

SECRETARIA PERMANENTE

DEL

TRATADO GENERAL DE INTEGRACION
ECONOMICA CENTROAMERICANA

SUBCOMITE CENTROAMERICANO
DE ELECTRIFICACION,
TERCERA REUNION.

SIECA/INFR/121 Provisional
Guatemala,
26 de abril de 1966.

INTERCONEXION DE LAS REDES ELECTRICAS
DE LOS CINCO PAISES CENTROAMERICANOS
PROYECCION PARA EL AÑO 1980.

I N D I C E

1. Introducción.
2. Situación del mercado eléctrico del Istmo, en el año 1980
 - a. Producción y Demanda (proyección)
 - b. Plantas generadoras (hipótesis)
 - c. Conceptos generales.
 - d. Resumen
3. Ventajas de la Interconexión de los sistemas.
 - a. Producción.
 - b. Capacidad, Reserva.
 - c. Mercado.
 - d. Apuntes económicos.
4. Conclusiones

ABREVIACIONES TECNICAS:

Energía:	1 GWh (Gigavatiohora)	=	1 millón de KWh
Potencia			
Capacidad	1 MW (Megavatio)	=	1000 KW
Carga			
Tensión	1 KV (Kilovoltio)	=	1000 V

A N E X O S

- AO. Bases teóricas y metodológicas de las proyecciones.
 1. Datos estadísticos
 2. Tendencias, extrapolación global y superposiciones sectoriales.
 3. Correlaciones económicas.
 4. Capacidad, Producción disponible y Demanda, Previsiones para el año 1980.
 - a. Guatemala
 - b. El Salvador
 - c. Honduras
 - d. Nicaragua
 - e. Costa Rica.
5. Flujo de energía por temporadas en el sistema interconectado de los 5 países, para el año 1980.
 1. Variante baja, (extrapolación global)
 2. Variante alta, (Previsiones parciales y sectoriales)
6. Mapa del Istmo 1: 6.000.000, con indicación esquemática de los centros de producción y demanda.

INTERCONEXION DE LAS REDES ELECTRICAS
DE LOS 5 PAISES CENTROAMERICANOS
PROYECCION PARA EL AÑO 1980

1. Introducción.

El crecimiento natural de las redes e instalaciones eléctricas conduce lógicamente a la interconexión progresiva de los sistemas de producción y distribución de energía.

Empieza este proceso con las pequeñas redes locales de distribución, establecidas inicialmente con base en centrales aisladas de motores Diesel o turbinas hidráulicas. A medida que aumenta la extensión de las líneas y se presentan mayores demandas de suministro de energía eléctrica, se ofrecen mejores posibilidades de interconexión con redes y plantas vecinas, resultando de esto una mayor utilización de las instalaciones en su conjunto, con mejor servicio para los usuarios. Siguen luego creciendo estos núcleos, combinándose con plantas productoras de mayor tamaño y rendimiento y se forman seguidamente sistemas de tipo regional. Continuando este proceso y haciéndose evidente las ventajas técnicas y económicas que aumentan con la extensión de las redes y la capacidad de las plantas, los sistemas interconectados llegan a tamaños cada vez mayores.

Así se han formado en el curso de los últimos 70 años los sistemas continentales de Europa y de los Estados Unidos, los cuales a su vez han dado un impulso decisivo al consumo de energía eléctrica y por consiguiente a la industrialización y al mejoramiento del nivel de vida en los países interconectados.

Los países centroamericanos se encuentran actualmente en la fase intermedia de las interconexiones regionales, las cuales, sin embargo, en su mayor parte ya están adquiriendo un carácter nacional. No es más que una cuestión de tiempo para que se llegue a la interconexión sucesiva de

estos sistemas nacionales, la cual creará en el sector de energía eléctrica un Mercado Común del Istmo en la verdadera acepción de la palabra.

Teniendo presente la necesidad y la conveniencia de una coordinación del desarrollo en el sector de energía -tanto hidráulica como térmica- con los demás sectores de la Integración Económica y asimismo, siguiendo las recomendaciones de la segunda reunión del Subcomité Centroamericano de Electrificación a este efecto, a la SIECA le parece que puede considerarse de interés la presentación de un estudio básico de los aspectos y problemas de la interconexión eléctrica cuando llegue al nivel de los cinco países del Tratado General.

Con tal motivo se presenta este informe que ilustra la situación del mercado eléctrico, tal como puede preverse según las proyecciones actuales para el año 1980, en cuyo plazo, para los fines del estudio, se supone que la interconexión de los sistemas de los cinco países podrá ser un hecho.

Como es natural, las deducciones del caso tienen que fundarse en una serie de hipótesis, tanto para el aumento y la repartición de la demanda, como también en cuanto a los planes, del desarrollo técnico de los sistemas. Espera la Secretaría, que las previsiones hechas en sus grandes líneas, serán de aceptación general, aunque en los detalles puede haber distintos criterios.

En primer lugar se presenta un pronóstico general (cap.2) de las cantidades netas de energía transmitidas y de las capacidades disponibles en el año 1980. También se incluye un plan de plantas nuevas correspondientes a las posibilidades y necesidades de cada país, con arreglo a los estudios disponibles actualmente. La síntesis de estos datos y las conclusiones que se imponen, pueden formar la base de visiones y previsiones

para los programas de desarrollo de las redes y plantas. La justificación económica más detallada queda pendiente para etapas ulteriores y más avanzadas del estudio.

Además de esto, la Secretaría cree útil resumir y recalcar las ventajas inherentes de la interconexión eléctrica (cap.3), tanto en el caso de los países del Istmo como en general, las cuales, aunque en parte tengan el carácter de intangibles y no pueden justificarse en números, contribuyen de un modo terminante al éxito que las redes interconectadas han tenido y siguen teniendo por todas partes.

El presente estudio se limita a los países del Tratado General, pero conviene señalar que en su día la extensión de los sistemas hacia el Sur, - por interconexión con Panamá,- y en el Norte con México lógicamente se impondrá. Especialmente las condiciones sumamente favorables que prevalecen en los ríos de la frontera entre Guatemala y México tendrán que aprovecharse en el interés común de los sistemas al Sur y al Norte. Se permite esta Secretaría subrayar de un modo apremiante la conveniencia y la necesidad de que todos los problemas, tanto de orden técnico como Jurídico referentes al aprovechamiento de los ríos fronterizos se tomen en consideración en el espíritu de franca cooperación que merece el potencial económico en cuestión. En atención a las dificultades naturales inherentes a la construcción de plantas internacionales, se recomienda no se atrasen los estudios preliminares aunque la realización de las obras de momento parezca lejana.

