c. 2

NACIONES UNIDAS

COMISION ECONOMICA
PARA AMERICA LATINA
Y EL CARIBE - CEPAL

Distr.
LIMITADA

LC/MEX/L.17/Rev.2
(CCE/SC.5/GRIE/X/3)
27 de diciembre de 1985

ORIGINAL: ESPAÑOL

Comité de Cooperación Económica del
Istmo Centroamericano

Subcomité Centroamericano de Electrificación
y Recursos Hidráulicos

Grupo Regional sobre Interconexión
Eléctrica (GRIE)
Décima Reunión
Panamá, República de Panamá, 30 y 31 de enero de 1986

PROGRAMA DE ACTIVIDADES REGIONALES EN EL SUBSECTOR ELECTRICO DEL ISTMO CENTROAMERICANO

(Versión preliminar)

85-12-343

INDICE

/d) Programas

/PRESENTACION

PRESENTACION

Este documento tiene por objeto presentar un programa de estudios sobre el subsector eléctrico del Istmo Centroamericano con el propósito de que sirva de base para una solicitud de asistencia técnica no reembolsable ante el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Fue elaborado por la Subsede en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe, a solicitud y en consulta con las seis empresas nacionales de electrificación de América Central, que serían las beneficiarias de los trabajos a realizarse.

El programa comprende dos componentes estrechamente relacionados: a) la operación mejorada de los sistemas eléctricos interconectados a nivel nacional, subregional y/o regional, según el caso, y b) la planificación del desarrollo eléctrico.

La primera versión de este documento, fechada el 20 de diciembre de 1984, fue aprobada en la reunión de un grupo de trabajo del Consejo Eléctrico de América Central (CEAC), efectuada en Panamá los días 3 y 4 de diciembre de 1984, bajo los auspicios del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) en su calidad de secretaría interina del CEAC. La segunda versión, fechada el 19 de agosto de 1985, incorporó comentarios del BID y de las empresas eléctricas e incluyó adiciones importantes -surgidas de la colaboración técnica recibida de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México- en lo relativo a operación mejorada. La mencionada segunda versión sirvió de base para las deliberaciones sobre el Programa de Actividades Regionales en el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA), tema medular de la novena reunión del Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE) efectuada en la ciudad de México del 21 al 23 de agosto de 1985, en la que participaron delegados del BID, personeros de las empresas eléctricas e invitados especiales de la CFE, CIER, SIECA y BCIE.

La presente tercera versión incorpora los comentarios expuestos en la IX-GRIE tanto por el BID como por las empresas. Los cambios fundamentales al documento fueron preparados por la CEPAL y comentados con personeros de las seis empresas del Istmo durante gira de trabajo efectuada la primera quincena de octubre de 1985. Se espera que esta versión habrá de servir de base para continuar los trámites de asistencia técnica del BID -durante la X GRIE prevista- a las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano a través del PARSEICA a fin de lograr una operación y expansión más integrada del subsector eléctrico en la región.

/I. ANTECEDENTES

I. ANTECEDENTES

1. El subsector eléctrico en el Istmo Centroamericano

Se enumeran a continuación las conclusiones surgidas de un documento recién terminado sobre diagnóstico y perspectivas del subsector eléctrico 1/ que se considera reflejan las fases más sobresalientes de la problemática del subsector eléctrico en el Istmo Centroamericano, tanto en el pasado reciente como en las proyecciones previsibles:

1) Luego de un largo período de sostenido crecimiento de sus economías que, pese a su dinamismo, no logró resolver los problemas esenciales del desarrollo, el Istmo Centroamericano atraviesa en la actualidad por la mayor crisis política, social y económica del período de la posguerra, en cuya configuración la energía desempeñó un papel importante por el desequilibrio externo provocado, en gran parte por el incremento en el precio del petróleo y las altas inversiones en hidroelectricidad financiadas con recursos externos. A su vez, esa recesión afectó el desenvolvimiento de las actividades del sector energía por lo que, a partir de 1978 o 1979, según los países, se contrajo el consumo de energías comerciales, que se recuperó parcialmente en 1983. Esta contracción se agravó con la segunda ronda de fuertes incrementos en el precio internacional del petróleo ocurrida en 1979 y 1980.

2) El balance energético de la región muestra un predominio neto de dos fuentes de energía: el petróleo y la leña. Entre ambos cubren más del 80% del consumo y la oferta global de energía y no han experimentado cambios estructurales significativos en el período analizado (1972-1983), aunque se observa una disminución de la participación de los hidrocarburos en la generación eléctrica. Este fenómeno está íntimamente relacionado con la estructura social de los países del Istmo, que cuentan con amplios estratos de población desprovistos de recursos económicos mínimos, ya que aproximadamente un 60% sufre las consecuencias de la pobreza. Este porcentaje se acerca bastante a la proporción de usuarios de la leña, el principal energético de la región en términos del consumo de energía neta.

1/ Véase, CEPAL, Diagnóstico y perspectivas del subsector eléctrico en el Istmo Centroamericano (LC/MEX/L.16/Rev.3). Este documento comprende los siguientes temas: I. Síntesis y conclusiones; II. Panorama energético de la región; III. Diagnóstico del subsector eléctrico; IV. Los programas de expansión vigentes, y V. Los posibles flujos de energía eléctrica entre países. El anexo del documento comprende los siguientes temas: I. Información técnica básica; II. Resultados financieros; III. Evolución de los precios y metodologías de planificación; IV. Organigrama de las empresas nacionales; V. Programas de expansión; VI. Estimación de excedentes y faltantes previsibles, y VII. Características de los contratos de interconexión.

/3) El subsector

3) El subsector hidrocarburos muestra un desequilibrio motorio entre la estructura de la producción y la de la demanda de derivados de petróleo. Mientras la segunda está orientada en mayor medida a los destilados medios (principalmente diesel), la primera se centra en los pesados debido a la estructura de refinación existente y al tipo de crudos disponibles. Este desequilibrio tiende a agudizarse a medida que se concretan los programas de desarrollo hidroeléctrico y geotérmico, los cuales desplazan primordialmente a los combustibles pesados utilizados en la generación térmica, por lo que en algunos casos se producen excedentes de bunker C de difícil colocación en el mercado internacional en condiciones de precio adecuadas. En un futuro relativamente cercano se deberán estudiar alternativas apropiadas y tomar una decisión en cuanto al abastecimiento de petróleo y la estructura y capacidad de refinación.

4) La participación de la electricidad en el consumo energético regional es relativamente baja en términos de consumo de energía neta -6% de la energía total y 14% de la comercial- pero debido a la mayor eficiencia en su utilización puede estimarse que en términos de energía útil su ponderación se elevaría a un 25% o 30% del consumo total y a un 30% o 35% del consumo de energías comerciales.

5) La estructura, por sectores, del consumo regional de energía eléctrica no presenta cambios importantes en el lapso 1972-1983; se distribuye aproximadamente en partes iguales entre el sector residencial, el industrial y el conjunto de comercial y otros. Por otra parte, la crisis económica reciente ha afectado negativamente la demanda, por lo que su tasa de crecimiento en el período 1979-1982 se redujo a la mitad de la correspondiente a 1972-1978, si bien se recuperó parcialmente en 1983.

6) En los últimos 10 años los países de la región han realizado un gran esfuerzo, muy meritorio, con el fin de aliviar en parte el impacto de la llamada crisis energética. Para ello intensificaron el desarrollo de sus recursos energéticos naturales, en particular los destinados a la generación eléctrica -hidro y geotermia- que son, por otra parte, los mayores recursos energéticos comerciales conocidos en el área hasta el momento. Los resultados de este esfuerzo se aprecian en el balance electroenergético a nivel de generación: por un lado, la componente térmica bajó de 47% de la generación bruta en 1972 a 30% en 1983; por otro, la capacidad instalada llegó a casi 70% de tipo hidro y geotérmico.

7) El cambio estructural señalado no mejoró sin embargo la eficiencia global del subsector eléctrico en la región, la cual se mantuvo en 38% (medida como relación entre el consumo final y la energía total utilizada para generación). Ello se debió a que la disminución de las pérdidas, en el proceso completo de generación, obtenida por la mayor utilización de centrales hidráulicas, fue compensada básicamente por las mayores pérdidas de las geotérmicas en dicho proceso, cuya eficiencia es de 12% a 15%.

/8) En el período

8) En el período analizado (1972-1983) se comenzó a concretar la favorable iniciativa de integración eléctrica regional. En efecto, hoy se encuentran interconectados Honduras, Nicaragua y Costa Rica. Panamá se agregará al grupo a partir de 1986, año en el que también quedarán interconectados eléctricamente Guatemala y El Salvador. Por su parte, los flujos de energía entre países adquirieron magnitud apreciable desde 1982, alcanzando valores de unos 500 GWh anuales en 1983. Estas interconexiones se rigen por contratos entre las empresas nacionales de los países correspondientes, enmarcados generalmente en convenios o acuerdos a nivel de gobiernos. Estos contratos regulan las transferencias de energía entre países limítrofes -los bilaterales- y entre países no limítrofes -los multilaterales- estableciendo los tipos de energía y los precios de los intercambios, así como las modalidades de programación, control y facturación de los mismos, entre otros aspectos importantes.

9) Los sistemas eléctricos de la región, incluyendo sus interconexiones, son predominantemente longitudinales o débiles. Este tipo de sistemas requiere de mayor capacidad de control e incrementa la dificultad para manejar la seguridad operativa en relación con los sistemas mallados o fuertes. Adicionalmente, en el Istmo el problema de la seguridad operativa se complica por la concentración, en pocos embalses, de la mayor parte de la energía embalsable. A 1985 un 66% de ella se encuentra en Arenal-Corobicí (Costa Rica), El Cajón (Honduras) y el complejo del Río Lempa (El Salvador) representando cerca del 40% de la demanda, situación que disminuye a futuro por entrar en operación proyectos con capacidad de regulación muy reducida. De este modo, su manejo puede tener implicaciones importantes en la operación de los sistemas eléctricos integrados. La existencia de plantas de gran tamaño podría también repercutir en la operación antes mencionada. Cabe señalar que este último problema se iría atenuando con la interconexión de los sistemas, ya que los grandes proyectos operarían en un sistema mayor, respecto del cual representarían una menor proporción de la demanda respectiva.

10) La magnitud de las inversiones realizadas por las empresas nacionales de electrificación en el marco del deterioro económico general de las economías nacionales, combinada con una baja proporción de autofinanciamiento -por el debilitamiento de las tarifas en términos reales- y una proporción consecuentemente creciente de financiamiento externo, en condiciones no del todo adecuadas, condujeron a dichas empresas a una difícil situación financiera, con excepción del IRHE (Panamá). Esta situación dio por resultado bajos (o negativos) índices de rentabilidad del patrimonio (aun en los casos en que el índice sobre los activos haya sido razonablemente elevado) y altos índices de endeudamiento.

11) El financiamiento externo al que pudieron recurrir las empresas eléctricas no fue, en general, adecuado al tipo de inversiones que realizaron, principalmente en proyectos de amplio período de maduración y larga vida útil. Aun en los préstamos más blandos, provenientes de organismos de desarrollo, sus plazos de amortización no excedieron de los

/25 a 30 años,

25 a 30 años, alrededor de la mitad de la vida útil de los proyectos hidroeléctricos. Incluso, se recurrió en proporciones crecientes a financiamiento de la banca privada, con plazos no mayores de 15 años y tasas de interés más elevadas.

12) Desde el punto de vista institucional, las empresas eléctricas son entidades estatales autónomas con un adecuado grado de flexibilidad operativa que han desarrollado una buena capacidad técnica para el manejo del subsector. Por lo tanto, la mayoría ha incursionado en el ámbito energético global -de incipiente desarrollo en la región- llegando dos de ellas (el INE y la CEL) y, en menor grado, el IRHE, a encargarse de la política energética nacional y de la planificación y el manejo integral del sector energía.

