

GACETA OFICIAL

AÑO CI

PANAMA, R. DE PANAMA JUEVES 4 DE AGOSTO DE 2005

Nº 25,357

CONTENIDO

**MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS
DIRECCION GENERAL DE ADUANAS
RESOLUCION Nº 219**

(De 19 de abril de 2005)

“CONCEDER A LA EMPRESA SHALL, S.A., RENOVACION DE LA LICENCIA Nº 178 DE 2 DE SEPTIEMBRE DE 2002 PARA OPERAR UN ALMACEN DE DEPOSITO ESPECIAL SITUADO EN EL AEROPUERTO INTERNACIONAL DE TOCUMEN”..... PAG. 2

RESOLUCION Nº 256

(De 9 de junio de 2005)

“CONCEDER A LA EMPRESA INMOBILIARIA CASA DEL SOL, S.A., RENOVACION DE LA LICENCIA Nº 019 DE 23 DE ENERO DE 2002, PARA OPERAR UN ALMACEN DE DEPOSITO ESPECIAL EN EL AEROPUERTO INTERNACIONAL DE TOCUMEN”..... PAG. 4

MINISTERIO DE OBRAS PUBLICAS

CONTRATO Nº DINAC-1-72-04

(De 4 de agosto de 2004)

“CONTRATO ENTRE EL MINISTERIO DE OBRAS PUBLICAS Y EDELBERTO BARRANCO M., CON CEDULA Nº 8-80-79, EN NOMBRE Y REPRESENTACION DE LA EMPRESA C.B.H. CONSTRUCCIONES S.A.”..... PAG. 6

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS

RESOLUCION Nº JD-5393

(De 4 de julio de 2005)

“POR LA CUAL SE APRUEBA LA EMPRESA COMPARADORA, LA TASA DE RENTABILIDAD A APLICAR EN EL CALCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO Y EL INGRESO MAXIMO PERMITIDO (IMP) PARA LA EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A. PARA EL PERIODO TARIFARIO DEL 1 DE JULIO DE 2005 AL 30 DE JUNIO DE 2009 Y SE ORDENA A LA EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A., PRESENTAR EL PLIEGO TARIFARIO”..... PAG. 12

INSTITUTO PANAMEÑO DE TURISMO

RESOLUCION Nº 51/05

(De 14 de junio de 2005)

“AUTORIZAR A LA GERENCIA GENERAL DEL INSTITUTO PANAMEÑO DE TURISMO, PARA QUE CONCEDA LA LICENCIA DE FUNCIONAMIENTO DE AGENCIA DE VIAJES CLASE A, A LA EMPRESA J.J. PANAMA TOURS, S.A.”..... PAG. 128

**COMISION NACIONAL DE VALORES
RESUELTO DE PERSONAL Nº 062/2005**

(De 21 de julio de 2005)

“DESIGNAR A LA COMISIONADA, A.I. YOLANDA G. REAL S., COMO COMISIONADA VICEPRESIDENTA, A.I.”..... PAG. 130

AVISOS Y EDICTOS..... PAG. 131

GACETA OFICIAL

ORGANO DEL ESTADO

Fundada por el Decreto N° 10 de 11 de noviembre de 1903

MGTER. OTTO ARLES ACOSTA M.
DIRECTOR GENERAL

LICDA. YEXENIA RUIZ
SUBDIRECTORA

OFICINA

Calle Quinta Este, Edificio Casa Alianza, entrada lateral
primer piso puerta 205, San Felipe Ciudad de Panamá,
Teléfono: 227-9833 - Fax: 227-9830

Apartado Postal 2189

Panamá, República de Panamá

**LEYES, AVISOS, EDICTOS Y OTRAS
PUBLICACIONES**

PRECIO: B/.4.40

IMPORTE DE LAS SUSCRIPCIONES

Mínimo 6 Meses en la República: B/.18.00

Un año en la república: B/.36.00

En el exterior 6 meses: B/.18.00, más porte aéreo

Un año en el exterior, B/.36.00, más porte aéreo

Todo pago adelantado.

Confeccionado en los talleres gráficos de
Instaprint, S.A. Tel. 224-3652

MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS
DIRECCION GENERAL DE ADUANAS
RESOLUCION N° 219
(De 19 de abril de 2005)

EL MINISTRO DE ECONOMÍA Y FINANZAS
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

Que mediante memorial presentado ante la Dirección General de Aduanas del Ministerio de Economía y Finanzas, la firma forense Orillac, Carles & Guardia, en calidad de apoderada especial de la empresa SHALL, S.A., sociedad anónima debidamente inscrita a Ficha 111745, Rollo 11034, Imagen 2, de la Sección de Micropelículas Mercantil del Registro Público, cuyo Presidente y Representante Legal es el señor Fernando Arias Chiari, solicita se le conceda renovación de licencia para operar un almacén de depósito especial situado en el Aeropuerto Internacional de Tocumen, destinado a la exposición y venta de comida de restaurante, snack, cafetería, bar, delicatessen, confitería, jugos naturales, galletas, gomas de mascar, chocolates, caramelos, pastillas, remedios, artículos de tocador, cosméticos populares, artículos para bebés, vitaminas, artículos naturales, artículos de higienes personal y artículos clínicos, libre de gravámenes fiscales, conforme lo dispone el artículo 1° del Decreto N°290 de 28 de octubre de 1970, modificado por el Decreto N°3 de 6 de enero de 1971, y el contrato de concesión N°038/DC/04, de 08 julio de 2004, celebrado con el Aeropuerto Internacional de Tocumen, S.A., y SHALL, S.A. que vence el 1 de febrero de 2006.

