

NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



GENERAL

E/CN.12/CCE/SC.5/78

15 de noviembre de 1970

ORIGINAL: ESPAÑOL

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

INFORME DE LA SEGUNDA REUNION DEL GRUPO REGIONAL
SOBRE TARIFAS ELECTRICAS (GRTE)

(Panamá, Panamá, 26 al 30 de octubre de 1970)

INDICE

	<u>Página</u>
Introducción	v
I. Antecedentes	1
II. Segunda reunión del Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas (GRTE)	2
A. Composición, asistencia y sesión inaugural	2
B. Temario	5
C. Resumen de los debates	9
1. Introducción	9
2. Depreciación y amortización de los activos fijos de la industria eléctrica	10
a) Principios, prácticas y métodos de depreciación	11
b) Vida útil y tasas de depreciación	14
c) Amortización de los activos intangibles	15
3. Sistema uniforme de cuentas y presentación de informes financieros	16
4. Estudios comparativos de costos y formularios financieros y económicos	18
5. Electrificación rural	20
a) Informes de las delegaciones	21
b) Lineamientos y problemas	23
6. Lugar y fecha de la próxima reunión	27
7. Manifestaciones de agradecimiento	27
III. Resoluciones aprobadas	28

INTRODUCCION

Este informe reseña las actividades de la segunda reunión del Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas, celebrada en la ciudad de Panamá, del 26 al 30 de octubre de 1970. Fue aprobado en la sesión de clausura que se llevó a cabo el 30 de octubre de 1970.

I. ANTECEDENTES

La armonización regional de las tarifas eléctricas constituye una de las principales tareas del Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos, organismo subsidiario del Comité de Cooperación Económica. En las tres reuniones celebradas hasta la fecha por el Subcomité se discutieron, en consecuencia, diversos aspectos relacionados con la política tarifaria y en 1966 se estimó conveniente constituir un grupo técnico que se ocupara específicamente de estas actividades. Quedó así constituido el Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas (GRTE).

Durante su primera reunión celebrada en mayo de 1968, el Grupo Regional examinó algunas de las causas que determinan los costos de las empresas eléctricas, las políticas financieras y de regulación que se aplican en los países y las estructuras y niveles tarifarios que predominan en la región.^{1/} En esa oportunidad se consideró conveniente que se investigaran aspectos relacionados con el financiamiento de la electrificación, el desarrollo de mercados y la electrificación rural, y también, con mayor detalle, las políticas tarifarias aplicadas por los organismos y empresas que se ocupan de la electricidad, así como los elementos que influyen en la fijación de los niveles de precios de la energía eléctrica.^{2/}

Para conocer el resultado de los primeros estudios e investigaciones llevadas a cabo por recomendación del Grupo Regional se ha convocado la segunda reunión del mismo, cuyas deliberaciones y recomendaciones figuran a continuación.

1/ Véase Las políticas tarifarias eléctricas en el Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRTE/I/2; TAO/LAT/83).

2/ Véanse las resoluciones 1 a 5 (GRTE) y el texto del Informe de la primera reunión del Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas (E/CN.12/CCE/SC.5/62).

II. SEGUNDA REUNION DEL GRUPO REGIONAL SOBRE TARIFAS
ELÉCTRICAS (GRTE)

A. Composición, asistencia y sesión inaugural

La segunda reunión del Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas se celebró en Panamá, del 26 al 30 de octubre de 1970. La sesión inaugural fue presidida por el señor Julio Sosa, Viceministro de Comercio e Industria de Panamá, quien dio la bienvenida a las delegaciones y expresó el deseo de su gobierno y el suyo propio por el mayor éxito de las labores encomendadas al Grupo Regional. El señor Eduardo Román, Vicegerente General y Jefe del Departamento Financiero de la Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF) de Nicaragua, en nombre de las delegaciones, agradeció las palabras de bienvenida del señor Viceministro y las facilidades ofrecidas por el país sede para celebrar esta reunión.

El Grupo Regional procedió a continuación a elegir Presidente y Relator de la reunión. Resultaron nominados para ocupar dichos puestos, respectivamente, los señores Víctor C. Urrutia, Director General de la Comisión Nacional de Energía Eléctricas, Gas y Teléfonos (CNEECT) de Panamá y Mauricio A. Posada, Inspector General de la Inspección General de Servicios Eléctricos y delegado por la Comisión Hidroeléctrica del Río Lempa, (CEL) de El Salvador.

Las delegaciones que asistieron a la reunión quedaron integradas como sigue:

a) Delegaciones de los países miembros

Guatemala

Instituto Nacional de Electrificación (INDE)

Rolando Yon
José O. López Vichi

El Salvador

Ministerio de Economía

Miguel A. Rivera

Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del
río Lempa (CEL)

Mauricio A. Posada

Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador
(CAESS)

Lucio Burgos
Herbert Esmahan

/Honduras

Honduras

Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Guillermo Fú Peñalba
Mauricio Mossi
Gustavo Orellana
Edgardo Zepeda

Nicaragua

Instituto Nacional de Energía Eléctrica (INEE)

Eddy Zamora Román
Jesús Castillo Matus

Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF)

Eduardo Román
León P. Pérez
Silvio Bolaños

Costa Rica

Servicio Nacional de Electricidad (SNE)

Fernando A. Rojas
Leonel Fonseca
Rulamán Vargas

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)

Rodolfo Ureña
Guillermo Rojas

Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (CNFL)

Mario Sequeira

Junta Administrativa de Servicios Eléctricos
de Cartago (JASEC)

Johnny Campos
Rodrigo Volio

Arkansas Electric Cooperation, Inc.
(Empresa invitada por la Delegación de Costa Rica)

Harry Oswald
David Sain
Donoso Escobar

Panamá

Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Gas y
Teléfonos (CNEECT)

Víctor Urrutia
Horacio Alfaro
Víctor Yihn
Roberto J. Willson
Guillermo E. D. Gros

Instituto de Recursos Hidráulicos y
Electrificación (IRHE)

Rafael A. Moscote
Juan Barnes G.
Jaime Alvarado L.
Guillermo Richard
Bernabé Pérez

Compañía Panameña de Fuerza y Luz, S. A. (CPFL)

Roberto Toman
Edgar Ivankovich
Humberto Jorquera
Félix A. Young G.
Carlos E. Rangel N.

Empresas Eléctricas de Chiriquí, S. A. (EECH)

Juan L. Severino
Carlos Ulate

Santiago Eléctrica, S. A.

Rodolfo E. Icaza

b) Organismo centroamericano

Banco Centroamericano de Integración
Económica (BCIE)

René Barbier

Por la secretaría de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL) asistieron los señores Porfirio Morera Batres, Director Adjunto de la Sub-sede en México, Edgar Jiménez Andreoli (OCT), Ricardo Arosemena (OCT), Hernán Gutiérrez y Enrique Díez-Canedo.

B. Temario

Se aprobó sin modificación el temario provisional elaborado por la secretaria de la CEPAL, que figura a continuación:

1. Elección del Presidente y Relator
2. Examen y aprobación del temario (CCE/SC.5/GRTE/II/1)
3. Organización de las labores

Documentación

Antecedentes y objetivos de la segunda reunión del GRTE
(CCE/SC.5/GRTE/II/2)

Organización de las labores (CCE/SC.5/GRTE/II/DT.1)

4. Aspectos técnicos relacionados con el establecimiento de una política tarifaria eléctrica uniforme en el Istmo Centroamericano
 - a) La depreciación y amortización de los activos fijos en la industria eléctrica

Documentación

La depreciación y amortización de los activos fijos en la industria eléctrica de los países del Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRTE/II/3; TAO/LAT/108)

Comentarios del Servicio Nacional de Electricidad (Costa Rica) sobre los temas:

- i) Depreciación y amortización de los activos fijos de la industria eléctrica
- ii) Sistemas de contabilidad uniforme para empresas eléctricas y presentación de estados financieros (CCE/SC.5/GRTE/II/DT.3)

Documentación de referencia

Informe de la primera reunión del Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas (E/CN.12/CCE/SC.5/62)

Las políticas tarifarias eléctricas en el Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GTAE/GRTE/I/2; TAO/LAT/83)

/b) Sistema

- b) Sistema uniforme de cuentas para empresas eléctricas y presentación de informes financieros

Documentación

Comentarios del Servicio Nacional de Electricidad (Costa Rica) sobre los temas:

- i) Depreciación y amortización de los activos fijos de la industria eléctrica
- ii) Sistemas de contabilidad uniforme para empresas eléctricas y presentación de estados financieros (CCE/SC.5/GRTE/II/DT.3)

Sistema de clasificación uniforme de cuentas para empresas eléctricas (clases A, B, C y D). Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Gas y Teléfonos de Panamá (CCE/SC.5/GRTE/II/DT.4)

Documentación de referencia

Sistema uniforme de cuentas para empresas eléctricas (E/CN.12/CCE/SC.5/15)

Informe del departamento de contabilidad y finanzas (julio, 1970) del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación de Panamá (CCE/SC.5/GRTE/II/DI.9)

Nomenclatura de cuentas del Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala (CCE/SC.5/GRTE/II/DI.10)

