123	135	147	160
Reserva								
MW	27	56	45	79	67	55	43	45
Demanda máxima (%)	35	63	45	71	54	41	29	28
Costa Rica								
Demanda máxima (MW)	166	180	196	211	226	242	269	290
Reserva								
MW	25	11	-	40	25	9	30	9
Demanda máxima (%)	15	6	-	19	11	4	11	3
Panamá								
Demanda máxima (MW)	188	205	225	244	263	283	303	327
Reserva								
MW	24	7	27	41	22	169	149	125
Demanda máxima (%)	13	3	12	17	8	60	49	38

Cuadro 15

CENTROAMERICA Y PANAMA: REQUERIMIENTOS Y SOBANTES DE ENERGIA EN LOS PRINCIPALES SISTEMAS NACIONALES, 1968-75

(GWh)

	Total	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Centroamérica y Panamá									
Generación de energía	41 571	3 513	3 900	4 375	4 863	5 355	5 885	6 518	7 162
Sobrantes de energía económica									
Hidro	3 454	391	318	255	652	533	589	401	315
Vapor	6 978	145	342	590	946	1 001	1 061	1 535	1 358
Guatemala									
Generación de energía	6 736	522	592	672	762	866	977	1 107	1 238
Sobrantes de energía económica									
Hidro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vapor	456	-	35	79	33	33	123	12	141
El Salvador									
Generación de energía	6 713	518	586	665	755	860	972	1 104	1 253
Sobrantes de energía económica									
Hidro	515	78	51	22	-	-	182	120	62
Vapor	3 662	109	221	258	433	565	591	788	697
Honduras									
Generación de energía	2 610	193	222	253	314	347	385	426	470
Sobrantes de energía económica									
Hidro	254	-	-	-	113	80	42	1	18
Vapor	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nicaragua									
Generación de energía	4 950	410	464	523	586	647	708	772	840
Sobrantes de energía económica									
Hidro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vapor	997	-	-	202	224	252	191	93	35

(Continúa)

Cuadro 15 (Conclusión)

	Total	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Costa Rica									
Generación de energía	8 358	755	825	904	981	1 062	1 150	1 284	1 397
Sobrantes de energía económica									
Hidro	2 685	313	267	233	539	453	365	280	235
Vapor	545	-	-	-	-	-	-	296	249
Panamá									
Generación de energía	12 204	1 115	1 211	1 358	1 465	1 573	1 693	1 825	1 964
Sobrantes de energía económica									
Hidro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vapor	1 318	36	86	51	256	151	156	346	236

Cuadro 16

MEXICO: COSTOS APROXIMADOS DE CONSTRUCCION DE LINEAS DE TRANSMISION EN TORRES DE ACERO

(Miles de dólares por kilómetro)

	138 kV		161 kV		220 kV			
	1 circuito 477a/	2 circuitos 795a/	1 circuito 477a/	2 circuitos 795a/	1 circuito 795a/	1.113a/	2 circuitos 795a/	1.113a/
Estructura	2.9	4.3	3.2	4.9	4.8	5.6	6.4	6.9
Conductor	1.8	5.6	1.8	5.6	2.8	3.6	5.6	7.2
Hilo de Guarda	0.2	0.3	0.2	0.3	0.2	0.2	0.3	0.3
Herrajes y aisladores	0.4	0.9	0.5	1.0	0.6	0.6	1.3	1.3
Varios	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5
Montaje	1.9	3.4	2.0	3.5	2.9	3.1	4.0	4.9
Residencia	1.1	1.6	1.2	1.8	1.8	2.0	2.1	2.3
Derecho de vía	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6
Subtotal de costos directos	8.8	16.8	9.6	18.0	14.0	16.0	20.8	24.0
Ingeniería, supervisión y gastos de administración	2.2	4.2	2.4	4.5	3.5	4.0	5.2	6.0
Total	11.0	21.0	12.0	22.5	17.5	20.0	26.0	30.0

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

a/ Calibre de conductor ACSR (MCM).

Cuadro 17

CENTROAMERICA Y PANAMA: CARACTERISTICAS Y COSTOS DE CONSTRUCCION DE LINEAS DE TRANSMISION EXISTENTES^{a/}
(Miles de dólares por kilómetro)

	El Salvador			Nicaragua		Honduras	
	San Salvador-Santa Ana	Santa Ana-Guajoyo	Opico-b/Acajutla	Sébaco-León	Centroamérica-Managua	Cañaveral-Tegucigalpa	Cañaveral-San Pedro Sula
Tensión (kV)	115	115	115	138	138	138	138
Longitud (km)	52	27	64	96	123	154	60
Año de construcción	1959	1960	1963	1967 ^{c/}	1965 ^{c/}	1965	1965
Total	9.0	9.6	10.8	9.7	11.1	8.2	8.8
Estructuras (acero)	1.8	1.8	2.6	4.0	...	3.4	3.9
Conductor							
477 ACSR	1.7	1.8	1.8			3.5	4.0
556 ACSR				3.1	...		
Cable de guarda	0.2	0.2	0.2	0.3	...	d/	d/
Aisladores y herrajes	0.4	0.4	0.3	0.2	...	d/	d/
Montaje	2.2	2.2	2.4	d/	...	d/	d/
Derecho de vía							
38 metros	1.4	0.6	1.4				
30 metros				1.4	...		
No especificado						0.5	0.4
Varios	0.3	0.2	0.3	d/	...	0.1	-
Ingeniería, supervisión, administración e intereses	1.0	2.4	1.8	0.7 ^{e/}	0.7 ^{e/} ^{f/}	0.7 ^{e/}	0.5 ^{e/}

a/ Un circuito.

b/ Torres previstas para un segundo circuito de 115 kV y uno de 35 kV en las 22 torres más cercanas a Acajutla.

c/ No se obtuvo información, tomado igual al año de instalación de las subestaciones terminales.

d/ Incluido en el costo de los conductores o de los materiales.

e/ Ingeniería y supervisión solamente.

f/ No se obtuvo información, tomado igual a la línea Sébaco-León.

Cuadro 18

CENTROAMERICA Y PANAMA: INVERSIONES, OBRAS DE INTERCONEXION

(Miles de dólares)

	Longitud (km) <u>a/</u>	Carga máxima MW <u>b/</u>	Tensión (kV)	Inversión		Total
				Línea	Subestacio nes <u>d/</u>	
<u>Total</u>	<u>1 920</u>			<u>34 300</u>	<u>5 600</u>	<u>39 900</u>
Panamá-San José	700	150	230 ^{e/}	18 200	2 000	20 200
Panamá-David	300			7 800	1 000	8 800
David-San José	400			10 400	1 000	11 400
San José-Managua	400	90	230 ^{f/}	7 000	1 000	8 000
Managua-Tegucigalpa	280	60	138 ^{f/}	3 100	700	3 800
Tegucigalpa-San Salvador	260	60	138 ^{f/}	2 900	700	3 600
San Salvador-Guatemala	280	120	138 ^{f/}	3 100	1 200	4 300

a/ Entre capitales de países.

b/ Con base en curvas de demanda horaria promedio para 1975.

c/ Líneas de 230 kV, 2 circuitos a \$26 000/km; 230 kV, 1 circuito \$17 500/km; 138 kV, 1 circuito, \$11 000/km.

d/ Igual a 60 km de línea, más equipo de compensación.

e/ Dos circuitos.

f/ Un circuito.

Cuadro 19

CENTROAMERICA Y PANAMA: COSTOS DE COMBUSTIBLE PARA GENERACION
 DE ENERGIA ELECTRICA, 1967

	Unidad mayor (MW)	Generación neta (MWh)	Rendimiento kWh/galón	Tipo de combus- tible	Costo del combustible (dólares)		
					Por barril ^{a/}	Por galón	Por kWh (x 10 ⁻³)
Guatemala							
Vapor	15	227 181	9.7	Bunker C	2.50	0.059	6.1
Diesel		12 885	11.2	Diesel	3.30	0.079	7.1
Gas	12	27 905	6.9	Diesel	3.30	0.079	10.5
El Salvador							
Vapor (Acajutla)	30	27 879	10.3	Bunker C	1.72	0.041	4.0
Nicaragua							
Vapor	15	70 009	8.5	Bunker C	2.82	0.067	7.9
Diesel	3	8 960	10.0	Diesel	4.85	0.115	11.5
Costa Rica							
Vapor	5	28 000	8.2	Bunker C	2.70	0.064	7.8
Panamá							
Vapor	22	320 121	8.3	Bunker C	1.95	0.046	5.6
Diesel	1	1 794	10.4	Diesel	2.94	0.070	6.7
Gas	12	37 387	7.1	Diesel	2.94	0.070	9.9

^{a/} De 42 galones.

Cuadro 20

CENTROAMERICA Y PANAMA: COSTOS DE COMBUSTIBLE PARA GENERACION
 EN CENTRALES TERMICAS a/

Tipo de central	Combusti- ble	Rendi- miento kWh/gal	Costo del combustible (milésimos de dólar por kWh)	
			Guatemala, Honduras, Nicaragua, Costa Rica	El Salvador, Panamá
Diesel	Diesel	11	6.5	6.5
Gas	Diesel	7	10.0	10.0
Vapor (unidades me nores de 30 MW)	Bunker C	10	6.0	5.0
Vapor (unidades ma yores de 30 MW)	Bunker C.	12	5.0	4.0

a/ Con base en los siguientes precios en dólares por barril de 42 galones:
 Diesel: 3.00 en toda la región
 Bunker C: 2.50 en Guatemala, Honduras, Nicaragua, Costa Rica
 2.00 en El Salvador, Panamá.

Cuadro 21

CENTROAMERICA Y PANAMA: COMPARACION DE COSTOS Y BENEFICIOS
DE LA INTERCONEXION ELECTRICA REGIONAL, 1971-80

Concepto	Año o período	Centroamérica y Panamá			
		Un sistema		Dos sistemas a/	
		Inversión o ahorro	Valor presente b/	Inversión o ahorro	Valor presente b/
Costos					
Inversiones en obras de interconexión	1971	<u>40.0</u>	<u>40.0</u>	<u>32.0</u>	<u>32.0</u>
Beneficios					
Ahorro en inversión para reserva	1975	<u>51.0</u>	<u>35.2</u>	<u>51.0</u>	<u>35.2</u>
Ahorro en costo de combustible	1971-80	27.0	18.4	27.0	18.4
Valorización de la energía hidro	1971-80	8.0 ^{c/}	5.4	8.0	5.4
	1971-80	17.0 ^{d/}	11.4	17.0	11.4
Relación beneficio costo			0.88	.	1.10

a/ No incluye la interconexión Costa Rica-Nicaragua.

b/ A 8 por ciento anual, con base en 1971.

c/ Promedio de 0.8 millones de dólares por año.

d/ Promedio de 1.7 millones de dólares por año.