Que el apoderado especial de dicha empresa manifiesta en el memorial petitorio que su representada está dispuesta a cumplir con todas las obligaciones que indique el Ministerio de Economía y Finanzas, por conducto de la Dirección General de Aduanas.

Que entre las obligaciones que dispone el Decreto N°290 de 28 de octubre de 1970, se exige la presentación de una fianza en efectivo, bancaria o de seguro, a juicio de la Contraloría General de la República, para responder por los impuestos que puedan causar las mercancías que se vayan a depositar y las penas en que pueda incurrir el importador por

infracciones a las disposiciones fiscales, habiendo consignado, a favor del Ministerio de Economía y Finanzas/Contraloría General de la República, la Fianza de Obligación Fiscal (5-97) N° 072-001-000000137-000000, de 30 de enero de 2004, emitida por Cía. Internacional de Seguros, S.A., por un valor de treinta y cinco mil Balboas con 00/100 (B/35.000.00), cuantía que fue fijada por la Contraloría General de la República, a fin de garantizar las operaciones que realice la mencionada empresa en el almacén de Tocumen, la cual vence el día de 30 de enero de 2005 y Endoso N° 1, de 04 de octubre de 2004, que modifica la vigencia de la garantía hasta el 12 de febrero de 2006.

Que la empresa está obligada a mantener vigente o a renovar anualmente la Fianza de Obligación Fiscal de acuerdo a la certificación de venta anual bruta que expida el Aeropuerto Internacional de Tocumen, S.A. Dicha certificación deberá ser presentada anualmente por la empresa ante este Despacho para la revisión de la fianza, conforme lo dispone la resolución N°53 de 22 de mayo de 1997, dictada por la Contraloría General de la República.

Que la empresa debe contribuir con el tres cuarto del uno por ciento ($3/4$ del 1%) del valor C.I.F. de las mercancías depositadas, con el objeto de cubrir los gastos del servicio especial de vigilancia fiscal de estas operaciones, y cumplir con el Decreto N° 130 de 25 de octubre de 1974, referente a la liquidación del impuesto sobre la renta.

RESUELVE:

CONCEDER a la empresa SHALL, S.A. renovación de la licencia N° 178 de 2 de septiembre de 2002 para operar un almacén de depósito especial situado en el Aeropuerto Internacional de Tocumen.

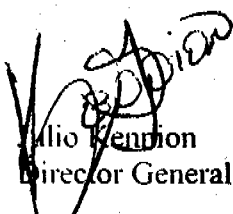
Esta licencia vence el día 1 de febrero de 2006, conforme lo dispone el artículo segundo del Decreto N°290 de 28 de octubre de 1970.

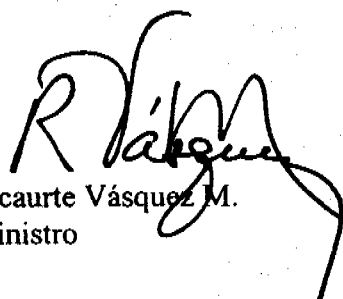
ADVERTIR que la utilización de la licencia para fines distintos a los cuales ha sido concedida, así como la violación al régimen fiscal causará la cancelación de la misma, sin perjuicio de la responsabilidad que le recaiga a la empresa, conforme a las disposiciones aduaneras vigentes.

MANTENER en custodia de la Contraloría General de la República, la fianza descrita en la parte motiva de esta resolución.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Decreto N° 290 de 28 de octubre de 1970, reformado por el Decreto N°3 de 6 de enero de 1971.
Decreto N° 130 de 25 de octubre de 1974 y Resolución N° 53 de 22 de mayo de 1997, dictada por la Contraloría General de la República.

REGÍSTRESE, NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE.


Wilio Kention
Director General


Ricaurte Vásquez M.
Ministro

RESOLUCION N° 256
(De 9 de junio de 2005)

EL MINISTRO DE ECONOMÍA Y FINANZAS
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

Que mediante memorial presentado ante la Dirección General de Aduanas del Ministerio de Economía Y Finanzas, en calidad de apoderado especial el licenciado Amado Arjona Duque, de la empresa INMOBILIARIA CASA DEL SOL, S.A., sociedad anónima debidamente inscrita a Ficha 356396, Rollo 63919, Imagen 37 de la Sección de Micropelícula Mercantil del Registro Público, cuyo Presidente y Representante Legal es el señor Isaac Malca Cohen, solicita se le conceda renovación de licencia para operar un Almacén de Depósito Especial de Mercancías No Nacionalizadas en el área de la Zonita Libre del Aeropuerto Internacional de Tocumen, destinado a la exposición y venta de perfumes, licores, cigarrillos, relojes, gafas, joyas finas, figuras y artículos en oro, plata, piedras preciosas y semipreciosas, perlas y cristales, lapiceras y lapiceros finos, bisutería fina, libre de gravámenes fiscales, conforme lo dispone el artículo 1° del Decreto N°290 de 28 de octubre de 1970, modificado por el Decreto N°3 de 6 de enero de 1971, y el Contrato de Concesión N°021/DC/04 de 8 de julio de 2004, celebrado entre Aeropuerto Internacional de Tocumen, S.A., y la empresa INMOBILIARIA CASA DEL SOL, S.A., que vence el 1° de febrero de 2006.

Que el apoderado especial de dicha empresa manifiesta en el memorial petitorio que su representada está dispuesta a cumplir con todas las obligaciones que indique el Ministerio de Economía y Finanzas, por conducto de la Dirección General de Aduanas.