Informes financieros (julio, 1970) del Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala (CCE/SC.5/GRTE/II/DI.11)

Estados de contabilidad (septiembre, 1970) del Instituto Costarricense de Electricidad (CCE/SC.5/GRTE/II/DI.13)

Informe financiero (agosto, 1970) de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del río Lempa de El Salvador (CCE/SC.5/GRTE/II/DI.19)

Presentación de estados financieros de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras (CCE/SC.5/GRTE/II/DI.21)

Informe de auditoría externa (1969) del Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala (CCE/SC.5/GRTE/II/DI.23)

/c) Estudios

c) Estudios comparativos de costos y formularios financiereoconómicos

Documentación

Estudio comparativo de costos de la energía eléctrica, 1966
(E/CN.12/CCE/SC.5/65; TAO/LAT/97)

Estudio comparativo de costos de la energía eléctrica, 1967-68
(E/CN.12/CCE/SC.5/77; TAO/LAT/106)

Formularios de datos básicos económicos y financieros de las
empresas eléctricas de Centroamérica y Panamá (tipo A).
(CCE/SC.5/GRTE/II/DT.2)

Documentación de referencia

Tarifas de servicio eléctrico vigentes en 1970 y reglamentaciones
de tarifas de servicio eléctrico de la Empresa Nacional de Luz y
Fuerza de Nicaragua (CCE/SC.5/GRTE/II/DI.22)

d) Estado y perspectivas de la electrificación rural en el Istmo
Centroamericano

Documentación

Estado y perspectivas de la electrificación rural en el Istmo
Centroamericano (CCE/SC.5/GRTE/II/4; TAO/LAT/109)

Documentación de referencia

Informe de la primera reunión del Grupo Regional sobre tarifas
eléctricas (E/CN.12/CCE/SC.5/62)

Las políticas tarifarias eléctricas en el Istmo Centroamericano
(CCE/SC.5/GTAE/GRTE/I/2; TAO/LAT/83)

La planificación de la electrificación rural dentro del plan
integral de desarrollo del sistema eléctrico colombiano (trans-
cripción parcial) (CCE/SC.5/GRTE/II/DI.2)

Evaluación de proyectos de electrificación rural
(CCE/SC.5/GRTE/II/DI.3)

Importancia de los créditos en los programas de electrificación
rural de las cooperativas eléctricas chilenas (CCE/SC.5/GRTE/II/DI.4)

Utilización de precios marginales en la electrificación rural de
Venezuela (CCE/SC.5/GRTE/II/DI.5)

Aspectos promocionales de la energía eléctrica (CCE/SC.5/GRTE/II/DI.6)

La campaña de instalaciones domiciliarias del Departamento de Juntas de Electrificación de la Comisión Federal de Electricidad de México (CCE/SC.5/GRTE/II/DI.7)

Análisis económico de la medición de servicios rurales (CCE/SC.5/GRTE/II/DI.8)

Informes de viabilidad, proyectos de electrificación de las provincias de Guanacaste y Limón, Instituto Costarricense de Electricidad (CCE/SC.5/GRTE/II/DI.12)

Organización contable administrativa de tres cooperativas de electrificación rural. Instituto Costarricense de Electricidad (CCE/SC.5/GRTE/II/DI.14)

Viabilidad económica de tres proyectos de cooperativas de electrificación rural. Instituto Costarricense de Electricidad (CCE/SC.5/GRTE/II/DI.15)

Informe nacional presentado a la III Conferencia Latinoamericana de Electrificación Rural por el Instituto Costarricense de Electricidad (CCE/SC.5/GRTE/II/DI.16)

Aspectos financieros en la electrificación rural. Instituto Costarricense de Electricidad (CCE/SC.5/GRTE/II/DI.17)

5. Otros asuntos
6. Examen y aprobación de proyectos de resolución
7. Examen y aprobación del Informe del Relator
8. Clausura

C. Resumen de los debates

1. Introducción

El Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos estableció en 1966 un nuevo programa de actividades durante su tercera reunión que se dirigió esencialmente al perfeccionamiento y ampliación de los estudios realizados sobre las posibilidades de interconexión eléctrica de los sistemas centrales y fronterizos de la región; al inicio de investigaciones sobre diversos aspectos técnicos, económicos y jurídicos de los recursos hidráulicos; al diseño de normas y códigos uniformes para materiales y equipos utilizados por las empresas de servicio eléctrico, al establecimiento de las bases requeridas para lograr la armonización de las tarifas eléctricas.

Desde entonces hasta la fecha han avanzado las investigaciones y los acuerdos regionales a través de 12 reuniones de grupos especializados, de más de 30 estudios e informes elaborados por la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos bajo la dirección de la CEPAL, y de 40 documentos adicionales sobre estas materias que están concluyéndose.

Las tareas que ha realizado y realiza en la actualidad el Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas destacan sobre las de mayor importancia dentro del esfuerzo mancomunado que se ha impuesto el Subcomité. Los temas tratados y las resoluciones aprobadas por el Grupo Regional durante su segunda reunión constituyen un nuevo avance sobre la amplia gama de asuntos que tiene encomendados. Sobresalen entre ellos el análisis de las bases tarifarias y de sus factores determinantes, la ampliación de la actividad reguladora en la industria eléctrica, el examen de los problemas y de las experiencias sobre financiamiento de las obras de electrificación, y la evaluación de los servicios eléctricos a nuevas zonas urbanas y rurales.

Durante la reunión a que se refiere este informe, el Grupo Regional logró llegar, dentro de este orden de ideas, a acuerdos que facilitarán en el futuro la adopción de decisiones más importantes en torno a la

/armonización

armonización regional de las tarifas eléctricas. Aprobó el Grupo de Trabajo resoluciones en las que se definen las prácticas y la metodología requeridas para el cálculo uniforme de la depreciación de los activos fijos de la industria eléctrica, se establece la tabla de vida útil y las tasas de depreciación aplicables a dichos activos, se formulan criterios comunes sobre amortización de los intangibles, se apoya la continuada aplicación del sistema uniforme de cuentas y la preparación de informes económicos y financieros de alcance regional, y se señala la electrificación rural como un campo prioritario entre las inmediatas actividades a realizar dentro del programa de desarrollo eléctrico integrado de la región.

2. Depreciación y amortización de los activos fijos de la industria eléctrica

El Grupo Regional dispuso para el examen de este tema de exposiciones hechas por la secretaría y del documento preparado por un experto de la Oficina de Cooperación Técnica de las Naciones Unidas asignado al programa de integración económica centroamericana, Depreciación y amortización de activos fijos de la industria eléctrica de los países del Istmo Centroamericano (GCE/SC.5/GRTE/II/3; TAO/LAT/108). En la primera parte del mencionado documento se alude a la naturaleza y a los efectos de la depreciación, así como a los métodos y procedimientos para calcularla. En la segunda se comparan y analizan las vidas útiles y tasas de depreciación que aplican las empresas eléctricas, y se presentan sugerencias para facilitar la adopción de un sistema uniforme regional. Las deliberaciones del Grupo Regional se orientaron principalmente a la consideración de los principios generales y de la metodología relativa a la depreciación de los activos fijos tangibles y al tratamiento de la amortización de los intangibles, y a la determinación de las vidas útiles y las tasas de depreciación aplicables a los mismos.

Sobre este punto del temario se aprobó la resolución 7 (GRTE), "Depreciación y amortización de activos fijos en la industria eléctrica", cuyo contenido y deliberaciones correspondientes se resumen a continuación.

(a) Principios,

a) Principios, prácticas y métodos de depreciación

El Grupo Regional concedió especial importancia al esclarecimiento de los principios y prácticas que norman su aplicación en general y de los activos de la industria eléctrica en particular, con el propósito de establecer criterios, métodos y procedimientos básicos que permitan tanto el establecimiento de normas nacionales para uso de las empresas y de los organismos de regulación, como la armonización a nivel regional.

Durante la reunión, se precisaron las principales funciones que cumple la depreciación --la distribución del costo del activo fijo durante el período de vida útil del mismo; la medición de la pérdida de valor del activo, y el mantenimiento de la integridad de la inversión-- y la importancia que tiene poder realizar el cálculo más certero posible del gasto por depreciación y de la depreciación acumulada, no sólo desde el punto de vista de la necesidad de conocer el costo efectivo de la energía eléctrica, sino también desde el del financiamiento de los programas y obras de electrificación.

El Grupo Regional estuvo de acuerdo en recomendar que todos los activos fijos de una empresa eléctrica deben estar sujetos a la aplicación de tasas de depreciación, excepto aquellos bienes cuya vida útil se considera ilimitada. Con esto las delegaciones hicieron una distinción entre activos depreciables y los que no lo son. Al respecto, fue necesario intercambiar opiniones para esclarecer el tratamiento que correspondería a diversos casos específicos, como son los componentes de la planta eléctrica temporalmente fuera de servicio, los que han dejado de ser útiles para las empresas, los activos no directamente relacionados con el negocio eléctrico, y los equipos y bienes donados. En relación a este último caso, el Grupo Regional expresó diferentes criterios. Algunas delegaciones manifestaron que las empresas no deberían depreciarlos al no haber participado en su inversión original, pero una mayoría sostuvo que en vista de la responsabilidad que adquieren las empresas al tener que proporcionar mantenimiento y que reponer las obras y equipos recibidos en donación se derivaba la necesidad de incorporarles al activo general y de asignarles un cargo por depreciación que, en todo caso, deberían

/excluirse de

excluirse de la base tarifaria. Se indicaron también casos en los que las empresas no reciben legalmente los activos donados, no proporcionan mantenimiento a las instalaciones correspondientes, ni calculan su depreciación. Se aclaró, de otro lado, que cuando se trata de donaciones o transferencias entre organismos del Estado, los activos que pasan a formar parte del patrimonio de la empresa están sujetos a depreciación y se incluyen dentro de la base tarifaria.