13) Los mercados eléctricos nacionales previstos por las empresas para los próximos 15 años podrían considerarse, en la mayoría de los casos, razonables en función de los crecimientos históricos -incluyendo el período de crisis- y del potencial que brinda el alto porcentaje de población no servida (60% de la población total), parte de la cual tiene una demanda insatisfecha en función de su capacidad de pago. Las tasas de expansión de estos mercados se encuentran en su mayoría en el rango de 5% a 8%, con excepción de la correspondiente a El Salvador (10%). La mitad de la demanda regional se concentra en Costa Rica y Panamá. No obstante, conviene señalar que en general las metodologías utilizadas para la proyección de los requerimientos eléctricos no responden adecuadamente a las actuales circunstancias. Por lo tanto, las empresas deben mejorar sus estudios de mercado eléctrico con el objeto de definir con mayor precisión sus inversiones.

14) Los programas de expansión hasta el año 2000, actualmente vigentes, mantienen el énfasis en el desarrollo de los recursos hidroeléctricos y geotérmicos. Se prevé que en ese período habrán de instalarse unos 4 600 MW adicionales, de los cuales un 80% sería del tipo indicado. Hacia el año 2000 se estima un cierto retorno a las centrales térmicas en El Salvador -explicable por el agotamiento de los recursos hidroeléctricos-, así como en Panamá, donde se prevén plantas térmicas en 1989 y 1993. Los costos estimados de generación hidroeléctrica (recuperación del capital a 40 años con intereses del 10%, más operación) oscilarían entre 3.5 y 5.5 centavos de dólar por kWh, o sea, los proyectos hidroeléctricos nuevos continuarían siendo más convenientes desde el punto de vista económico frente a la sola operación de las centrales térmicas existentes (cuyos costos de combustibles por kWh serían de seis a siete centavos de dólar). Sin embargo, el problema del financiamiento de las inversiones podría limitar esta conveniencia. Al respecto, cabría considerar programas de desarrollo con base en proyectos de menor tamaño acordes con el crecimiento del mercado, que aun cuando puedan apartarse ligeramente del óptimo económico, serían más viables financieramente.

15) En cuanto a las metodologías para determinar los planes de expansión indicados en párrafos precedentes, los organismos nacionales de electrificación cuentan, en general, con modelos para realizarlas.

/Cuatro

Cuatro de ellos -Costa Rica, El Salvador, Nicaragua y Panamá- utilizan la metodología del ERICA (básicamente la combinación MGI-WASP-3) y parecería ser ésta, por lo tanto, la más indicada para estudios que precisen de una metodología común para los seis países.

16) Las inversiones requeridas por el conjunto de los programas previstos por los seis países ascienden a unos 6 700 millones de dólares para el período 1986-2000; de ellos, unos 2 600 corresponden al período 1986-1995. Para el financiamiento de estas inversiones las empresas eléctricas tropezarán en general con serios obstáculos que surgen de su comprometida situación financiera actual. En la mayoría de los casos, al menos en el corto plazo, sólo alcanzarían a cubrir -luego de pagar el servicio de la deuda- una parte reducida de las necesidades de sus programas de construcción; el déficit sólo podría financiarse parcialmente por la vía de las tarifas debido a las condiciones socioeconómicas imperantes en los países. Se debería, por lo tanto, renegociar la deuda existente de manera adecuada considerando la vida útil de los proyectos importantes. Quizás se podría recurrir nuevamente a préstamos externos bajo condiciones más acordes con las necesidades de las empresas para no agravar el problema en el futuro.

17) Los programas de expansión son establecidos por las empresas eléctricas en forma autónoma para cada sistema nacional. Tienen implicaciones regionales en el sentido de que en determinados lapsos hay una mayor concentración de proyectos nuevos y, sobre todo, en algunos años se acumulan excedentes regionales netos y en otros se producen faltantes netos, con el consecuente desperdicio de energía económica. Incluso, Guatemala y El Salvador generalmente tendrían excedentes o faltantes en forma simultánea pese a que quedarían interconectados en 1986. Algo similar ocurriría en el caso de Costa Rica y Nicaragua, que tendrían fuertes excedentes entre 1998 y 2000 que no podrían ser absorbidos totalmente por el resto de los países de la región. Quedarían, por consiguiente, fuertes excedentes netos sin utilizar.

18) Con miras a obtener una mejor solución en el tiempo de los diversos problemas de desarrollo eléctrico que encaran los sistemas nacionales, sería recomendable establecer planes nacionales debidamente coordinados a nivel subregional y regional, según sea el caso. Ello podría significar beneficios importantes para los países participantes en términos de un uso más racional de la infraestructura eléctrica y de los recursos disponibles en cada uno de ellos.

19) Con los programas autónomos antes mencionados resultaría conveniente que se aprovecharan los excedentes de energía económica disponibles mediante su transferencia a sistemas nacionales deficitarios. Estos excedentes superarían los 11 500 GWh (para condición hidrológica media) en el decenio comprendido entre 1986 y 1995, y su aprovechamiento significaría

/un ahorro

un ahorro de combustibles para generación térmica estimado en más de 23 millones de barriles y con un costo de alrededor de 600 millones de dólares para el mismo período.

20) Para el aprovechamiento total de los flujos indicados sería preciso que la interconexión entre Guatemala-El Salvador y Honduras-Nicaragua-Costa Rica-Panamá se concretase lo antes posible, de preferencia para 1988, debido al comportamiento complementario de ambos grupos en cuanto a excedentes y faltantes. De no realizarse la interconexión anterior, se desperdiciarían entre 300 a 600 GWh anuales con un valor estimado de 18 a 36 millones de dólares anuales a razón de seis centavos de dólar/kWh como costo alternativo de combustible para generarlos en centrales térmicas.

21) Para asegurar y obtener mayores beneficios de las interconexiones subregionales y regionales, en su caso, las empresas eléctricas deberían además coordinar sus programas de expansión, como se ha indicado anteriormente, mejorar la operación de sus sistemas nacionales (seguridad operativa y planificación de la operación), y, en especial, de los interconectados. Ello requiere de una coordinación especial que permita prever procedimientos a seguir en caso de imprevistos, como serían años húmedos o secos, salidas de operación de centrales o líneas importantes, y otros.

22) Para los propósitos anteriores se recomienda la realización de estudios más precisos que permitan cuantificar las posibilidades de lograr un balance óptimo de las energías económicas excedentes y faltantes, así como detectar los refuerzos que requieran los sistemas de transmisión involucrados para facilitar los intercambios de potencia y energía entre países. Cabe destacar que sólo con base en dichos refuerzos se podría transferir la totalidad de flujos de energía requeridos para optimizar el balance de los excedentes y faltantes de energía económica.

23) Deberá reforzarse la capacitación de los recursos humanos, especialmente en el área de operación, dotándolos además de las metodologías apropiadas para la adecuada operación de los sistemas, principalmente en lo relacionado con la seguridad operativa (que, como ya se ha indicado, presenta una serie de dificultades en todo el Istmo). Estos problemas son el denominador común de la operación en todos los sistemas nacionales, mismos que se incrementaron con la interconexión ístmica, especialmente con el aumento de los flujos de potencia entre países (no limítrofes). También se deberán dedicar esfuerzos para la planificación de la operación a corto y mediano plazos con un horizonte de hasta cinco años. Por su parte, aunque en menor grado, deberá darse capacitación en el área de planificación y más específicamente en estimación de mercados y optimización de los programas de desarrollo de la generación-transmisión.

24) En los últimos años se ha venido considerando a nivel de estudios preliminares la posible interconexión Colombia-Istmo Centroamericano-México. Esta iniciativa podría resultar sumamente atractiva para lograr la integración mesoamericana al propiciar el desarrollo de proyectos

/hidroeléctricos

hidroeléctricos de menor costo por economías de escala -tanto en Colombia como en los países del Istmo Centroamericano- de tamaño superior al justificable sólo tomando en cuenta la demanda nacional correspondiente. La principal justificación de esta iniciativa ha sido el gran potencial hidroeléctrico colombiano y el enorme mercado de consumo de energía eléctrica de México, que para 1985 se estima tendría una generación bruta de unos 84 TWh, 69% de los cuales serían generados mediante combustibles fósiles. En consideración a lo anterior se recomienda que los análisis subsiguientes sobre la integración mesoamericana incorporen los planes específicos de expansión de los países centroamericanos, por una parte, y, por la otra, los proyectos que se han descartado o diferido por su tamaño demasiado grande en relación con los mercados nacionales y aun subregionales.

25) Se recomienda que en el PARSEICA se considere un plan de desarrollo alterno de expansión eléctrica hacia finales del presente siglo, suponiendo como un hecho la interconexión Colombia-Istmo Centroamericano-México. Se evaluarían entonces los beneficios técnicos y económicos globales que obtendrían los países del Istmo de existir dicha interconexión. Ello implicaría efectuar análisis de redes eléctricas utilizando equivalentes simplificados de los sistemas eléctricos de Colombia y México.

/2. Características

2. Características de sistemas eléctricos de países en vías de desarrollo

Los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano han sido diseñados tradicionalmente para operar en forma independiente, y en fechas más recientes se han considerado interconexiones binacionales. Al fomentar la explotación de los recursos energéticos propios, principalmente los proyectos hidroeléctricos, se ha dado origen a un número reducido de líneas de transmisión largas que unen centros de generación distantes de los de consumo, condición que hace que la falta de una de ellas provoque inestabilidad u obligue a reubicar generación para ciertos niveles de demanda.

No obstante lo anterior, no es posible justificar económicamente sistemas eléctricos con redes de transmisión redundantes en países en vías de desarrollo. La estructura del sistema eléctrico conserva un paralelismo con el desarrollo económico del país; los centros de carga -al igual que los centros de generación- son reducidos en número, y se localizan en los polos de desarrollo, generalmente en las ciudades principales del país. Se requiere entonces abordar la planificación y la operación tomando en cuenta las características técnicas propias de sistemas eléctricos débiles.

Al respecto, una de las características técnicas más distintivas de sistemas eléctricos débiles o longitudinales es su configuración radial que se refleja en niveles bajos de corto circuito, en comparación con sistemas eléctricos robustos. Dicho nivel de corto circuito provoca variaciones de voltaje -en magnitud y angulo- considerables cuando hay cambios de configuración y aun cuando la demanda y los flujos de potencia cambian a lo largo del día.

Por una parte, la estructura o configuración del sistema de potencia y su nivel de desarrollo también tienen un impacto muy importante sobre los criterios de confiabilidad que se pretende cubrir en su diseño. Debido a restricciones financieras resulta difícil justificar diseños con alto grado de confiabilidad. Por la otra, es imperativo utilizar de la mejor manera los recursos de transmisión y generación existentes así como planificar sus adiciones para satisfacer las necesidades de demanda con un mínimo de inversiones y de costos de operación. Lo antes enunciado hace imprescindible que haya una interacción estrecha y sistemática entre operación y planificación.

Tanto en planificación como en operación deben analizarse puntualmente los sistemas eléctricos, esto es, analizar con detalle las distintas condiciones de operación actuales y futuras. Los problemas técnicos de sistemas eléctricos longitudinales que obligan a este tipo de análisis tienen que ver con: a) determinación de límites de transferencia de potencia (cargabilidad); b) control de voltaje y potencia reactiva;

/c) comportamiento

c) comportamiento dinámico: estabilidad transitoria y de estado estable (ante disturbios pequeños), y d) restablecimiento rápido del balance carga-generación al ocurrir disturbios.

La problemática de sistemas eléctricos longitudinales brevemente descrita se agrava cuando éstos se interconectan, como es el caso de los sistemas eléctricos nacionales del Istmo Centroamericano en proceso de integración. El diagrama unifilar geográfico anexo muestra las instalaciones más importantes de los sistemas nacionales interconectados del Istmo y las líneas de transmisión de interconexión que en todos los casos son sencillas. Pese a la mayor complejidad técnica sigue siendo técnica y económicamente justificable la interconexión de sistemas para apoyarse mutuamente en emergencias y aprovechar los recursos de producción con menor costo, donde éstos se encuentren, mediante transacciones de energía eléctrica. Se requiere entonces mejorar notablemente la confiabilidad del suministro de energía eléctrica (menos apagones), los costos de producción y el desarrollo de la generación-transmisión. Ello se logra cuando las decisiones se apoyan técnicamente mediante personal capacitado, herramientas computacionales y modelos adecuados para análisis de redes longitudinales.