Que entre las obligaciones que dispone el Decreto N°290 de 28 de octubre de 1970, se exige la presentación de una fianza en efectivo, bancaria o de seguro, a juicio de la Contraloría General de la República, para responder por los impuestos que puedan causar las mercancías que se vayan a depositar y las penas en que pueda incurrir el importador por infracciones a las disposiciones fiscales, habiendo consignado, a favor del Ministerio de Economía y Finanzas/Contraloría General de la República, la Fianza de Obligación Fiscal N° 04-02-215102-2 de 26 de octubre de 2004, emitida por la Compañía Nacional de Seguros, S.A., por un valor de veinticinco mil Balboas (B/.25,000.00), con vencimiento hasta 26 de noviembre de 2005, cuantía fijada por la Contraloría General de la República, a fin de garantizar las operaciones que realice la mencionada empresa en el almacén de Tocumén.

Que la empresa está obligada a mantener vigente o a renovar anualmente la Fianza de Obligación Fiscal de acuerdo a la certificación de venta anual bruta que expida el Aeropuerto Internacional de Tocumen, S.A. Dicha certificación deberá ser presentada anualmente por la empresa ante este Despacho para la revisión de la fianza, conforme lo dispone la Resolución N°53 de 22 de mayo de 1997, dictada por la Contraloría General de la República.

Que la empresa debe contribuir con el tres cuarto del uno por ciento (3/4 del 1%) del valor C.I.F. de las mercancías depositadas, con el objeto de cubrir los gastos del servicio especial de vigilancia fiscal de estas operaciones, y cumplir con el Decreto N°130 de 25 de octubre de 1974, referente a la liquidación del impuesto sobre la renta.

RESUELVE:

CONCEDER a la empresa INMOBILIARIA CASA DEL SOL, S.A., renovación de la licencia N° 019 de 23 de enero de 2002, para operar un almacén de depósito especial en el Aeropuerto Internacional de Tocumen.

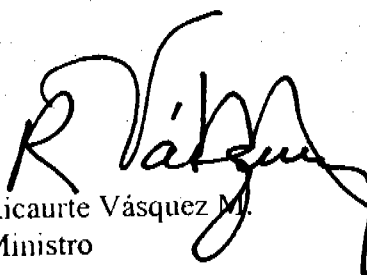
Esta licencia estará en vigencia hasta el día 1 de febrero de 2006, conforme lo dispone el artículo segundo del Decreto N°290 de 28 de octubre de 1970.

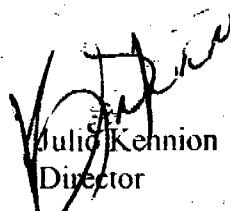
ADVERTIR que la utilización de la licencia para fines distintos a los cuales ha sido concedida, así como la violación al régimen fiscal, causará la cancelación de la misma sin perjuicio de la responsabilidad que le recaiga a la empresa, conforme a las disposiciones aduaneras vigentes.

MANTENER en custodia de la Contraloría General de la República, la fianza descrita en la parte motiva de esta resolución.

FUNDAMENTO LEGAL: Decreto N°290 de 28 de octubre de 1970,
Reformado por el Decreto N°3 de 6 de enero de 1971,
Decreto N°130 de 25 de octubre de 1974 y
Resolución N°53 de 22 de mayo de 1997, dictada por la
Contraloría General de la República.

REGÍSTRESE, NOTIFIQUESE Y PUBLÍQUESE.


Ricaurte Vásquez M.
Ministro


Julio Kennion
Director

MINISTERIO DE OBRAS PUBLICAS
CONTRATO N° DINAC-1-72-04
(De 4 de agosto de 2004)

Entre los suscritos a saber: **EDUARDO ANTONIO QUIRÓS B.**, varón, panameño, mayor de edad, casado, vecino de esta ciudad, con cédula de identidad personal N° 8-309-748, **MINISTRO DE OBRAS PÚBLICAS**, actuando en nombre y representación del Estado, basado en la Opinión Favorable del Consejo Económico Nacional emitida mediante Nota CENA/174 de 4 de mayo de 2004, y el Concepto Favorable emitido mediante Resolución del Consejo de Gabinete N° 52 de 9 de junio de 2004, publicada en la Gaceta Oficial N° 25,073 de 16 de junio de 2004, quien en lo sucesivo se llamará **EL ESTADO** por una parte, y por la otra, **EDELBERTO BARRANCO M.**, varón, panameño, mayor de edad, portador de la cédula de identidad personal N° 8-80-79, quien actúa en nombre y representación de la empresa **C.B.H. CONSTRUCCIONES S.A.**, sociedad debidamente inscrita en el Registro Público, en la Sección de Micropelículas Mercantil, a Ficha 277616, Rollo 39957, Imagen 161, con Licencia Industrial N° 8-7577, e inscrita en la Junta Técnica de Ingeniería y Arquitectura mediante Resolución N° 350 de 21 de abril de 2003, quien en lo sucesivo se denominará **EL CONTRATISTA**, tomando en cuenta la **LICITACIÓN PÚBLICA N° 04-03 PARA LA "REHABILITACIÓN DE LA CARRETERA PANAMERICANA, 4^{to} TRAMO: GUABALÁ - LAS VUELTAS, SECCIÓN IV (ESTACIÓN 394K + 100 A ESTACIÓN 409K + 660), PROVINCIA DE CHIRIQUÍ"** celebrada el día 15 de abril de 2003, adjudicada mediante Resolución N° DS-MOP-DINAC-236-03 de 9 de marzo de 2004, hemos convenido en celebrar el presente contrato sujeto a las siguiente cláusulas:

PRIMERA: OBJETO DEL CONTRATO.