En lo que toca a los activos no depreciables, señaló el Grupo Regional el problema de los terrenos inundados por embalses, llegándose a la conclusión de que, por regla general, no pierden su utilidad por los múltiples usos que se les puede dar en el futuro, debiendo depreciarse sólo, en consecuencia, cuando llegue a comprobarse la pérdida real de valor, caso en el que correspondería aplicarles los mismos sistemas de cálculo a que están sujetos los activos depreciables.

En lo que se refiere al cómputo del gasto por depreciación de los activos fijos integrantes de las plantas eléctricas, el Grupo Regional señaló tres factores determinantes: la estimación de la vida útil del bien que se deprecia, el valor base o monto de la inversión cuya depreciación se desea medir, y el valor residual de desecho que queda al activo cuando termina su vida útil. En la reunión se llegó a concretar, además, que entre las diversas causas de la depreciación, las principales del sector eléctrico son el desgaste o decaimiento físico, la insuficiencia, y la obsolescencia, agregándose también que la primera de ellas determina la vida física de los activos, y las otras dos, más bien su vida económica. De igual forma se examinaron diversos aspectos que tienen estrecha relación con el cálculo de la vida útil de los activos fijos, como política de mantenimiento, costo de grandes reposiciones y unidades retiradas, y la fecha a partir de la cual debe empezarse a contar la vida útil y la depreciación.

Debe señalarse también que en la reunión se analizaron diversas normas sobre el uso y manejo de las cuentas de depreciación y de las posibles revisiones o ajustes de las depreciaciones acumuladas, y sobre la forma en que deben calcularse el valor base, o monto de la inversión, y el valor

/residual o

residual o de desecho. El tema relativo a métodos y procedimientos también fue objeto de especial consideración por parte del Grupo Regional. En primer término se consideró el método directo, o de línea recta, como el más común, apropiado y fácil para medir la depreciación de los principales activos fijos de las empresas. Se señaló, sin embargo, que podía ser preferible aplicar otros distintos en el caso de bienes que no son exclusivos del negocio eléctrico propiamente dicho. En segundo lugar, se definieron los procedimientos de uso más común en el sector eléctrico, es decir, en obras o instalaciones consideradas como un todo, o en partes o componentes del activo.

Finalmente, el Grupo analizó diferentes sistemas para tratar contablemente los activos en almacenes, la influencia de los aspectos fiscales en la fijación de las tasas de depreciación, y la importancia de la depreciación acelerada para el financiamiento de las empresas. Con respecto al primer punto, los asistentes a la reunión indicaron que, en algunos casos, podrían crearse reservas de valuación para cubrir las pérdidas de valor de esos bienes.

En lo que corresponde al segundo tema, el Grupo Regional intercambió opiniones sobre la posible influencia que tienen las disposiciones jurídicas de carácter fiscal sobre la determinación de las tasas de depreciación que aplican empresas sujetas al pago del impuesto sobre la renta. Se dieron a conocer las prácticas seguidas actualmente en los seis países, y las diferencias que existen entre las tasas establecidas oficialmente y las que parecieron aconsejables desde el punto de vista técnico. Los delegados expresaron que este asunto debería ocupar la atención de los organismos reguladores, con el objeto de lograr la corrección de dichas discrepancias, o bien utilizar criterios técnicos para la fijación del gasto de depreciación y efectuar los ajustes necesarios para cumplir con la presentación de los estados financieros a las autoridades fiscales.

En cuanto al tercer punto, que también fue ampliamente discutido en la primera reunión del Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas, la mayoría de las delegaciones llegaron a la conclusión de que resultaría quizá más conveniente mantener tasas de depreciación calculadas con base en criterios

/tradicionales

tradicionales y tratar de resolver los problemas financieros a través de la rentabilidad, que aplicar métodos de depreciación acelerada con miras de financiamiento interno de las empresas.

Sobre este punto del temario se aprobó el anexo A de la resolución 7 (GRTE) "Prácticas y metodología de la depreciación de los activos fijos de la industria eléctrica".

b) Vida útil y tasas de depreciación

El Grupo Regional examinó varias tablas de vida útil promedio y diversas tasas netas de depreciación correspondientes a los principales activos fijos de las centrales generadoras, plantas de transmisión, distribución y de servicios generales, que utilizan las empresas eléctricas más importantes que operan en el Istmo Centroamericano, o recomiendan las comisiones reguladoras de otros países de América y varias firmas consultoras internacionales. También se examinaron las propuestas hechas por el experto de las Naciones Unidas sobre el rango de valores que podría considerarse para su adopción a nivel regional.

Las deliberaciones sobre este punto del temario se centraron sobre la aplicabilidad de los rangos sugeridos para toda una serie de situaciones que podrían presentarse en los sistemas existentes y programados a corto y mediano plazo. Al respecto, se destacaron los efectos que sobre la vida útil promedio de las instalaciones podrían tener las condiciones ambientales, el tipo de utilización, las prácticas de mantenimiento y su tamaño relativo.

También se mencionaron en la reunión las obras cuyos componentes principales tienen vidas útiles muy disímiles, y se examinaron las posibles soluciones alternativas: i) establecer dos rangos cuya aplicación estaría condicionada por el tamaño relativo de las obras dentro de sus sistemas; ii) ampliar los rangos propuestos para asegurar una mayor cobertura de las diversas situaciones que podrían plantearse, y iii) establecer reglas de excepción para casos especiales. El Grupo Regional se inclinó en definitiva por esta última solución.

Debe mencionarse también que las delegaciones destacaron el hecho de que, como norma general, las cuentas de depreciación deberían revisarse periódicamente para evitar cálculos insuficientes o excesivos de las reservas para estos fines. En el proceso de estas revisiones se debería asimismo determinar la vida útil remanente de las instalaciones, prestando la debida atención a los cambios de cualquier índole acaecidos desde la fecha de entrada en operación de las obras, para lo que se recomienda aplicar la fórmula que aparece en el documento CCE/SC.5/GRTE/II/3; TAO/LAT/108.

En el curso de las deliberaciones se aclararon y se hicieron pequeñas modificaciones a la subdivisión propuesta para las líneas de transmisión. Mereció especial atención el rubro relativo a herramientas dentro de los correspondientes a la planta de servicios generales. Hubo consenso en considerar las herramientas como un caso especial de activos cuya depreciación debería fijarse con base en procedimientos más adecuados.

Finalmente se acordó recomendar la adopción de los rangos para la planta eléctrica y la definición de las circunstancias en que éstos no serían aplicables, casos en los cuales las vidas útiles promedio se calcularían con arreglo a la metodología más apropiada para dichos efectos.

Sobre este punto del temario se aprobó el anexo B de la resolución 7 (GRTE) "Tablas de vida útil neta promedio y de tasas de depreciación para los principales activos de la industria eléctrica".

c) Amortización de los activos intangibles

El Grupo Regional se refirió al hecho de que la mayoría de las empresas muestran activos intangibles en sus registros contables. La falta de una uniformidad de criterio en la región en cuanto a si los mismos deben amortizarse o no, y en caso afirmativo, el período en el que ello deba hacerse, condujo a un amplio cambio de impresiones entre los delegados. Igual cosa sucedió en lo que se refiere a si deben limitarse a cubrir el monto de los gastos realmente efectuados, sin dar lugar al denominado "derecho de llave"; a la diferencia que puede existir entre los que tienen vida legal limitada y los que no la tienen; al aspecto legal que autorice o no autorice la amortización, y a los efectos de estos activos

/en la base

en la base tarifaria. La mayoría de las delegaciones se pronunció en favor del método de amortizar dichos activos en un período razonable de tiempo, pudiendo servir de base el período de vida de la concesión de la empresa.

Sobre este punto del temario se aprobó el anexo C de la resolución 7 (GRTE) "Amortización de los activos intangibles".

3. Sistema uniforme de cuentas y presentación de informes financieros

Sobre este punto, la reunión tuvo presente que el sistema uniforme de cuentas para empresas eléctricas elaborado por un experto de las Naciones Unidas fue aprobado por el Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos en su segunda reunión celebrada en 1963; que el sistema quedó adoptado por la mayoría de las principales empresas del Istmo Centroamericano, con modificaciones referentes a codificación, nomenclatura y subdivisiones del código; y que algunos organismos reguladores lo han utilizado como base para el establecimiento de sistemas más simplificados de cuentas para empresas medianas y pequeñas. A este respecto, los representantes de tales organismos señalaron los problemas que se les han planteado para su empleo.

