COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

SRNE/77/1
Enero de 1977

ESTUDIO DE INTERCONEXION ELECTRICA DEL ISTMO CENTROAMERICANO

Undécimo informe sobre el avance de los trabajos

Este informe cubre las actividades realizadas en la Subsede de la CEPAL-México en los meses de diciembre de 1976 y enero de 1977, para el estudio en referencia.

INDICE

/1. Aplicación

1. Aplicación de la metodología MIG

Se continuaron las labores para la aplicación del Modelo Global de Selección de Inversiones (MIG) de la ENDESA con la participación a tiempo completo del Ing. Skoknic cedido por dicha empresa como medida de colaboración al estudio de interconexión. Específicamente se modificó el programa auxiliar de operación simulada de centrales hidroeléctricas (OPERHID) de la ENDESA y se aplicó a los proyectos hidroeléctricos que cuentan con información suficiente. Se definió para cada uno de los seis países del Istmo para el Sistema Integrado Regional (SRI) el modelo con base en las características de las demandas y de las posibles fuentes de generación. Se procesaron los programas para ocho alternativas --seis países y dos variantes del SRI-- cubriendo el período 1984-1999 con excelentes resultados.

2. Aplicación de la metodología WASP

El grupo de trabajo ad hoc BID-BIRF-CEPAL, con la participación del Ing. Skoknic (ENDESA), completó en Washington la aplicación del Modelo WASP para cada uno de los seis países del Istmo y las dos alternativas del SRI con resultados exitosos para el período 1981-1995. Este trabajo implicó la adaptación de la información básica a las necesidades del modelo; el procesamiento de programas de prueba y el análisis de los resultados. Como consecuencia de las gestiones adelantadas por la CEPAL con la Agencia Internacional de Energía Atómica (AIEA), se obtuvo el paquete de programas que constituyen el modelo WASP, el cual se espera implementar próximamente.

3. Comparación metodológica

Se iniciaron los análisis comparativos sobre las ventajas y desventajas de la aplicación de las metodologías --SIPSE, MIG y WASP-- a los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano con la colaboración del Ing. Skoknic

/(ENDESA)

(ENDESA). Un resumen de los criterios principales de dichas metodologías se presenta en el anexo 1.

Este trabajo implica i) evaluar los planteamientos conceptuales de cada modelo en relación con las características de los recursos y sistemas de los países de la región y con las finalidades específicas del estudio, y ii) definir una propuesta sobre la metodología a seguir para la segunda fase y estimar los recursos necesarios para poderla realizar sin mayores problemas.

4. Comparación de los resultados

Se inició un estudio comparativo de los resultados obtenidos con las tres metodologías utilizadas. Las comparaciones preliminares indican coincidencias notables entre los ahorros en los costos de inversión y operación de las dos alternativas del SRI en relación con los sitemas aislados (véase anexo 2).

5. Definición del Sistema Internacional de Interconexión

Se iniciaron los estudios para la definición preliminar de las interconexiones requeridos para las dos alternativas contempladas en el SRI. Dichos estudios se realizan con la colaboración de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y contemplan la utilización de los modelos PROLOG, LOG y otros de análisis de flujos de potencia y energía. Se espera obtener como resultado un primer estimado de las inversiones y costos de operación de los sistemas de interconexión entre países, así como los flujos básicos de potencia y energía entre los mismos.

6. Apoyo técnico y económico

Se contrató por dos meses al Ing. Enrique Aguilar de nacionalidad mexicana (fondos del BCIE) para iniciar el procesamiento de los datos requeridos en la segunda fase del estudio para evitar mayores retrasos.

/Se han

Se han continuado las gestiones para obtener nuevos fondos con organismos internacionales de crédito entre los que se incluye la Canadian International Development Agency (CIDA) de Canadá. Las perspectivas en términos generales son favorables y están condicionadas a la evaluación de lo ya realizado y al apoyo que se obtenga de los países interesados.

Se adelantaron gestiones con la empresa de Interconexión Eléctrica, S.A. (ISA) de Colombia con miras a obtener su colaboración en materia de tarifas de interconexión.