EL CONTRATISTA se obliga formalmente a llevar a cabo los trabajos de **"REHABILITACIÓN DE LA CARRETERA PANAMERICANA, 4^{to} TRAMO: GUABALÁ - LAS VUELTAS, SECCIÓN IV (ESTACIÓN 394K + 100 A ESTACIÓN 409K + 660), PROVINCIA DE CHIRIQUÍ"**, de acuerdo en todo con el Pliego de Cargos y demás documentos de la Licitación Pública N° 04-03, que consiste principalmente en los trabajos siguientes:

EXCAVACIÓN NO CLASIFICADA, DE DESPERDICIO Y MATERIAL DESECHABLE, IMPRIMACIÓN Y DOBLE SELLO, CONSTRUCCIÓN DE PASOS ELEVADOS PEATONALES, ENSANCHE CON PAVIMENTO DE HORMIGÓN PORTLAND DE 0.55M. Y 0.25M. DE ESPESOR.

Además: Limpieza y desraigue, cunetas pavimentadas en "V", hormigón reforzado, acero de refuerzo grado 40, mantenimiento y reparación de puentes vehiculares, etc.

SEGUNDA: SUMINISTROS A CARGO DEL CONTRATISTA.

EL CONTRATISTA se compromete a suministrar todo el personal directivo, técnico y administrativo, la mano de obra, la maquinaria, equipo incluyendo combustible, herramientas, instrumentos, materiales, transporte, conservación durante el período de construcción, garantía, financiamiento y todas las operaciones necesarias para terminar completa y satisfactoriamente la obra propuesta, dentro del período de construcción establecido para ello.

TERCERA: PRINCIPIO DE INTEGRACIÓN DEL CONTRATO.

Queda aceptado entre las partes contratantes que forman parte integrante del presente contrato de obras, el Pliego de Cargos que sirvió de base a la Licitación Pública N° 04-03 del Ministerio de Obras Públicas y la propuesta hecha por **EL CONTRATISTA**.

Para los efectos de interpretación y validez, se establece el orden de jerarquía de los documentos, así:

1. El Contrato.
2. El Pliego de Cargos:
 - Addendas
 - Condiciones Especiales
 - Condiciones Generales
 - Especificaciones Suplementarias
 - Especificaciones Técnicas
 - Planos
 - Notas Aclaratorias (durante el Proceso de Licitación)
3. La Propuesta.

CUARTA: DURACIÓN DEL CONTRATO.

Queda convenido y aceptado que **EL CONTRATISTA** se obliga a ejecutar la obra a que se refiere este contrato y a terminarla íntegra y debidamente, a los **SIETE (7) MESES CALENDARIO**, a partir de la fecha indicada en la Orden de Proceder.

QUINTA: IMPORTE DEL CONTRATO.

EL ESTADO reconoce y pagará a **EL CONTRATISTA**, por la construcción total de la obra enumerada en el presente contrato, la suma de **TRES MILLONES CIENTO NOVENTA Y CINCO MIL SETECIENTOS NOVENTA Y SIETE BALBOAS CON 00/100 (B/.3,195,797.00)**, de conformidad con lo que presentó en su propuesta **EL CONTRATISTA**, por el trabajo efectivamente ejecutado y cuyo pago acepta recibir **EL CONTRATISTA** en efectivo la suma **NOVECIENTOS MIL BALBOAS CON 00/100 (B/.900,000.00)** con cargo a la Partida Presupuestaria N° 0.09.1.5.602.02.07.503, del Presupuesto de Inversiones de la vigencia fiscal del año 2004; y la diferencia de **DOS MILLONES DOSCIENTOS NOVENTA Y CINCO MIL SETECIENTOS NOVENTA Y SIETE BALBOAS CON 00/100 (B/.2,295,797.00)**, se cargará al presupuesto de la vigencia fiscal del año 2005.

SEXTA: FORMA DE PAGO.

EL CONTRATISTA podrá solicitar pagos parciales siguiendo al efecto el procedimiento que determina la parte pertinente del Pliego de Cargos.

SÉPTIMA: FIANZA.

EL ESTADO declara que **EL CONTRATISTA** ha presentado una Fianza Definitiva o de Cumplimiento por el **CINCUENTA POR CIENTO (50%)** y Endoso N°1, del valor del Contrato que responda por la ejecución completa y satisfactoria de la obra, la cual ha sido constituida mediante la Fianza Definitiva o Cumplimiento N° 05-01-249934-0 de la

COMPANÍA NACIONAL DE SEGUROS, S.A., por monto de **UN MILLÓN QUINIENTOS NOVENTA Y SIETE MIL OCHOCIENTOS NOVENTA Y OCHO BALBOAS CON 50/100 (B/.1,597,898.50)**, con vigencia de **SIETE (7) MESES CALENDARIO**. Dicha Fianza se mantendrá en vigor por un período de 3 años, después que la obra objeto de este Contrato haya sido terminada y aceptada a fin de responder por defectos de reconstrucción o construcción de la obra. Vencido dicho término y no habiendo responsabilidad exigible se cancelará la fianza.

OCTAVA: RETENCIONES.

Como garantía adicional de cumplimiento, **EL ESTADO** retendrá el **DIEZ POR CIENTO (10%)** del valor total del trabajo ejecutado hasta la fecha de la cuenta.

NOVENA: CUOTAS SOBRE RIESGOS PROFESIONALES.

EL CONTRATISTA se compromete a pagar las cuotas sobre riesgos profesionales para cubrir accidentes de trabajo que se registren en relación directa con las estipulaciones de que es materia este contrato.

DÉCIMA: SEÑALIZACIONES.