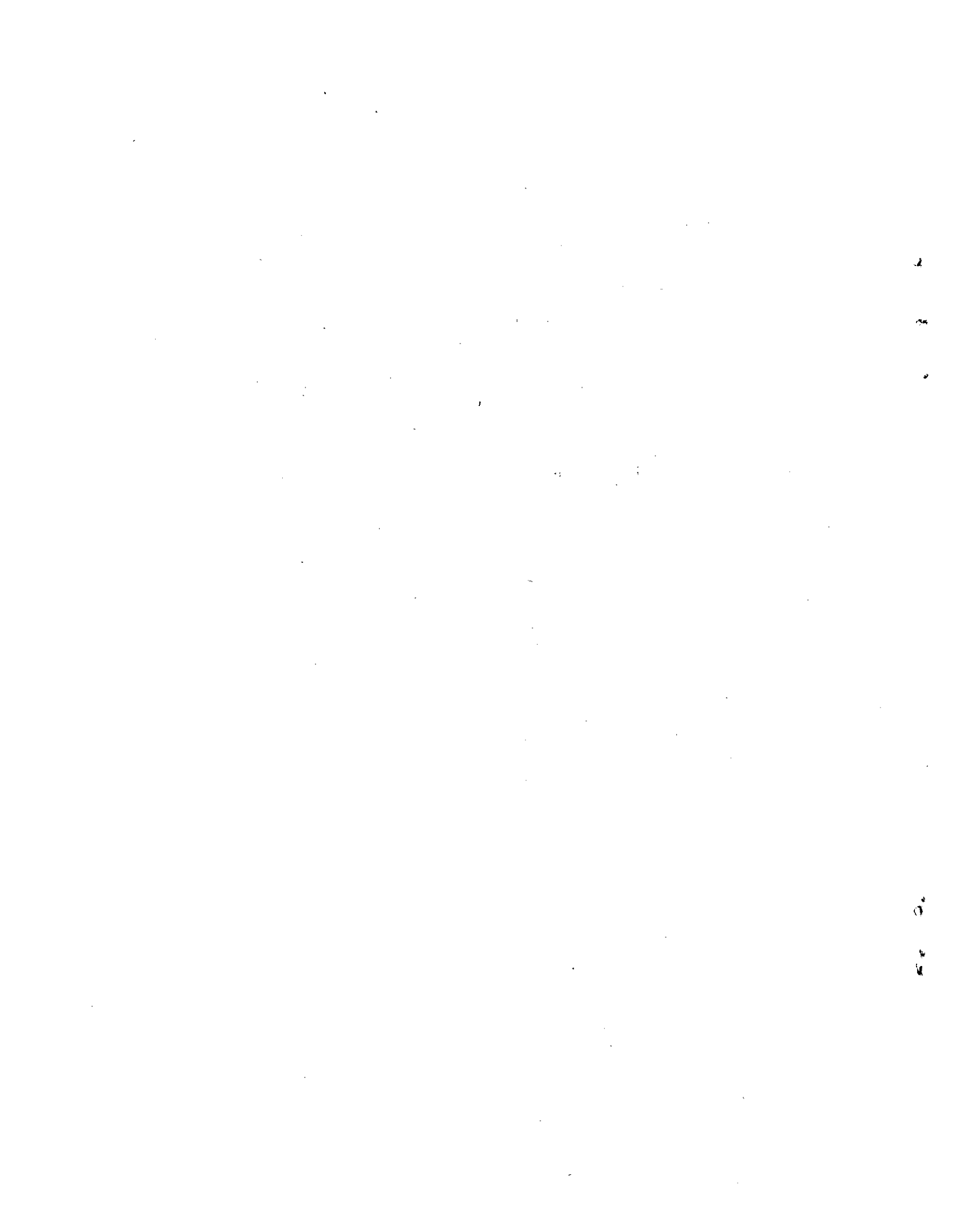


Gráfico 1

CENTROAMERICA Y PANAMA: DEMANDA HORARIA PROMEDIO, 1970

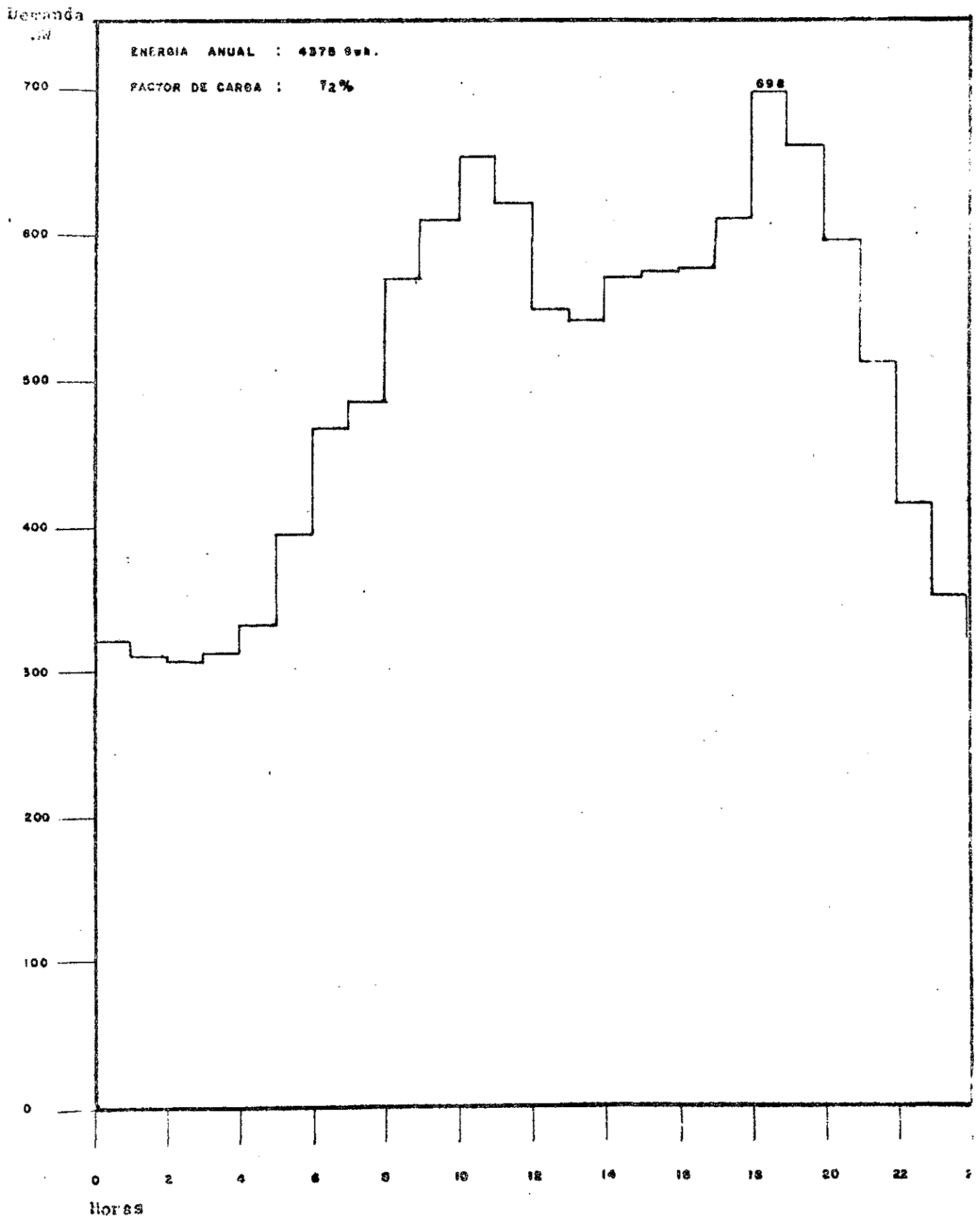


Gráfico 2

CENTROAMERICA Y PANAMA; DEMANDA HORARIA PROMEDIO, 1975

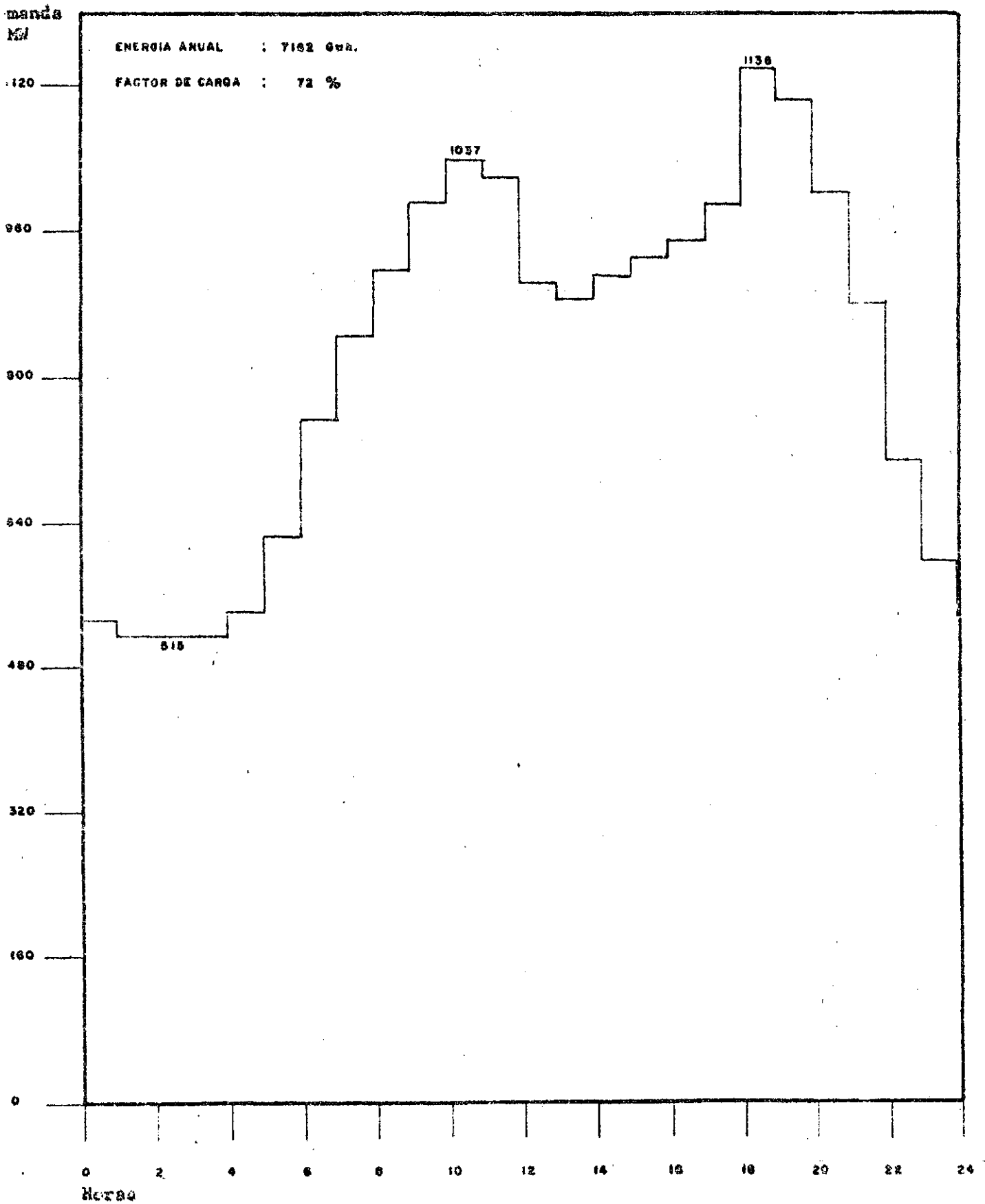


Gráfico 3

GUATEMALA. INDE: DEMANDA HORARIA PROMEDIO, 1970