Durante las sesiones de trabajo las delegaciones tuvieron la oportunidad de examinar algunos códigos de contabilidad utilizados por las empresas; algunos delegados expusieron además sus experiencias más recientes sobre la utilización del sistema uniforme de cuentas y las soluciones que han dado a nuevos problemas que se les ha presentado, como por ejemplo, la subdivisión del código para negocios no eléctricos. Se prestó especial atención a las dificultades relacionadas con la contabilización a base del procesamiento electrónico de los datos que se está implantando en la mayoría de las empresas. El representante de una de ellas señaló la coordinación establecida entre diversas empresas nacionales para poder desarrollar un eficiente centro de computación electrónica, objetivo fuera del alcance de una empresa sola.

El Grupo Regional conoció el documento presentado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Gas y Teléfonos de Panamá, Sistema de clasificación uniforme de cuentas para empresas eléctricas (clases A, B y C)

(CCE/SC.5/GRTE/II/DT.4), que se basa en la última versión del sistema uniforme de cuentas de la "Federal Power Commission" y en el documento del experto de las Naciones Unidas, Sistema uniforme de cuentas para empresas eléctricas (E/CN.12/CCE/SC.5/15), aprobado por el Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos en 1963. Asimismo conoció el sistema de cuentas, para empresas cuya generación es menor a 250 000 kWh anuales, presentado por el Servicio Nacional de Electricidad de Costa Rica en el documento (CCE/SC.5/GRTE/II/DT.3). El análisis detallado del documento presentado por la comisión reguladora de Panamá, permitió al Grupo Regional recomendarlo como código contable base a las empresas eléctricas y organismos reguladores, junto con la adición sugerida para las empresas pequeñas por el Servicio Nacional de Electricidad. Por otro lado, se acordó promover un intercambio directo de información entre las empresas interesadas, iniciándolo con la inclusión de este tema en la reseña semestral de actividades para el sector eléctrico que elabora la CEPAL, solicitándose al mismo tiempo que las empresas de servicio eléctrico y los organismos reguladores proporcionen con oportunidad dicha información a la secretaría.

Las delegaciones examinaron además informes financieros que preparan periódicamente empresas eléctricas importantes de la región. Con base en estos informes financieros y en las aclaraciones proporcionadas por los delegados, en la reunión se discutieron las formas de presentación de los datos economicofinancieros y dejar para otros informes los que se refieren a costos unitarios, estadísticas, índices y relaciones. Otros consideraron preferible que se presente la información financiera y económica complementada con datos de presupuesto y con aclaraciones sobre las variaciones de los datos presentes, pasados y estimados. La mayoría estuvo de acuerdo en proporcionar la información contable mensualmente, aunque ampliada cada tres o más meses.

También hubo consenso en que la presentación deberá ser clara y concisa, para que se ajuste a las necesidades y al tiempo disponibles de los interesados en la información, limitándose las aclaraciones a los casos que se aparten bastante de la normalidad. Se expusieron los

/resultados

resultados satisfactorios que las empresas han logrado en la elaboración de sus informes financieros al utilizar sistemas mecanizados y procesamientos electrónicos, sobre todo por el ahorro de tiempo y por la posibilidad de conocer los resultados rapidísimamente.

Sobre este punto del temario se aprobó la resolución 8 (GRTE) "Sistema uniforme de cuentas para empresas eléctricas".

4. Estudios comparativos de costos y formularios financieros y económicos

Las deliberaciones sobre el tema referente a los estudios de costos se basaron en los siguientes documentos: Estudio comparativo de costos de la energía eléctrica en Centroamérica y Panamá, 1966 (E/CN.12/CCE/SC.5/65; TAO/LAT/97) y Estudio comparativo de costos de la energía eléctrica en el Istmo Centroamericano, 1967-68 (E/CN.12/CCE/SC.5/77; TAO/LAT/107), presentados por la secretaría de la CEPAL. Se expusieron los antecedentes de los cuatro estudios elaborados hasta la fecha, los dos primeros de los cuales fueron conocidos en detalle por el Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos en anterior oportunidad.

El Grupo Regional examinó la información contenida en los dos documentos mencionados, que se refiere a los años 1966, 1967 y 1968, dedicando especial atención al alcance de estos informes, donde se han perfeccionado y ampliado los datos recogidos en las versiones anteriores. Entre las modificaciones se destaca el desglose de los gastos por tipo de generación al nivel de central, las ventas clasificadas por categoría de consumidores, los coeficientes de operación, y las comparaciones entre los valores del último año con respecto a los de los años anteriores. También las delegaciones aportaron informaciones más amplias que las recogidas en el estudio 1967-68, y serán incluidas en su próxima edición. En esta parte de las deliberaciones, el Grupo Regional intercambió opiniones sobre el tratamiento que debería darse al gasto en impuestos, especialmente el de la renta, para efectos de la determinación de los costos de la energía eléctrica. Algunos delegados consideraron que el concepto debería incluirse en el cálculo de la rentabilidad y presentarse como deducción de los

/ingresos

ingresos de explotación antes de deducirse los otros gastos de operación; también se señaló la conveniencia de anotar el costo unitario de la electricidad imputable a los impuestos. Por otro lado se hizo la observación de que a la información comprendida en los estudios comparativos de costos deberían agregarse otros indicadores económicos y financieros como la rentabilidad del negocio eléctrico, excluyendo e incluyendo el gasto de depreciación, los impuestos, los subsidios y otros rubros afines. Se consideró conveniente incluir también el costo de las prestaciones sociales de la empresa.

Estas observaciones y comentarios no sólo tendieron a analizar los informes presentados y las modificaciones que los mejoran, sino a aportar elementos de juicio sobre posibles perfeccionamientos y ampliaciones adicionales para los informes comparativos de costos que se preparen en el futuro. Se consideró que los publicados hasta la fecha han sido de gran utilidad para las actividades económicas y de planificación que tienen a su cargo los organismos eléctricos, y se hizo notar que constituyen una ayuda esencial para las oficinas nacionales de planificación.

Por las razones anteriores, el Grupo Regional resolvió recomendar a la secretaría que, con el apoyo de las empresas y organismos reguladores, continúe elaborando estos estudios comparativos; señaló asimismo la conveniencia de que se proporcione la información solicitada con mayor celeridad, y se amplíe la distribución con miras a que el personal de las empresas eléctricas pueda utilizar los datos para el cumplimiento de las labores que tiene encomendadas.

Para el punto correspondiente a los formularios financieros y económicos que servirán de base para recopilar la información requerida durante los próximos años, el Grupo Regional dispuso el documento Datos básicos económicos y financieros de las empresas eléctricas de Centroamérica y Panamá (CCE/SC.5/GRTE/II/DT.2), aparte de las aclaraciones que hizo la secretaría sobre los cambios y objetivos incorporados en los nuevos formularios. Destacó, por una parte, que los mismos se han adaptado individualmente a la empresa a la que van dirigidos y señaló, por otra, nuevos conceptos que se pretenden cubrir en adelante y se refieren a costos

/directos de

directos de los sistemas eléctricos integrados a nivel nacional; a los gastos de generación hidráulica y térmica subdivididos por temporada de lluvias y seca, y a los costos de generación térmica para unidades mayores.

Entre los acuerdos a que llegó el Grupo Regional sobre estos particulares, cabría señalar que se aprobó la definición de sistema que figura en el punto 1, capítulo VIII, del documento CCE/SC.5/GRTE/II/DT.2; se recomendó a las empresas eléctricas que especifiquen el tipo de consumidor incluido en cada categoría; se señaló la conveniencia de canalizar la información a través de los organismos de regulación en los países en que los hubiere, y se solicitó la preparación de un formulario único y perfeccionado, partiendo de los que actualmente se utilizan a nivel nacional y regional.

Sobre este punto del temario se aprobó la resolución 9 (GRTE) "Estudios comparativos de costos y formularios de datos básicos económicos y financieros".

5. Electrificación rural

El Grupo Regional, consciente de que la electrificación rural es un tema excesivamente amplio y complejo para abordarlo en todas sus partes, pero convencido de la importancia que tiene tanto desde el punto de vista del desarrollo económico como del mejoramiento social de la mayoría de la población del Istmo, se dedicó a examinar aspectos selectivos del desarrollo y la extensión de servicios eléctricos a las zonas rurales. Para ello decidió, primero, conocer el avance logrado en los programas de electrificación rural que tienen en ejecución cada uno de los países y, luego, precisar los principales problemas que han encontrado con respecto a la planificación, financiamiento, costos, promoción y organización institucional correspondientes. Las deliberaciones, que se resumen a continuación, tuvieron como base las exposiciones de los delegados y de la secretaría, así como el documento preparado por el experto de las Naciones Unidas Estado y perspectivas de la electrificación rural en el Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRTE/II/4; TAO/LAT/109).

a) Informes de las delegaciones

Se destacó en primer término la importancia que tiene la electrificación rural en el Istmo Centroamericano, donde el sector agrario está constituido por más del 60 por ciento de la población que, casi sin excepción, vive en condiciones de subsistencia. El consumo general de energía eléctrica ha crecido con mucho dinamismo durante el último decenio --11 por ciento de crecimiento acumulativo anual-- con respecto a otros sectores de la economía, pero muestra aun un índice muy pequeño en lo que corresponde al sector rural. Más de 9 millones de habitantes del campo carecen todavía de servicios eléctricos. Se señaló, sin embargo, el decidido interés que tiene las empresas eléctricas en ampliar sus programas en ejecución y la necesidad de encontrar fórmulas que contribuyan a resolver el grave problema de la electrificación del campo. Los representantes de las empresas que actualmente tienen en marcha proyectos específicos de desarrollo eléctrico rural expusieron ante el Grupo Regional la situación existente, los problemas encontrados y los logros obtenidos sobre el particular. Los aspectos mencionados más sobresalientes pueden resumirse como sigue:

Guatemala cuenta actualmente con unos 40 000 consumidores rurales, que implican un índice de electrificación del orden del 5 por ciento para el sector, según estimación de la secretaría. Participan en este servicio el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), las empresas privadas de servicio eléctrico, y los municipios. No existe, sin embargo, un programa nacional de electrificación rural.