EL CONTRATISTA deberá suministrar, colocar y conservar por su cuenta **DOS (2)** letreros que tengan como mínimo 3.50m. de ancho por 2.50m. de alto. Los letreros serán colocados a los extremos de la obra, en un lugar visible, donde señale el Residente y al final de la obra serán entregados al **MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS**, en la División de Obras más cercana.

EL CONTRATISTA suministrará e instalará, por su cuenta, **DOS (2)** Placas de Bronce, en los extremos de los pasos peatonales y puentes vehiculares, que construya. El tamaño y leyenda de dichas placas será suministrada por la Dirección Nacional de Inspección del **MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS**.

DÉCIMA PRIMERA: RENUNCIA A RECLAMACIÓN DIPLOMÁTICA.

EL CONTRATISTA relevará a **EL ESTADO** y a sus representantes de toda acción derivada del cumplimiento de este contrato tal como lo establece el Pliego de Cargos y renuncia a invocar la protección del Gobierno Extranjero a intentar reclamación diplomática en lo tocante a los deberes y derechos originados en contrato, salvo el caso de denegación de Justicia, tal como lo dispone el Artículo 77 de la Ley 56 de 27 de diciembre de 1995.

DÉCIMA SEGUNDA: INICIO DE LOS TRABAJOS.

Queda convenido y aceptado que el presente contrato se resolverá administrativamente, si **EL CONTRATISTA** no iniciare los trabajos dentro de los **SIETE (7)** días calendario siguientes a la fecha establecida en la Orden de Proceder.

DÉCIMA TERCERA: CAUSALES DE RESOLUCIÓN.

Serán causales de resolución administrativa del presente contrato las que señala el Artículo 104 de la Ley 56 de 27 de diciembre de 1995, a saber:

1. El incumplimiento de las cláusulas pactadas.
2. La muerte de **EL CONTRATISTA**, en los casos en que deba producir la extinción del contrato conforme a las reglas del Código Civil, si no se ha previsto que puede continuar con los sucesores de **EL CONTRATISTA**, cuando sea una persona natural.
3. La quiebra o el concurso de acreedores de **EL CONTRATISTA**, o por encontrarse éste en estado de suspensión o cesación de pagos, sin que se haya producido la declaratoria de quiebra correspondiente.
4. La incapacidad física permanente de **EL CONTRATISTA**, certificada por médico idóneo, que le imposibilite la realización de la obra, si fuera persona natural.
5. La disolución de **EL CONTRATISTA**, cuando se trate de persona jurídica, o de alguna de las sociedades que integran un consorcio o asociación accidental, salvo que los demás miembros del consorcio o asociación puedan cumplir el contrato.

Se considerarán también como causales de resolución administrativa por incumplimiento del contrato, pero sin limitarse a ellas, las siguientes:

1. Que **EL CONTRATISTA** rehuse o falle en llevar a cabo cualquier parte de la misma con la diligencia que garantice su terminación satisfactoria dentro del período especificado en el Contrato, incluyendo cualquiera extensión de tiempo debidamente autorizada.
2. No haber comenzado la obra dentro del tiempo debido, según lo establecido en el Acápite PROGRESO DE LA OBRA del Pliego de Cargos.
3. Las acciones de **EL CONTRATISTA** que tiendan a desvirtuar la intención del contrato.
4. El abandono o suspensión de la obra sin la autorización debidamente expedida.
5. La renuencia a cumplir con las indicaciones o acatar las órdenes desconociendo la autoridad del Residente o del Ingeniero; y
6. No disponer del personal ni del equipo con la calidad, capacidad y en la cantidad necesaria para efectuar satisfactoriamente la obra dentro del período fijado.

DÉCIMA CUARTA: NULIDAD.

Cualquier cláusula contenida en este contrato que sea considerada total o parcialmente nula o ineficaz, no afectará a la validez del resto de las cláusulas.

DÉCIMA QUINTA: MODIFICACIONES.

EL CONTRATISTA acepta de antemano que **EL ESTADO** se reserva el derecho de hacer cambios o alteraciones en las cantidades y en la naturaleza del trabajo, de disminuir o suprimir las cantidades originales de trabajo para ajustar la obra a las condiciones requeridas o cuando así convenga a sus intereses, sin que se produzcan

alteraciones en los precios unitarios establecidos en la propuesta, ni derecho a reclamo alguno por parte de **EL CONTRATISTA**. En estos casos se requerirá formalizar estos cambios y alteraciones mediante una orden escrita de **EL ESTADO**.

DÉCIMA SEXTA: NOTIFICACIONES.

Las Notificaciones o Comunicaciones que deban efectuarse como consecuencia del presente Contrato, se harán por escrito, en idioma español y serán entregadas en mano, por correo, telex, cable o cualquier otro medio fehaciente.

A estos efectos, las partes señalan las siguientes direcciones.

- A) Para **EL ESTADO**: Curundu, Edificio 1022, Dirección Nacional de Administración de Contratos, Ministerio de Obras Públicas, ciudad de Panamá, Provincia de Panamá.
- B) Para **EL CONTRATISTA**: Bethania, Urbanización Los Ángeles, Calle 63, Casa 27, Tel. 260-9006, 236-4509; Fax. 260-7294.

Toda notificación efectuada en el domicilio constituido en este Contrato, será aceptada como válida mientras dicho domicilio no sea cambiado. Todo cambio de domicilio de cualquiera de las partes deberá ser informado a la otra de inmediato por medio de una comunicación fehaciente.

DÉCIMA SEPTIMA: RESPONSABILIDAD POR LOS MATERIALES UTILIZADOS.