3. Antecedentes del programa

A finales de 1980 la Subsede en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe concluyó el Estudio Regional de Interconexión Eléctrica en el Istmo Centroamericano (ERICA), en el cual se analizaron las posibilidades para desarrollar e interconectar los sistemas eléctricos de los seis países del área. Este trabajo fue realizado con el Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE) 2/ del Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos 3/ con el apoyo financiero del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). El estudio indica la factibilidad técnica de la interconexión regional bajo tres esquemas alternativos de integración con grados de interdependencia creciente, y pone de relieve los importantes beneficios y ahorros que se obtendrían mediante la citada integración, los cuales se elevarían en la medida en que se acreciente la interdependencia entre los sistemas.

El Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos, en su cuarta reunión celebrada en Panamá a finales del mes de mayo de 1981, acordó impulsar un programa de estudios y actividades con el fin de fortalecer y ampliar la integración del subsector eléctrico en el ámbito regional, así como promover una participación más efectiva

2/ Creado mediante resolución 13 (SC.5) del Subcomité Centroamericano de Electrificación, aprobada el 30 de mayo de 1963.

3/ Organo subsidiario del Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano, creado mediante resolución 59 (CCE), aprobada el 8 de junio de 1958, en el que participan las máximas autoridades de las empresas nacionales de electrificación.

/de ese subsector

de ese subsector en los planes de desarrollo energético global. En el campo eléctrico se tratarían los temas de: completar la interconexión regional y optimizar su operación en una segunda etapa; formalizar la creación del Consejo Eléctrico de América Central; transferir la metodología de planificación eléctrica a las empresas; realizar un seminario regional sobre integración eléctrica; revisar los criterios de seguridad; estudiar el establecimiento de un Centro Regional de Despacho de Carga, y reactivar los grupos de trabajo sobre normas y tarifas. Se trataron, asimismo, otros temas relacionados con el sector eléctrico como los balances energéticos regionales, la electrificación de los transportes, la ampliación de la capacidad de refinación, la conservación de la energía y la planificación del uso integral del agua.

El Grupo de Trabajo del Programa Energético del Istmo Centroamericano, entonces denominado PEICA -en cuyo seno participan representantes de la mayoría de las empresas nacionales de electrificación-, en reuniones celebradas en Guatemala y Honduras, en enero y mayo de 1982, respectivamente, aprobó un Programa Regional de Trabajo para todo el sector de energía, como continuación del PEICA, subdividido en cuatro módulos. Entre ellos, el segundo corresponde exclusivamente al subsector eléctrico y se basa en las recomendaciones formuladas durante la cuarta reunión del Subcomité, antes mencionada. El programa comprendía los siguientes proyectos: interconexiones binacionales, aún por realizar, aprovechamientos hidroeléctricos binacionales, creación de un Centro Regional de Despacho de Carga, transferencia de metodología de planificación eléctrica, revisión de normas, estudio para el establecimiento de un laboratorio regional para pruebas y estudios tarifarios.

Luego de un proceso de gestión interinstitucional e intergubernamental, posterior a las reuniones citadas, el proyecto energético regional, hoy denominado Programa de Desarrollo Energético Centroamericano (PRODECA), fue aprobado por las autoridades energéticas de la región en una reunión en la sede de la OLADE realizada en mayo de 1983. El programa de estudios regionales de integración eléctrica formulado por los organismos nacionales de electrificación con el apoyo de la CEPAL, continuó considerándose como Módulo II del PRODECA y se adoptó como tal en el marco del programa energético regional. Las etapas más recientes de la formulación de este programa de integración eléctrica que, como se ha indicado, es anterior al PRODECA, se desarrollaron casi paralelamente a la formulación del Módulo I (planificación energética) del mismo. Por lo tanto, el programa de estudios sobre integración eléctrica deberá ejecutarse en estrecha coordinación con el Módulo I y, por consiguiente, con los organismos nacionales responsables de la energía y con la OLADE.

La secretaría de la CEPAL elaboró perfiles de los proyectos del programa de integración eléctrica que fueron presentados a una reunión ad hoc sobre integración eléctrica efectuada en Tegucigalpa, Honduras,

/Diagrama geográfico

SIMBOLOGIA

- CD. CAPITAL
- CENTRAL HIDROELECTRICA
- CENTRAL DE VAPOR
- TURBINA A GAS O DIESEL
- CENTRAL GEOTERMICA
- SUBESTACION
- SUBESTACION DE INTERCONEXION
- LINEA DE INTERCONEXION DE 230 KV
- LINEA DE INTERCONEXION DE 230 KV FUTURA
- LINEA DE 230 KV
- LINEA DE 138 KV
- LINEA DE 115 KV.
- LINEA MENOR DE 115 KV

ISTMO CENTROAMERICANO

SISTEMA DE GENERACION- TRANSMISION ELECTRICA

(incluye interconexion regional actual y futura)

en octubre de 1982, bajo los auspicios de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y de la propia CEPAL. La reunión ad hoc recomendó se impulsaran como un solo proyecto las siguientes actividades: actualización del estudio regional de interconexión eléctrica; celebración de un seminario sobre la interconexión de los sistemas eléctricos; transferencia de la metodología de planificación eléctrica; estudios de tarifas eléctricas para intercambios regionales y sobre la creación de un centro regional de despacho de carga.

Durante la Sexta Reunión de Presidentes y Gerentes de Empresas Eléctricas del Istmo Centroamericano celebrada en Panamá, en diciembre de 1982, se acordó crear el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), aún en proceso de formación, para lo cual se nombraría un secretario y se seleccionaría el país sede. En dicha reunión la CEPAL presentó el perfil de las actividades regionales, el cual sometió más tarde, en un documento preliminar, a la séptima reunión del Consejo celebrada en Honduras en 1983. Este documento fue estudiado por las seis empresas nacionales de electrificación, de donde surgieron modificaciones y sugerencias sobre cambios de énfasis en ciertos proyectos. Sobre esa base se elaboró una versión revisada que incluía únicamente las actividades en las que los seis países manifestaron su acuerdo, la cual, por instrucciones expresas de las empresas eléctricas de la región, fue enviada al BID para su consideración en diciembre de 1983.

Luego se elaboró una nueva versión fechada el 20 de diciembre de 1984 que concentra varias de las actividades antes mencionadas en un solo programa de actividades, tanto del desarrollo de los sistemas de generación-transmisión, como de sus problemas y modalidades operativas. La misma responde, por una parte, a los comentarios indicados por el BID a la reunión de diciembre mencionada y, por otra, a nuevas conversaciones con las máximas autoridades de los organismos nacionales de electrificación en el Istmo Centroamericano. Se envió al BID a fines de diciembre de 1984. Esta versión que concentra las actividades de planificación y operación en un solo programa, se considera como la primera del PARSEICA. Partiendo de la misma y con base en comentarios y sugerencias recibidos -durante gira de trabajo por la región- de las empresas eléctricas involucradas y de una reunión de trabajo ad hoc con el BID en Washington, se elaboró una segunda versión con fecha 19 de agosto de 1985. La misma se discutió ampliamente durante la novena reunión del Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (IX GRIE) efectuada en México, D.F., del 21 al 23 de agosto de 1985, a la cual asistieron personeros de la mayoría de las empresas eléctricas, una delegación del BID e invitados especiales.

Las deliberaciones y conclusiones de la IX GRIE, reforzadas con opiniones y sugerencias recabadas por la CEPAL -en su carácter de secretaría del GRIE- de las empresas involucradas durante dos misiones de trabajo adicionales en el Istmo Centroamericano, sirvieron de base para elaborar la presente versión y las anteriores a ésta.

/4. Antecedentes

4. Antecedentes de la institución que ejecutaría el programa

El PARSEICA se ha diseñado para que sus trabajos sean realizados por las propias empresas con el apoyo técnico de la Subsede de la CEPAL en México, que actuaría como agencia ejecutora. Las empresas utilizarían sus mecanismos existentes para este tipo de actividades -el Subcomité de Electrificación y el GRIE- y por la Subsede de la CEPAL actuaría mayormente su Sección de Energía (SECM), cuya misión es apoyar a los países del Istmo Centroamericano en los temas de su competencia. Como parte importante de sus trabajos, la SECM realiza los estudios que le son encomendados en las reuniones de la CEPAL y del Subcomité de Electrificación, al cual sirve de secretaría, y proporciona asistencia técnica a los grupos nacionales que así lo solicitan.

La SECM dispone de siete profesionales y una secretaria de tiempo completo: tres ingenieros con amplia experiencia en desarrollo eléctrico y cuatro profesionales en energía. Dispone, además, de apoyo administrativo, incluyendo contratación, viajes, mecanografía, edición y reproducción de documentos, así como de un microcomputador.

Entre los estudios más recientes relacionados con el tema que ha elaborado la SECM se encuentran: el Estudio regional de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano (E/CEPAL/CCE/SC.5/135); la Nota de la secretaría a la Cuarta Reunión del Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos (Panamá, 27 a 29 de mayo de 1981) (E/CEPAL/CCE/SC.5/139); los documentos Istmo Centroamericano: Flujos de energía eléctrica en un sistema regional integrado, 1983-1988 (E/CEPAL/CCE/SC.5/L.149); Istmo Centroamericano: Estadísticas de energía eléctrica, 1981 (E/CEPAL/CCE/SC.5/L.151); Istmo Centroamericano: Estadísticas sobre energía, 1972-1983 (LC/MEX/L.13); Alternativas de abastecimiento de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano (E/CEPAL/MEX/1984/L.23) y Diagnóstico y perspectivas del subsector eléctrico en el Istmo Centroamericano (LC/MEX/L.16), y el presente Programa de actividades regionales en el subsector eléctrico del Istmo Centroamericano (LC/MEX/L.17/Rev.1) en sus varias versiones.

5. Actividades durante el período de tramitación del programa

Durante las giras de trabajo y la IX GRIE antes mencionadas, se ha establecido la conveniencia de uniformar en la medida de lo posible el conocimiento del personal profesional de planificación y de operación de las empresas eléctricas del Istmo sobre las metodologías y enfoques comprendidos en los dos componentes del Programa. Ello facilitará alcanzar las metas del PARSEICA de manera más simultáneamente y con esfuerzos más similares en cada una de las seis empresas eléctricas involucradas.

Con el fin de atender la situación anterior, las empresas eléctricas interesadas encomendaron a la Subsede en México de la CEPAL que, de común acuerdo con ellas, definiera las actividades que sería recomendable abordar, durante el período de tramitación del PARSEICA, y que adelantase gestiones para conseguir el apoyo necesario para la realización de dichas actividades.

/Del intercambio

Del intercambio de impresiones con el personal responsable de las áreas de planificación y operación en las empresas, se ha llegado a la conclusión que es muy conveniente realizar las actividades que se comentan a continuación, mientras se hacen las gestiones con el BID para la ejecución del PARSEICA: a) Recopilar y procesar, en su caso, datos para estudios eléctricos de operación y planificación; los datos incluirían características y parámetros de transformadores, líneas de transmisión, generadores y subsistemas de control de voltaje y velocidad. Esta información permitiría establecer una base de datos preliminar, a nivel regional, útil para estudios puntuales, capacitación en metodologías de operación y planificación que se mencionan más adelante, y eventualmente para el propio PARSEICA. Esta información se deberá revisar exhaustivamente y será responsabilidad de cada empresa la verificación y validación, en su caso, de la información correspondiente a su sistema eléctrico nacional; b) Selección del equipo de cómputo incluyendo dimensionamiento, modalidad y cantidad, así como el software requerido. Se tomarán en cuenta las exigencias de memoria y tiempo de respuesta de la metodología ERICA -incluyendo modelos adicionales bajo estudio-, y la disponibilidad y tiempo de respuesta rápida indispensables en operación. Asimismo, se tomarán en cuenta las facilidades de mantenimiento disponibles en la región; c) Estudios de apoyo puntual CFE-CEPAL a las empresas eléctricas del Istmo que los requieran, para analizar condiciones de operación actuales o futuras. Estos estudios, además de atender el problema específico para el cual se soliciten, permitirán capacitar a los profesionales de las empresas en análisis de seguridad operativa, ya que se ha contemplado realizarlos con este enfoque, y d) Ocho operaciones técnicas horizontales sobre tópicos de seguridad operativa y de planificación que se efectuarían en el orden y con la duración que se señalan en el cuadro 1. Estas cooperaciones representarían una transferencia organizada de conocimientos y experiencias. Para lograrlo se acordó que se gestionara el apoyo de organismos o empresas que tuvieran amplia experiencia en la materia o contaran con sistemas eléctricos semejantes a los de la región y enfrentaran problemas similares a los existentes en el Istmo. Para las cuatro cooperaciones técnicas de operación mejorada y para la cooperación de planificación sobre el modelo para el desarrollo de la transmisión (véase de nuevo el cuadro 1), la Comisión Federal de Electricidad de México ya ha expresado en principio su anuencia para que se utilicen las instalaciones y recursos de computación del Centro Nacional de Control de Energía para la parte práctica de dichas cooperaciones. Para las otras cooperaciones técnicas, se han iniciado gestiones de colaboración con la Empresa Nacional de Electricidad de Chile (ENDESA), la Organización Internacional de Energía Atómica (OIEA) y la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER).