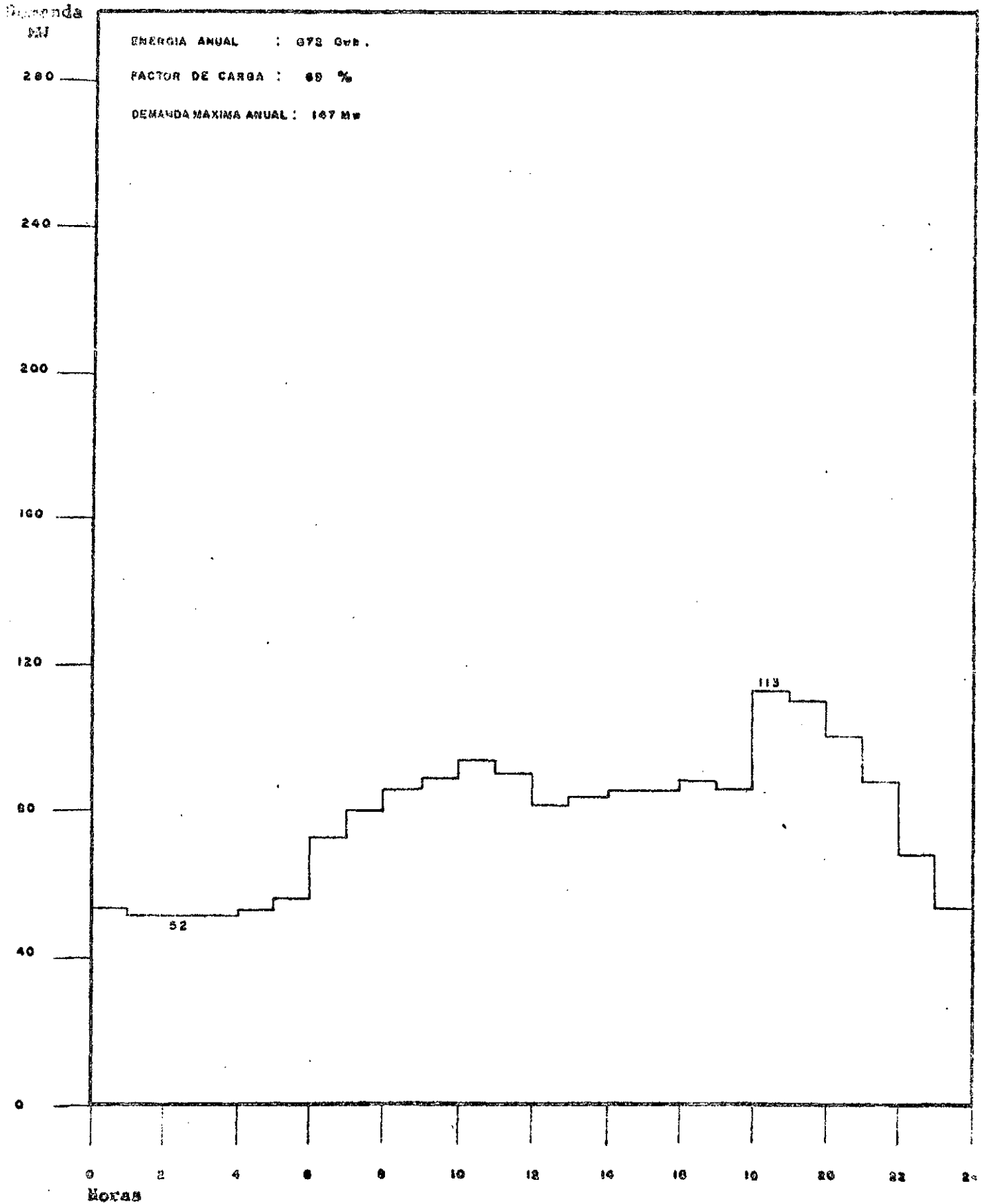


Gráfico 4

GUATEMALA. INDE: DEMANDA HORARIA PROMEDIO, 1975

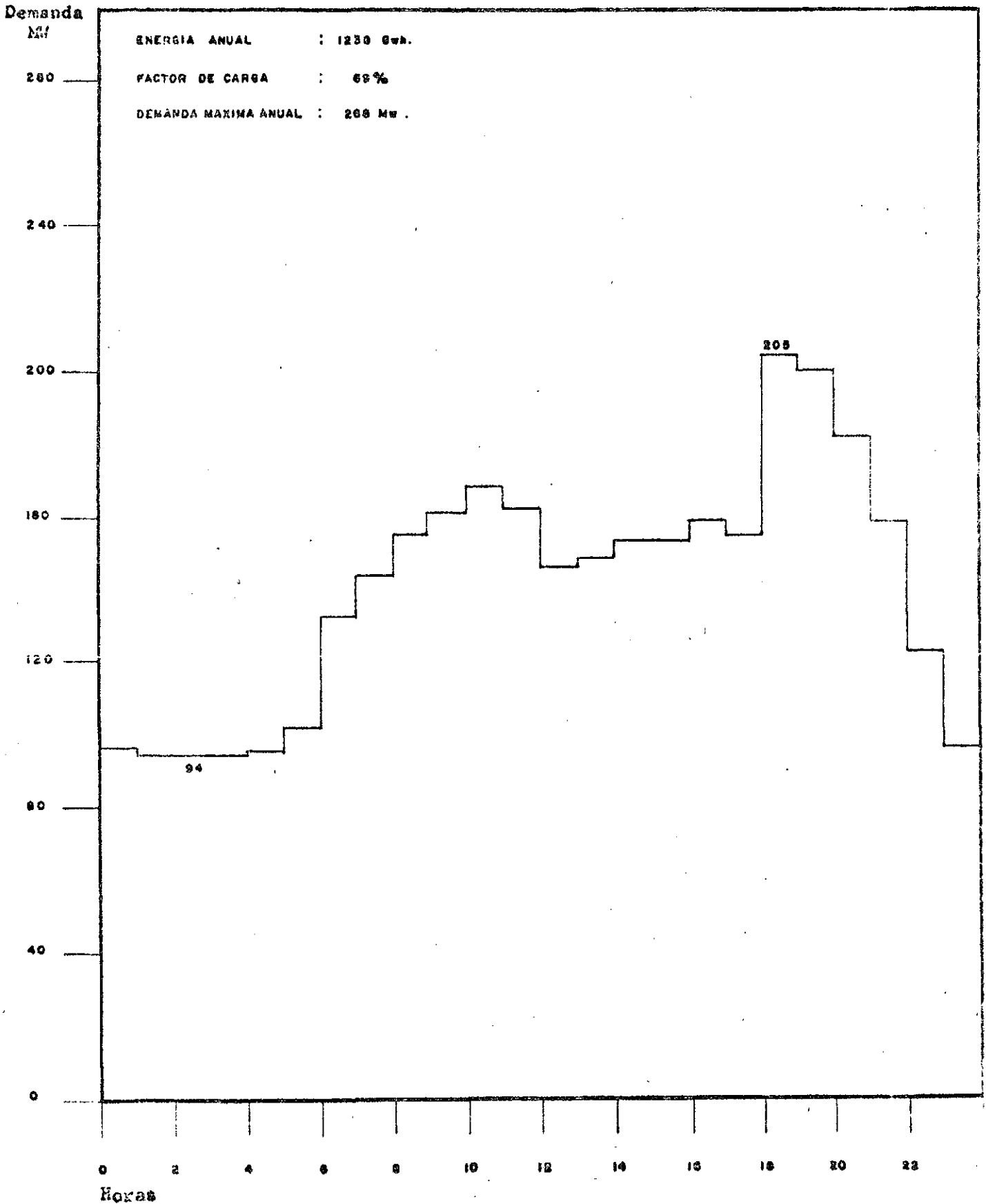


Gráfico 5

HONDURAS: SISTEMA INTERCONECTADO. DEMANDA HORARIA PROMEDIO, 1970

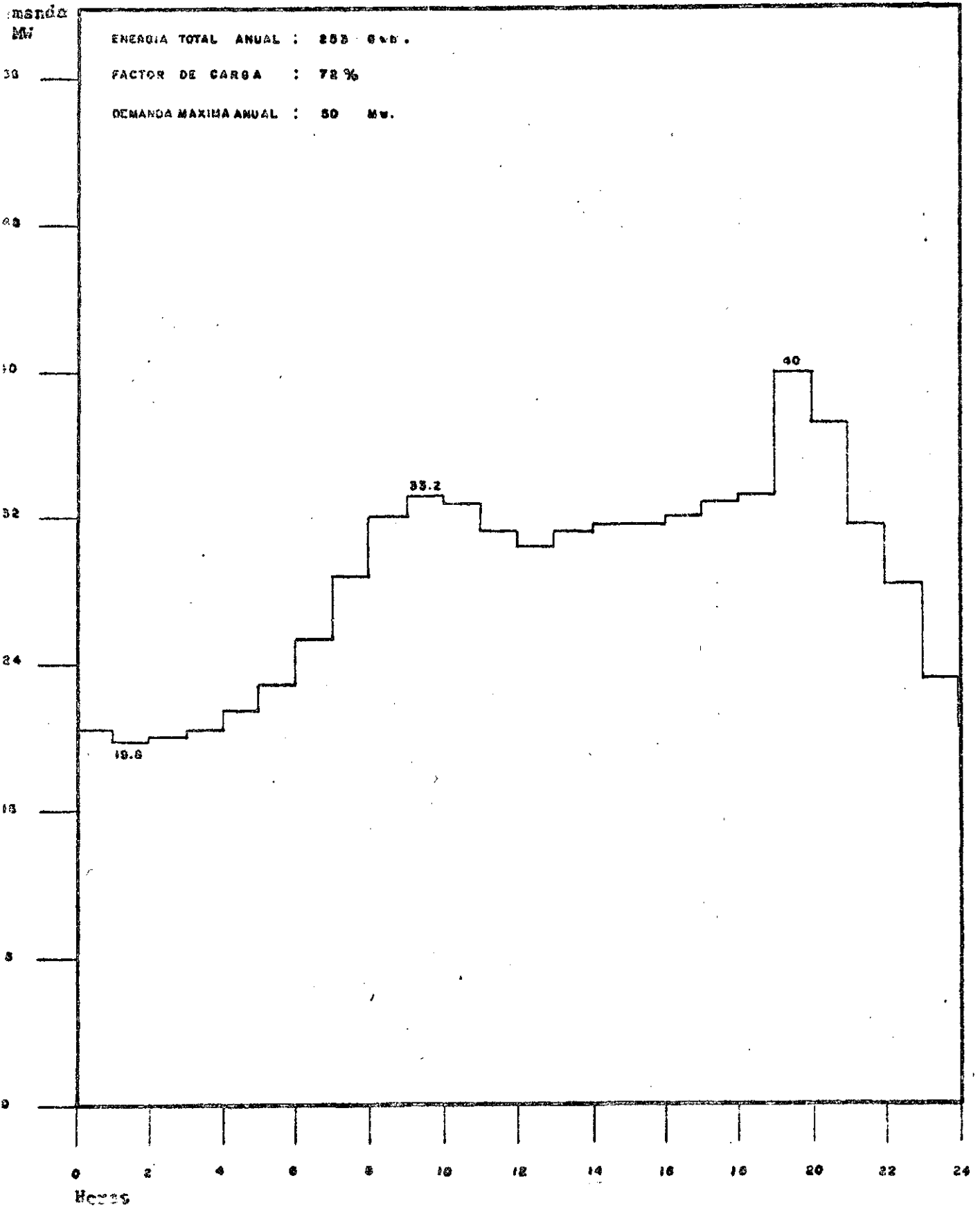


Gráfico 6

HONDURAS: SISTEMA INTERCONECTADO. DEMANDA HORARIA PROMEDIO, 1975