7. Cuarta Reunión del Grupo Regional de Interconexión (GRIE)

Se iniciaron las consultas para celebrar la cuarta reunión del GRIE bajo los auspicios del IRHE en Panamá a fines del mes de febrero. El temario provisional propuesto por la secretaría se adjunta como anexo 3. Al respecto cabe destacar la propuesta para una segunda fase del estudio de interconexión eléctrica que se incluyó en el décimo informe avance.

/Anexo 1

Anexo 1

BREVE DESCRIPCION DE LOS MODELOS MGI, WASP Y DE LA METODOLOGIA SIPSE

I. Modelo Global de Inversiones (MGI) de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA) (Chile)

1. Objetivo

El MGI forma parte de la metodología desarrollada por ENDESA (Chile), para los estudios de planificación del Sistema Interconectado Central. En una primera etapa con el MGI se definen programas alternativos que en una segunda etapa son analizados con detalle definiendo los costos de operación y fechas de puesta en servicio de las centrales con un modelo de operación simulada para recomendar un programa de obras.

El modelo global de selección de inversiones ha sido planteado en términos de programación lineal. Es decir, se trata de minimizar una función objetivo lineal sujeta a restricciones también lineales.

La función objetivo es el mínimo costo total actualizado de inversiones y operación y las restricciones expresan el abastecimiento del consumo, las características de operación de las centrales y la limitación de los recursos.

2. Período de estudio

Se ha planteado un modelo que abarca 16 años (1984-1999) subdivididos en dos períodos de tres años y dos de cinco años cada uno.[1/] Se respetaron las obras programadas en el período 1981-1983.

3. Regionalización

El consumo y los aportes se suponen concentrados en seis nodos, que representan cada uno de los países del Istmo. Entre estos nodos se pueden efectuar transferencias de energía y potencia en cada uno de los componentes de la demanda.

1/ Los mismos períodos utilizados en el MNI.

/4. Representación

4. Representación del consumo

El consumo anual para cada nodo se representa por: la demanda máxima anual, la energía demandada durante la estación húmeda y la energía demandada durante la estación seca. Se abastece el consumo del año final de cada período.

5. Criterio de seguridad

Se establecen criterios de seguridad tanto para la potencia como para la energía. Para la potencia se estableció abastecer la demanda máxima anual con una reserva de 20%. Para la energía se impone abastecer la demanda de la estación seca de un año con hidrología seca.

6. Criterio económico

El modelo busca minimizar una función objetivo formada por el costo de inversión más el costo de operación para un año de hidrología media aplicados al abastecimiento de los años característicos de cada período, actualizados al año de inicio del estudio (1984 en este caso). Para hacer concordante las cifras de inversión, operación, los costos de operación del último año se prolongan hasta el infinito.

7. Representación de centrales hidroeléctricas

7.1 Existentes. Sus aportes se restan de los cinco productos definidos para la demanda.

7.2 Proyectos futuros. Cada proyecto elegible se representa separadamente. Sus aportes posibles se representan por las siguientes variables en función de la potencia por instalar:

- Energías producibles en temporada seca y temporada húmeda en un año seco
- Energías producibles en temporada seca y temporada húmeda en un año de hidrología media

Tanto para las centrales existentes como futuras se puede introducir además una variable de traspaso de energía entre temporada seca y húmeda por optimizar. Esto significa que el modelo puede recomendar, a grandes rasgos, una política de operación para traspasar energía entre temporadas.

/El costo

El costo del proyecto se representa también como una función de la potencia instalada. El modelo recomienda la secuencia de grupos de proyectos a instalar por períodos dentro del rango de los proyectos disponibles.

8. Representación de las centrales térmicas

8.1 Existentes. Su potencia se resta de la demanda, puede considerarse un programa de retiro.

La energía generable se representa por variables de generación en cada uno de los productos de la demanda ya señalados.

8.2 Futuras. En este caso tanto la potencia por instalar como la energía generada son variables.

9. Transmisiones entre nodos

Se representan como una variable de potencia o energía transmitida en cada uno de los productos de la demanda ya indicados.

Las ampliaciones se representan como una variable de capacidad con su costo de inversión asociado.