/Cuadro 1

Cuadro 1

COOPERACIONES TECNICAS A REALIZAR DURANTE EL PERIODO DE TRAMITACION DEL PARSEICA

Cooperación técnica horizontal	Duración (semanas)
Operación mejorada	
Análisis de sistemas eléctricos	2
Control de voltaje y potencia reactiva	2
Control de potencia activa-frecuencia	2
Estabilidad de sistemas eléctricos	2
Planificación del desarrollo eléctrico	
Modelo para el desarrollo de la transmisión	1
Modelo para el desarrollo del mercado	1
Simulación optimizada de la operación	2
Modelos MGI y WASP	2

/II. OBJETIVOS

II. OBJETIVOS

1. Propósitos de la contribución solicitada

La contribución solicitada al Banco se destinaría a financiar la componente externa de un Programa de Actividades Regionales en el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA) que llevarían a cabo las seis empresas de electrificación de los países del Istmo Centroamericano, con el apoyo de expertos y consultores internacionales y con la Subsede de la CEPAL en México, como organismo ejecutor.

El propósito fundamental de los trabajos que constituyen el PARSEICA es lograr una mejor operación y un desarrollo más integrado de los sistemas eléctricos interconectados de la región. Para ello se transferirá metodología uniforme a los seis países -incluyendo equipo de cómputo y software -de operación y planificación, adecuada a las características de los sistemas eléctricos de los países del Istmo. Dicha metodología será aplicada por el personal profesional de las empresas eléctricas, con el apoyo de expertos y consultores del PARSEICA, para mejorar la operación y generar planes de desarrollo nacionales alternos con miras a una mayor integración regional del subsector eléctrico y a contar con personal profesional capacitado en las dos especialidades mencionadas.

2. Objetivos inmediatos

a) Establecer bases de datos de calidad y contenido uniformes para realizar estudios de operación y planificación a nivel nacional, subregional y regional.

b) Disponer de herramientas uniformes a nivel regional que permitan cuantificar ágilmente los ahorros que se logran por una operación mejorada y un desarrollo más eficiente de los sistemas eléctricos de la región, facilitando la concertación de transacciones sobre intercambio de energía eléctrica.

c) Transferir metodología uniforme a las seis empresas eléctricas del Istmo para evaluación de seguridad operativa, planificación de la operación y planificación del desarrollo eléctrico, incluyendo el equipo computacional y el software. Dicha metodología deberá ser adecuada a las características de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano, propias de sistemas eléctricos de países en vías de desarrollo.

d) Disponer de diagnóstico sobre los principales problemas de seguridad operativa y de recomendaciones -pudiendo incluir refuerzos a las interconexiones o a los sistemas eléctricos nacionales- para eliminar o reducir los riesgos de operación, mediante la utilización de metodología uniforme a nivel regional.

/e) Mejorar

e) Mejorar la operación y el desarrollo, con un enfoque más integrado, de los sistemas eléctricos nacionales, subregionales y regionales, en su caso, del Istmo Centroamericano mediante la aplicación sistemática de herramientas modernas de análisis.

f) Disponer de diagnóstico de los centros de control de energía existentes, con énfasis especial en su capacidad para el intercambio de la información necesaria para la operación integrada de los sistemas eléctricos de la región. Disponer de especificaciones preliminares para un centro de gestión o despacho regional, elaboradas con base en el diagnóstico mencionado.

g) Disponer de diagnóstico de reglamentos de operación, criterios y procedimientos operativos, así como de recomendaciones para mejorarlos, con énfasis en su aplicación a nivel regional.

h) Contar con planes nacionales de desarrollo autónomo optimizados mediante el uso de una metodología común a nivel regional que facilite los estudios para la integración eléctrica, incluyendo la valorización de excedentes de energía económica (hidro más geo).

i) Disponer de planes nacionales alternativos a los autónomos, elaborados en forma similar a estos últimos, con miras a lograr ahorros importantes que faciliten el eventual financiamiento de los programas finalmente seleccionados, con los consiguientes beneficios económico-financieros a nivel de empresas, nacional y regional.

j) Contar con análisis comparativos de financiamiento para los programas de desarrollo eléctrico a que se refieren los puntos h) e i) anteriores.

k) Capacitar e integrar grupos de análisis de alto nivel técnico para evaluar sistemáticamente la seguridad operativa y el desarrollo de los sistemas eléctricos con enfoque nacional, subregional y regional, en su caso. Ello redundará en una mayor autonomía de parte de las empresas eléctricas en lo que se refiere a estudios de operación y planificación.

l) Establecer una interacción efectiva entre las áreas de planificación y operación con los consiguientes beneficios para ambas en particular y para la totalidad de la empresa en general.

3. Objetivos finales

a) Aumentar la confiabilidad y la calidad del suministro de energía eléctrica en los países del Istmo Centroamericano mediante la operación mejorada de los sistemas eléctricos, lo que redundará en ahorros directos para los consumidores y los sectores que ellos representan y, a su vez, significará beneficios para las propias empresas eléctricas.

/b) Promover

b) Promover el mejor aprovechamiento de los recursos de generación y, en especial, los autóctonos de la región (hidro y geo) mediante una mayor racionalización de las adiciones de generación y transmisión sobre bases subregionales y regionales, en su caso.

c) Beneficios económico-financieros considerables para las empresas eléctricas nacionales que pasarían eventualmente a los consumidores, resultantes de la operación mejorada y del aprovechamiento más eficiente de los recursos e infraestructura existente en lo que concierne a los sistemas eléctricos nacionales e interconectados con la consiguiente incidencia favorable en las balanzas de pagos nacionales y regionales, así como en otros factores que fomentaran un desarrollo socioeconómico más equilibrado.

III. DESCRIPCION DEL PROGRAMA

El PARSEICA se orienta a mejorar la operación y el desarrollo de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano con miras a mejorar el uso de las instalaciones y de los recursos propios de la región, mediante una operación y planificación más racional.

El proyecto PARSEICA está constituido por un conjunto de actividades englobadas en dos componentes: i) operación mejorada de los sistemas eléctricos interconectados, y ii) planificación del desarrollo eléctrico.

La definición de las componentes y los resultados pretendidos de cada una de ellas se ha elaborado con la participación activa y directa de los responsables de la operación y planificación de los sistemas nacionales interconectados de las seis empresas del Istmo Centroamericano. Los resultados pretendidos para cada componente tienen como premisa fundamental lograr la mayor transferencia de conocimientos técnicos y experiencias calificadas para complementar y fortalecer la capacidad técnica de las empresas beneficiarias. Con el fin de realizar esta premisa, se ha establecido la necesidad de una participación sustantiva en todas las actividades del PARSEICA, de los profesionales técnicos de las empresas, incluidos los jefes de las oficinas respectivas que normalmente realizan las actividades involucradas en dicho Programa. Con ello se busca que como resultado global las empresas sean autosuficientes para elaborar estudios y análisis sobre seguridad operativa, planeamiento operativo y elaboración de planes de expansión de sus sistemas eléctricos nacionales e interconectados a nivel subregional y regional.

En la actual versión del documento-solicitud de cooperación técnica no reembolsable al BID se han incorporado acuerdos de la IX GRIE entre los que cabe destacar los siguientes: a) incluir como parte integral del PARSEICA herramientas computacionales (hardware y software); b) para seguridad operativa utilizar el paquete de simulación digital de CFE (SISP-I) o similar; c) para los planes de expansión usar la metodología ERICA, específicamente los modelos WASP y MGI con las adecuaciones necesarias, y d) en cuanto a la metodología para pronóstico del crecimiento del mercado, se acordó estudiar la aplicada por Glenn D. Westley del BID y adoptarla, en su caso. Cabe mencionar que la metodología para el desarrollo de la transmisión está pendiente de definirse. Convendría por lo tanto seleccionarla a la brevedad posible.

Con el fin de uniformar criterios de las empresas con relación a las adecuaciones que se requiera incorporar a la metodología de planificación y operación, se ha incluido un seminario como una actividad de cada componente.

/Ante la

Ante la complejidad del proyecto, se optó por presentar cada componente desglosado en sus actividades principales, y para cada actividad se explicitan los resultados directos que se buscan; estas actividades a su vez se dividen en trabajos.

A. COMPONENTES, SUS RESULTADOS Y ACTIVIDADES

1. Operación mejorada de los sistemas eléctricos interconectados

La operación mejorada de sistemas eléctricos se refiere a dos aspectos: el de seguridad operativa y el de planeamiento operativo, mismos que son abordados en el PARSEICA.

El propósito principal del análisis y supervisión de seguridad, en la operación de sistemas de energía eléctrica, es evaluar el efecto de contingencias (disparos) y tomar decisiones sobre las estrategias de operación necesarias para reducir o eliminar los efectos indeseables de salidas imprevistas de generadores o de elementos de transmisión. El análisis de seguridad se suele efectuar considerando sólo los estados estables de pre y poscontingencia. En sistemas eléctricos longitudinales el disparo de una línea de transmisión o un generador importante puede provocar separación del sistema en islas eléctricas o causar inestabilidad. Para evaluar adecuadamente la seguridad operativa en sistemas eléctricos longitudinales es muy importante estudiar el comportamiento dinámico del sistema eléctrico en varios puntos en el tiempo después de que ocurre la contingencia para determinar la condición más crítica.

Normalmente el sistema eléctrico es perturbado por los cambios aleatorios de la demanda y salidas imprevistas de líneas de transmisión o generadores; por otro lado, es necesario estudiar las contingencias partiendo de las condiciones de operación reales vigentes, previas a la contingencia. Esto es, ya que el sistema eléctrico está cambiando continuamente, se requiere que las evaluaciones se realicen completas para determinar los límites de generación y transmisión.

Lo anterior conduce a justificar la necesidad de disponer en operación de modelos y equipo de cómputo adecuados para evaluar la seguridad dinámica. Por la mayor complejidad de los fenómenos dinámicos en sistemas eléctricos es evidente que más importante que las herramientas es contar con personal debidamente capacitado.

Al analizar la seguridad operativa con el enfoque arriba expuesto, se pueden detectar condiciones futuras inseguras. Sin embargo, puede resultar difícil justificar financieramente el refuerzo de la red, ya sea porque la condición crítica es temporal o porque se presente sólo en determinadas condiciones de operación a la hora de demanda máxima, por ejemplo. Otro caso es la necesidad de optimizar el uso de los recursos

/energéticos

energéticos disponibles: por ejemplo, una zona deficitaria puede disponer de recursos de generación costosos y de una red de interconexión con capacidad limitada y estar en posibilidad de suministrar generación barata. En ambos casos es posible preservar la integridad del sistema, o sea evitar colapsos ante contingencias, mediante la implantación de controles discretos suplementarios. Estas medidas de emergencia pueden ser diseñadas conjuntamente por personal de operación y planificación cuando se evalúa la seguridad operativa como se pretende en el PARSEICA.