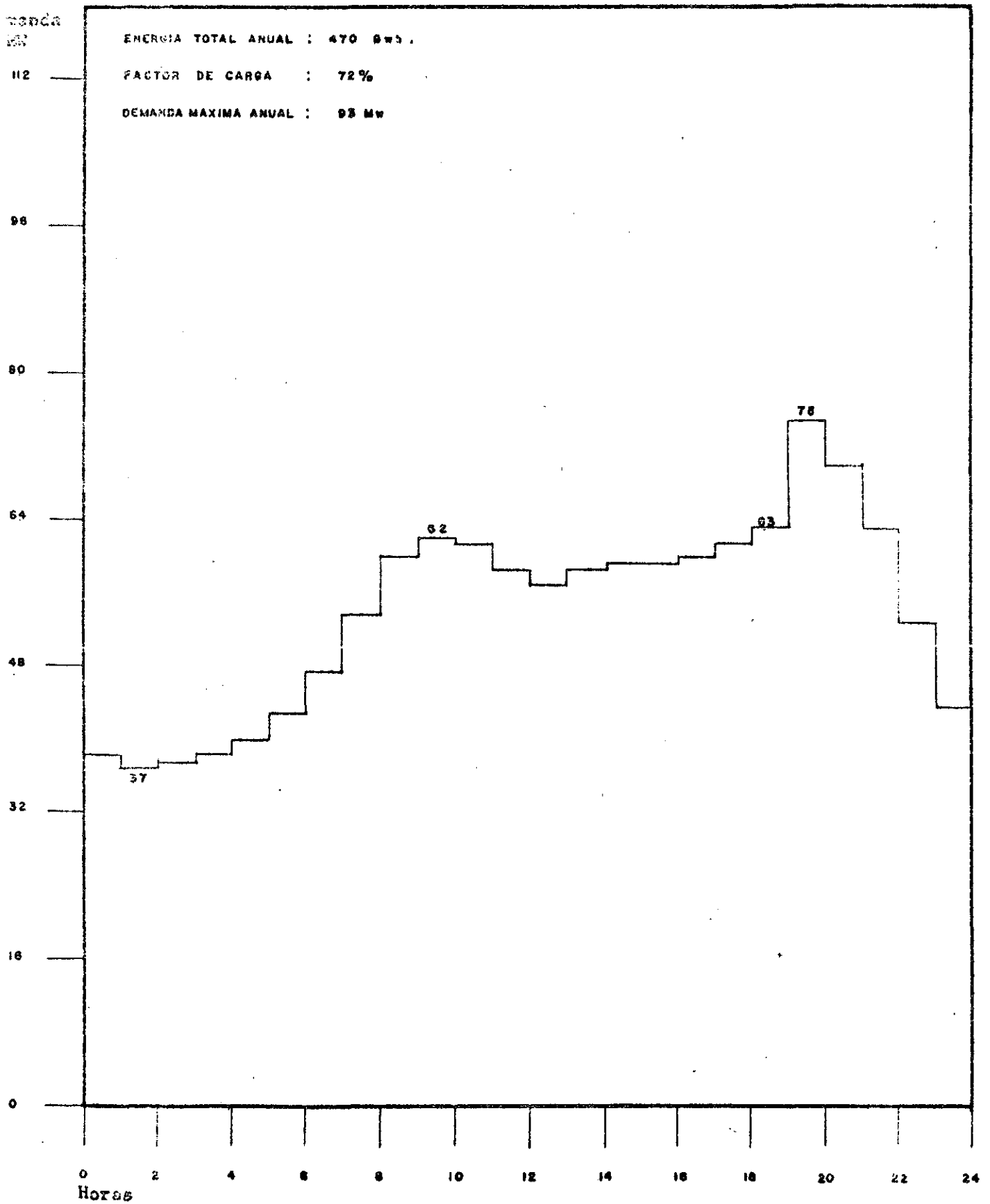


Gráfico 7

EL SALVADOR: SISTEMA CEL. DEMANDA HORARIA PROMEDIO, 1970

Estación seca (diciembre 1969 a mayo 1970)

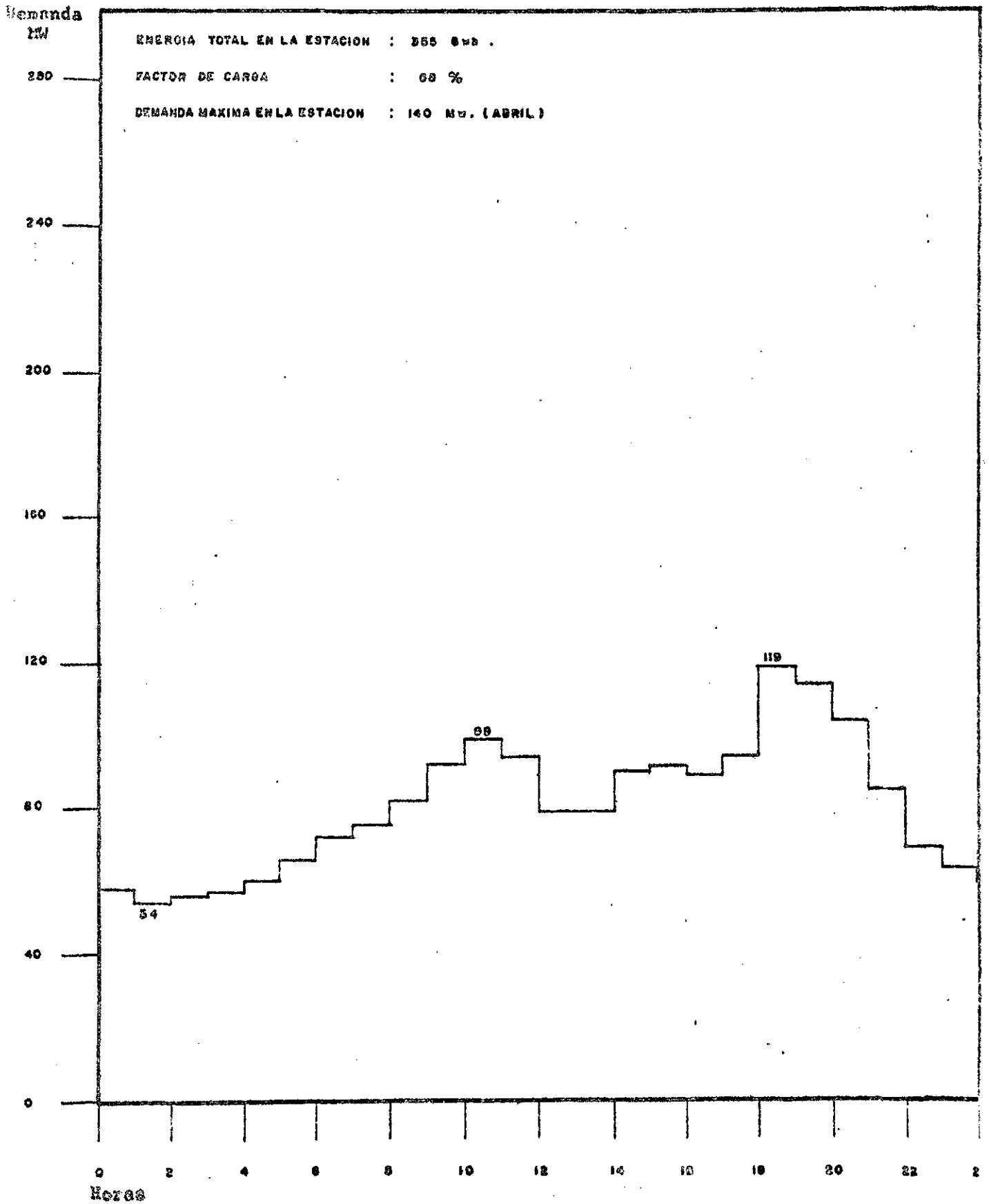


Gráfico 8

EL SALVADOR: SISTEMA CEL. DEMANDA HORARIA PROMEDIO, 1970

Estación lluviosa (junio-noviembre)