A juicio de los autores, este documento, debe de considerarse como un primer enfoque de los múltiples problemas relacionados con la interconexión progresiva y como una base de discusión, permitiendo modificaciones y ampliaciones a medida que vayan encontrándose nuevos elementos de juicio.

2. Situación en el año 1980

a. Proyección de la producción y demanda (*)

Para la situación en el sector de producción y demanda de energía prevista para el año 1980 se presentan 2 variantes, o sea:

1. Proyección según tendencia básica global de los datos de estadística. (variante "baja")

2. Teniendo en cuenta las previsiones hechas mediante deducciones parciales y sectoriales. (variante "alta")

1. La tendencia global del desarrollo del consumo hasta el año 1980 se determina para cada uno de los 5 países mediante extrapolación de los datos estadísticos de la producción total, admitiéndose además que la tasa anual de aumento queda constante durante el período bajo estudio.

Los conceptos teóricos y metodológicos en que se funda el procedimiento adoptado se exponen con más detalle en la nota anexa "AO", en donde aparecen las tasas de aumento y las cantidades de energía probables según se indica a continuación:

	<u>Tasa de aumento anual</u>	<u>Producción total en 1980 GWh</u>
Guatemala	10.32 %	1910 GWh
El Salvador	10.33 %	1790 "
Honduras	7.27 %	382 "
Nicaragua	8.12 %	850 "
Costa Rica	7.59 %	<u>1840 "</u>
Total cinco países		6772 GWh

La carga máxima correspondiente (**) será del orden de

1415 MW

(*) La demanda se cuenta a la salida de las plantas productoras, siendo que no hay datos suficientes, ref.a las pérdidas, para determinarla en los centros de consumo. Por consiguiente, a efectos del presente estudio "Producción" y "Demanda", son numéricamente idénticas.

(**) Con los factores de carga indicados para los distintos sistemas y sin reducción por diversidades posibles.

Estos valores se han determinado con base en los datos estadísticos de los años 1950 - 1963 inclusive, que se indican en el anexo 1; los datos correspondientes al año 1964, y algunos conocidos aproximadamente del año 1965 se sitúan para todos los países más arriba de las líneas teóricas de tendencia indicadas. Creemos por lo tanto que esta variante (1) puede llamarse de "tendencia baja".

2. Teniendo en cuenta que las deducciones puramente matemáticas en que se fundan las cifras globales antes indicadas, no incluyen ciertos factores parciales, se superponen, - donde aparecen diferencias apreciables-, las - proyecciones hechas por agencias nacionales a las tendencias de base, extendiéndolas hasta el año 1980 con las tasas de base (anexo 2). Así resultan las cifras siguientes para 1980:

El Salvador	2050	GWh
Honduras	580	"
Nicaragua	1000	"

Guatemala y Costa Rica aproximadamente igual como antes.

Resultando un total de	7380	GWh
Con una carga global de	1550	MW

Las proyecciones sectoriales, por norma general, se encuentran por encima de las proyecciones teóricas. Consideramos, por lo tanto, esta variante (2) como representativa de una "tendencia alta".

b. Plantas generadoras.

No existen y, -en atención al largo plazo que abarca nuestro programa,- no pueden existir planos completos y definitivos para los medios de producción que en el año 1980 abastecerán al mercado eléctrico de los cinco países; pero sí hay estudios con suficiente detalle para permitir una visión del conjunto de las plantas que en el año de referencia podrían completar el potencial necesario para la producción de la energía requerida.

Visto el estado preliminar de parte de estos proyectos, las características técnicas admitidas pueden sufrir modificaciones, pero parece probable que, aunque haya cambios y sustitución de unas plantas por otras, el tipo de las plantas previstas en los distintos países no variará mucho, es decir, que en Guatemala, Honduras y Nicaragua predominarán nuevas plantas hidráulicas con almacenamiento estacional y potencias elevadas de pico, mientras que en El Salvador y Costa Rica habrá más bien plantas de caudal de pasada y plantas térmicas.

Así se cuentan para las proyecciones, además de las plantas ya existentes y actualmente en construcción o definitivamente proyectadas, las construcciones nuevas que se indican a continuación con todas las reservas del caso, y con los datos de capacidad y de producción en números redondos:

	<u>Capacidad MW</u>	<u>Producción GWh</u>
Guatemala: Atitlán I con acumulación anual, y Nahualate, caudal de pasada	385	1250 - 1400
El Salvador: Silencio y Tigre, Caudal de pasada	90 200	1400
Honduras: San Buenaventura y Río Lindo, acumulación interanual	110	370
Nicaragua: Larreynaga y Gran Viejo, acumulación anual	170	460
Costa Rica: Angostura I caudal de pasada y Térmica Puerto Limón	150	825

Quedan siempre reservadas posibles nuevas orientaciones derivadas de los estudios mejor documentados que permitirá el proyecto "Mejoramiento de

la Hidrometeorología e Hidrología", el cual se llevará a cabo en los próximos años.

En lo que se refiere a las plantas térmicas se admite una concentración en pocas unidades de gran potencia con el fin de obtener las óptimas condiciones de operación y rendimiento; teniendo además presente que los mismos criterios se aplican a las refinerías suministradoras del combustible, cuya dispersión entre un mayor número de instalaciones pequeñas resultaría antieconómica. Asimismo, pensando que en su día vendrá la combinación de los medios hidráulicos y de los térmicos convencionales con plantas atómicas, conviene notar que estas últimas para su mejor utilización, según se puede prever actualmente, tendrán que reunir en una sola planta capacidades suficientes al abastecimiento de todo el mercado del Istmo con energía primaria.

La relación entre producción hidráulica y térmica en años ulteriores dependerá básicamente de los precios de costo resultantes para las distintas de clases de energía, es decir que en un principio se dará preferencia a la construcción de nuevas plantas hidráulicas siempre y cuando se encuentren sitios en donde resulten precios al KWh inferiores a los de la energía térmica equivalente.

c. Conceptos generales.