El planeamiento operativo o la elaboración de planes de operación para distintos horizontes de tiempo van desde un día en intervalos horarios hasta tres años en intervalos mensuales. El modelo computacional para planeamiento operativo incluirá las funciones siguientes: a) pronóstico de demanda y consumo; b) criterios de economía (optimización); c) valorización de transacciones, y d) costos de producción. El modelo deberá permitir evaluar la operación para tres escenarios: a) operación autónoma; b) operación óptima global, y c) escenario intermedio.

La utilización de la metodología mencionada deberá ser sumamente ágil para facilitar al personal de operación la concertación de transacciones en base a los convenios existentes y de esta manera minimizar costos de producción mediante una operación más integrada de los sistemas eléctricos de la región.

A continuación se establecen los resultados directos para la componente operación mejorada. Estos resultados se presentan aparejados con los trabajos o subactividades necesarios para lograrlos.

a) Establecimiento de bases de trabajo

i) Resultados directos

1) Base de datos;

2) Equipo de computación instalado y operativo en cada empresa incluyendo software, y

3) Base de datos instalada en computadora.

ii) Trabajos por realizar

1) Recopilación y depuración de datos para estudios de seguridad y planificación operativas. Incluye: características y parámetros de líneas de transmisión, transformadores, generadores, subsistemas de control de voltaje y velocidad e información de condiciones de operación;

/2) Evaluación

2) Evaluación de necesidades de equipo computacional incluyendo software de utilería. Selección, compra e instalación del mismo en empresas eléctricas incluyendo realización de pruebas, y

3) Diseño e instalación de base de datos en computadora. Incluye pruebas de procesamiento, adiciones y retiros.

b) Definición, adaptación y transferencia de metodología de operación

i) Resultados directos

1) Paquete de simulación digital para evaluación de seguridad operativa, incluyendo manuales de usuario y técnicos;

2) Modelo de planificación de la operación con los manuales de usuario y técnicos correspondientes, y

3) Modelos anteriores implantados y probados en nuevas computadoras antes mencionadas.

ii) Trabajos por realizar

1) Definición, adecuación y transferencia de metodología CFE o similar sobre seguridad operativa incluyendo elaboración, reproducción y distribución de manuales de usuario y técnicos,en su caso;

2) Evaluación, selección y diseño,en su caso,de metodología -adecuada a las características y condiciones de operación de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano- sobre planificación de la operación incluyendo elaboración de manuales de usuario y técnicos, y

3) Implantación de la metodología sobre seguridad y planificación operativas en las nuevas computadoras instaladas en cada empresa y realización de corridas de prueba.

c) Aplicación de metodología sobre seguridad operativa

i) Resultados directos

1) Personal profesional de operación de sistemas de las empresas eléctricas capacitado en el conocimiento y la utilización de la metodología, y

2) Informe sobre la evaluación de la seguridad operativa de los sistemas eléctricos del Istmo, tanto a nivel nacional como regional, para un horizonte de cinco años.

/ii) Trabajos

ii) Trabajos por realizar

1) Capacitación de personal de las empresas eléctricas para realización de análisis de seguridad operativa, y

2) Corridas para distintas condiciones de operación -cubriendo un horizonte de tiempo de cinco años- para evaluar la seguridad operativa. Realizar análisis de los resultados de las corridas y presentar conclusiones y recomendaciones. De ser necesario, se elaborarían estudios adicionales para determinar la incorporación de equipamiento no previsto en la planificación. Las condiciones de operación que se analicen deben ser representativas de condiciones extremas o críticas: demanda mínima, máxima o la que represente mayor riesgo operativo en el horizonte de tiempo estudiado.

d) Aplicación de metodología sobre planificación de la operación

i) Resultados directos

1) Personal profesional de operación de las empresas eléctricas capacitado en la metodología, uso e interpretación de resultados sobre planificación de la operación, y

2) Informe sobre análisis y recomendaciones en la operación, en el corto y mediano plazos -hasta tres años-, de los sistemas eléctricos del Istmo tanto a nivel nacional y subregional, como regional, en su caso.

ii) Trabajos por realizar

1) Capacitación del personal técnico de las empresas del Istmo en la metodología sobre planificación de la operación a corto y mediano plazos, y

2) Corridas de planificación de la operación para distintos horizontes de tiempo y escenarios de operación hasta tres años. Se utilizarán los siguientes escenarios: i) operación optimizada a nivel nacional y luego estimación de flujos de potencia y energía entre países para reducir costos; ii) operación optimizada a nivel regional y estimación de flujos de potencia y energía entre países resultantes, y iii) operación intermedia entre las dos anteriores y flujos de potencia y energía resultantes. Cuantificación de los beneficios de cada alternativa y presentación de análisis y recomendaciones sobre estrategias de operación.

/e) Identificación

e) Identificación de requerimientos en materia de centros de gestión de energía

i) Resultados directos

1) Diagnóstico sobre los centros de control de energía existentes con relación a su participación para funciones de gestión y despacho a nivel subregional y regional, y

2) Especificaciones preliminares -tomando en cuenta el diagnóstico anterior- para un centro de gestión o despacho regional.

ii) Trabajos por realizar

1) Evaluar los centros de control de energía nacionales, existentes o previstos, desde un punto de vista funcional regional, considerando los diversos escenarios de adiciones de generación-transmisión y de operación antes mencionados, y

2) Elaborar especificaciones preliminares, estableciendo recomendaciones precisas por país para la integración de un centro regional de gestión o despacho.

f) Establecimiento de reglamentos, criterios y procedimientos de operación

i) Resultados directos

1) Diagnóstico de los reglamentos, criterios y procedimientos de operación existentes, y

2) Reglamento de operación, criterios y procedimientos de operación mejorados.

ii) Trabajos por realizar

Analizar los reglamentos de operación, criterios y procedimientos operativos existentes. Mejorarlos en lo que proceda o, en su defecto, diseñar nuevos teniendo presente la problemática operativa real de los sistemas eléctricos del Istmo y promover su adopción a nivel regional.

g) Seminario regional sobre operación

En los inicios de este proyecto se realizaría un seminario regional de trabajo con una duración estimada de cinco días. En él participaría personal técnico de alto nivel de las empresas nacionales de electrificación y en especial los responsables de la operación de los sistemas interconectados, así como los expertos internacionales del proyecto y consultores especializados invitados.

/Los temas

Los temas se iniciarían con una presentación general por parte de los representantes de las empresas participantes, del estado de avance de los desarrollos eléctricos en la región -incluidas las demandas y crecimientos previstos- y de los programas de adiciones de generación y transmisión, incluidas las interconexiones entre países y sus perspectivas de realización. Luego, y en mayor detalle, se cubrirían todos los aspectos referentes a las interconexiones entre países. Se considerarían las instalaciones existentes y previstas para la transferencia, coordinación y control de potencia, así como la organización existente y la prevista para la ejecución de las actividades anteriores, los métodos y metodologías disponibles y las experiencias obtenidas en su utilización.

Se analizarían los problemas operacionales derivados de una integración progresiva de países, por etapas, y sus implicaciones en materia de refuerzos y controles requeridos. Se daría especial atención a la necesidad de utilizar sistemas de transmisión nacionales como puentes para la transferencia de potencia entre terceros países, situación que implica generalmente un estudio completo del nuevo sistema multinacional conformado.

Se comentarían las implicaciones operacionales de los diversos escenarios de transferencias de potencia posibles y previsibles, tomando en cuenta las restricciones establecidas por los países, y se discutirían sus consecuencias técnicas, económicas y financieras. Para los propósitos anteriores, se tomarían en cuenta los resultados de la componente sobre planificación del desarrollo eléctrico.

Se estudiarían los métodos para controlar y monitorear las transferencias de potencia entre países y se establecerían los requerimientos de comunicación, coordinación, control centralizado y contabilización de transferencias. Se considerarían las implicaciones que sobre lo anterior tendría el establecimiento de centros de despacho multinacionales.

Se analizarían las metodologías para estimar los beneficios resultantes en cada uno de los escenarios considerados y se determinaría la manera de distribuirlos entre las empresas participantes. Se estudiarían los aspectos técnico-administrativos, institucionales y legales relacionados con la elaboración y aplicación de los contratos de intercambio de energía eléctrica, incluyendo su medición, control y contabilización. Finalmente, se discutirían los reglamentos operacionales vigentes y la conveniencia de contar con uno de carácter regional. (Véase el cronograma 1.)

/Cronograma 1

CRONOGRAMA DE TRABAJO 1 (Meses)

Actividades de operación mejorada	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Director técnico																					
a) Establecimiento de bases de trabajo																					
b) Metodología de operación:																					
b1) Seguridad operativa																					
b2) Planeamiento operativo																					
c) Aplicación de metodología de seguridad operativa																					
d) Aplicación de metodología de planeamiento operativo																					
e) Requerimientos de centros de control																					
f) Reglamentos, criterios, procedimientos de operación																					
g) Seminario regional sobre operación																					
Informe final																					
Reuniones GRIE			X				X			X			X			X			X		X
Réuniones subcomité de Electrificación			X							X						X					X

2. Planificación del desarrollo eléctrico

De acuerdo con los programas de desarrollo vigentes a nivel nacional, se producirían excedentes de energía económica -de costo marginal mínimo, o sea hidro y geo- en varios de los países del Istmo en condición de hidrología media, situación que se da con la entrada en operación de centrales hidroeléctricas con características similares, en varios países, simultáneamente, o en años cercanos y que se debe principalmente al hecho de que éstos elaboran sus programas en forma autónoma y con el objetivo común de aprovechar al máximo los recursos nacionales, como ya se mencionó.

Con base en lo anterior, y en consideración de los graves problemas financieros conocidos, tanto a nivel de países como de empresas eléctricas por los que atraviesa la subregión, en términos generales resultaría muy oportuno y conveniente poder establecer criterios y directrices que permitan abastecer las demandas eléctricas que se darían en cada uno de los sistemas involucrados de manera satisfactoria, con menores costos y los correspondientes desembolsos que contribuyan a aliviar la situación financiera mencionada. A este respecto convendría acelerar la transferencia de metodologías, conocimientos y experiencias sobre bases subregionales y regionales, lo que redundaría, sin lugar a dudas, en considerables beneficios para todos los participantes.

En lo que concierne a la elaboración de programas de desarrollo nacional autónomo, se debe considerar que los sistemas eléctricos nacionales vigentes y que existirán en un futuro predecible, son de tamaños relativamente reducidos y que las diferencias entre ellos tampoco son considerables. En consecuencia, la entrada en operación de centrales hidroeléctricas de tamaño mediano -del orden de los 200 MW- representaría un alto porcentaje de los requerimientos de los mercados eléctricos nacionales. Ello implica a su vez que la entrada en operación de dichas centrales pueda modificar considerablemente las características de la oferta disponible.

Finalmente, cabe subrayar con respecto a la elaboración de programas alternos de desarrollo nacional que éstos serían también programas nacionales elaborados con base en los criterios que cada empresa eléctrica esté de acuerdo en aceptar, en función de las condiciones sociopolíticas, económico-financieras y de cualquier otra índole que atañan a su país. Pese a ello, se considera que se pueden elaborar programas de adiciones de generación-transmisión a nivel de países que difieran en mayor o menor medida, según el caso, de los que resultarían de una optimización 100% autónoma nacional. Para dicha elaboración se podrían considerar, sobre la base de una efectiva coordinación subregional o regional, entre otros, los planteamientos siguientes: escalonamiento de las centrales con

/características

características operacionales competitivas; reservas de potencia y energía generable compartidas; disminución razonable del 100% de la autonomía eléctrica nacional; inversiones compartidas y/o coordinadas de proyectos de carácter binacional y/o subregional.