El Salvador, se estima, tiene un índice de electrificación rural de 14 por ciento y una masa actual de 65 000 consumidores rurales en su mayor parte servida por compañías privadas, esencialmente la de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS), que dan servicio a los consumidores rurales que se encuentran cerca de sus instalaciones. El resto de los consumidores está servido por la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del río Lempa (CEL) y por varias sociedades mixtas formadas por dicha Comisión, los municipios correspondientes y los propios abonados. La coordinación del Plan Nacional de Electrificación Rural está a cargo de la CEL y del Ministerio de Economía, a través de la institución que cumple las

/funciones

funciones de organismo regulador. Ya se ha llevado electricidad a todos los municipios del país, quedando pendientes conglomerados que se apartan de los caminos o con muy escasos recursos económicos.

Honduras dispone de 10 000 consumidores rurales, lo que da un índice del 3 por ciento para dicho sector, en estimación de la secretaría. El servicio está a cargo de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), de empresas privadas y de municipios. Recientemente se ha puesto en marcha un amplio programa de electrificación rural cuyo financiamiento se encuentra asegurado gracias a un financiamiento de 5.5 millones de dólares concedido por el Banco Mundial, a través de su filial AIF (Asociación Internacional de Fomento), y al Gobierno de Honduras para la expansión del sistema integrado nacional. La diferencia entre los intereses comerciales que tiene que pagar la ENEE al estado y los que tiene que cubrir el mismo al Banco Mundial será destinada a financiar proyectos de electrificación en zonas rurales.

En Nicaragua existen, según estimación, 15 000 consumidores rurales y un índice de electrificación correspondiente al 8 por ciento. La mitad de este servicio es suministrado por la Empresa Nacional de Fuerza y Luz (ENALUF), una cooperativa, y el resto por empresas particulares y municipalidades. La ENALUF y el Gobierno Central tienen en marcha un programa de tres cooperativas rurales que cubrirá unos 25 000 consumidores en su etapa inicial y 38 000 en los primeros 10 años. Las inversiones programadas alcanzarán una cifra cercana a los 16 millones de dólares, de los que dos terceras partes corresponden a financiamiento externo.

Costa Rica, se estima, cuenta con unos 35 000 consumidores rurales y un índice de electrificación del 20 por ciento. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), varias empresas estatales semiautónomas, municipios y cooperativas de distribución (financiados con recursos de origen externo) tienen a su cargo estos servicios. El ICE está iniciando un nuevo programa de extensión de líneas a comunidades en su mayoría rurales, con base en un préstamo del Banco Interamericano de Desarrollo. La Junta Administrativa de Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC) ha logrado resultados positivos a través de un programa que utiliza equipo reconstruido por una

/asociación de

asociación de cooperativas de los Estados Unidos, obtenido a crédito con un plazo de 20 años y un tipo de interés del 5 por ciento.

Panamá tiene unos 25 000 consumidores rurales y un índice del 18 por ciento según estimación de la secretaría. El 60 por ciento de los consumidores está servido por el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), y el resto por empresas privadas, especialmente las Empresas Eléctricas de Chiriquí, S.A.

b) Lineamientos y problemas

El Grupo Regional entró seguidamente a considerar diversos lineamientos generales que podrían servir para definir y perfeccionar una política de electrificación rural para las empresas de servicio eléctrico que tienen en marcha o están por ampliar los proyectos y programas aplicados al sector campesino. Para ordenar las deliberaciones se estimó conveniente examinar por separado la planificación, el financiamiento, los costos y tarifas, la promoción y la organización institucional, con base en un análisis comparativo entre los planteamientos teóricos y las experiencias obtenidas por las empresas en la preparación y puesta en marcha de los programas correspondientes. Al principio del debate, las delegaciones trataron de elaborar y ponerse de acuerdo sobre una definición de lo que podría entenderse por el término de electrificación rural, para facilitar el intercambio de ideas y precisar con mayor claridad y entendimiento los problemas encontrados en cada uno de los temas señalados en que se subdividió la discusión. Como el Grupo Regional tropezó con las mismas dificultades que se han puesto en evidencia en otros foros latinoamericanos e internacionales sobre el particular, se decidió que las delegaciones envíen a la secretaría de la CEPAL, a su mejor conveniencia, una definición tentativa de lo que podría entenderse por electrificación rural, conforme a los elementos de política económica y social que caracterizan actualmente sus programas. Se decidió asimismo que, con base en el conocimiento teórico y la experiencia acumulada, presenten lo que en su opinión debería ser el concepto aplicable a la región en su conjunto. Se persigue con ello que la secretaría cuente con los suficientes elementos de juicio para conocer /los objetivos

los objetivos que en cada país se desean perseguir, y el alcance que se trata de dar al concepto para tratar de presentar una definición que abarque los distintos intereses y pueda ser adoptada regionalmente.

En materia de planificación, las delegaciones discutieron los objetivos a conseguir, las técnicas empleadas y los problemas encontrados. La mayoría de los delegados estuvo de acuerdo en que la finalidad primordial consiste en el desarrollo integral del campo y que para alcanzarlo, sería necesario establecer un mínimo de labor conjunta y debidamente coordinada por las entidades gubernamentales que tienen a su cuidado los servicios básicos (asistencia agrícola y crediticia, caminos, acueductos, escuelas y hospitales). Se mencionaron dificultades encontradas para conseguir la cooperación de otras entidades oficiales y también casos en los que su intervención ha sido factor decisivo para el éxito de los programas.

Por lo que se refiere a las técnicas de programación, el Grupo Regional precisó la conveniencia de disponer de información básica relativa a recursos humanos y a sus condiciones de vida, así como sobre el estado actual y las posibilidades de desarrollo tanto de los recursos naturales propios del área que dispusiera de servicios eléctricos como de las actividades productivas conexas. La evaluación de la información anterior permitiría el establecimiento de índices relativos al potencial económico y el mejoramiento social entre varias regiones seleccionadas. Se apuntó también que los programas de electrificación rural deben formar parte de los planes integrales de desarrollo económico y de los de electrificación nacional, con objeto de jerarquizar los recursos disponibles, evitar duplicaciones y disminuir los costos. Se señaló que desde un punto de vista metodológico, las fases para llevar a cabo un "plan de electrificación rural", podrían ser los siguientes: i) selección de áreas; ii) estimación preliminar de requerimientos de energía en las áreas; iii) proyección preliminar de los requerimientos financieros y tasas de rentabilidad para cada una de las áreas; iv) estudio en detalle de las áreas seleccionadas; v) selección de órganos institucionales y administrativos para el funcionamiento de la electrificación rural; vi) plan a corto plazo; y vii) plan a largo plazo.

Por otro lado, se mencionó que los recursos necesarios para elevar sustancialmente el grado de electrificación rural serían equivalentes a los necesarios para financiar los programas básicos de generación y obras complementarias. El Grupo Regional consideró que el financiamiento es el factor crítico limitante de la electrificación rural a causa de su escasa o nula rentabilidad; se expusieron ejemplos de programas financiados con excedentes obtenidos del suministro de electricidad en áreas altamente rentables. A este respecto, se acordó sugerir a los organismos reguladores que estudien las posibilidades de aplicar políticas más liberales que permitan a las empresas obtener recursos para propósitos de electrificación rural, mencionándose el caso de un país donde el ente regulador está tomando en consideración las necesidades de expansión de las empresas en la calificación de las tarifas. También se ha dado el caso de financiamientos a base de subsidios gubernamentales y de impuestos a los consumidores urbanos. Se observó, sin embargo, que en la gran mayoría de los países el financiamiento de este tipo de programas depende de recursos extranjeros, a veces bajo condiciones onerosas y con restricciones que limitan las posibilidades de una mayor cobertura para la electrificación del agro. Se consideró conveniente recomendar que el Banco Centroamericano realice gestiones ante otros organismos financieros internacionales en busca de mejores condiciones de crédito para el financiamiento de los programas de electrificación rural y, a la vez, canalice recursos de otras fuentes financieras de fuera de la región.