Los elementos que caracterizan el sistema de cada uno de los cinco países en el año 1980, tanto en lo que se refiere a demanda como a los medios de producción, se reproducen en los anexos 4 a-e.

La demanda está dividida entre la estación lluviosa y seca según las previsiones parciales.

Las plantas productoras incluídas en nuestra hipótesis se indican con los datos que interesan para el funcionamiento en el año 1980, como ser: Potencia, producción disponible por temporada, unidades de reserva.

En este contexto se supone que el año 1980 será caracterizado por una temporada húmeda del tipo medio, mientras que para la temporada seca se prevee un año crítico o de escurrimiento mínimo. Sin embargo, las cifras correspondientes tienen que considerarse con prevención, pues los distintos proyectos no incluyen los mismos conceptos a este respecto, y en algunos casos las cifras indicadas tienen un carácter hipotético. En los resultados finales este hecho no tendrá mayor efecto, las cantidades en juego son pequeñas en relación con la energía total producida y transmitida.

Para los saltos de caudal de pasada más importantes se admite que, en la variante (1) de demanda baja, su utilización (*) en temporada húmeda será del 90 % y en la variante (2) alta 95 % de las cifras indicadas en los cuadros 4 a-e.

Por otra parte, no se ponen en cuenta las pérdidas que habrá en las líneas de interconexión.

Los errores provenientes de las aproximaciones y asunciones antes indicadas se compensarán parcialmente, y un saldo en más o en menos puede ser absorbido fácilmente por la producción térmica a la cual, como es lógico, se atribuye una función compensatoria en el balance total de energía. Por lo demás, la producción térmica se reparte entre las centrales vapor, -sin contar con las turbinas de gas y las plantas con motores Diesel-, y se hace con miras a la mejor economía del conjunto de la producción y transmisión, funcionando las plantas con grandes unidades modernas con un factor de carga más alta, suplementadas si conviene por unidades más pequeñas, pero encontrándose más cerca de los centros de mayor consumo.

d. Resumen.

En los anexos 5. 1 y 5. 2, se hace la síntesis de los datos deducidos en los párrafos anteriores en el supuesto que los sistemas principales de los cinco países estén interconectados en el año 1980 de referencia y

(*) Utilización = energía producida/energía disponible.

así se obtienen los flujos netos totales de energía por temporada en los distintos tramos del sistema combinado. Los aspectos de este cuadro se comentan en el capítulo 3 "ventajas de la interconexión" que sigue.

En el mapa, anexo 6 se reproducen esquemáticamente los centros de consumo, las plantas generadoras y las líneas de interconexión previstas.- Las áreas de los círculos indicados son representativos de las cantidades de energía anual de producción y demanda. Las flechas indican las capacidades o potencias; la escala adoptada es tal que a flechas sobrepasando el círculo corresponden factores de carga inferiores al 50 %, y para las flechas cuya longitud es inferior al diámetro del círculo el factor de carga es superior al 50 %. Se distinguen así a simple vista las características principales de las plantas y de la demanda.

Además, en este mapa se observa, que las distancias entre los distintos sistemas son tales que no ofrecen ningún problema para la transferencia de las cantidades de energía previsible. Sin entrar en cálculos detallados se opina que las cargas máximas serán de 100 MW hasta 250 MW según el tramo, y resultarán económicas unas tensiones de 136 KV hasta 230 KV.

3. Ventajas de la interconexión de los sistemas.

a. Producción

Interconectándose un sistema "a" que produce su energía mayormente en plantas hidráulicas de caudal de pasada (El Salvador, Costa Rica) con otros sistemas "b" donde predominan las plantas con embalses y regulación de la producción sobre temporadas, más evt. la posibilidad de funcionar en pico durante todo el año (Guatemala - futuro, Honduras, Nicaragua) resultan las posibilidades de operación combinada como sigue:

1. Suministro por "a" de energía secundaria o sobrante (*) durante la temporada húmeda y suministro o devolución por "b" de las cantidades de energía que tenga disponible en temporada seca. Puede haber garantía de ciertas cantidades o no.

2. Además de esto, habrá intercambios secundarios a corto plazo, y según necesidad y conveniencia durante todo el año; "a" suministrando energía durante un tiempo u horas determinadas fuera pico y recibiendo de "b" energía de pico, con capacidad fija o libre según el caso.

3. Las plantas térmicas de los sistemas "a" y "b" suplirán principalmente el déficit de energía en temporada seca y tendrán en el sistema de producción diversificado la posibilidad de producir la energía según el plan de operaciones más económico, o sea, las térmicas vapor con rendimiento tope en la base, con carga uniforme y continua, y los Diesels y turbinas de gas en pico, si hacen falta.

4. Además de las operaciones N^o. 1-3 que se desarrollarán de un modo muy elástico y con cierto automatismo, la interconexión permite en el sistema integrado toda clase de convenios de suministros determinados en condiciones comerciales según la necesidad y la conveniencia que vean los contratantes.

(*) Energía secundaria = la que las plantas pueden producir por encima de la primaria. Sobrantes = cantidades de energía de los saltos de caudal de pasada, que no caben en el diagrama de carga del productor.

De esta manera la operación combinada de distintos sistemas con diversidad en sus medios de producción tiene por resultado una mejor utilización de todas las plantas o sea, mayor producción de energía hidráulica con los mismos saltos y los mismos costos, y un rendimiento más alto de la maquinaria térmica. Estos hechos se consideran como una de las principales causas del éxito de los sistemas interconectados.

Examinando bajo el panorama de los conceptos expuestos las transferencias de energía tal y conforme resultan según nuestras deducciones para las redes del Istmo en el año 1980 (anexos 5) se nota en primer lugar la importancia predominante de la energía producida en los saltos de caudal de pasada en temporada húmeda. Es evidente que estos saltos, gracias al mercado más grande pueden producir y colocar importantes cantidades de energía sobrante como lo demuestra el flujo de energía desde Costa Rica, abasteciendo Nicaragua y Honduras y llegando hasta El Salvador, cuyos saltos producen el grueso de la energía que pasa a Guatemala. En la temporada seca se nota el flujo de la energía disponible en los saltos con embalse de Guatemala hacia El Salvador, y de Honduras en parte también para El Salvador y además en dirección de Nicaragua y de allí a Costa Rica, aumentado del suministro de las plantas de Nicaragua.