EL CONTRATISTA acepta que la aprobación, por parte del MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS, de los materiales que sean utilizados en la ejecución de la obra, así como la aprobación de los trabajos ejecutados, no lo exime de su responsabilidad por el comportamiento y durabilidad de los materiales, trabajos realizados y el nivel de seguridad de los usuarios de la vía, en virtud de tales materiales.

DÉCIMA OCTAVA: MULTA.

Se acepta y queda convenido que **EL ESTADO** deducirá la suma de **MIL SESENTA Y CINCO BALBOAS CON 26/100 (B/.1,065.26)**, por cada día que transcurra pasada la fecha de entrega de la obra completa, sin que dicha entrega haya sido efectuada, a manera de compensación por los perjuicios ocasionados por la demora en cumplir el compromiso contraído.

DÉCIMA NOVENA: TIMBRES.

Al original de este Contrato **NO SE LE ADHIEREN TIMBRES** según lo exige el Artículo 967 del Código Fiscal, toda vez que se aplica la excepción determinada por el Artículo 8 de la Ley 61 de 26 de diciembre de 2002 que modifica el numeral 28 del Artículo 973 del Código Fiscal y a lo reglamentado por el numeral 2 del Artículo 13 del Decreto Ejecutivo 18 de 20 de marzo de 2003 que reglamenta la Ley 61 de 26 de diciembre de 2002.

Para constancia de lo convenido, se expide y firma este documento, en la ciudad de Panamá, a los cuatro (4) días del mes de agosto de 2004.

EL ESTADO

EDUARDO ANTONIO QUIRÓS B.
Ministro de Obras Públicas

EL CONTRATISTA

6/07 2005


EDELBERTO E. BARRANCO M.
C.B.H. CONSTRUCCIONES, S.A.

REFRENDO :

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA

Panamá, once (11) de octubre de 2004

**ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS
RESOLUCION N° JD-5393
(De 4 de julio de 2005)**

“Por la cual se aprueba la Empresa Comparadora, la Tasa de Rentabilidad a aplicar en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido y el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. para el período tarifario del 1 de julio de 2005 al 30 de junio de 2009 y se ordena a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., presentar el Pliego Tarifario”

CONSIDERANDO:

1. Que mediante la Ley 26 de 29 de enero de 1996, se creó el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) como organismo autónomo del Estado, con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, electricidad, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad”, establece el régimen al que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 4 del artículo 20 de la Ley 6 mencionada anteriormente, preceptúa que le corresponde al ERSP establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia;
4. Que el numeral 1 del Artículo 98 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997, señala que el ERSP definirá periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada. Además indica que de acuerdo con los estudios que realice, el ERSP podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y podrá definir las metodologías para la determinación de tarifas;
5. Que por su parte, el numeral 2 del artículo 98 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997 establece que para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación del ERSP, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deben ceñirse a las fórmulas, topes y metodología establecidas por la Entidad Reguladora;

6. Que el artículo 100 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece la vigencia de las fórmulas tarifarias señalando que las mismas tendrán una vigencia de cuatro años, las cuales podrán ser modificadas excepcionalmente por causas contempladas expresamente en el artículo mencionado;
7. Que mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, esta Entidad aprobó el Reglamento de Transmisión, el cual contiene el Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad, al cual deben acogerse aquellas empresas que cuenten con su respectiva concesión para la prestación de esa actividad;
8. Que las fórmulas tarifarias vigentes para el Servicio Público de Transmisión vencen el 30 de junio de 2005, por lo que es preciso aprobar un nuevo Ingreso Máximo Permitido y el correspondiente Pliego Tarifario a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. para el periodo del 1° de julio de 2005 al 30 junio de 2009;
9. Que el ERSP mediante la Resolución JD-5251 de 19 de abril de 2005, convocó a Consulta Pública para recibir Comentarios sobre la Propuesta de Ingreso Máximo Permitido a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. para la actividad de transmisión y para el Servicio de Operación Integrada y el correspondiente Pliego Tarifario para el periodo del 1° de julio de 2005 al 30 de junio de 2009;
10. Que de la Propuesta del Ingreso Máximo Permitido a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., esta Entidad recibió los Comentarios de las siguientes empresas:
 - Bahía Las Minas Corp. (BLM)
 - Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S.A. (FORTUNA)
 - Elektra Noreste, S.A. (ELEKTRA)
 - Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET)
 - Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI)
 - Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)
11. Que respecto al Pliego Tarifario de Transmisión para el periodo tarifario del 1° de julio de 2005-al 30 de junio de 2009, recibimos los Comentarios de las siguientes empresas:
 - Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S.A. (FORTUNA)
 - AES Panamá, S.A. (AES)
 - Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)
12. Que el análisis de los comentarios y observaciones presentados en esta Consulta Pública con relación al **INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) A LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.**, se exponen a continuación:

12.1 Comentarios de BLM

12.1.1 BLM indica que en la Sección VI del Anexo A de la Resolución JD-2787 se establece que la variación de ingresos correspondiente al último año del período tarifario se asignará como un adicional a considerar en el próximo período tarifario. Pero que en la Propuesta de IMP no aparece esta corrección, principalmente en lo referido a la línea Guasquitas –Panamá II que debió haber concluido en el 2004.

Respuesta del ERSP:

En el documento de Propuesta de IMP presentado en Consulta Pública, no se incluyó la devolución que debe hacer ETESA por el atraso de los proyectos en el período de enero de 2004 a junio de 2005, y por las variaciones de ingreso por demanda y generación, a fin de no mezclar los cálculos de un periodo con otro. No obstante, tal y como lo establece el Régimen Tarifario vigente, ETESA ha presentado al ERSP el cálculo de este valor de acuerdo a lo establecido, el cual está en proceso de revisión por el ERSP, previo a su aplicación en el próximo periodo tarifario.