Por otra parte, el representante del Banco Centroamericano informó al Grupo Regional que recientemente se ha organizado el Departamento Agropecuario para colaborar con los gobiernos, entre otras cosas, en la evaluación de las necesidades rurales y el establecimiento de una política de financiamiento del sector.

Las delegaciones prestaron especial atención a las posibilidades de aumentar la participación de las empresas privadas en los programas de electrificación rural. Se argumentó al respecto que, teniendo en consideración la escasez de capitales que se observa en todos los países, sería recomendable la participación de empresas que, como las privadas, podrían

/destinar

destinar fondos a esos programas. Los representantes de varias de estas empresas explicaron los programas limitados que llevan a cabo en la actualidad, pero consideraron que se podría ampliarlos cuando se consiga aumentar los excedentes en otros renglones.

Se examinaron los costos relacionados con las inversiones iniciales y con las modalidades de operación. Sobre los primeros se mencionaron el uso de materiales y de mano de obra local, la adquisición de equipos reconstruido, las instalaciones simplificadas, las compras conjuntas, y la adopción de normas de construcción de un estándar menor que para el sector urbano. Para el manejo simplificado de la explotación se consideraron la eliminación de los medidores a ciertos consumidores rurales, las lecturas bimestrales de los registros de consumo, la asistencia técnica y el adiestramiento de personal con ayuda de las empresas mayores.

El bajo nivel cultural de los abonados rurales exige contar con programas de promoción que logren captar su interés y mejoren las posibilidades de un mayor consumo. Como punto básico se mencionaron la educación del campesino para que pueda servirse de la electricidad y, en especial, las diversas formas en que podría mejorar sus ingresos y su productividad. También se consideró satisfactoria la asistencia técnica de las empresas en la adquisición de equipos básicos para mejorar los rendimientos de los agricultores. Se mencionaron en este sentido, las bombas para extracción de agua, los molinos de maíz, los equipos menores de refrigeración, etc. En muchos casos la asistencia incluye la provisión de los créditos adecuados para la compra de los equipos.

En materia de organización institucional las comunidades rurales han estado recibiendo servicios eléctricos proporcionados por los organismos nacionales de electrificación, empresas privadas, municipales, empresas mixtas y cooperativas. Salvo en el caso de algunos municipios, las demás formas institucionales han producido resultados satisfactorios.

El Grupo Regional concluyó que cada época y cada país exigen fórmulas particulares para encarar el problema de la electrificación rural, pero sólo aprovechando la experiencia propia y ajena se puede tener garantía de acierto en el diagnóstico, en el planeamiento y éxito en la acción.

/Al respecto,

Al respecto, se expresaron opiniones sobre las posibilidades de crear un grupo regional de trabajo con la misión de analizar y evaluar estos problemas. Este grupo técnico debería apoyarse en grupos o comités nacionales que coadyuven a la elaboración de una estrategia e implementación de los planes y proyectos de electrificación del sector agrícola. Cabría la posibilidad de que el Banco Centroamericano de Integración Económica financiase parcialmente estudios regionales sobre electrificación rural.

Sobre este punto del temario se aprobó la resolución 10 (GRTE) "Electrificación Rural".

6. Lugar y fecha de la próxima reunión

La reunión acogió con beneplácito el ofrecimiento hecho por la Delegación de Costa Rica para realizar su tercera reunión en la ciudad de San José, así como la proposición de la Delegación de Nicaragua de que Managua fuese la sede suplente. Se solicitó a la secretaria de la CEPAL que efectúe las consultas oportunas con los países respecto a la fecha en que deberá celebrarse.

Se aprobó la resolución 11 (GRTE) "Lugar y fecha de la próxima reunión".

7. Manifestaciones de agradecimiento

El Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas agradeció a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Gas y Teléfonos, al Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación, a la Compañía Panameña de Fuerza y Luz, y a las Empresas Eléctricas de Chiriquí, las facilidades que proporcionaron para celebrar la reunión y las atenciones de que fue objeto durante el desarrollo de sus labores. Expresó asimismo, su satisfacción por la documentación presentada por la secretaria de la CEPAL y por la Misión Centroamericana de Electrificación de las Naciones Unidas, que sirvieron de base para las deliberaciones. Finalmente, se felicitó al Presidente por la forma en que dirigió los debates y al Relator por el informe presentado.

III. RESOLUCIONES APROBADAS

- 7 (GRTE) Depreciación y amortización de activos fijos en la industria eléctrica
- 8 (GRTE) Sistema uniforme de cuentas para empresas eléctricas
- 9 (GRTE) Estudios comparativos de costos y formularios de datos básicos económicos y financieros
- 10 (GRTE) Electrificación rural
- 11 (GRTE) Lugar y fecha de la próxima reunión

DEPRECIACION Y AMORTIZACION DE ACTIVOS FIJOS EN LA
INDUSTRIA ELECTRICA

7 (GRTE) Resolución aprobada el 30 de octubre de 1970

El Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas,

Considerando que el Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos destacó en su tercera reunión que la equiparación de los factores que intervienen en el costo de la energía eléctrica es uno de los principales objetivos a alcanzar dentro del programa regional de armonización tarifaria, y que la depreciación constituye entre esos factores un renglón importante de los costos de capital que repercute en el nivel de las tarifas, y afecta a las posibilidades de financiamiento que tienen las empresas eléctricas para la expansión de sus actividades, y

Teniendo presente el documento La depreciación y amortización de los activos fijos de la industria eléctrica de los países del Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRTE/II/3; TAO/LAT/108), presentado a su consideración por la secretaría de la CEPAL,

Resuelve recomendar a los organismos de regulación y a las empresas de desarrollo eléctrico la adopción de las prácticas y la metodología sobre depreciación que figuran en el anexo A; la tabla de vida útil neta promedio y la tasa de depreciación neta para los principales activos de la industria eléctrica que aparecen en el anexo B; y los criterios sobre amortización de activos fijos intangibles anotados en el anexo C.

Asimismo recomienda a los organismos de regulación de la industria eléctrica que gestionen ante las autoridades gubernamentales respectivas la adopción, en sus disposiciones fiscales, de las tablas de vida útil para activos de la industria eléctrica listados en el anexo B. Todos los anexos mencionados forman parte de esta resolución.

Anexo A

PRACTICAS Y METODOLOGIA DE LA DEPRECIACION DE LOS ACTIVOS
FIJOS DE LA INDUSTRIA ELECTRICA

La depreciación debe cumplir tres objetivos: distribuir el costo del activo fijo durante el período de su vida útil; medir la pérdida de valor del activo, y mantener la integridad de la inversión. La fijación del gasto por depreciación, y por tanto de la depreciación acumulada, supone un cálculo cuyo grado de aproximación está directamente relacionado con el conocimiento que se tenga sobre el activo, la empresa, y el negocio de la industria eléctrica. La depreciación de los activos fijos debe calcularse en la forma más precisa posible porque afecta al costo de la energía eléctrica y al financiamiento de la electrificación. Con esta orientación se destacan seguidamente diversos aspectos relativos a los activos sujetos a depreciación, a los gastos por depreciación y a la depreciación acumulada, así como a los métodos y procedimientos para su estimación.

1. Activos sujetos a depreciación

a) Los activos de las empresas deben clasificarse en depreciables y no depreciables, ya que estos últimos son bienes cuya vida útil es ilimitada, y por tanto no deben incluirse en el cálculo de la depreciación. En cambio los primeros sí deben quedar sujetos a la aplicación de una tasa de depreciación, ya sea que formen o no parte del negocio público, ya sea que se encuentren o no fuera de servicio. En cada caso se tiene que determinar si el cargo por depreciación corresponde a gastos de explotación del negocio eléctrico.

/b) La

b) La depreciación de los activos de la planta eléctrica que estén temporalmente fuera de servicio, por razones de demanda o de mantenimiento, forma parte de los gastos de explotación, no así la depreciación correspondiente a bienes que han dejado de ser útiles a las empresas como consecuencia del deterioro físico, obsolescencia o insuficiencia;

c) Los activos donados para servicio público y que pasan a propiedad de las empresas --extensiones costeadas por terceros, propiedades transferidas gratuitamente por entidades públicas o privadas, etc.-- están sujetas a depreciación, y el gasto es imputable a la explotación del negocio.