Las térmicas abastecen en esta combinación únicamente parte del déficit de su propio sistema.

No cabe duda de que las cantidades importantes de energía de bajo costo que se intercambiarán y que tienen su origen en la valorización de sobrantes hidráulicos y de energía secundaria darán un impulso grande al mercado de energía eléctrica del Istmo.

Los aspectos de la interconexión de los sistemas examinados más arriba y las ventajas recalçadas, se refieren principalmente a suministros e intercambios de energía por temporadas, cuyos saldos netos aparecen como resultado de las deducciones anteriores en los anexos 5. 1 y 5. 2. Estas transferencias forman, por regla general, la base principal de los estudios de factibilidad de los proyectos de interconexión.

Sin embargo, pueden ser de gran importancia en el orden técnico y económico los intercambios diarios y semanales, que se mencionen bajo N^o 2, en las definiciones al inicio de este capítulo. Analizando más concretamente la situación en el año 1980, se comprueba fácilmente que durante la temporada húmeda e intermedia, y de no tener equipo térmico en operación, los principales sistemas suministradores de energía en bloque (El Salvador y Costa Rica) pueden encontrar dificultades en suplir su mercado con sus propias plantas hidráulicas en las horas de pico, por falta de capacidad momentánea. En estas horas pues los grandes flujos emanentes de los sistemas mencionados, y cuyo importe global aparece en los cuadros, disminuyen, y hasta pueden invertirse, lo que ocurre precisamente cuando las plantas con embalse suplen de energía de pico a los sistemas con plantas de caudal de pasada. (v.5.1 húmeda).

El balance de energía por temporada no cambiará por causa de los intercambios secundarios, pero en el orden económico pueden ofrecerse ventajas importantes por encima de las que originan en los intercambios por temporada del No. 1. Los saltos de embalse obtienen un mejor precio por la energía de pico (ver 3.d) y los demás sistemas no tienen que poner en servicio máquinas térmicas de rendimiento más bajo.

Resulta difícil cifrar de antemano las cantidades de energía de pico que estarán en juego y los montos correspondientes de beneficio. Por lo tanto se suelen considerar estas transferencias secundarias como intangibles. Conste empero que en la operación de redes interconectadas existentes esta componente, según el caso, puede llegar a tener una importancia igual o mayor a los intercambios por temporada. Los estudios hechos sin incluir un margen amplio para los beneficios secundarios darán pues siempre resultados por debajo de los que efectivamente se obtendrán.

En cuanto a la energía térmica, N^o. 3, como ya se ha indicado, sirve para completar el balance total y según la repartición de la carga que se haga entre las plantas, puede obtenerse el flujo que responde mejor a los preceptos de una producción económica en el conjunto del sistema. Así se nota en los anexos 5 que las plantas térmicas de Costa Rica y El Salvador producen una parte importante de la energía faltante en estos -

sistemas durante la temporada seca, la diferencia la suministran los saltos de embalse, y esta última energía será probablemente en gran parte de pico, dependiendo de las facilidades de regulación diaria en los saltos de caudal de pasada.

Las cantidades de energía que eventualmente se suministrarían en virtud de convenios especiales (Nº. 4) no se concretan, admitiendo que los medios de producción de los distintos sistemas, como previsto para el año -- 1980, serán suficientemente balanceados para poder abastecer el mercado según plan de operaciones de conjunto basado en las modalidades de funcionamiento Nº. 1-3. Sin embargo, en el curso del tiempo pueden siempre presentarse situaciones en las cuales será de interés formalizar convenios determinados, p. e. para asegurar el suministro si en uno de los sistemas parciales se atrasara la construcción de plantas, o, por otra parte, permitir una buena utilización de nuevas unidades desde el momento de su puesto en servicio. También quedan por concretar las normas y las garantías para el funcionamiento técnico y las modalidades de compensación de pérdidas etc. En la práctica de los sistemas en operación estos detalles generalmente se dejan para cartas complementarias, evitando así que se complique el convenio básico. Eventualmente puede crearse también una "bolsa de energía" (Power Pool), organismo que repartiría en la mejor forma la oferta y la demanda con arreglo a los convenios y a las necesidades momentáneas.

De todos modos, por el hecho de que exista un sistema interconectado se multiplican las posibilidades técnicas y comerciales en el mercado de la energía eléctrica.

b. Capacidad, Reserva.

Es de aceptación general la norma que en un sistema eléctrico aislado o combinado hace falta una reserva en capacidad de generación disponible igual al grupo mayor que funcione en dicho sistema.

Así en una red aislada con una planta de dos unidades generadoras iguales, la capacidad de reserva necesaria representaría el 33 1/3 % del total instalado. En el sistema del Istmo del año 1980 según las proyecciones,

y contando con una capacidad unitaria máxima de 60 MW sobre un total global de 1800 MW aproximadamente (*) resulta el 3,33 % de reserva necesaria. Estas cifras comparativas muy sencillas demuestran otra ventaja de los grandes sistemas interconectados en contraposición con los sistemas aislados.

En la actualidad los sistemas de los cinco países en su mayoría, no responden a la norma antes indicada. La situación que corresponderá a la proyección del año 1980 se analiza a continuación:

Sin entrar en más detalles, caben las siguientes observaciones y definiciones con respecto a las cifras de capacidad instalada de los anexos 4.

Se cuenta como Reserva I (instantánea o "spinning") la capacidad de los grupos hidráulicos que pueden ponerse en marcha en cualquier momento más la capacidad térmica de las plantas que estén funcionando. Reserva II (fría), la maquinaria térmica de las plantas incluidas en el plan de operaciones (total 260 MW), pero momentáneamente no funcionando. Reserva IIIa, las turbinas de Gas (45 MW). IIIb los motores Diesel y otra maquinaria vieja (125 MW menos equipo retirado), que no se incluyen en los balances siguientes.

Para los saltos de caudal de pasada se admite que puedan funcionar con el 95 % de la capacidad instalada durante la temporada húmeda (total - 835 MW), y durante la temporada seca con 80 % los saltos más grandes y modernos y con 40 % los que no tengan regulación efectiva (suma 610 MW). Las plantas con embalse regulador serán disponibles durante todo el tiempo con un rendimiento de 95 % (700,0 MW). La demanda se toma igual para las temporadas por carecer de datos para una mayor diferenciación.