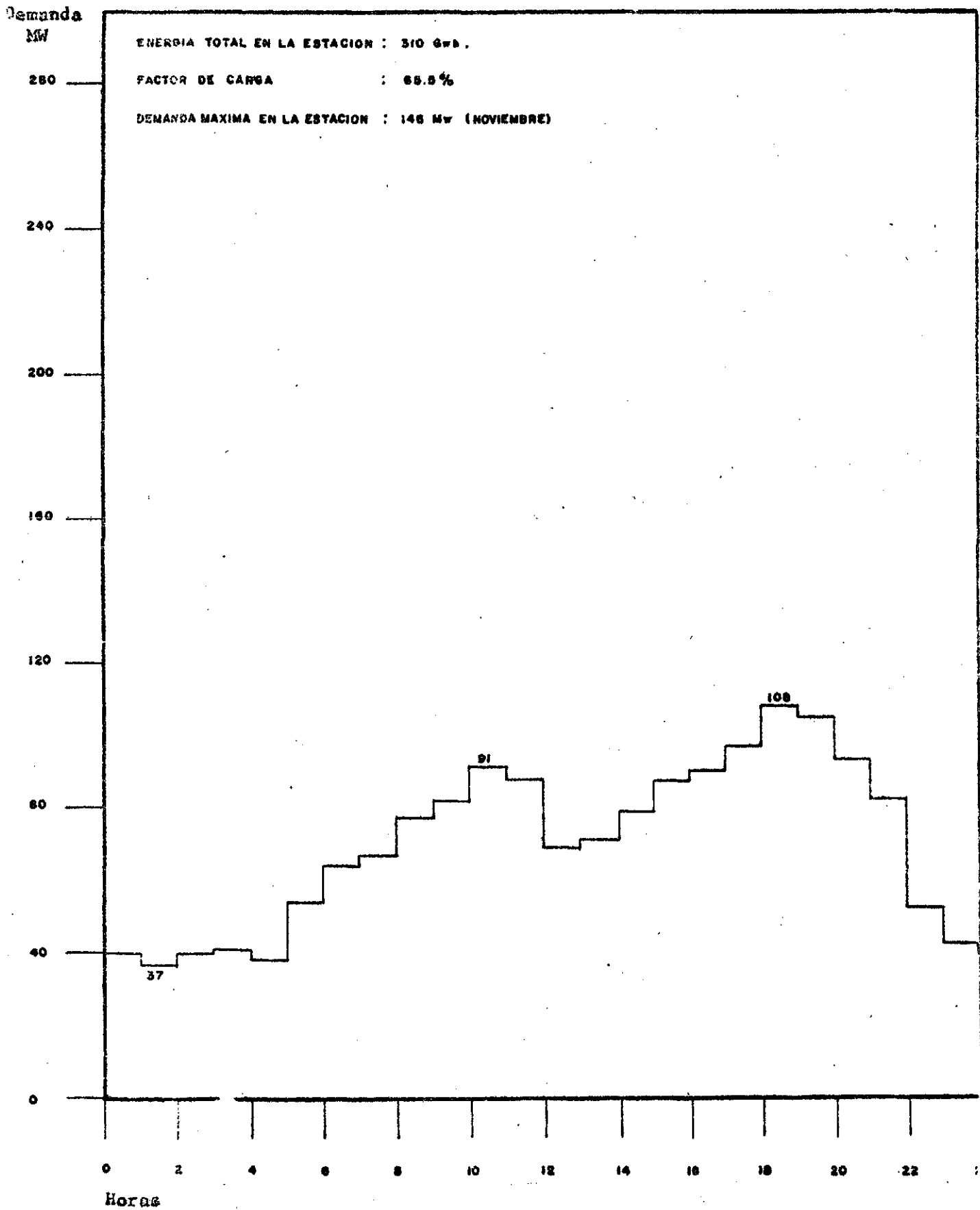


Gráfico 9

EL SALVADOR: SISTEMA CEL. DEMANDA HORARIA PROMEDIO, 1975

Estación seca (diciembre 1974 a mayo 1975)

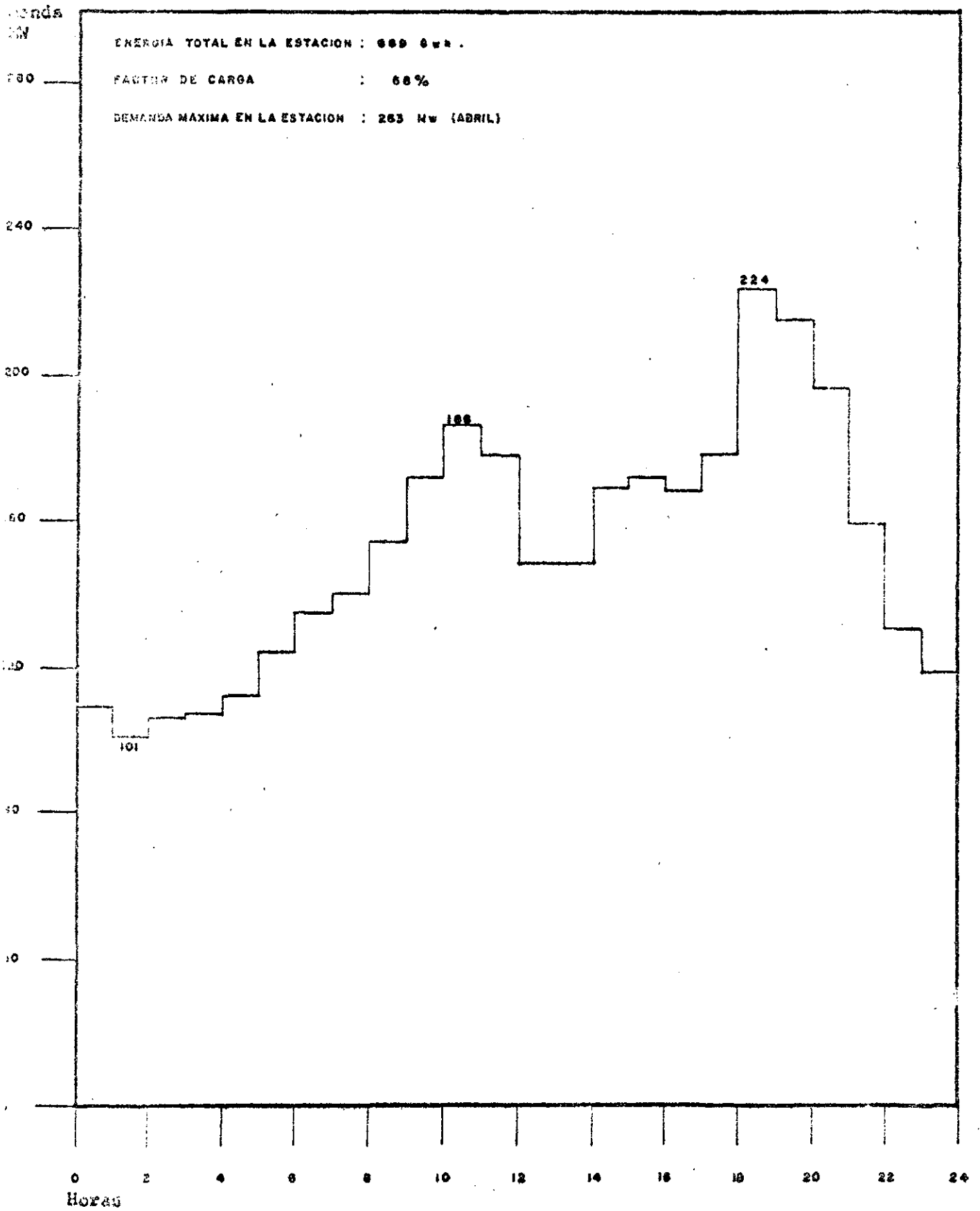


Gráfico 10

EL SALVADOR: SISTEMA CEL. DEMANDA HORARIA PROMEDIO, 1975

Estación lluviosa (junio-diciembre)

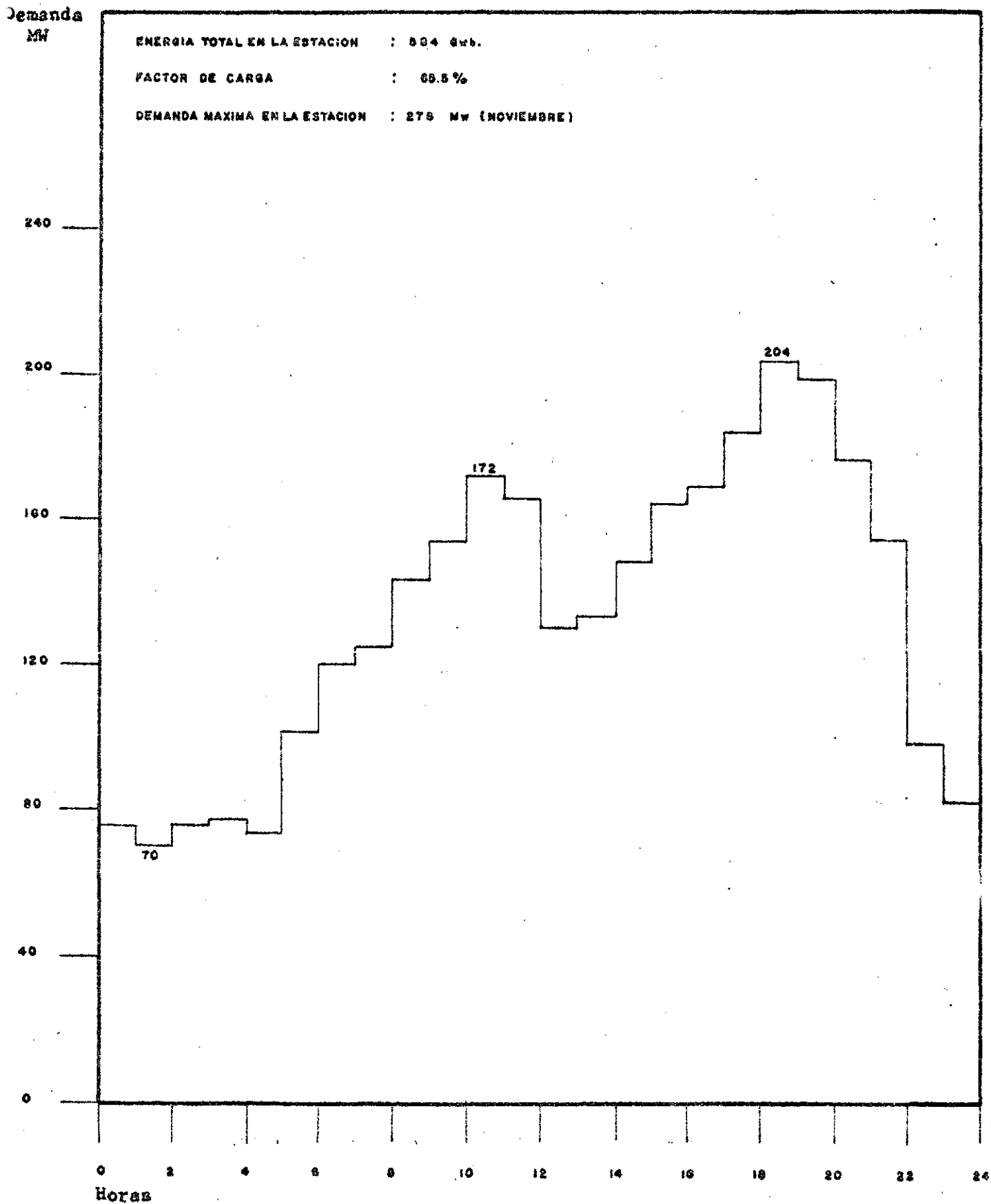


Gráfico 11

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.
DEMANDA HORARIA PROMEDIO, 1970