Se describen a continuación los resultados directos y las actividades a realizar para lograrlos en la componente de planificación del desarrollo eléctrico.

a) Establecimiento de bases de trabajo

i) Resultados directos

1) Base de datos;

2) Equipo computacional instalado y operativo en cada empresa, incluyendo software, y

3) Base de datos instalada en computadoras.

ii) Trabajos por realizar

1) Recopilación y depuración de datos para estudios de planificación del desarrollo eléctrico. Incluye datos de mercado, características de los sistemas de generación-transmisión e inversiones y costos;

2) Evaluación, selección y compra de equipo de computación incluyendo software. Instalación en empresas incluyendo realización de pruebas, y

3) Entrada de base de datos en computadoras. Incluye pruebas de procesamiento, adiciones y retiros.

b) Adaptación y transferencia de metodología de planificación

i) Resultados directos

1) Modelo de mercado incluyendo manuales técnicos y de usuario;

2) Modelo MGI y programas complementarios mejorados, incluyendo manuales técnicos y de usuario;

3) Modelo WASP y programas complementarios, incluyendo manuales técnicos y de usuario;

/4) Metodología

4) Metodología para análisis de redes de transmisión, incluyendo manuales técnicos y de usuario, y

5) Modelos anteriores implementados y probados en nuevas computadoras antes mencionadas.

ii) Trabajos por realizar

1) Definición, adecuación y transferencia de un modelo de mercado, incluyendo elaboración, reproducción y distribución de manuales técnicos y de usuario;

2) Definición, adecuación y transferencia del modelo MGI y programas complementarios,incluyendo elaboración, reproducción y distribución de manuales técnicos y de usuario;

3) Definición, adecuación y transferencia del modelo WASP y programas complementarios, incluyendo elaboración, reproducción y distribución de manuales técnicos y de usuario;

4) Evaluación, selección y diseño, en su caso, de metodologías para análisis de redes de transmisión, adecuadas a las características y condiciones de operación de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano, y

5) Implantación de los modelos y programas anteriores en las nuevas computadoras en cada empresa y realización de corridas de prueba.

c) Estimación de mercados

i) Resultados directos

1) Personal profesional de planificación de las empresas eléctricas capacitado en la metodología de estimación de mercado, y

2) Informe sobre los requerimientos del mercado eléctrico para varios escenarios alternos a nivel nacional y regional (pesimista y optimista como mínimo).

ii) Trabajos por realizar

1) Capacitación de personal de planificación de las empresas eléctricas en la elaboración de estimaciones de mercado con la metodología definida oportunamente, y

/2) Elaboración

2) Elaboración de estimaciones de mercado eléctrico a nivel nacional y regional, incluyendo curvas típicas de carga en períodos normales y críticos para diversos escenarios.

d) Programas nacionales autónomos de desarrollo eléctrico

i) Resultados directos

1) Personal profesional de planificación de las empresas eléctricas, capacitado en la metodología de optimización de programas de desarrollo eléctrico;

2) Programas nacionales autónomos de desarrollo eléctrico;

3) Flujos de potencia y energía entre países con base en los programas de desarrollo anteriores para tres escenarios de operación, y

4) Programas nacionales de refuerzos y/o adiciones a la red de transmisión para la transferencia de dichos flujos y nuevas líneas de transmisión entre los países que no cuenten con ellas.

ii) Trabajos por realizar

1) Capacitación de personal de planificación de las empresas eléctricas en la metodología de optimización de programas de desarrollo nacionales en referencia;

2) Estudios de optimización de los programas nacionales autónomos de adiciones de generación y transmisión asociada, con metodología ERICA mejorada;

3) Estimación de posibilidades de compraventa de energía eléctrica entre países, con énfasis en la valorización de la energía económica (hidro más geo) mediante el desplazamiento de generación térmica convencional. Se utilizarán los siguientes escenarios: i) operación optimizada a nivel nacional y estimación de flujos de potencia y energía entre países para reducir costos; ii) operación optimizada a nivel regional y estimación de flujos de energía y potencia entre países resultantes, y iii) operación intermedia entre los dos anteriores y estimación de flujos de potencia y energía resultantes;

4) Análisis de las redes de transmisión en materia de seguridad operativa y capacidad de transferencia de potencia y energía con base en flujos estimados en el punto 2) anterior, y

/5) Evaluación

5) Evaluación de los refuerzos y/o adiciones a las redes de transmisión requeridas según lo establecido en los puntos 2) y 3) anteriores. De no haber líneas de interconexión entre dos países, se determinarían las características básicas de las mismas.

e) Programas nacionales de desarrollo eléctrico alternos

i) Resultados directos

1) Programas nacionales alternativos de desarrollo eléctrico con base en criterios previamente acordados;

2) Flujos de potencia y energía entre países con base en los programas de desarrollo del punto 1) anterior para los tres escenarios de operación antes mencionados, y

3) Programas nacionales de refuerzos y/o adiciones a las redes de transmisión para la transferencia de los flujos mencionados en el punto 2) anterior.

ii) Trabajos por realizar

1) Determinación de restricciones a los programas de desarrollo nacionales que las empresas eléctricas acepten con miras a reducir sus costos;

2) Elaboración de estudios de optimización de los programas nacionales alternativos de adiciones de generación y transmisión asociada;

3) Estimación de posibilidades de compraventa de energía eléctrica entre países, considerando los tres escenarios mencionados en el punto 3) del inciso ii), d);

4) Análisis de las redes de transmisión en materia de seguridad operativa y capacidad de transferencia de potencia y energía con base en flujos obtenidos en el punto 3) anterior, y

5) Evaluación de los refuerzos y/o adiciones a las redes de transmisión requeridas según lo establecido en los puntos 3) y 4) anteriores. De no haber líneas de interconexión entre dos países se determinarían las características básicas de las mismas.

f) Análisis económico y financiero de los programas de desarrollo

i) Resultados directos

1) Calendario de inversiones a nivel nacional y regional para los programas de desarrollo determinados en los incisos d) y e) anteriores, y

/2) Análisis

2) Análisis comparativo de calendario de desembolsos para los programas mencionados en el punto 1) anterior, así como de su viabilidad financiera en los países.

ii) Trabajos por realizar

1) Revisión y listado cronológico de inversiones en generación, transmisión asociada y transmisión entre países de los sistemas nacionales interconectados (SNI) a nivel nacional y regional para los programas alternos de desarrollo en referencia;

2) Estimación anual de costos de operación de los sistemas de generación y transmisión de los SNI existentes y previstos hasta el año 2000;

3) Evaluación comparativa de los resultados económicos en términos de: i) desembolsos para inversión y costos de operación para los programas de desarrollo y los escenarios de operación antes mencionados a nivel nacional y regional, y ii) repartición de beneficios resultantes de los intercambios de potencia y energía entre los países participantes, y

4) Análisis de las alternativas financieras de los programas de desarrollo considerados.

g) Seminario regional sobre planificación

El seminario se iniciaría con una presentación, por parte de los representantes de cada empresa, de sus experiencias recientes en materia de planificación de sus programas de desarrollo eléctrico. Estos explicarían, asimismo, la configuración de los sistemas nacionales integrados, incluyendo las instalaciones de interconexión con países vecinos. Los representantes de las empresas explicarían, además, la confiabilidad de las proyecciones de demanda en comparación con las cifras estadísticas reales y, en consecuencia, la periodicidad con que dichas proyecciones deberían actualizarse, así como los efectos que estos cambios tendrían sobre los programas de adiciones de generación-transmisión y la manera en que se harían los ajustes correspondientes.

Luego se abordaría el tema medular que comprende los programas y modelos utilizables, por una parte, para estimar las proyecciones del mercado y, por otra, para definir la oferta y el equipamiento correspondiente. Para cada caso se detallarían las experiencias adquiridas, así como las ventajas y desventajas en lo que concierne a las modificaciones y/o adaptaciones hechas a las metodologías del PARSEICA. Ello incluiría una descripción de los modelos, sus necesidades de información básica, la manera como ésta se obtuvo, los medios de computación requeridos, los tiempos utilizados, el tipo y calidad de respuestas obtenidas y las soluciones adoptadas para resolver los problemas e inconvenientes que hubieren surgido. Los participantes del seminario, incluyendo consultores invitados, comentarían las presentaciones anteriores con miras a ofrecer sugerencias constructivas. Luego, se trataría de obtener un consenso

/sobre los

sobre los modelos adaptados que se adoptarían al menos para propósitos de esta componente, en particular por el hecho de que en la región los sistemas eléctricos nacionales están interconectados o en vísperas de estarlo.

Ello significaría la disponibilidad general de una metodología de planificación uniforme que les serviría a las empresas para comparar los resultados que obtengan con otras metodologías así como para realizar estudios compartidos entre dos o más países. Con respecto a este último punto, se formularían planteamientos sobre aspectos generales en materia de planificación eléctrica -demanda y equipamiento- en países con instalaciones, recursos y características similares a las de América Central. Luego, y en consonancia con lo anterior, se explicaría la concepción y desarrollo general de la metodología propuesta y los argumentos que sustentaron su selección.

A continuación las presentaciones se centrarían en: las características detalladas de los modelos propuestos; la información que requieren y cómo ésta se podría obtener; los procesos y algoritmos específicos que efectúa cada modelo y los resultados que de éstos se obtienen. Se ilustraría esta presentación con ejemplos reales que faciliten la comprensión de cada modelo considerado individualmente y en función de la interrelación que debe existir entre ellos. Finalmente, se haría un análisis crítico sobre la justificación de la metodología o programa metodológico propuesto.

Como tema adicional se analizarían los criterios básicos que condicionan los programas de desarrollo y, en especial, los referidos a la autonomía nacional de un sistema y la seguridad del servicio, con miras a establecer acuerdos que permitan el desenvolvimiento eficiente del proyecto, según se comentó anteriormente.

Al seminario asistirían, como mínimo, por una parte, personal directivo y profesional de las oficinas de planificación de las empresas eléctricas participantes; por otra, los expertos y consultores del programa, consultores invitados de reconocido prestigio y funcionarios de los organismos ejecutor y financiador. (Véase el cronograma 2.)

/Cronograma 2

CRONOGRAMA DE TRABAJO 2 (Meses)

Actividades de planificación del desarrollo eléctrico	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
a) Establecimiento de bases de trabajo																					
b) Metodología de planificación:																					
b1) Desarrollo del mercado																					
b2) Modelo MGI																					
b3) Modelo WASP																					
b4) Modelo desarrollo de transmisión																					
c) Estimación de mercados																					
d) Programas nacionales autónomos																					
e) Programas nacionales alternos																					
f) Análisis financieros																					
g) Seminario regional sobre planificación																					
Informe final																					
Reuniones GRIE			X			X			X				X			X			X		X
Reuniones subcomité de Electrificación			X						X							X					X

B. ORGANIZACION PARA LA EJECUCION DE LOS TRABAJOS

En términos generales, las actividades del PARSEICA se basarían en lo especificado en este documento-solicitud y en sus términos de referencia, los cuales deberán ser aprobados por las empresas estatales de electrificación de los países participantes en su calidad de beneficiarias de la cooperación técnica no reembolsable, así como por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el organismo financiador, y la Subsede de la CEPAL en México, organismo ejecutor del Programa.

La dirección superior de los trabajos le correspondería a las empresas eléctricas por intermedio del Subcomité de Electrificación del Istmo Centroamericano, integrado por sus máximas autoridades ejecutivas. La dirección técnica, a nivel global, la ejercerían las mismas empresas por intermedio del Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE), integrado, para estos propósitos, por los Jefes de planificación y de operación de sus sistemas eléctricos.

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) se reservaría las atribuciones y funciones que estimase convenientes para darle seguimiento al desarrollo de las actividades del PARSEICA, de común acuerdo con las empresas eléctricas participantes y el organismo ejecutor.

La responsabilidad por la correcta y eficiente evolución de los trabajos del PARSEICA recaería, en una primera instancia, sobre la Subsede de la CEPAL en México, la cual sería responsable del desarrollo eficiente del Programa a través de su Sección de Energía (SECM), que tiene amplia experiencia en materia de estudios sobre interconexión eléctrica en el Istmo, y que ha venido prestando servicios de secretaría por muchos años tanto al Subcomité de Electrificación, como al GRIE antes mencionados. Para cumplir cabalmente con dicha responsabilidad, la SECM, en adición a su personal de planta, contaría con el Director Técnico del PARSEICA, quien se encargaría de la dirección específica de las tareas que deberían realizarse, apoyado por grupos de trabajo ad hoc. Estos grupos se integrarían con profesionales de las empresas eléctricas y contarían a su vez con el apoyo de expertos y consultores del Programa en la medida en que así lo requiriesen.