Eliminando una o más transmisiones puede estudiarse cada nodo por separado o 2 o 3 nodos en conjunto.

10. Resultados

El resultado es la potencia por instalar para cada período para cada nodo, las centrales por instalar y la potencia recomendada para cada proyecto hidroeléctrico.

También se obtiene el costo total del programa a largo plazo el que puede facilmente descomponerse en inversión y operación.

11. Procedimiento de optimización

Mediante el planteamiento de un sistema de ecuaciones lineales que se resuelve con un programa de computación de programación lineal (LP). Tamaño aproximado 1 200 ecuaciones y unas 1 500 variables estructurales.

/II. Modelo WASP

II. Modelo WASP (Wien Automatic System Planning Package) de la Agencia Internacional de Energía Atómica 2/

1. Objetivo

El Modelo WASP tiene por objetivo recomendar un programa de expansión a largo plazo de un sistema eléctrico escogiendo de entre un determinado número de alternativas posibles generadas por el propio programa, aquélla que represente el menor costo actualizado de inversión más operación.

2. Período de estudio

La capacidad del modelo es de 30 años y cada año se estudia separadamente.3/ En los estudios realizados se utilizaron los años 1981 al 1995.

3. Regionalización

Es uninodal.

4. Estacionalidad

El año puede dividirse en hasta 12 períodos. En los estudios realizados se utilizaron dos temporadas (seca y húmeda); en los estudios futuros se pretende trabajar a nivel mensual.

5. Demandas

La curva de demanda se entrega para cada período (mes) y su forma puede cambiar año a año. Se trabaja con una curva de duración contínua.

6. Disponibilidad hidroeléctrica

El conjunto hidroeléctrico inicial se representa integrando las plantas existentes, por su capacidad total de hilo de agua más la capacidad con regulación, así como su generación para cada período (semestre o mes según se elija) y para cada condición hidrológica (pueden ser hasta 5).

Las centrales hidroeléctricas futuras propuestas, con un máximo de 20, se representan individualmente con una determinada capacidad y generación media y los factores correspondientes para calcular su generación y potencia máxima por período. La variación de generación para distintas hidrologías

2/ Por separado se está enviando a los países el documento descriptivo del Modelo WASP.

3/ No trabaja por períodos como los modelos MNI y MGI.

/se representa

se representa por coeficientes válidos para todo el sistema (existente y futuro). La potencia de cada proyecto puede dividirse en tres categorías: base, aquélla que debe ocuparse en forma contínua, pico, disponible para horas cargadas y de emergencia que corresponde a potencia disponible sólo en caso de falla de otra unidad. La energía correspondiente en este caso debe recuperarse mediante generación térmica.

7. Representación de las centrales termoeléctricas

Pueden ser las siguientes:

- Nucleares
- Vapor quemando petróleo
- Vapor quemando carbón
- Diesel
- Turbinas de gas

La representación es muy detallada. Cada planta entra con su capacidad tipo,[4/] su generación mínima y máxima, su consumo específico en la base e incremental, costos fijos y variables de operación en moneda nacional y extranjera.

Es importante destacar que a cada planta se le puede asignar sus correspondientes períodos de mantenimiento forzoso y su probabilidad de falla.

La capacidad es de 100 plantas no gemelas, entre existentes y propuestas (máximo 20 propuestas). En la etapa de operación simulada cada planta se opera separadamente.

8. Criterios de seguridad

Se define un mínimo y un máximo de reserva en potencia dentro de los cuales el programa genera un árbol de configuraciones incluyendo todas las alternativas térmicas e hidroeléctricas propuestas, respetando además un criterio de pérdida de carga determinado. El criterio de seguridad a respetar, es el de una máxima probabilidad de pérdidas de carga. La probabilidad de pérdida de carga sólo se define para las centrales térmicas y el criterio actúa sobre la pérdida esperada; resultante del abastecimiento para las hidrologías definidas.

4/ Representación discreta.

/No hay

No hay criterio de seguridad en energía por lo cual la solución más económica puede eventualmente tener falla en energía para ciertas condiciones hidrológicas. Este problema puede resolverse efectuando la operación simulada para años con hidrología seca. Para obtener la falla del sistema en energía el programa puede simular, si se desea las tres soluciones más económicas.