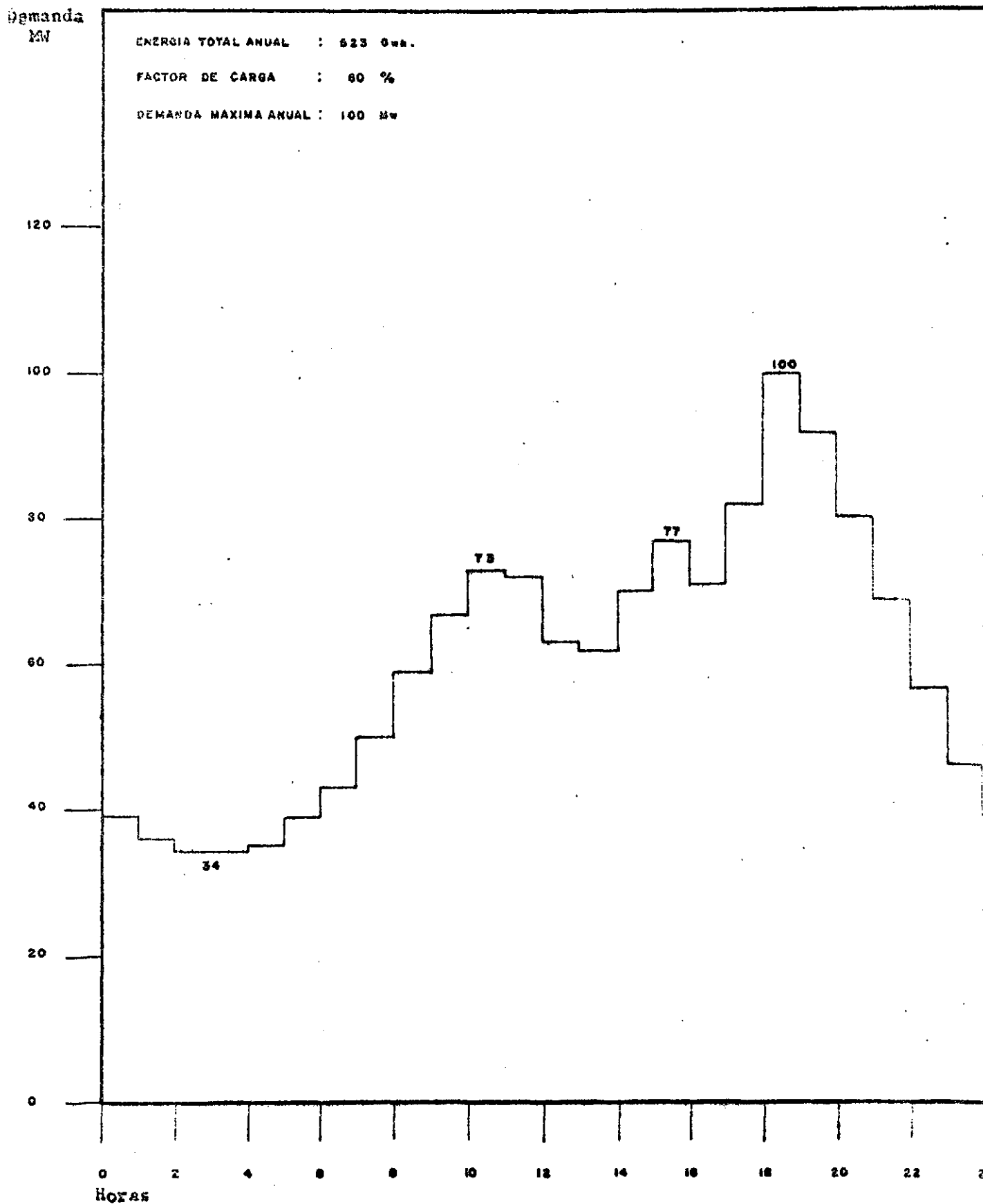


Gráfico 12

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.
DEMANDA HORARIA PROMEDIO, 1975

Demanda

Mw

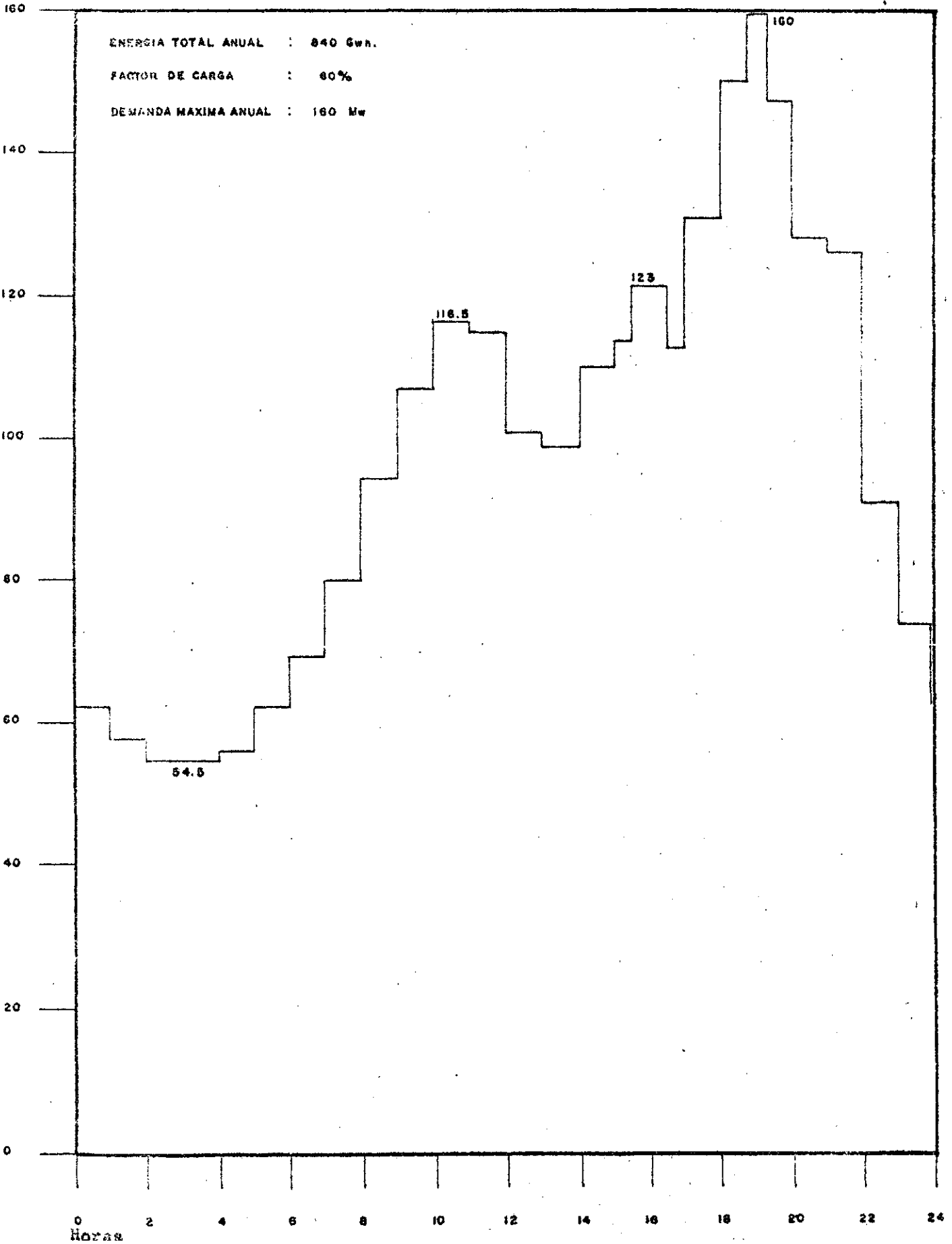


Gráfico 13

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.
DEMANDA HORARIA PROMEDIO, 1970

Estación seca (120 días)