12.1.2 BLM indica que varias de las fechas incluidas en el Plan de Inversiones son completamente irreales y que el ERSP no debe permitir que se utilicen para definir el IMP. En particular mencionan la línea de transmisión Llano Sánchez-Panamá II con fecha de entrada en operación de octubre de 2005 y del Sistema de Transmisión de Bocas del Toro con fecha de entrada en operación de octubre de 2006. Adicionalmente, BLM en referencia a la línea de transmisión Guasquita-Fortuna pregunta lo siguiente:

- a. ¿Por qué este proyecto faltó en la actualización de los proyectos vigentes del Plan de Expansión de Transmisión del año 2003 (Resolución JD-5160 Anexo A)?
- b. ¿El ERSP sacará una nueva Resolución para corregir el Anexo A de la Resolución JD-5160?
- c. ¿Cómo salió el valor de B/.2,523,000 para este proyecto, cuando en el cuadro “VNR-Líneas de Transmisión-Sistema Principal Valores en Balboas de diciembre de 2004”, la línea Guasquita-Fortuna tiene un VNR de B/. 2,857,216, son los dos valores correctos?.

Respuesta del ERSP

Las fechas consideradas para la entrada en operación de los proyectos son las que figuran en el plan de inversiones aprobado por el ERSP mediante Resolución JD-5160 de 17 de marzo de 2005. No obstante, el ERSP en virtud de los comentarios que sobre este tema se han dado en esta consulta, le solicitó a ETESA mediante nota No. DPER-1376 de 10 de junio de 2005 que informara la situación actual de los proyectos y las fechas más probables de entrada en operación de los mismos para el próximo período tarifario de julio de 2005 a junio de 2009.

A este respecto ETESA mediante nota ETE-DEOI-PLAN-061-2005 de 15 de junio de 2005, indicó las fechas de entrada en operación de los proyectos, en donde en esencia se mantenían las fechas consideradas en el Anexo A de la Resolución JD-5160 de 17 de marzo de 2005.

Con respecto a las preguntas en torno a la línea de transmisión de Guasquita-Fortuna indicamos:

- a. Los proyectos que aparecen en el Anexo A de la Resolución JD-5160 de 17 de marzo de 2005, son aquellos proyectos que aun no han entrado en operación. La línea Guasquita-Fortuna entró en operación en junio de 2003, por lo cual no figura en el Anexo A de dicha Resolución. No obstante, la capitalización de dicho proyecto para efectos tarifarios sólo podrá ser realizada cuando entre en operación la línea Guasquita-Panamá II en su totalidad, según lo indicado en la Resolución JD-3455 de 13 de agosto de 2002.
- b. En virtud de lo expresado en el punto anterior no se requiere una nueva Resolución para corregir el Anexo A de la Resolución JD-5160 de 17 de marzo de 2005.
- c. La suma de B/ 2,523,000 es el valor registrado en los libros contables de ETESA al 31 de diciembre de 2004 (B/ 2,522,953). Los valores contables de los proyectos que entrarán en ejecución en el período "ajustados por eficiencia" son utilizados para el cálculo de la base de capital. El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de B/2,857,216 es el reconocido para la línea Guasquitas-Fortuna para las actividades de Administración, Operación y Mantenimiento.

12.1.3 En cuanto a lo que se refiere a las mejoras informáticas en el cálculo del IMP por el Servicio de Operación Integrada, BLM señala lo siguiente:

- a. Servidores: Alta Disponibilidad de Correo y Reemplazo de Servidores de Mercado. Consideran que esta actividad está sobrepresupuestada y que las mismas deben ser revisadas y reajustadas.
- b. Software: Alta Disponibilidad de Firewall. Indican que esta actividad fue eliminada del Plan de Inversiones del CND ajustado, pero consideran que la misma debe ser reestablecida en un monto de B/.2,000 por año para el período de 2006 a 2009 (B/. 8,000 en total).

Respuesta del ERSP

El monto de la inversión en los servidores de Alta Disponibilidad de Correo y Reemplazo de Servidores de Mercado es la adecuada de acuerdo a los costos del equipo en el mercado y a las necesidades del CND. En lo que respecta a la inversión en el software de Alta Disponibilidad de Firewall, dicha actividad está incluida en los ingresos basados en la empresa comparadora. Por lo tanto, no se amerita un cambio en este sentido en el IMP para la actividad de Servicio de Operación Integrada del CND.

12.2 Comentarios de FORTUNA

12.2.1 FORTUNA indica en cuanto a la capitalización de las inversiones, que el proyecto de la Subestación de Santa Rita en 115 kV asociada a la línea BLM-Cáceres no debe capitalizarse hasta la fecha en que se conecte un nuevo agente a esa subestación, y consideran que dicha inversión es prematura e ineficiente.

En cuanto a los activos que se incorporan a la base de capital en el periodo 2005-2009, señalan que se están capitalizando todas las inversiones en los dos primeros años del periodo y en los últimos dos años no hay inversiones. Consideran que se debe ser más conservador en las fechas de entrada en operación de las inversiones del período 2005-2009 y que se revisen y posterguen las fechas de inicio de los siguientes proyectos: línea de transmisión de Llano Sánchez Panamá II, sistema de transmisión de Bocas del Toro, transformador T3 subestación Mata de Nance y transformador T2 subestación Progreso y banco de capacitores de subestación Panamá II.

Respuesta del ERSP

La Ley 6 de 3 de febrero de 1997 establece el reconocimiento de todos los activos instalados en la fecha en que se estima entrarán en operación en el período tarifario.

En cuanto a las fechas consideradas para la entrada en operación de los proyectos, reiteramos lo señalado en la respuesta 12.1.2.