Sobre las bases anteriores, se enumeran a continuación las atribuciones y funciones específicas que corresponderían a cada uno de los grupos y personas que participarían en el PARSEICA.

a) Las empresas eléctricas estatales nacionales de electrificación tendrían a su cargo:

i) Por intermedio del Subcomité de Electrificación del Istmo Centroamericano, la dirección superior del Programa, con base en informes que al respecto le elabore el GRIE y mediante la revisión y aprobación definitiva tanto de las prioridades asignadas a los diversos trabajos, y sus respectivas modificaciones, como de los informes semestrales sobre

/programas

programas de trabajo, actividades realizadas, presupuestos y gastos incurridos. El Subcomité celebraría para ello una reunión inicial seguida de reuniones semestrales que, en cada ocasión, serían precedidas por reuniones del GRIE.

ii) Por intermedio del Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE) -al cual se integrarían, cuando se considerase conveniente, representantes de los comités de interconexión vigentes- la dirección técnica global del Programa, con base en informes trimestrales que le presentaría la SECM, y mediante la revisión y aprobación a nivel técnico tanto de las prioridades asignadas a las diversas tareas, y de sus respectivas modificaciones, como de los informes trimestrales sobre programas de trabajo, tareas realizadas, presupuestos y gastos incurridos. El GRIE celebraría para ello una reunión inicial -que se realizaría conjuntamente con la correspondiente al Subcomité de Electrificación- seguida de reuniones trimestrales.

b) El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), podría participar en todas las reuniones técnicas que celebren el GRIE y el Subcomité de Electrificación, y con el organismo ejecutor, en la selección del Director Técnico y de los expertos internacionales y empresas consultoras, tendría acceso a la información básica que se genere en el PARSEICA y derecho a copias de los informes tanto de control y seguimiento técnico, como de índole contable financiera.

c) La Subsede de la CEPAL en México, con el apoyo de su Sección de Energía, realizaría las siguientes actividades: selección y contratación del Director Técnico y de los expertos y consultores internacionales; administración de los recursos financieros provenientes de la cooperación técnica no reembolsable del BID y elaboración de los informes contables requeridos, y apoyo administrativo -secretarial, reproducción, comunicaciones, etc.- para las tareas que correspondan a su Sección de Energía.

d) La Sección de Energía de la Subsede de la CEPAL en México (SECM), con el apoyo del Director Técnico, tendría las siguientes funciones: dirección a nivel de detalle del desarrollo del Programa; elaboración y sustentación de los informes periódicos mencionados en las atribuciones del Subcomité de Electrificación y del GRIE; organización de los seminarios técnicos, así como de cualquier otra actividad contemplada, y coordinación interinstitucional (empresas eléctricas/BID/CEPAL/otros organismos participantes y/o colaboradores en su caso). Para los propósitos anteriores, la SECM convocaría las reuniones del GRIE y del Subcomité de Electrificación ya mencionadas, a las que prestaría servicios de secretaría en la forma acostumbrada.

e) El Director Técnico (DT), como parte de la SECM, sería el responsable, a nivel técnico, y en una primera instancia, de la organización regional, evolución contínua y cierre eventual del PARSEICA, y se encargaría de la dirección y seguimiento, a nivel de detalle de las diversas tareas

/involucradas

involucradas en dicho Programa. Al DT le correspondería la formación de los grupos ad hoc de trabajo, que estarían integrados por los profesionales y el personal de apoyo de las empresas eléctricas participantes que ejecuten las actividades que contempla el PARSEICA, así como por los expertos internacionales, ya sea que trabajen a título personal o de empresas consultoras. Estas actividades se realizarían en estrecha coordinación con los jefes de las oficinas técnicas de las empresas eléctricas involucradas, considerando que su propósito sería el de apoyar a los trabajos de las empresas.

El DT sería contratado por un período de tres meses antes de iniciarse las labores del programa de modo que pueda formular, de común acuerdo con las empresas eléctricas y el organismo ejecutor, un programa global de trabajo en el que se detallen las actividades correspondientes al primer semestre de operaciones para ser sometido a la consideración del GRIE y del Subcomité de Electrificación.

f) Los grupos de trabajo ad hoc estarían integrados por profesionales y personal de apoyo de las empresas eléctricas y expertos internacionales del Programa. En la realización de estudios nacionales participarían profesionales de las empresas del país involucrado; en los estudios subregionales y regionales, participarían los profesionales de las empresas de los países que corresponda. De considerarse conveniente, en ambos casos podrían participar funcionarios de otros organismos interesados siguiendo la modalidad de "cooperación horizontal". Correspondería al DT, en coordinación estrecha con los jefes de las oficinas técnicas participantes, asignar los expertos internacionales a los grupos de trabajo ad hoc mencionados.

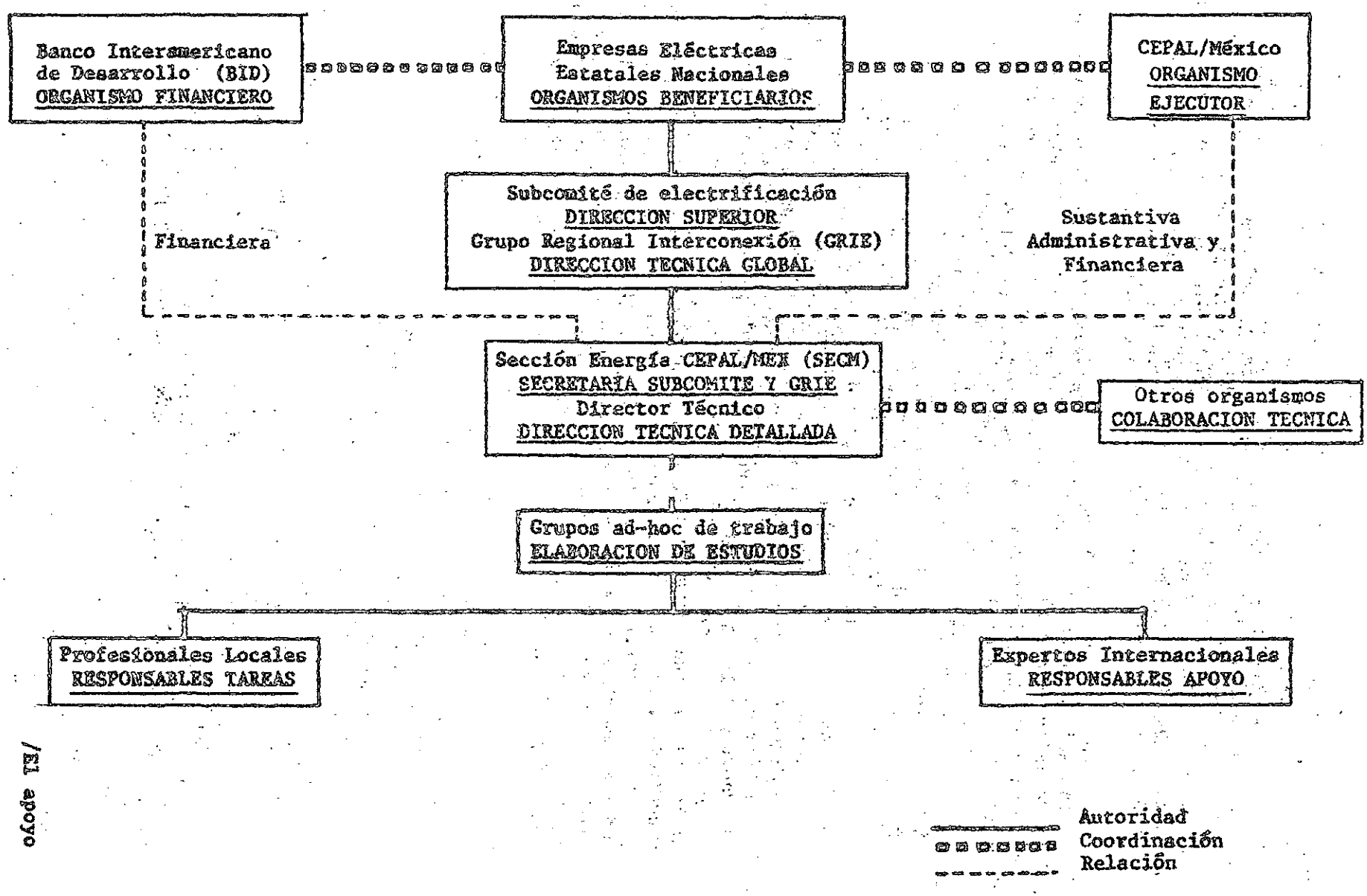
Finalmente, los profesionales locales realizarían investigaciones, trabajos y tareas del PARSEICA, actividades que se considerarían parte integral de sus labores cotidianas y de la capacitación en el trabajo que contempla el PARSEICA. Los expertos internacionales, bajo la tutela del DT, prestarían apoyo en dichas actividades en la medida que se considere útil para el eficiente desarrollo del Programa. Como norma general, su labor se centraría en enseñar, capacitar personal y en complementar trabajos.

El organigrama anexo muestra las modalidades de autoridad, coordinación e interrelación que existirían entre los elementos participantes del PARSEICA descritas en las páginas anteriores.

La residencia del Director Técnico y de los expertos internacionales se fijaría en alguno de los países del Istmo Centroamericano. En la selección del país o países que servirían de sede, se tomaría en cuenta, entre otros criterios, la disponibilidad de apoyo necesario para el desarrollo eficiente de los trabajos a realizarse. La decisión final le correspondería al Subcomité de Electrificación sobre la base de la propuesta que el organismo ejecutor le presentaría con la debida antelación.

/ORGANIGRAMA

ORGANIGRAMA FUNCIONAL DEL PAESEICA



/El apoyo

El apoyo internacional consistiría, por una parte, en expertos individuales actuando a título personal y, por la otra, en profesionales que aportarían empresas consultoras, públicas o privadas. Las modalidades que en una primera instancia se seguirían para cada una de las actividades principales en que se han subdividido los dos componentes básicos del PARSEICA se incluyen en los cuadros 2 y 3.

En la determinación de las modalidades de consultoría se consideraron los criterios siguientes: utilización de expertos individuales para actividades de carácter puntual; utilización de expertos de empresas consultoras para actividades de carácter más genérico. Con base en dichos criterios, la contratación del DT se basaría en la modalidad de experto individual. En todos los casos deberían mantenerse el diálogo y la colaboración entre las empresas eléctricas y los expertos y consultores. Una vez que estos últimos hayan desarrollado una metodología tendrán la obligación de transferirla en forma íntegra a las empresas.

Es importante mencionar que la modalidad de consultoría propuesta en los cuadros 2 y 3 se elaboró con base en los criterios mencionados y en un intercambio de impresiones con los personeros responsables de la planificación y operación de las seis empresas eléctricas. Es posible, sin embargo, que durante la etapa de selección se estime conveniente modificar la modalidad propuesta.

En consideración a que el Programa prevé la adquisición de equipo de computación que deberá ser instalado y probado en cada una de las empresas eléctricas participantes, tanto el BID como el organismo ejecutor y las propias empresas harán todo lo que esté a su alcance para lograr que las nuevas computadoras se encuentren disponibles para utilizarlas tan pronto como ello sea necesario de acuerdo con el calendario de actividades del PARSEICA.

Por su parte, las empresas eléctricas estatales, que son las beneficiarias directas del Programa, se comprometerán a su más alto nivel a realizar las actividades establecidas en el PARSEICA como parte integral de sus programas normales de trabajo en materia de: establecimiento de una base de datos, adaptación y aplicación de metodologías, análisis de seguridad operativa, planeación de la operación, estimación de mercados y alternativas de las adiciones en generación-transmisión.