9. Criterio económico

Ubicar, de entre todas las configuraciones generadas, aquéllas que tengan menores costos de inversión más operación (totales actualizados). El costo de operación se calcula como valor esperado de una serie de casos de distintas hidrologías afectados por sus correspondientes probabilidades de ocurrencia.

Una característica que reviste especial importancia es que el orden de entrada de las centrales hidráulicas futuras deben definirse previamente; es decir el modelo no analiza la conveniencia económica de un proyecto frente a otro sino que respeta el orden de precedencia ya definido.

10. Configuración del modelo

El modelo está formado por seis módulos independientes, lo que permite conservar información entre un proceso y otro y corregir datos sin necesidad de operar todo el modelo:

Los módulos son:

LOADSY. Descripción de la demanda. Genera curvas de duración por estaciones para cada año.

FIXSYS. Describe el sistema de generación existente y las adiciones y retiros predeterminados.

VARSYS. Procesa la información que describen las alternativas de plantas de generación que deben ser consideradas como candidatos.

CONGEN. Calcula año por año todas las alternativas posibles combinando los tipos de plantas candidatos que,en combinación con el sistema existente, pueden satisfacer la demanda.

MERSIM. Considera todas las configuraciones generadas por CONGEN y calcula los costos de operación asociados mediante simulación probalística.

/DYNPRO.

DYNPRO. Determina, mediante programación dinámica, el programa de expansión óptimo basado en los costos de operación calculados anteriormente, los costos de capital, los parámetros económicos y los criterios de disponibilidad entregados como datos.

Otros módulos auxiliares permiten hacer un informe resumido de los resultados o efectuar la resimulación de la o las soluciones óptimas.

11. Resultados

Los resultados que entrega el modelo tienen varias opciones que van desde un simple resumen hasta resultados detallados de la operación simulada.

Normalmente se obtiene:

- Impresión de los datos principales del sistema existente y programa de retiros, curva de demanda y demanda pico por año y por estación
- Energía demandada para cada estación de cada año
- Configuraciones generadas para cada año
- Valor de la función objetivo para cada configuración
- Costos de operación e inversión para cada año para las tres alternativas de menor costo total actualizado
- Resultados de la operación simulada por período por año indicando para cada central la energía generada en la base y fuera de base, sus costos de operación y su factor de planta.[5/]

5/ Esta operación puede hacerse a nivel normal.

/III. Modelos

III. Modelos CONCENTRABLE y MNI de la metodología SIPSE

1. Modelo CONCENTRABLE

1.1 Objetivo. Establecer la potencia y energía de origen hidráulico disponibles para suplir la curva de carga y definir las características de generación del sistema hidráulico por desarrollar a nivel mensual y para años de hidrología característica (seco, medio, húmedo).

1.2 Tipo de modelo. Se trata de un modelo de simulación que reproduce la operación de un conjunto de centrales hidráulicas bajo una muestra hidrológica determinada. Cada central se representa por sus características técnicas (potencia, altura de caída, rendimiento, volumen de embalse, etc.). Pueden representarse la influencia entre centrales en cascada y restricciones de operación como compromisos de riego.

El objetivo del modelo es determinar la generación del conjunto hidráulico en cada bloque de la curva de demanda, lo que depende de las políticas de operación de los embalses.

Las políticas de operación que generen una combinación de potencia concentrada en los bloques de mayor demanda y energía producible, óptimas para el sistema, se seleccionan mediante un proceso de aproximaciones sucesivas.

1.3 Resultados. Los resultados de operación del modelo consisten en una curva de oferta de potencia hidráulica para cada mes de cada año simulado y sus correspondientes energías. Con base en estas informaciones se seleccionan los años característicos del sistema: húmedo, medio y seco, los que proporcionan el concentrable que entra como dato en el Modelo Nacional de Inversiones (MNI).

También se obtiene la generación específica de cada categoría hidráulica para cada mes de cada año típico que sirve para determinar la generación que el MNI asigna a las potencias disponibles en el proceso de simulación de la operación futura.