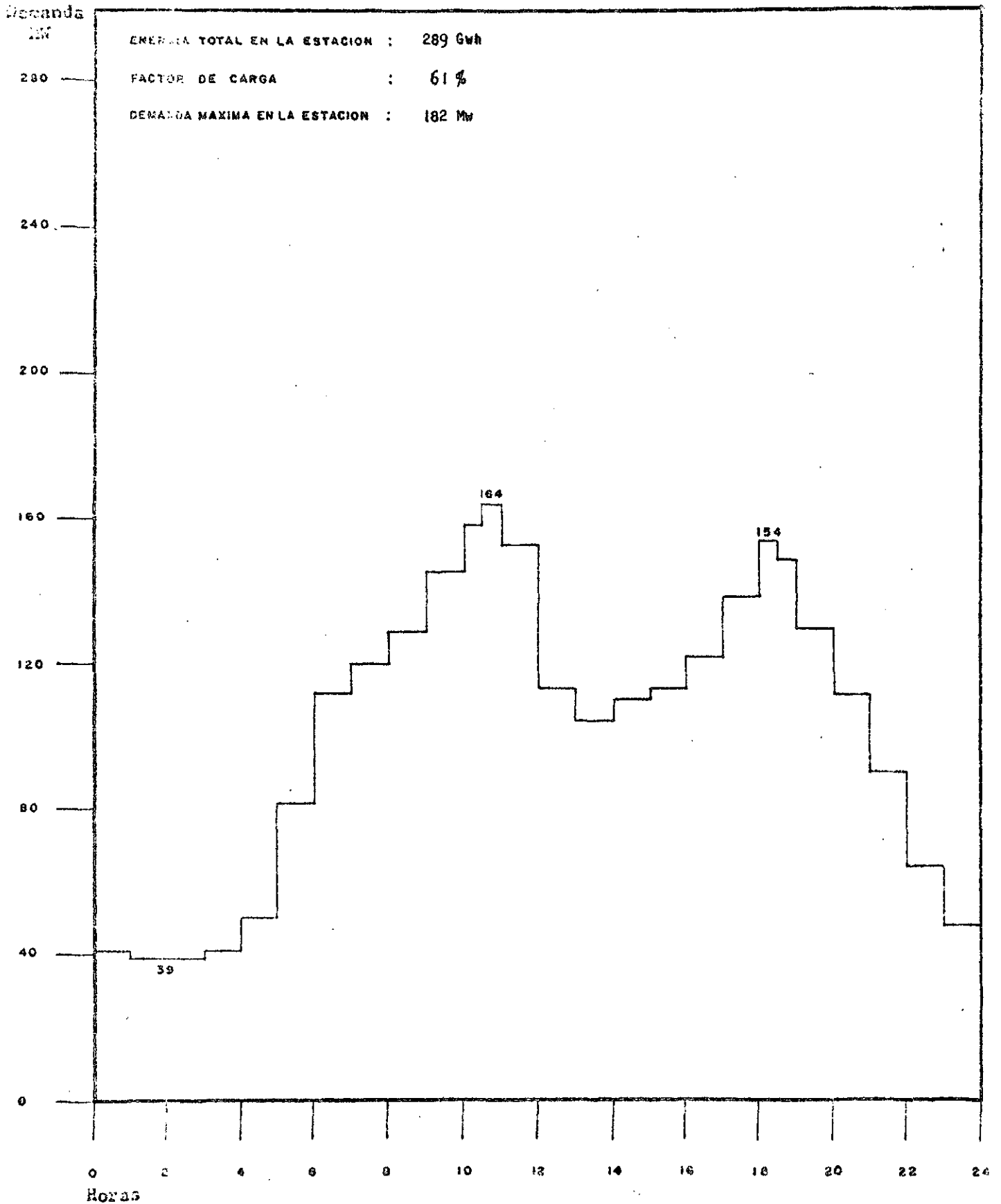


Gráfico 14

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.
DEMANDA HORARIA PROMEDIO, 1970

Estación lluviosa (245 días)

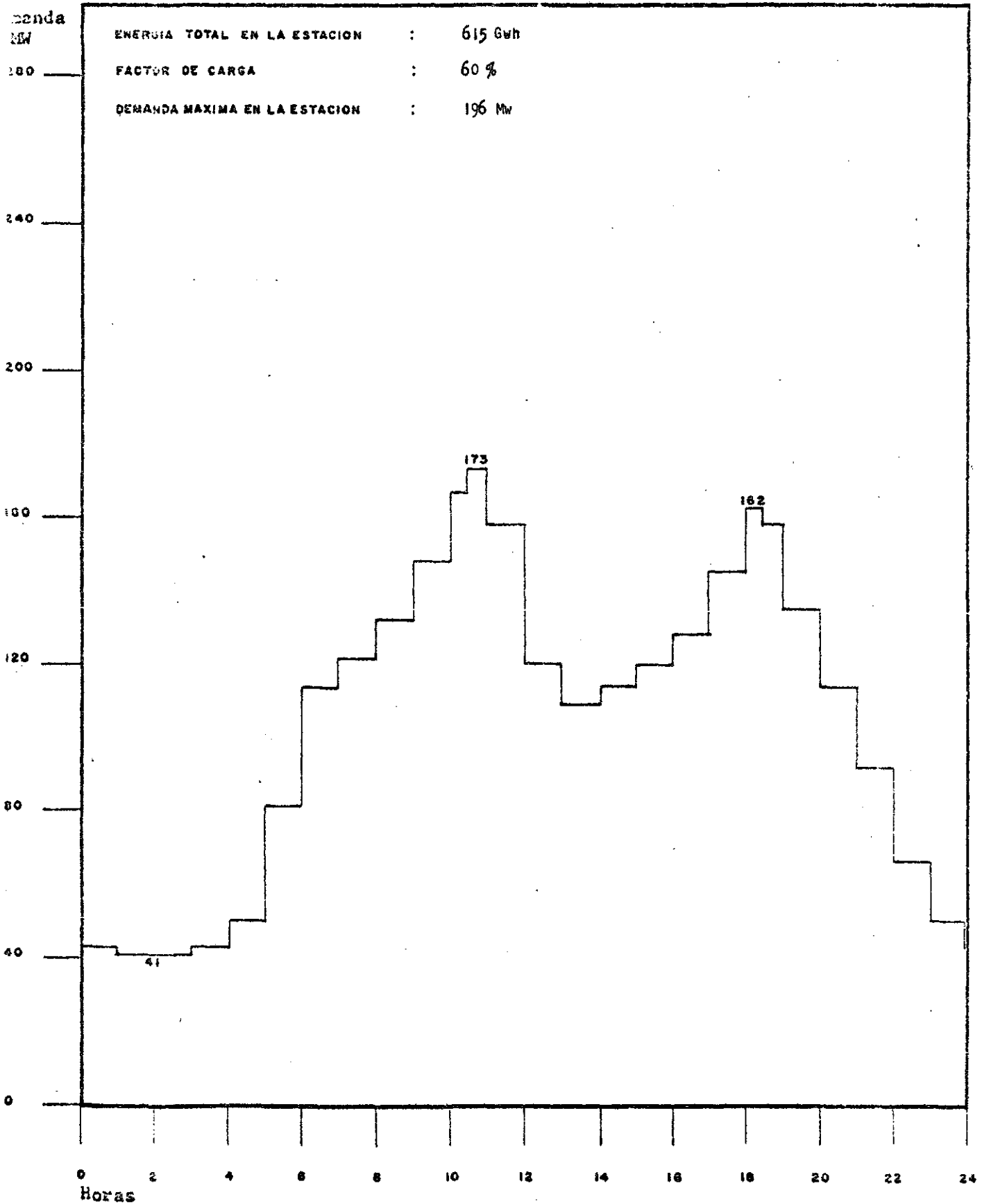


Gráfico 15

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.
DEMANDA HORARIA PROMEDIO, 1975

Estación seca (120 días)

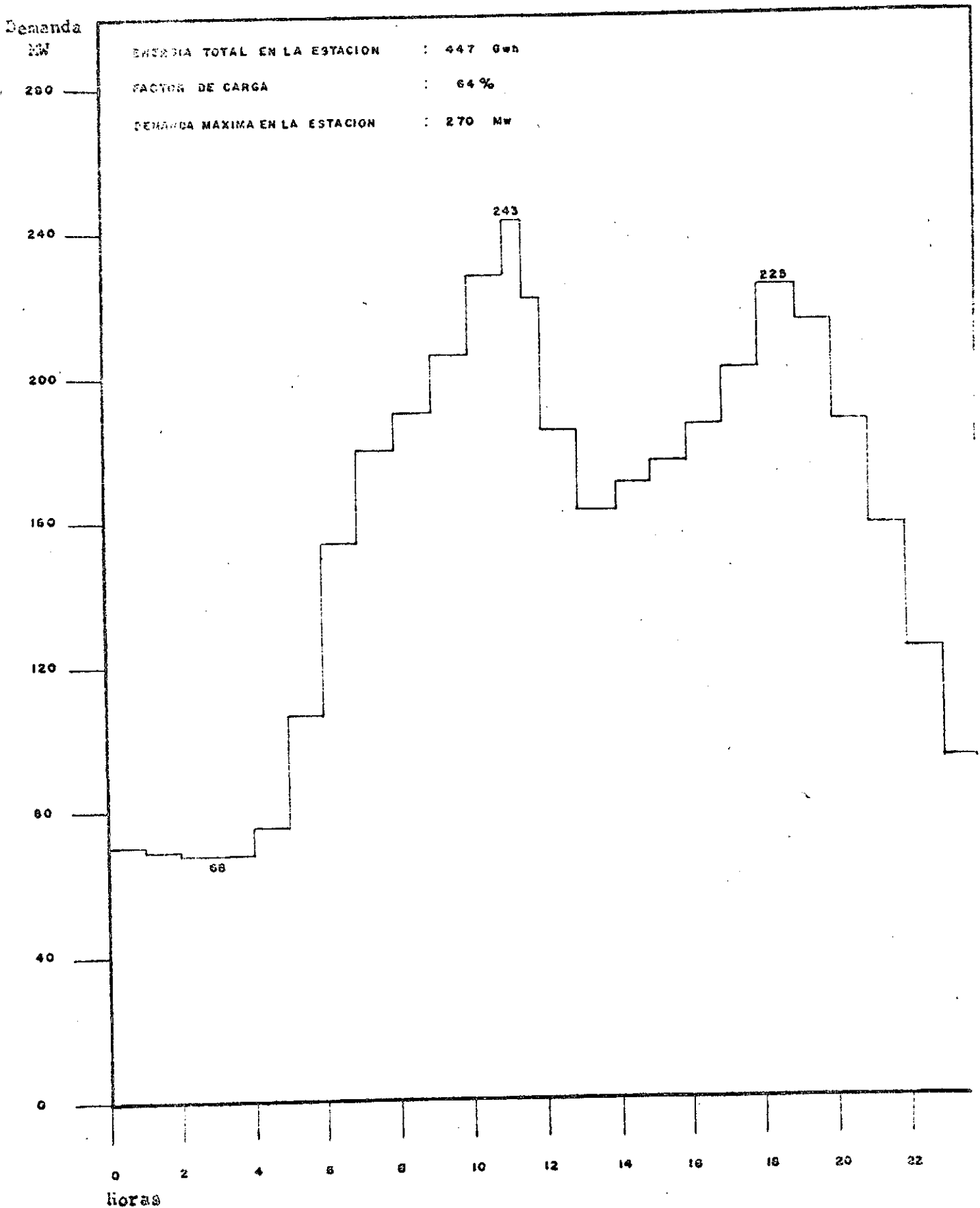


Gráfico 16

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.
DEMANDA HORARIA PROMEDIO, 1975

Estación lluviosa (245 días)