(*) Sin contar las unidades de reserva III que se concretan más adelante.

Así resulta, con arreglo a las proyecciones para el año 1980 el cuadro siguiente de disponibilidad de capacidad y de reservas:

1 Variante baja:

Demanda máxima 1415 MW

Temporada húmeda:

Capacidad disponible I 1535
(sin térmica)

Reserva instantánea I	120 (1)
Reserva II	260
Reserva III	45

Temporada seca:

Capacidad disponible I 1510 MW
(incl. 200 MW Term.)

Reserva instantánea I	95 (2)
Reserva II	60
Reserva III	45

(1) Retirar unidades en saltos de embalse.

(2) Puede pasar una unidad de 30 MW a Reserva II

2. Variante alta: Demanda máxima 1550 MW

Temporada húmeda:

Capacidad disponible I 1535
(sin térmica)

Déficit a suplir por térmica	15	} 260
Reserva I	60	
Reserva II	185	
Reserva III	45	

Temporada seca:

Capacidad disponible I 1510 MW
(incl. 200 Térm.)

Déficit:		
por térmica adicional	-40	} 60
Reserva I	20	
Reserva III tiene que conectarse	45	

Estos números reflejan la flexibilidad y la elasticidad con que, debido a la interconexión, pueden emplearse todos los medios de producción, adaptándolos, como mejor convenga a las condiciones-variables de la demanda momentánea.

c. Mercado.

La interconexión de los mercados tiene ventajas, tanto para el productor como para el consumidor.

Si existe diversidad en la demanda, especialmente si las horas de pico en distintas partes no son las mismas, el factor de carga del conjunto mejorará, y la carga de pico puede ser considerablemente por debajo de la suma de los picos en las redes particulares. De este fenómeno se benefician particularmente los grandes sistemas de EE. UU. y de Europa, donde existen diversidades en la hora oficial y solar entre distintos sectores y además, el cambio de clima y de temporada en dirección Norte-Sur.

Para las redes del Istmo estos factores no tienen efectos apreciables y, por lo tanto no se han tenido en cuenta para la carga máxima de las proyecciones.

Sin embargo, puede haber variaciones meteorológicas de cierta duración en zonas aisladas las cuales, de no coincidir en el mismo tiempo, -- producirán ciertas diversidades, con el mismo efecto de mejorar eventualmente el factor de carga del conjunto. Asimismo puede asegurarse que un sistema abarcando los cinco países se presentaran diversidades interesantes en el sector de consumidores industriales y, en su día en la carga de bombas para riego.

Las ventajas que ofrece la interconexión de las redes para el consumidor se deducen directamente de lo dicho en los párrafos anteriores, siendo que en un principio, se trata de la contrapartida de las ventajas en la producción.

En resumen: Son en primer lugar las garantías de un servicio mejor y más seguro, tanto en lo que se refiere a la energía como para la capacidad. Un examen comparativo de las variantes 5.1 y 5.2 de demanda demuestra que variaciones muy grandes en una red (Honduras del 100 % al 150 %) no tienen efectos desventajosos para el sistema de conjunto, y no habrá -

cuestión de limitaciones y cortes como ocurre en redes con facilidades de suministro limitadas. Igualmente se ha demostrado en el párrafo anterior que, debido a la interconexión está a disposición del mercado según demanda toda la gama de plantas productoras y las reservas de todo el sistema unido.

Así también tendrán las redes parciales más pequeñas del sistema interconectado la posibilidad de ofrecer las mismas facilidades eléctricas para nuevas industrias y para su mercado en general, con lo cual desaparecerá en esta materia una de las principales desventajas de que padecen los pequeños países miembros de un mercado común.

Por lo demás cabe hacer mención de las ventajas económicas directas para el consumidor a las cuales da origen la interconexión. Depende empero de la política tarifaria de las entidades encargados de la producción y distribución, hasta que punto las distintas categorías de consumidores participen en los beneficios que se realizan, y referente a los cuales se presentan unas apreciaciones en el párrafo siguiente.

d. Apuntes Económicos.

Como se ha dicho en el 1er. capítulo, los estudios más detallados de las ventajas económicas de la interconexión para los distintos países no entran en el ámbito de este informe. Sin embargo, con el fin de poder formar un criterio mejor definido de la situación en el año 1980, se presentan unas cifras ilustrando la relación "beneficio - costo" que correspondería a las proyecciones hechas.

La interconexión seguramente se realizará por etapas y se supone que durante este tiempo la situación económica general no sufrirá mayores cambios. Así se asume que el precio variable de la producción térmica en las plantas modernas será del orden de 4 mils de pesos CA. este precio formando el patrón básico de las consideraciones sobre la economía eléctrica.

En los balances de energía, o sea en los anexos 5. 1 y 5. 2 se comprueba que según las proyecciones, los saltos con caudal de pasada suministrarán al sistema conectado una cantidad de energía término medio de 750 GWh por temporada húmeda. Esta cantidad resulta ser aproximadamente un 30 % de la energía total que producen estos saltos en la misma temporada, de lo cual se puede concluir que se trata de energía secundaria y en gran parte de sobrantes, los cuales de no venderse se perderían. A esta clase de energía se atribuye como de costumbre el valor inicial = 0. Siendo empero el valor de esta energía en el mercado igual al costo de la energía térmica sustitutiva antes indicado, el valor creado o beneficio global a crédito de la interconexión será de 4 mils por 750 GWh = \$ 3.0 millones por año. Contando además los intangibles de la interconexión, este monto podrá aumentar en un 50 o 100 %.

En cuanto a los costos, los últimos estudios hechos en la materia - permiten suponer que, como término medio la inversión para las líneas de transmisión entre los sistemas parciales, incluyendo subestaciones de transformación y accesorios será del orden de \$ 17.500 - 20.000, por Km. Tomando como longitud acumulada de estas líneas aproximadamente 850 Km. resultaría un costo total de \$ 17.0 millones o sea una carga anual de \$ 2.0 millones (= 12 %). La relación beneficio - costo global según esta hipótesis sería pues de 1.5 como mínimo y no hace falta mayor comentario.

En este contexto puede interesar también un examen somero de las condiciones tarifarias en las cuales podrían hacerse las transferencias entre las distintas redes. No se trata de hacer proposiciones o sugerencias en un sentido u otro, pero de presentar unas ideas constructivas que pueden ser útiles en las discusiones futuras.