/2. Modelo Nacional

2. Modelo Nacional de Inversiones

2.1 Objetivo. Tiene por objeto definir un programa de desarrollo a largo plazo para un sistema eléctrico de forma de minimizar una función objetivo constituida por el valor presente de la suma de la inversión más la operación del sistema más el costo de la energía no servida.

2.2 Tipo de modelo. Se trata de un modelo de optimización de tipo dinámico no-lineal cuyo proceso se maneja mediante un algoritmo de control de óptimo. Partiendo de una proposición inicial el modelo la va modificando progresivamente hasta que dentro de un rango de precisión predeterminado, alcanza una zona en que la función objetivo es mínima.

2.3 Representación del sistema. Es uninodal, es decir todos los aportes y consumos del sistema deben concentrarse en un solo nodo.

2.4 Período del estudio. Acepta hasta 15 períodos cuya duración es de un número impar de años. En el estudio se han analizado 5 períodos de 3, 3, 3, 5 y 5 años entre 1981/1999.

Se estudia el abastecimiento del año medio. La potencia disponible se supone que varía linealmente año a año dentro de cada período para cada categoría.

2.5 Demanda. La demanda se representa mediante una curva de carga a nivel mensual ajustada a seis bloques. La forma de la curva no puede variar durante el período del estudio. La demanda máxima puede crecer con hasta 2 tasas diferentes durante el período en estudio.

La aleatoreidad de las demandas se representa mediante la desviación típica de la serie observada.

2.6 Costo de la energía no servida. No se exige un abastecimiento mínimo de la demanda. El criterio de minimizar el costo total de abastecimiento supone el conocimiento de una función que define el costo de la energía no servida. Este tiene un mínimo, que es el costo marginal de generación y varía linealmente con el monto de la restricción.

/2.7 Representación

2.7 Representación de las centrales hidroeléctricas

a) Existentes. Se representan mediante el CONCENTRABLE consistente en una matriz de potencia disponible de 6 x 12 x 3 elementos (6 bloques, 12 meses, 3 años típicos), en el cual están concentradas todas las instalaciones existentes.

b) Futuras. Se representan mediante categorías

- Regulación anual
- Regulación mensual y semanal
- Regulación diaria

con sus costos de inversión asociados y sus características de producción definidas a partir del CONCENTRABLE que representan la generación mensual que aportan en los tres años típicos.

Estas variables son continuas.

2.8 Térmicas

a) Existentes. Se clasifican en categorías de acuerdo a sus costos marginales de operación. Pueden ser de base o de pico según tengan o no una potencia mínima de operación. Estas plantas pueden ser objeto de un plan de retiro.

b) Futuras. Se clasifican en categorías en la misma forma de las existentes y también pueden ser de base o de pico. Se definen sus costos de inversión y sus costos de generación se suponen constantes.[6/]

Estas variables son continuas

2.9 Variables aleatorias. Los resultados de la operación de cada año medio corresponden al valor esperado de la operación de una serie de casos afectados por sus correspondientes probabilidades de ocurrencia.

La selección de los casos (144 al año para nuestro caso) se hace suponiendo que tanto la demanda como la hidrología son aleatorias y se escogen combinaciones de demanda-hidrología calculando para cada caso la probabilidad elemental.

6/ No acepta curva de rendimiento.

/2.10 Resultados

2.10 Resultados. El modelo entrega una solución que representa el costo mínimo de la función objetivo con los siguientes detalles:

- Instalaciones de potencia futura por cada categoría y por cada período
- Potencia disponible en el año medio de cada período (por categoría)
- Generación esperada hidráulica total
- Generación esperada térmica por categoría por período
- Costo de inversión, operación y falla por período y costo total actualizado
- Costo marginal de generación
- Valorización de la potencia, de la energía en la base y de la energía en el pico para el sistema por período.

/Anexo 2

Anexo 2

APLICACION DE LAS METODOLOGIAS MNI, MGI Y WASP

I. Comparación de resultados

Debido a las diferencias conceptuales entre los sistemas metodológicos que se han utilizado, la comparación directa de los resultados entre ellas debe tomarse con mucha reserva. Mucho más válidas son sin embargo, las comparaciones efectuadas con el mismo método entre diferentes alternativas.