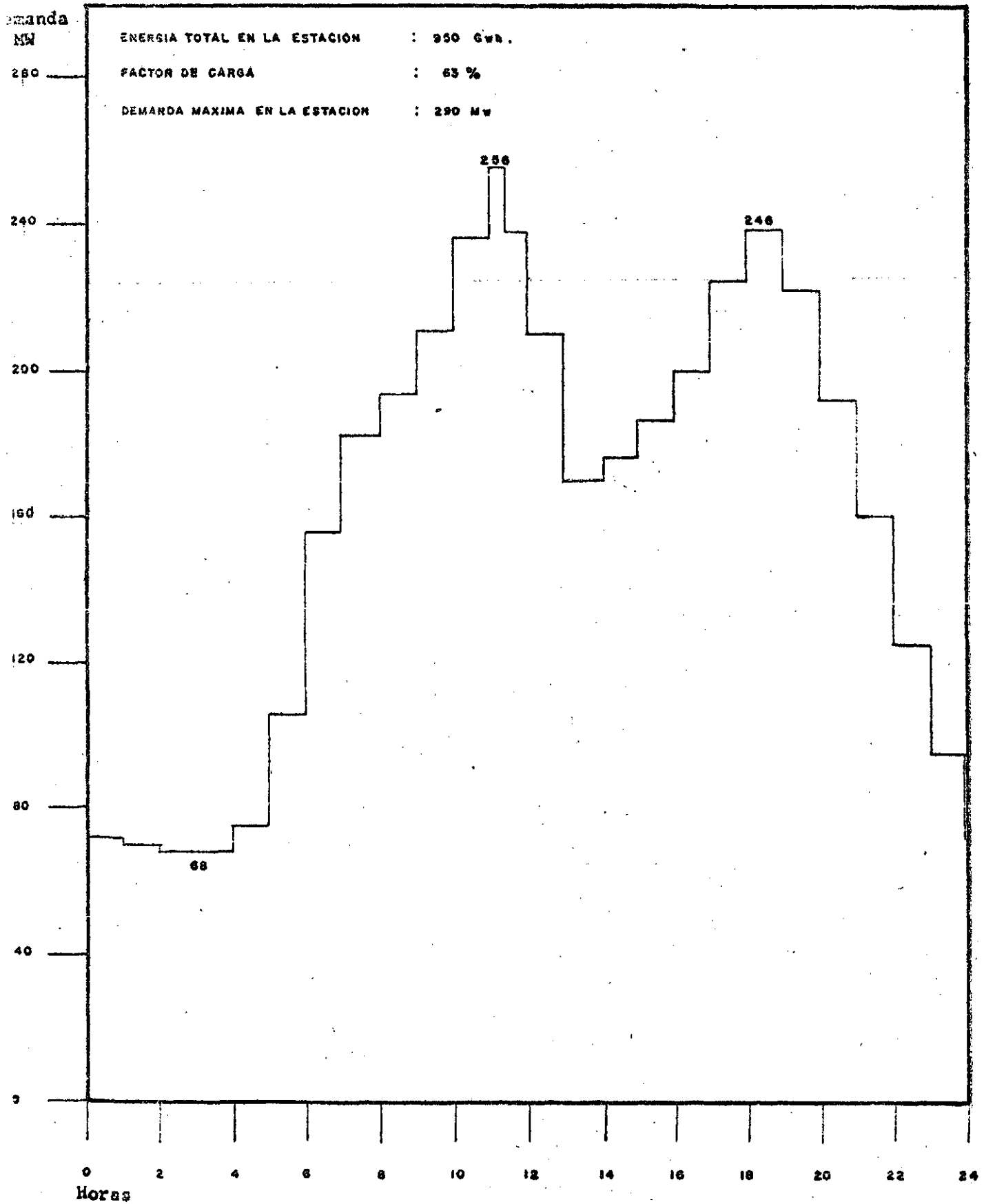


Gráfico 17

PANAMA: SISTEMA PANAMA-COLON-ZONA DEL CANAL.
DEMANDA HORARIA PROMEDIO, 1970

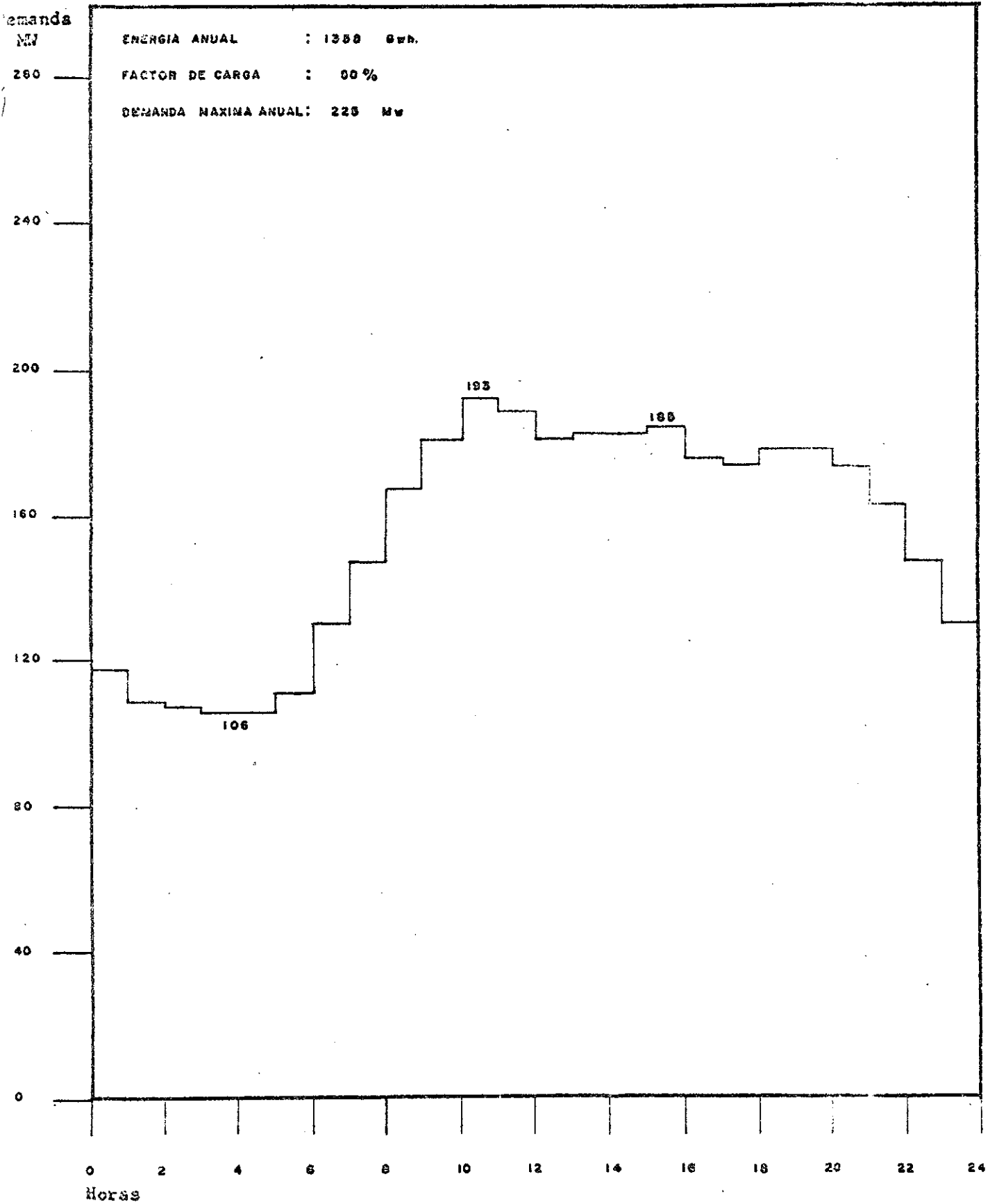
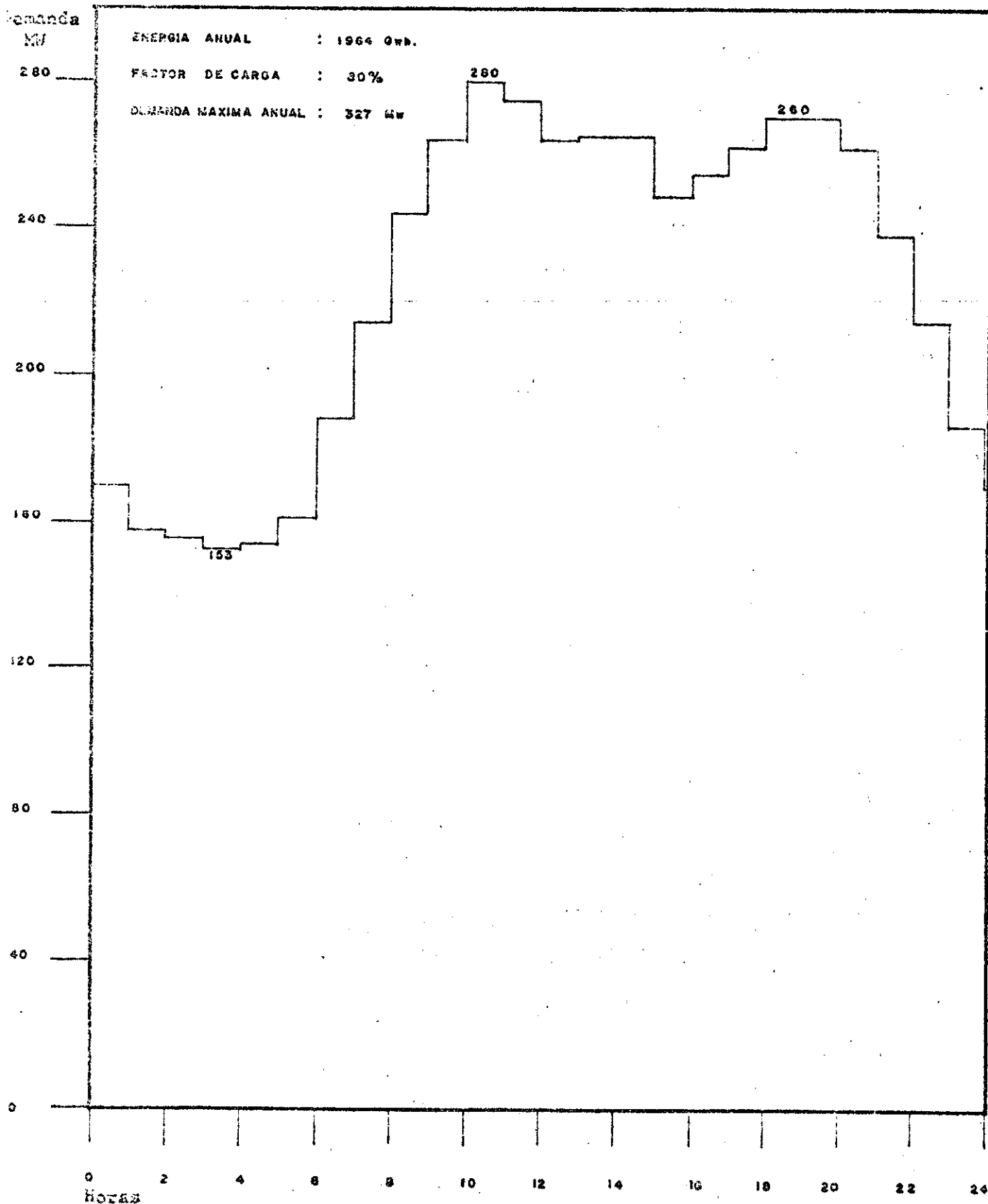


Gráfico 18

PANAMA: SISTEMA PANAMA-COLON-ZONA DEL CANAL:
DEMANDA HORARIA PROMEDIO, 1975



4
1
2
3
0

3
4
5
6
7

11
12
13
14
15

16
17
18