Partiendo, como es lógico, de la misma base como antes, o sea del valor de \$ 4 mils/KWh de la energía de base y admitiendo como norma razonable que el beneficio de la valorización en temporada húmeda corresponde - por partes iguales al productor y al comprador, resulta que el precio a

pagar por esta energía será de 2 mils, quedando el precio de temporada seca en 4 mils conforme al valor de la energía térmica sustitutiva. Resulta así que una unidad de energía de temporada seca equivale a 2 unidades de energía de temporada húmeda.

Es interesante notar que los grandes intercambios en los sistemas Europeos se hacen a menudo igualmente siguiendo relaciones de intercambio al rededor de 2.:1 para hidráulica sobrante contra térmica. Para la energía de pico como eventualmente también para energía del hueco de noche pueden fijarse otras relaciones según el caso. En definitiva estas relaciones de penden de las condiciones en las cuales producen los saltos hidráulicos y del valor de la energía sustitutiva de distintas clases.

De todos modos, se comprueba facilmente que las grandes cantidades de energía que se valorizan mediante la interconexión pueden suministrarse a las redes en condiciones muy ventajosas.

4. Conclusiones

En el presente estudio se trata de dar un panorama general de la situación del mercado eléctrico de los cinco países del Tratado General en el año 1980, suponiendo que en aquel año los sistemas eléctricos principales estén interconectados. Se evalúan las cantidades de energía que serán transferidas entre los sistemas parciales y se examinan los aspectos de la operación en su conjunto, recalcando las ventajas de toda clase que ofrece la creación de un gran mercado común en el sector de la energía eléctrica.

Resulta que, de un modo general, la interconexión de los sistemas - eléctricos representa un elemento muy económico y eficaz para llegar a la mejor utilización de los medios de producción y asegurar el mejor servicio a los consumidores.

En el caso de los cinco países del Tratado General las premisas parecen particularmente prometedoras; una rápida realización de las obras no tropezará con dificultades técnicas, y la diversidad de las plantas de producción deja prever resultados económicos interesantes desde el principio. Además se comprueba que las ventajas y los beneficios subsisten aunque ocurrán modificaciones importantes en los demás elementos de proyección.

Por lo tanto, esta Secretaría considera que en los programas del desarrollo de los sistemas eléctricos debe de atribuirse cierta prioridad a la interconexión de los sistemas, adaptándola al ritmo de la integración en los demás sectores de la economía.

Teniendo presente que las primeras interconexiones bilaterales están por realizarse en breve, las perspectivas presentadas en este informe, puden tener sus méritos en el sentido de permitir desde un principio una orientación de los esfuerzos parciales hacia la meta común. Mas aún, siguiendo los principios que han contribuido a los grandes éxitos de los sistemas interconectados existentes, debe de ser posible encontrar soluciones sencillas y eficaces que beneficien de un modo equitativo a todos los países participantes.

Se espera pues, que este estudio, aunque siendo solamente un enfoque somero y preliminar, pueda contribuir a fomentar los esfuerzos hacia la - creación de un sistema eléctrico interconectado, e integrado en el mercado común de los cinco países del Tratado General.

- A N E X O S -

PROYECCION DE LA PRODUCCION DE ELECTRICIDAD
DE LOS CINCO PAISES DEL TRATADO GENERAL

1. Métodos generales de proyección.

Los métodos empleados con el fin de evaluar las tendencias de desarrollo en las distintas esferas económicas y particularmente en el sector de energía eléctrica (*) pueden clasificarse en tres grupos generales:

- a) Extrapolación directa de datos cronológicos de producción, consumo, potencia, etc.
- b) Proyección por medio de correlación con datos demográficos (densidad, crecimiento de la población), de la economía sintética -- (producto nacional bruto, neto) o analítica (producción agraria, industrial, horas de trabajo, volumen de transportes etc.)
- c) Evaluación comparativa con las características de desarrollo de otros sistemas.

La extrapolación directa (a) es el método empleado más ampliamente, siempre y cuando existan series bastante largas de datos estadísticos, siendo suficientemente uniformes y continuos para permitir su representación mediante una curva gráfica o una fórmula matemática.

Entre las proyecciones por correlación (b) interesa en primer lugar la que se funda en el crecimiento demográfico cuya variación, en general, es suficientemente conocida. Sin embargo, resulta difícil determinar las curvas de correlación y su tendencia, tratándose según experiencia general de una curva de tipo "logístico", es decir, que durante un primer período aumenta con ritmo creciente, pasando luego por un punto de inflexión, seguido de una disminución del crecimiento y aproximándose asintóticamente de un valor máximo, el cual representa la saturación, y, por lo menos en materia eléctrica, no puede definirse concretamente.

(*) Referencia: "Méthodes et principes des prévisions des besoins d'énergie". Nations Unies 1964. ST/ECE/ENERGY/2.

Las estadísticas eléctricas y la información demográfica en los países del Istmo, a nuestro alcance en la actualidad, no permiten entrar a fondo en este problema, pero sí parece que en su día, y para ciertos estudios más especializados esta correlación podrá emplearse con ventaja.

En cuanto a las correlaciones económicas se representan en un anexo No. 3, unos trazados de correlación entre el consumo de electricidad y el producto bruto, resp. ingreso nacional, según las estadísticas publicadas en el Tercer Compendio Estadístico de SIECA. En vista de este gráfico es fácil darse cuenta que las correlaciones de esta clase aún están lejos de poder dar resultados concluyentes, principalmente por causa de los pocos años de datos disponibles. Además, está comprobado que el desarrollo económico en general tiene una tendencia más errática que los elementos eléctricos considerados aisladamente.

Las evaluaciones comparativas (c) pueden permitir conclusiones interesantes con relación a los distintos países del istmo entre sí y en estudios regionales y locales; sin embargo, para la proyección del conjunto será más difícil encontrar otros sistemas que pudieran servir de modelo del desarrollo probable del istmo.

En atención a lo expuesto se cree que en las condiciones actuales la proyección eléctrica que interesa debe de hacerse de un principio a base de la extrapolación directa de los datos de la estadística existente, considerando los demás métodos como elementos accesorios para la interpretación lógica de las tendencias así determinadas. (cap.3).