Las alternativas fundamentales que se han elegido para estimar los beneficios globales de la interconexión son las siguientes:

Alternativa A. Países aislados; no hay interconexiones.

Alternativa B. Sistema Interconectado con desarrollo integrado (Sistema de área única). Tanto la planificación de los sistemas de generación como la operación se hacen como si se tratara de una empresa única.

Alternativa C. Sistema Interconectado con desarrollo independiente. Se supone que los países planifican su desarrollo independientemente; en cambio, la operación se hace en conjunto de forma de minimizar los costos totales de operación.

A continuación se indican los parámetros y criterios generales que se aplicaron en las tres metodologías utilizadas.

Cuadro 1

Tema	MNI	MGI	WASP
Período	1981-1999	1984-1999 a/	1981-1995
Subperíodos (años)	3,3,3,5,5	3,3,5,5	anual
Nodos	1	6 b/	1
Estaciones	12	2	2
Hidrologías	3	2 c/	3
Tasa de actualización	12%	12%	12%
Costos de combustibles d/	crecientes	crecientes	crecientes
Costo de inversión base	1974	1974	1974
Imprevistos e ingeniería	NO	SI	NO
Se consideraron líneas de transmisión	NO	SI	NO
Criterio del valor final	Se descuenta	Se lleva hasta el infinito	Se descuenta
Actualización al año	1980	Mediados 1984	1980

a/ Con el objeto de reducir el modelo se tomó el primer período fijo.
b/ Se consideraron dos alternativas de limitación de transferencias de energía.
c/ Media para calcular la operación y seca para definir el criterio de seguridad.
d/ US$ 11.50 por barril para mediados de 1974, duplicándose cada 20 años.

/Los resultados

Los resultados generales de la aplicación de los tres modelos se muestran a continuación.

Cuadro 2

COSTOS TOTALES DE DESARROLLO DE LOS SISTEMAS DEL ISTMO PARA TRES ALTERNATIVAS

(Costos totales actualizados en millones de dólares)

Alternativa	Inversión	Operación	Valor de rescate	Costo total
		Modelo MNI		
A	2 809	885	1 192	2 502
B	2 709	285	1 015	1 979
C	2 809	428	1 192	2 046
		Modelo WASP		
A	2 237	1 141	814	2 564
B	2 140	557	728	1 969
C	2 237	649	814	2 072
		Modelo MGI		
A	3 445 a/	2 265 b/	c/	5 710
B	3 360 + 78 d/e/	1 655 b/		5 093
C f/				

a/ Los costos de inversión para el MGI son más altos porque incluyen gastos de ingeniería e imprevistos.
b/ Los costos de operación aparecen más altos debido a que se prolonga la operación del último año hasta el infinito y se actualiza a 1984.
c/ No corresponde ya que el programa se lleva al infinito y se actualiza a mediados de 1984.
d/ Inversiones en sistema de transmisión.
e/ Esta cifra deberá bajar cuando se considere la diversidad entre las demandas, que no se ha considerado aún.
f/ En proceso.

/II. Comentarios

II. Comentarios sobre los resultados

Tal como se indicó anteriormente los resultados anteriores no son directamente comparables, debido a las diferencias conceptuales entre los modelos. Sin embargo, la comparación entre alternativas con un mismo modelo son notablemente coincidentes y pueden obtenerse algunas conclusiones valiosas.

1. Costo de inversiones

Sin considerar el costo de las líneas de interconexión, la diferencia de inversiones entre las alternativas A y B es de 100 millones de dólares según el modelo MNI, de 97 millones según el WASP, y de 85 millones según el modelo MGI. Las alternativas A y C tienen el mismo costo de inversión si no se considera el costo de la línea de transmisión.

2. Costo de operación

Las diferencias de costos de operación entre las alternativas A y B son de 600 millones de dólares según el MNI, 584 millones según el WASP y 610 millones según el MGI.

Las diferencias de costos de operación entre las alternativas A y C son de 427 millones de dólares según el MNI y 492 millones según el WASP.