2. Gastos por depreciación

En el cálculo del gasto por depreciación intervienen tres factores:

a) estimación de la vida útil del bien; b) valor base o monto de la inversión, y c) valor residual o de desecho.

a) Vida útil

Para su cálculo debe tomarse en cuenta, en primer término, el desgaste o deterioro físico que determina la vida física de los activos, y después debe agregarse un factor representativo del riesgo por insuficiencia y por obsolescencia que determinan la vida económica de los mismos. En ambos casos, el cómputo deberá hacerse con base en la experiencia de las empresas y en las expectativas de la vida útil de los activos sujetos a depreciación, así como en los lineamientos que se señalan a continuación:

i) La política de mantenimiento aplicada por las empresas --cuyo propósito principal consiste en conservar en condiciones de uso los activos, aunque no impida pero sí alargue el proceso de deterioro-- debe tomarse en cuenta al momento de considerar el desgaste o deterioro físico de la planta eléctrica. Sin embargo, el costo de grandes reposiciones no debe computarse como mantenimiento sino incluirse en las cuentas de activo correspondientes a la planta eléctrica y, por el contrario, el valor de las unidades retiradas debe eliminarse de estas últimas cuentas y cargarse más bien a la referente a depreciación acumulada. En este sentido, los organismos o

comisiones reguladoras de la industria eléctrica deben elaborar listas de unidades de retiro que permitan uniformar criterios para la contabilización de las reposiciones;

ii) La vida útil y la depreciación comienzan a computarse desde el mismo día en que se termina de construir la instalación eléctrica.

b) Valor base o monto de la inversión

Para su cálculo debe utilizarse el costo real del activo fijo en cualquiera de sus tres sentidos: costo histórico, inversión prudente, o costo original. En la fijación deben incluirse tanto los costos directos como los indirectos y entre estos últimos, los gastos administrativos, financieros, de instalación, etc., imputables al activo y necesarios para poner en servicio la instalación respectiva.

c) Valor residual o de desecho

El concepto neto de este factor está constituido por el valor residual bruto --posible valor de venta del activo al terminar su vida útil conforme a los criterios establecidos por las empresas-- descontados los gastos de desmantelamiento, traslado y otros afines. El valor residual neto debe liquidarse contra la reserva de valuación del activo.

3. Depreciación acumulada

La depreciación acumulada o reserva de depreciación es la contrapartida del gasto por depreciación, teniendo en cuenta que:

a) Es una reserva de valuación --complementaria de la cuenta de la planta eléctrica-- que refleja el costo de la parte agotada, acabada o consumida, de la vida útil de los activos, y sirve para precisar también, por diferencia, la capacidad de servicio o la utilidad del activo que aun está en funcionamiento;

b) No es un fondo ni tampoco tiene por objeto central servir como financiamiento de reemplazos, aunque de hecho implique una retención de los activos dentro de la empresa;

/c) Las

c) Las diferencias que surjan entre la depreciación acumulada según libros y la depreciación observada en los activos fijos pueden ajustarse mediante la modificación de las tasas anuales de depreciación aplicadas (es decir, distribuyendo el costo neto restante del activo entre el período de vida útil que le queda) o la rectificación de la cuenta de valuación. En este último caso, el ajuste puede hacerse a través de los gastos anuales o de las utilidades retenidas durante los ejercicios anteriores, dependiendo ello de las circunstancias, monto, etc., de cada caso en particular.

4. Métodos de depreciación

Para medir la depreciación de los principales activos fijos de la industria eléctrica debe emplearse el método directo o de línea recta.

a). Este método es de empleo más generalizado para los grandes rubros de la planta eléctrica --generación, transmisión y distribución-- especialmente debido al tipo de esos bienes, a la simplicidad de su cálculo, ya que es el menos afectado, con respecto a otros métodos, por errores en la estimación de la vida útil de los activos fijos. Por el contrario, en varios de los rubros de la planta general --como herramientas y equipo de transporte-- es preferible utilizar métodos más apropiados al tipo y funcionamiento de los activos;

b) Cuando se aplica el método directo o de línea recta debe revisarse periódicamente la vida útil remanente de los activos, para ajustar la tasa anual de depreciación y así evitar acumulaciones excesivas o deficientes de la reserva de valuación. Con este propósito es conveniente la aplicación del sistema referente a vida útil remanente en servicio.

5. Procedimientos

a) La aplicación de la depreciación sobre los activos que constituyen la planta eléctrica puede hacerse conforme a uno de los siguientes procedimientos: i) obras o instalaciones (central generadora, línea de transmisión, subestación, etc.) y ii) partes o componentes del activo (presas, postes, transformadores, turbinas, etc.). La aplicación de cualquiera de

/estos dos

estos dos procedimientos depende, entre otras cosas, del sistema de contabilidad utilizado para los activos. El primero resulta preferible cuando se registran por separado cada una de las instalaciones de acuerdo con su localización. El segundo es mejor cuando los activos se agrupan por componentes similares en la contabilidad;

b) La estimación de la vida útil de una instalación completa (central hidroeléctrica, por ejemplo) o de un conjunto de componentes similares (presas, por ejemplo) requiere una determinación de la durabilidad compuesta del servicio, que trae como consecuencia la fijación de una vida útil promedio.

Anexo B

**TABLAS DE VIDA UTIL NETA PROMEDIO Y DE TASAS DE DEPRECIACION
PARA LOS PRINCIPALES ACTIVOS DE LA INDUSTRIA ELECTRICA**

	Vida útil neta promedio (años)	Porcentaje neto
1. <u>Centrales de generación</u>		
Hidroeléctricas	40.00 a 50.00	2.50 a 2.00
Vapor	28.57 a 33.33	3.50 a 3.00
Diesel		
Baja velocidad (menos de 720 rpm)	20.00 a 25.00	5.00 a 4.00
Alta velocidad (de 720 o más rpm)	12.50 a 15.38	8.00 a 6.50
Gas	20.00 a 33.33	5.00 a 3.00
2. <u>Plantas de transmisión</u>		
Subestaciones y patios de interruptores	28.57 a 33.33	3.50 a 3.00
Líneas de transmisión de más de 100 kV	33.33 a 40.00	3.00 a 2.50
Líneas de transmisión y subtransmisión de 100 kV o menos		
Con torres de acero	33.33 a 40.00	3.00 a 2.50
Con postes de concreto y acero	28.57 a 33.33	3.50 a 3.00
De madera tratada	25.00 a 33.33	4.00 a 3.00
3. <u>Planta de distribución</u>		
Con posteria de acero, concreto y madera tratada	25.00 a 33.33	4.00 a 3.00
Con posteria de madera rústica	10.00 a 15.00	10.00 a 6.67
4. <u>Planta general</u>		
Edificios, estructuras y mejoras		
De concreto	40.00 a 50.00	2.50 a 2.00
De otros materiales	20.00 a 25.00	5.00 a 4.00
Mobiliario de oficina	10.00 a 12.50	10.00 a 8.00
Equipo de oficina	10.00 a 12.50	10.00 a 8.00
Equipo de bodegas o almacenes	5.00 a 6.67	20.00 a 15.00
Equipo de laboratorio	5.00 a 6.67	20.00 a 15.00
Equipo de comunicaciones	10.00 a 12.50	10.00 a 8.00
Equipo de talleres	5.00 a 6.67	20.00 a 15.00
Equipos menores de trabajo	4.00 a 5.00	25.00 a 20.00
Equipo de ingeniería	5.00 a 6.67	20.00 a 15.00
Equipo de impresión y publicaciones	10.00 a 12.50	10.00 a 8.00
Equipo de seguridad y protección	10.00 a 12.50	10.00 a 8.00
Equipo de fotografía	10.00 a 12.50	10.00 a 8.00
Biblioteca	20.00 a 25.00	5.00 a 4.00
Equipo liviano de transportes	5.00 a 6.00	20.00 a 16.67
Equipo pesado de transporte y de construcción	4.00 a 5.00	25.00 a 20.00
Embarcaciones		
De madera y plástico	4.00 a 5.00	25.00 a 20.00
De metal	10.00 a 12.50	10.00 a 8.00

Comentarios a las recomendaciones sobre el rango de vida
útil neta promedio de la planta eléctrica

1. En el momento de entrar en operación las instalaciones, sus vidas útiles netas promedio y las respectivas tasas de depreciación resultantes se calcularán como casos especiales y siguiendo la metodología que se considere más adecuada en las siguientes circunstancias:

1) Cuando se adquieran activos usados o en su construcción se utilicen materiales y equipos de segunda mano en tal proporción que afecten su vida útil normal;

2) Cuando las condiciones de ubicación, clima, etc., incidan de una manera significativa en su vida útil;

3) Cuando los diversos componentes de la inversión tengan vidas útiles muy disímiles y las tasas medias resulten de una proporción tal que rebase los rangos recomendados.

2. Las bases para el cálculo de la depreciación deberán revisarse periódicamente con objeto de evitar acumulaciones inconvenientes o excesivas de la reserva de depreciación. Para los propósitos de estas revisiones, las vidas útiles netas promedio y las respectivas tasas de depreciación se podrán calcular bajo el sistema de vida útil remanente en servicio, especialmente en los casos siguientes:

1) Cuando la potencia instalada y/o la generación disponible resulten, o se prevea que vayan a resultar, equivalentes a porcentajes mínimos de las necesidades del sistema que dichas centrales generadoras sirvan;

2) Cuando por ineficiencia, insuficiencia, o por nuevos avances tecnológicos; resulte aconsejable su reemplazo por unidades con características superiores de operación.

Anexo C

AMORTIZACION DE LOS ACTIVOS INTANGIBLES

1. De acuerdo con criterios generalmente aceptados, los activos intangibles adquiridos por la empresa a un costo real, pueden amortizarse con cargo a los gastos de explotación del negocio eléctrico.

2. Los activos intangibles se pueden amortizar como máximo en el período de vigencia de la concesión de la empresa eléctrica, o en el tiempo prudencial que se fije, a criterio del organismo regulador.