2. Análisis y extrapolación directa de series de datos.

En este método se parte de la premisa fundamental que los elementos que han influido en la evolución en el período correspondiente a la estadística, continuarán operando y procurando efectos análogos en el desarrollo futuro, y que estos elementos pueden considerarse como obedeciendo a las leyes clásicas de la probabilidad (Gauss/Laplace). En materia eléctrica la referida suposición está ampliamente comprobada por los resultados

que se observan en grandes sistemas, que disponen de largas series de estadísticas con 30 y más años, reflejando los elementos sistemáticos del desarrollo, o sea, el crecimiento específico del consumo, el incremento gradual de los consumidores y la extensión normal de las instalaciones. Estas series, por regla general, ostentan una notable continuidad y uniformidad de comportamiento.

Así p. e. en las grandes redes de Europa se nota que aún la guerra de los años de 1940 al 1945 no ha podido modificar la tendencia global; únicamente aparecen en estos años algunas perturbaciones superpuestas a las curvas de base, amortiguándose y desapareciendo por completo pocos años después.

En sistemas de menor extensión y diversificación, como también en los que se encuentran en una fase inicial del desarrollo, es evidente que los factores no-sistemáticos, como fenómenos económicos, políticos, meteorológicos, faltas de medios de producción, nuevos consumidores grandes, nuevas redes conectadas, medidas tarifarias etc. pueden manifestarse en ciertos períodos con tal intensidad que pueden hacer difícil el empleo de una expresión matemática para la tendencia global. En este caso, sirve la proyección por sectores o categorías estimando en la mejor forma posible el desenvolvimiento probable de los distintos fenómenos del caso y sumándolos seguidamente. De este modo se han establecido en su mayoría las previsiones anteriores hechas por las instituciones eléctricas y los consultores en los cinco países.

Por cierto, no es posible fijar en términos seguros el límite entre unos sistemas que se prestan a la proyección global y otros donde este procedimiento resulta incierto o imposible. Sin embargo, a raíz de las deducciones que se hacen en el capítulo 3 a continuación se cree que las proyecciones de la producción total de los distintos países del istmo y del conjunto para el año 1980 se prestan al análisis por un procedimiento global.

En cuanto al tipo de las curvas de interpolación y extrapolación de los datos estadísticos, se hace constar que según experiencia general la mayoría de los sistemas eléctricos en tiempo de desarrollo normal y --

sistemático tiene tasas de crecimiento, relativo (porcentaje anual de aumento) aproximadamente constantes sobre largos períodos lo que equivale decir que el crecimiento total obedece a una curva exponencial. Sin embargo, parece probable que no puede mantenerse indefinidamente el crecimiento exponencial. En efecto, ciertas proyecciones de largo plazo y en grandes unidades (Gran Bretaña y pronósticos del consumo mundial por ONU) prevén una disminución progresiva del porcentaje de aumento anual, extrapolando con este motivo según curvas parabólicas con exponentes entre 4 y 5.

En la práctica las curvas exponenciales suelen representarse en diagramas de escala semi-logarítmica en donde aparecen como líneas rectas cuya inclinación es la medida de la tasa de crecimiento.

Como, por regla general, las series estadísticas de características exponenciales ostentan en la representación gráfica cierta dispersión con relación a la línea recta, el eje central de máxima probabilidad se determina con arreglo a la teoría de probabilidades de tal manera que la suma de los cuadrados de las desviaciones de los valores dados (en escala logarítmica) resulta ser el mínimo *minimorum* para dicho eje. En el presente estudio no se amplía el cálculo hasta la determinación de intervalos de confianza, índices de dispersión etc. por creer que las series disponibles en el caso no forman base suficiente para eso, pudiendo dar lugar a conclusiones equivocadas.

Por otra parte se propone tener en cuenta el hecho evidente que los efectos generales que determinan el desarrollo de los últimos años tienen mayor probabilidad de reproducirse en el futuro que los de los años más alejados. Como expresión matemática de este concepto se atribuye un "peso" variable a los datos de los distintos años, en particular el valor 1 al último año conocido, decreciendo en forma de curva Gaussiana hasta el primer año de la serie, cuyo coeficiente se estima igual al recíproco del cuadrado de los intervalos escurridos (ver anexo 2).

Sin embargo, hay que tener presente que los procedimientos matemáticos no pueden controlar todos los factores que determinan el desarrollo futuro.

Conviene pues examinar los resultados teniendo en cuenta los demás métodos de proyección como también los factores residuales y no-sistemáticos mencionados anteriormente, los cuales, aunque por las razones expuestas no se prestan a un análisis exacto, pueden dar ciertas orientaciones de orden lógico y permitir superposiciones estocásticas a la tendencia de base.

3. Bases para una proyección global de la producción eléctrica en los países del Istmo.

Para la proyección de la producción y del consumo eléctrico de los cinco países del Istmo en el año 1980, se parte en este estudio de las cifras de "producción de energía eléctrica, - Servicio público y servicio privado 1950 - 1963" según estadística de CEPAL, resumidas en el anexo 1 de la presente nota.

En el gráfico del anexo 2, se reproducen estos datos en escala semi-logarítmica. Se nota en las series resultantes de puntos una tendencia bastante bien definida y es fácil apreciar que tienen un ajustamiento relativamente bueno a líneas rectas, las cuales, determinadas con arreglo a las teorías del capítulo anterior pueden considerarse como los ejes de la probabilidad ó sea de la tendencia.

Conste que las líneas así derivadas representan la tendencia de la demanda del consumo, del incremento de consumidores y de la expansión normal de los sistemas eléctricos de cada país en su totalidad. Se relacionan pues, en un principio con un sistema que podemos llamar ficticio, ya que las cifras de la estadística empleada abarcan la suma de todos los sistemas y plantas individuales de un país, que aún funcionan independientemente; este conjunto, sin embargo, con los años se aproximará a un sistema real por interconexión gradual de sus componentes. Para los fines de este estudio suponemos que esto será el caso en el año 1980. Siempre podrán hacerse sobre las cifras 1980 o de otros años los ajustes que aparecen indicados por los sistemas que aún quedarían aislados del sistema principal o central; estos ajustes seguramente serán de poca importancia.