Para tales fines, asignarían como mínimo los meses/hombre de personal local establecidos en el PARSEICA. Asimismo, proporcionarían las instalaciones de oficina y el apoyo logístico que los grupos ad hoc de trabajo requieran para lograr altos rendimientos. De manera similar brindarían el apoyo que se precise para la celebración de reuniones y seminarios de trabajo. Los aportes financieros de contrapartida de las empresas eléctricas los cubrirían en la moneda nacional de cada país, y corresponderían a los gastos en que se incurriría con motivo de la celebración de las reuniones de trabajo en un país en particular, incluyendo los pertinentes a la estadía de los funcionarios de las empresas eléctricas de los otros

/Cuadro 2

Cuadro 2

MODALIDADES Y TIEMPO DE CONSULTORIA PARA LA COMPONENTE OPERACION MEJORADA

Actividades de operación mejorada de los Sistemas Eléctricos Interconectados	Consultoría (hombre-mes) Individual	Consultoría (hombre-mes) Empresa a/
Total	33	12
1. Establecimiento de bases de trabajo	3	-
2. Adaptación y transferencia de metodología sobre seguridad operativa	12	-
3. Adecuación y transferencia de metodología sobre planeamiento operativo	-	8
4. Aplicación de metodología sobre seguridad operativa	9	-
5. Aplicación de metodología sobre planeamiento operativo	-	3
6. Identificación de requerimientos en materia de centros de gestión de energía	3	-
7. Establecimiento de reglamentos, criterios y procedimientos de operación	4	-
8. Seminario regional sobre operación	1	1
9. Informe final	1	-

a/ Incluye empresas privadas e instituciones gubernamentales.

/Cuadro 3

Cuadro 3

MODALIDADES Y TIEMPO DE CONSULTORIA PARA LA COMPONENTE PLANIFICACION DEL DESARROLLO ELECTRICO

Actividades de planificación del desarrollo eléctrico	Consultoría (hombre-mes)	
	Individual	Empresa a/
Total	32.5	9.5
1. Establecimiento de bases de trabajo	3	-
2. Adaptación y transferencia de metodología sobre planificación		
2.1 Modelo para el desarrollo del mercado	1.5	-
2.2 Modelo MGI	-	3
2.3 Modelo WASP	3	-
2.4 Modelo para el desarrollo de la transmisión	-	4.5
3. Estimación de mercados	2	-
4. Programas nacionales autónomos de desarrollo eléctrico	6	-
5. Programas nacionales de desarrollo eléctrico alternos	12	-
6. Análisis financiero de los programas de desarrollo	3	-
7. Seminario regional sobre planificación	1	1
8. Informe final	1	-

a/ Incluye empresas privadas e instituciones gubernamentales.

/países

países participantes y de los funcionarios del organismo ejecutor. Los compromisos anteriores se podrían formalizar mediante una resolución del Subcomité de Electrificación o algún otro acuerdo que se considere adecuado.

En lo que concierne a las relaciones entre el Programa y otros organismos en él interesados, se establecerían las coordinaciones del caso en los diversos niveles de funcionamiento. En el ámbito nacional se mantendría una estrecha coordinación, incluyendo intercambio de datos, con los grupos nacionales que se ocupen del planeamiento energético global y con las oficinas de planificación nacional, en lo concerniente al sector de energía y a la asignación de prioridades en materia de inversiones públicas. Se aseguraría en esta forma que los programas de desarrollo eléctrico guarden la debida congruencia con otros planes nacionales. En el ámbito internacional, se mantendría igualmente la coordinación e intercambio de información requeridos y se daría especial atención a la coordinación con la OLADE.

Como se indicó, el PARSEICA se considera también como módulo 2 del Proyecto de Desarrollo Energético Centroamericano (PRODECA) y, en consecuencia, debe mantener una estrecha coordinación con el módulo 1 de dicho proyecto, que se refiere a la planificación global del sector energético. También se mantendría coordinación con los organismos financieros habituales del subsector eléctrico del Istmo Centroamericano que son, en adición al organismo financiador (BID), el Banco Mundial y el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE). Este último, podría aportar recursos al Programa en la medida en que se considere conveniente.

/IV. PRESUPUESTO

IV. PRESUPUESTO

	Aportes financieros (dólares)			Aportes en especie		
	Total	Aporte solicitado al BID	Aporte de empresas	Total	Empresas	CEPAL
Total	1 704 319	1 499 703	204 616	1 808 224	1 557 000	251 224
Empresas consultoras						
21 meses/consultor x $ 3 600/mes = 75 600 + (150%) 113 400	189 000	189 000				
Consultores individuales internacionales						
Director técnico 21 meses x $ 6 000/mes	126 000	126 000				
Expertos 65 meses x $ 6 000/mes	390 000	390 000				
Dirección y coordinación general 10 meses x $ 6 000/mes				60 000		60 000
Experto agencia ejecutora 21 meses x $ 6 000/mes				126 000		126 000
Auxiliar de investigación agencia ejecutora 21 meses x $ 1 000/mes				21 000		21 000
Personal profesional local de contraparte						
Profesional 432 meses x $ 2 500/mes				1 080 000	1 080 000	
Auxiliar de investigación 432 meses x $ 1 000/mes				432 000	432 000	
Costo de misiones de apoyo del personal del proyecto						
Consultores						
Viáticos	42 112	42 112				
Transporte	6 340	6 340				
Director técnico						
Viáticos	24 816	24 816				
Transporte	6 952	6 952				

/(Continúa)

(Conclusión)

	Aportes financieros (dólares)			Aportes en especie		
	Total	Aporte solicitado al BID	Aporte de empresas	Total	Empresas	CEPAL
Expertos						
Viáticos	78 960	78 960				
Transporte	17 699	17 699				
Personal de apoyo y secretarial	30 000		30 000	12 000		12 000
Costo de reuniones, seminarios y otros eventos				45 000	45 000	
Reuniones GRIE						
Viáticos	46 608	3 744	42 864			
Transporte	35 604	35 604		9 168		9 168
Reuniones subcomité						
Viáticos	19 928		19 928			
Transporte	6 320	6 320				
Seminarios						
Viáticos	31 208	3 384	27 824			
Transporte	16 240	16 240		3 056		3 056
Arriendo local de oficinas 21 meses a $ 2 000/mes	42 000		42 000			
Muebles y útiles	20 000	20 000				
Equipo de computación	340 000	340 000				
Materiales de oficina 21 meses a $ 500/mes	10 500		10 500			
Publicación de manuales	20 000	20 000		20 000		20 000
Comunicaciones 21 meses a $ 1 500/mes	31 500		31 500			
Subtotal	1 531 787	1 327 171	204 616	1 808 224	1 557 000	251 224
Imprevistos 13%	172 532	172 532				

V. JUSTIFICACION

Los trabajos contemplados en el PARSEICA se orientan a mejorar tanto la operación diaria de los sistemas eléctricos existentes y previstos como la planificación de los programas de adiciones de generación-transmisión. Se utilizarían para ello metodologías uniformes debidamente adecuadas a las realidades de la región, con miras a facilitar un mayor grado de integración de los sistemas nacionales involucrados.

En lo que concierne a la operación mejorada, las empresas estatales nacionales de electrificación emplearían metodologías modernas para incrementar la seguridad operativa de sus sistemas eléctricos nacionales y regionales, con el consiguiente beneficio en materia de confiabilidad y calidad de servicio. También las utilizarían para programar de manera más eficiente la generación a corto y mediano plazos. Ello les permitiría reducir sus costos a niveles cada vez más bajos en la medida en que dicha programación se extienda a los ámbitos subregional y regional, en su caso. En otras palabras, con ello se lograría una utilización más eficiente de las inversiones realizadas, lo que necesariamente se traduciría en mejores rendimientos económico-financieros en adición a los beneficios de tipo cualitativo antes mencionados.

En lo que se refiere a la planificación del desarrollo, las empresas eléctricas aludidas también contarían con herramientas metodológicas adecuadas para actualizar sus estimaciones de mercado y optimizar sus programas de adiciones -con varias alternativas- en materia de generación-transmisión. Ello significaría, sin lugar a dudas, una mayor racionalización de las inversiones en nuevas obras, así como una disminución de los costos recurrentes de operación. Adicionalmente, las empresas contarían con modelos que utilizarían, en su oportunidad, para definir los refuerzos y ampliaciones de las redes troncales de transmisión y, de manera especial, de los tramos intermedios constituidos por aquellas líneas de transmisión nacionales que servirían como puente para los flujos de electricidad entre dos países no limítrofes.

En materia de capacitación de recursos humanos, los estudios que realizarían en sus propias oficinas los profesionales locales -con apoyo de los consultores del Programa cuando fuese preciso- constituiría de hecho una capacitación. De esta manera las empresas podrían efectuar este tipo de estudios con un mínimo de apoyo externo. Ello se traduciría en importantes ahorros a causa de la frecuencia con que estos estudios deben realizarse debido a las variaciones imprevistas de la demanda y la oferta que por razones ampliamente conocidas se han venido experimentando.

En los ámbitos subregional y regional, en su caso, la utilización de procedimientos y metodologías uniformes facilitará considerablemente la realización de actividades coordinadas y/o conjuntas entre las empresas eléctricas del Istmo que se precisan para lograr una mayor integración

/de sus sistemas

de sus sistemas eléctricos con la debida complementación y aprovechamiento compartido de la infraestructura eléctrica existente y de los proyectos futuros, con base en los recursos naturales de América Central. La operación conjunta efectivamente mejorada a nivel de dos o más países permitiría reducir la inseguridad operativa, al aumentar la confiabilidad y mejorar la calidad del servicio eléctrico suministrado a los consumidores finales. Ello se lograría mediante la selección adecuada de las centrales generadoras entre las disponibles -predespacho- y en especial mediante un manejo optimizado de los embalses de proyectos hidroeléctricos de gran regulación. La racionalización de los programas de expansión en materia de generación-transmisión, cuando trascienda las fronteras de un país, podría significar beneficios importantes adicionales derivados de un escalonamiento razonable en las fechas de entrada en operación de centrales generadoras importantes con características competitivas, así como la coordinación efectiva de aquellas centrales que presentan características complementarias. De la conjunción de una operación mejorada y un aprovechamiento más racionalizado de los proyectos, cuando ambos se consideran para dos o más países, se derivarían los considerables beneficios, ya mencionados, los cuales seguramente se incrementarían en la medida en que se expanda el ámbito geográfico. Entre tales beneficios cabe destacar reducciones importantes en los excedentes netos de energía de mínimo costo marginal.

Los beneficios comentados cobrarían mayor importancia hacia finales del presente decenio cuando se estima que podría ser una verdad la integración eléctrica mesoamericana que abarcaría además de los sistemas del Istmo Centroamericano los de Colombia y México.

La operación mejorada y la planificación del desarrollo -los dos componentes del Programa enfocados a los sistemas de energía eléctrica de la región-, así como la capacitación del personal clave que interviene en dichas labores y que se lograría con la mecánica operativa propuesta para la realización del Programa, son sin lugar a dudas factores fundamentales para fortalecer al subsector eléctrico del Istmo Centroamericano, condición que se proyectaría a su vez al marco energético general y redundaría en considerables beneficios para todos los países participantes.

En síntesis, las revisiones periódicas de los programas de expansión de los sistemas eléctricos nacionales, incluyendo las interconexiones entre países, así como de sus modalidades de operación para diversos escenarios de flujos de energía eléctrica entre países -en ambos casos con miras a lograr un mejor aprovechamiento de los recursos disponibles a nivel subregional y regional en su oportunidad, como se plantea en el programa propuesto- fomentarían un mayor grado de integración de las infraestructuras nacionales. Adicionalmente, la conformación de conjuntos multinacionales en el campo de la energía eléctrica del Istmo haría más factible, en su oportunidad, la expansión hacia México y Colombia de la integración eléctrica regional.

/De lo expuesto

De lo expuesto anteriormente se deduce que el Programa de Actividades Regionales en el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA) produciría beneficios de magnitudes apreciables tanto para las empresas involucradas como para los consumidores finales del servicio eléctrico, lo cual a su vez daría gran impulso al desarrollo socioeconómico de la región.