SISTEMA UNIFORME DE CUENTAS PARA EMPRESAS ELECTRICAS

8 (GRTE) Resolución aprobada el 30 de octubre de 1970

El Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas

Considerando que en la primera reunión del Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos se recomendó la aplicación de un sistema uniforme de cuentas y que, en la mayoría de las empresas, ha sido implantado adaptándolo a las condiciones particulares de cada una de ellas;

Teniendo presentes los documentos Sistema uniforme de cuentas para empresas eléctricas (E/CN.12/CCE/SC.5/15), Sistema de clasificación uniforme de cuentas para empresas eléctricas (CCE/SC.5/GRTE/II/DT.4) y los Comentarios del Servicio Nacional de Electricidad (CCE/SC.5/GRTE/II/DT.3), así como los informes proporcionados por las delegaciones,

Resuelve recomendar a las empresas de servicio eléctrico y a los organismos de regulación que continúen aplicando el sistema uniforme de cuentas, tengan presente asimismo las modificaciones y ampliaciones que se señalan en los documentos CCE/SC.5/GRTE/II/DT.4 y CCE/SC.5/GRTE/II/DT.3 e intercambien experiencias sobre todos los aspectos relacionados con la utilización del aludido sistema.

ESTUDIOS COMPARATIVOS DE COSTOS Y FORMULARIOS DE DATOS BASICOS
ECONOMICOS Y FINANCIEROS

9 (GRTE) Resolución aprobada el 30 de octubre de 1970

El Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas

Considerando que el análisis comparativo y permanente de los costos de la energía eléctrica reviste especial importancia para las empresas, principalmente para la administración y planificación del sector eléctrico, y que los documentos publicados hasta ahora por la CEPAL han sido de utilidad para esas tareas, y

Teniendo presentes los documentos Estudio comparativo de costos de la energía eléctrica en Centroamérica y Panamá, 1966 (E/CN.12/CCE/SC.5/65; TAO/LAT/97), y Estudio comparativo de costos de la energía eléctrica en el Istmo Centroamericano, 1967-68 (E/CN.12/CCE/SC.5/77; TAO/LAT/107), así como los formularios Datos básicos económicos y financieros de las empresas eléctricas de Centroamérica y Panamá (CCE/SC.5/GRTE/II/DT.2);

Resuelve:

1. Recomendar a la CEPAL que continúe elaborando y publicando periódicamente el estudio comparativo de costos de la energía eléctrica, y que le introduzca las modificaciones necesarias para destacar los elementos del costo susceptibles de reducir las tarifas eléctricas en beneficio de los consumidores;
2. Exhortar a las empresas a que suministren a la secretaría en su debida oportunidad, directamente o a través de los organismos de regulación en los países donde los hubiere, la información y comentarios que se les solicite para asegurar la elaboración y distribución rápida de los mencionados estudios, y
3. Solicitar de los organismos de regulación y a la secretaría que con base en los formularios sobre información económica y financiera existentes, elaboren un diseño único y perfeccionado para recoger dicha información.

ELECTRIFICACION RURAL

10 (GRTE) Resolución aprobada el 30 de octubre de 1970

Considerando que el Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos, en sus segunda y tercera reuniones, señaló la electrificación rural como uno de los elementos más importantes para el desarrollo del sector agropecuario y del bienestar campesino, y que este mismo Grupo Regional, durante su primer período de sesiones, incluyó este tema como parte principal de su programa de actividades, y

Teniendo presente el documento Estado y perspectivas de la electrificación rural en el Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRTE/II/4; TAO/LAT/109)

Resuelve

1. Recomendar a los organismos nacionales de desarrollo eléctrico que:

a) Formulen o perfeccionen planes de electrificación rural como parte integrante de los planes globales de electrificación, y los adapten a los programas sectoriales de expansión productiva --agropecuario, agro-industrial-- y de servicios rurales que figuran en los planes nacionales de desarrollo económico y social. Asimismo, tengan presente para ello los siguientes lineamientos: i) asegurar una adecuada coordinación con los organismos estatales que participen en la ejecución de los planes mencionados, con objeto de cumplir cabal y oportunamente con las metas propuestas y de alcanzar especialmente las que se refieren al fortalecimiento de la estructura productiva de las zonas seleccionadas y el mejoramiento de las condiciones de vida de la población campesina; ii) formular una jerarquización de los beneficios y problemas de la electrificación rural, a fin de fijar prioridades dentro de los programas eléctricos nacionales; iii) determinar un adecuado equilibrio entre las inversiones requeridas por el programa de electrificación rural y las que implica el desarrollo agropecuario en general, y iv) establecer vínculos estrechos de cooperación con las demás empresas estatales y privadas de servicio eléctrico durante la elaboración del plan nacional de electrificación rural;

/b) Hacer

b) Hacer uso de las siguientes modalidades de financiamiento para los programas de electrificación rural: i) préstamos de organismos financieros internacionales en condiciones favorables de plazo e interés, que cubran el componente importado de las inversiones y parte de los gastos locales; ii) aportes, créditos, exenciones de impuestos, etc. que proporcionen las autoridades gubernamentales y de control monetario; iii) transferencias de fondos sobrantes de la explotación del negocio eléctrico; iv) contribuciones en metálico, materiales, mano de obra y servicios que proporcionen los futuros consumidores rurales, y v) cualesquiera otros medios económicos disponibles;

c) Establecer las siguientes acciones en materia de costos y tarifas para electrificación rural: i) aplicar normas apropiadas para disminuir lo más posible el costo de las inversiones en programas de electrificación rural; ii) eliminar de los programas de electrificación rural, cuando fuere posible, el costo de las inversiones de generación y transmisión, imputándolas más bien a los programas generales de electrificación nacional; iii) emplear, hasta donde sea posible, materiales de bajo costo y mano de obra no calificada del propio lugar en donde se desarrollen los programas; iv) coordinar diversas tareas de servicio --mantenimiento, promoción, etc.--, con otras empresas que sirven a las zonas vecinas con el objeto de reducir los costos de explotación; v) disminuir los gastos administrativos del servicio eléctrico --gastos de lectura, cobro, facturación, etc.-- mediante el empleo de métodos acordes a ese tipo de consumo; vi) establecer estructuras y niveles tarifarios capaces de proporcionar ingresos que compensen la totalidad de los gastos o, al menos, la parte que se considere indispensable conforme a las características del consumo rural; y vii) aplicar subsidios en las zonas de escasos recursos;

d) Implantar las siguientes acciones de carácter promocional: i) divulgar los beneficios de la electrificación rural mediante campañas educativas; ii) proporcionar facilidades a los núcleos campesinos para que utilicen la electricidad en sus actividades agrícolas y viviendas; iii) mantener campañas sobre instalaciones domiciliarias y ventas de artefactos eléctricos y de equipos de producción y riego, y coordinar su

/adquisición

adquisición y financiamiento con los industriales y comerciantes que suministran estos artículos; y iv) en lo posible eliminar cobros por depósitos en consumidores residenciales rurales y cualquier otro cargo que dificulte el empleo de la energía eléctrica.

2. Solicitar a la secretaría de la CEPAL que realice las siguientes gestiones:

a) Señale al Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos la importancia que tiene la creación de un Grupo Regional dedicado a las tareas relativas a la electrificación rural, y la formación de comités nacionales en cada uno de los países encargados de fomentar y orientar estas actividades a nivel nacional, así como coordinar las mismas con los diferentes sectores que tienen ingerencia en el desarrollo agropecuario y en el mejoramiento de los servicios públicos que requiere la población localizada en las zonas rurales;

b) Explore diversas posibilidades de financiamiento tanto en las Naciones Unidas y en el Banco Centroamericano, como en las empresas eléctricas y organismos reguladores de la región, para estudiar y establecer un programa centroamericano de electrificación rural, especialmente en lo que se refiere a planificación, financiamiento, promoción, aspectos institucionales, coordinación regional, costos y tarifas;

c) Transmita al Comité Regional de Normas Eléctricas la conveniencia de que incorpore dentro de su propio programa de trabajo, la elaboración de normas técnicas de diseño eléctrico, instalación de redes y fabricación de materiales y equipos utilizados en los programas de electrificación rural del Istmo Centroamericano; y

d) Elabore, con base en la información que le enviarán las empresas eléctricas y organismos reguladores, una definición del concepto de electrificación rural, que será examinada por el Grupo Regional con el objeto de lograr su adopción a nivel regional.

LUGAR Y FECHA DE LA PROXIMA REUNION

11 (GRTE) Resolución aprobada el 30 de octubre de 1970

El Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas

Considerando que es necesario efectuar otras reuniones con el objeto de proseguir con las tareas relativas al programa regional sobre armonización tarifaria y examinar en ellas los estudios que se vayan presentando,

Resuelve:

1. Aceptar y agradecer el ofrecimiento hecho por la Delegación de Costa Rica, para celebrar la tercera reunión del Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas en la ciudad de San José;
2. Aceptar y agradecer el ofrecimiento hecho por la Delegación de Nicaragua, para tener a la ciudad de Managua como sede suplente de la tercera reunión del Grupo Regional de Tarifas Eléctricas;
3. Solicitar a la secretaría de la CEPAL que, previa consulta con los países, convoque a dicha reunión en un plazo prudencial.