3. Aspectos generales

Los resultados de las metodologías aplicadas concuerdan en señalar que los beneficios de la interconexión provienen principalmente de ahorros en operación.

Las cifras mismas obtenidas deben tomarse con reserva debido a la deficiencia de los datos básicos, y a la falta de estudios de sensibilidad. Sin embargo su orden de magnitud señala la conveniencia de completar el estudio con datos más confiables y con mayor cobertura.

/Anexo 3

Anexo 3

TEMARIO PROVISIONAL DE LA CUARTA REUNION DEL GRUPO REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA (GRIE)

1. Inauguración
2. Elección de Director de Debates y Relator
3. Examen y aprobación del temario (CCE/SC.5/GRIE/IV/1)
4. Organización de las labores
5. Estudio de la interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano

   a) Actividades desarrolladas desde la tercera reunión

   Documentación

   Informe de la secretaría al Grupo Regional de Interconexión Eléctrica I. Avance del estudio de interconexión eléctrica al 15 de febrero de 1977 (CCE/SC.5/GRIE/IV/2)

   Documentación de referencia

   Estudio de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano. Informes sobre avances de los trabajos (séptimo a undécimo) (SRNE/76/4,5,6,8 y 9/Rev.1 y SRNE/77/1)

   b) Evaluación comparativa de los modelos de planeación utilizados y recomendaciones para la segunda fase del estudio

   Documentación

   Análisis comparativo de la aplicación de las metodologías SIPSE, WASP y MGI en el Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRIE/IV/4)
   Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI) para los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRIE/IV/5)

   Documentación de referencia

   Generalidades sobre el Modelo Global de Selección de Inversiones de la ENDESA (Chile). Aplicación al sistema ecuatoriano (CCE/SC.5/GRIE/IV/DI.1)

/Wien Automatic

Wien Automatic System Planning Package (WASP) - An Electric Utility Optimal Generation Expansion Planning Computer Code (CCE/SC.5/GRIE/IV/DI.2)
Método de Planeación Integral para Sistemas Eléctricos de Potencia (CCE/SC.5/GRIE/III/DI.2)

c) Análisis y evaluación de los resultados obtenidos

Documentación

Informes nacionales sobre el resultado de la aplicación de la metodología SIPSE a los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano
Resultados preliminares del estudio de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRIE/IV/6)
Análisis preliminar del sistema internacional de interconexión eléctrica para el Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRIE/IV/7)

Documentación de referencia

Proyecto de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano
Determinación de las demandas máximas del Sistema Regional Integrado (SRNE/76/6)
Estudio de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano
Capacidad hidroeléctrica desarrollable considerada en el estudio del Sistema Regional Integrado (SRNE/76/7)
Proyecto de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano
Programa de operación simulada de una central hidroeléctrica (CCE/SC.5/GRIE/IV/3/Rev.1)
Modelo de operación simulada de una central hidroeléctrica (OPERHID) (CCE/SC.5/GRIE/IV/DI.3)

d) Segunda fase del estudio

Documentación

Informe de la secretaría al Grupo Regional de Interconexión Eléctrica II. Términos de referencia y financiamiento para la segunda fase del estudio de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRIE/IV/2)

Documentación de referencia

Estudio de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano. Décimo informe sobre el avance de los trabajos. Anexo 4. Programa de actividades futuras. (SRNE/76/9/Rev.1)
A second phase for the Electrical Interconnection Study in the Central American Isthmus (CEPAL/MEX/76/18)

6. Evaluación del potencial geotérmico regional

a) Avance y resultados de los programas nacionales de desarrollo geotérmico

Documentación

Informes nacionales

b) Posibilidades de cooperación regional

Documentación

Proyecto regional de geotermia de los gobiernos de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá (CCE/SC.5/GRIE/IV/8)

Documentación de referencia

Revisión del programa de expansión eléctrica a base de energía geotérmica en el Istmo Centroamericano, 1975-1985 (CCE/SC.5/GRIE/III/5/Add.1)

7. Otros asuntos

8. Examen y aprobación del informe del Relator (CCE/SC.5/GRIE/IV/9)

9. Clausura