Comparativamente a las proyecciones parciales que se están haciendo para determinados sistemas efectivos por métodos de extrapolación o análisis sectoriales se nota que teóricamente estas curvas de tendencia quedarán por debajo de la línea de tendencia global, esta última formando una tangente o envolvente a la cual, en teoría se aproximarán las proyecciones parciales con el tiempo, aunque por causa de las consabidas incognitas del problema las proyecciones de una y de otra categoría pueden mantener un cierto grado de dispersión. Igualmente, las curvas de tendencia parciales tendrán unas tasas de crecimiento más elevadas que la global, siendo que dicha tasa en un sistema parcial incluye, por lo general, una componente correspondiente al crecimiento por interconexión o adsorción de redes existentes que no obedece a las mismas leyes de probabilidad como la expansión y extensión gradual de un sistema más grande. Como ilustración de lo dicho se indican en el gráfico No. 2, además de las tendencias globales, algunas proyecciones parciales hechas en redes existentes con fecha reciente.

La proyección por extrapolación rectilínea de los datos bien definidos de la estadística tiene la ventaja de eliminar en un principio todo elemento de apreciación, creando así una base uniforme y equitativa para el enjuiciamiento de la tendencia básica a largo plazo del mercado eléctrico en cada uno de los países del Istmo. Quedan siempre reservados los ajustes que eventualmente habrá que prever en las líneas de tendencia de base con motivo de fenómenos no incluidos en los análisis matemáticos, ajustes que como es natural tendrán mayor importancia en los sistemas más pequeños.

En los grandes sistemas eléctricos extranjeros, las proyecciones derivadas con métodos análogos a los propuestos, se revisan anualmente, lo que se recomienda también en el caso del Istmo, cada vez que se tengan disponibles nuevos datos estadísticos.

4. Conclusiones.

Las proyecciones para la producción de energía eléctrica en los cinco países que se han hecho a base de los datos estadísticos del consumo total de los años 1950 - 1963 y mediante los métodos matemáticos de extrapolación

directa y global, dan por resultado los porcentajes de aumento anual probables, y las fórmulas para el importe total de la producción que se indican a continuación:

	<u>Porcentaje de aumento anual</u>	<u>Producción probable en un año determinado GWh</u>
Guatemala	10.32 %	$\log.Z = 2,003 + 0,0426 a$
El Salvador	10.33 %	$1,972 + 0,0427 a$
Honduras	7.27 %	$1,668 + 0,0305 a$
Nicaragua	8.12 %	$1,912 + 0,0340 a$
Costa Rica	7,59 %	$2,311 + 0,0318 a$
Conjunto cinco países	8.78 %	$2,720 + 0,0366 a$

a = número de años desde 1950.

Estos datos y los gráficos del anexo 2 dan lugar a ciertas observaciones complementarias, en el sentido de lo que se ha expuesto en el cap. 3.

COSTA RICA. A la vista de los datos estadísticos de los 10 últimos años se pone la pregunta si la extrapolación según línea recta es la más indicada, ó si eventualmente este sistema está aproximándose a cierto grado de saturación, en cuyo caso sería preferible la extrapolación con base de parábola superior en vez de la curva exponencial.

NICARAGUA. Los últimos años, a los cuales en nuestro análisis matemático se da cierta preponderancia, ostentan valores algo erráticos. Queda por ver si el aumento más acentuado de estos años representa una tendencia nueva en aumento, ó que se trata únicamente de un régimen variable superpuesto a la tendencia de base derivada.

HONDURAS. Teniendo presente el concepto de la extrapolación comparativa, parece lógico admitir que en este país podrá realizarse oportunamente un aumento de la tasa de crecimiento, criterio que también puede aplicarse al sistema de Nicaragua.

En los sistemas de GUATEMALA y EL SALVADOR una tasa del 10 % al 11 % parece probable para cierta duración.

Por efectos de la mayor diversidad la tendencia en el conjunto de los cinco países se ajusta casi perfectamente a una recta. Sin embargo, este sistema de conjunto y sus características son ficticios mientras no haya interconexión de las redes de los cinco países.

C E N T O A M E R I C A

Proyección 1980

PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA GWh

ANEXO 1

SERVICIO PUBLICO Y PRIVADO 1950-1963

	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	TOTAL CINCO PAISES
1950	114.0	87.7	50.4	88.5	181.8	522.4
1951	128.0	96.8	55.4	93.4	192.7	566.3
1952	139.0	108.0	59.2	99.2	211.3	616.7
1953	146.5	125.1	65.1	106.4	237.3	680.4
1954	154.0	133.0	64.0	115.6	261.9	728.5
1955	164.5	144.4	64.8	123.6	296.1	793.4
1956	170.7	165.2	70.2	132.4	328.1	866.6
1957	192.6	185.2	74.1	139.1	346.4	937.4
1958	219.3	212.7	79.8	150.2	365.2	1027.2
1959	242.8	234.5	86.5	174.4	387.4	1125.6
1960	280.6	255.6	96.6	174.9	438.1	1245.8
1961	290.5	272.9	101.6	179.4	470.6	1315.0
1962	324.4	302.8	108.1	209.1	492.3	1436.7
1963	364.0	333.0	116.7	235.9	514.4	1564.0

1 GWh = 1 millón de KWh.

De Estadística CEPAL 1960/61 y
1965 preliminar

EL SALVADOR

PLANTAS	HIDRAULICAS	CAPACIDAD INSTALADA MW	PRODUCCION GW/h		
			por año medio	por temporada humeda (1)	
TERMICAS	GUAYORO (L. de Guija)	16.5	50	5	45
	5 de NOVIEMBRE	89	420	295	125
	SILENCIO (N)	90	380	305	75
	TIGRE u otras (N)	200	1000	650	350
	en el Rio Lempa	395.5	1850	1255	595
ACAJUTLA	V. G. V. D.	120			
DIVERSAS	G. V. D.	(15)			
DEMANDA	ALTA	455	2050	960	1090
	BAJA	395	1790	835	955

HONDURAS

PLANTAS	HIDRAULICAS	CAPACIDAD INSTALADA MW	PRODUCCION GW/h		
			por año firme	por temporada humeda	seca
TERMICAS	CAÑAVERAL	30	122	15	107
	SAN BUENAVENTURA (N)	40	155	20	135
	RIO LINDO (N)	70	213	40	173
		140	490	75	415
	DIV. para Pico y reserva	(25)			
DEMANDA	ALTA	110	580	305	275
	BAJA	70	382	200	182

(1) año seco

(2) repartición según demanda