En referencia específica a la instalación del banco de capacitores en Subestación Panamá II, la fecha de entrada en operación que aparece en la tabla del Plan de inversiones del numeral 2.2.2 del documento de Propuesta del IMP es para enero de 2015, motivo por el cual no entra en este período tarifario de 2005 a 2009 por lo que en el documento final de IMP se procede a eliminar.

12.2.2 FORTUNA indica en cuanto al ajuste de la Base de Capital por Actividades No Reguladas, que no se han presentado cifras que avalen la desestimación del ajuste en cuestión. Consideran que esto es de cuidar, sobre todo cuando es conocido que los dos hilos de guarda de la nueva línea de transmisión 230 kV Veladero – Panamá II tienen fibra óptica para el negocio no regulado de comunicaciones de ETESA.

Respuesta del ERSP

Los ingresos derivados del negocio de comunicaciones en la actualidad son mínimos con respecto a los ingresos totales de ETESA (estos fueron aproximadamente de B/110,000.00 para el año 2004 por el servicio de comunicaciones), por lo que no ha requerido hacerse un ajuste por este concepto. No obstante, considerando que ETESA con sus instalaciones puede tener el potencial de ampliar el negocio por actividades no reguladas, el ERSP señala que de incrementarse significativamente el monto correspondiente a estas actividades en algún año dentro del período tarifario, el régimen tarifario permite la revisión de esto, por lo que se procedería en este sentido.

12.2.3 Para el numeral 2.2.5 de la Devolución de la Base de Capital; FORTUNA realiza los mismos comentarios del punto c (debe leerse b) de sus comentarios, por lo que reiteran que las fechas de entrada en operación de las inversiones deben ser más realistas, en particular las de los años 2005 y 2006.

Respuesta del ERSP

Reiteramos la respuesta dada en la primera parte del numeral 12.1.2.

12.2.4 FORTUNA indica que los costos reconocidos de generación obligada de ETESA obedecen a restricciones propias que han ocurrido en el sistema de transmisión propiedad de ETESA, motivadas por causas imputables a ETESA, razón por la cual consideran que los usuarios del sistema de transmisión de ETESA no deben pagar esta generación obligada.

Respuesta del ERSP

La propuesta de IMP para el 2005-2009, no incluye ingreso por generación obligada en la propuesta de IMP para el período 2005-2009.

No obstante, es importante aclarar que posibles reconocimientos de generación obligada en el IMP de períodos tarifarios posteriores, podrían surgir como consecuencia de la aplicación del criterio de seguridad n-1 adoptado en el Reglamento de Transmisión que fue aprobado mediante Resolución JD-5216 de 17 de abril de 2005.

En el Reglamento de Transmisión se establece claramente que la generación obligada no incluirá aquellos costos adicionales que se produzcan por un comportamiento ineficiente de ETESA en la operación del Sistema o en su desarrollo.

FORTUNA indica que en el numeral 2.4 del documento de Propuesta del IMP en donde está el cálculo del IMP 2005-2009, el detalle del cuadro de ingreso anual y por año tarifario relacionado con el sistema principal de transmisión, debe mostrar por separado los activos existentes de los activos nuevos para identificar estos componentes del IMP según corresponda.

Respuesta del ERSP

La presentación actual del cuadro Cálculo del IMP 2005-2009 a criterio del ERSP, es suficiente para efecto del objetivo que se busca en el documento de Propuesta del IMP. No obstante, es importante indicar que en el numeral 2.2.5 del documento propuesto se muestra la separación solicitada.

12.2.6 FORTUNA indica que en su opinión el sobre equipamiento o capacidad no adaptada de los nuevos equipos debe ser tratada por separado, para que ésta porción no sea cargada en su totalidad a los usuarios del sistema de transmisión, ya que esto redundaría en sobrecostos por una porción del equipo y servicio no requerido.

Respuesta del ERSP

Para el cálculo del IMP, el régimen aprobado en el Reglamento de Transmisión mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 no prevé diferenciar la capacidad no adaptada de los equipos del sistema principal de transmisión. No obstante, en la metodología para el cálculo de los cargos por uso del sistema principal de transmisión sí está previsto considerar la capacidad no adaptada para efecto de determinar el uso que se hace del equipamiento denominado refuerzos del sistema. Además, para los equipos de conexión también se considera la capacidad no adaptada de los mismos al indicarse que puede existir sobredimensionamiento en los equipos y ajustarse al valor cuando corresponda.

12.3 Comentarios de ELEKTRA

12.3.1 En lo que respecta a activos que se incorporan a la base de capital en el período 2005-2009 indica que el 96% de las inversiones se concentran entre el 2005 y 2006, y los beneficios a ser obtenidos para el Sistema Interconectado Nacional con la entrada de estos proyectos no es acorde. ELEKTRA sustenta su posición en:

- a. Línea de transmisión, Llano Sánchez – Panamá II: la puesta en servicio de todo el proyecto Guasquitas-Panamá II no se dará hasta que se termine el refuerzo Fortuna-Guasquitas, el cual estará terminado hasta octubre 2006, consideran que los costos de este proyecto deben ser reconocidos a partir de octubre de 2006.
- b. Línea de transmisión Fortuna-Changuinola-Frontera y Subestaciones Chiriquí Grande y Changuinola: este proyecto había sido eliminado del Plan de Expansión de 2003 mediante Resolución JD-4565 de 16 de marzo de 2004 y fue reincorporado mediante Resolución JD-5160 de 17 de marzo de 2005 basado en nuevos elementos señalados por ETESA relacionados a la interconexión regional. No obstante, este proyecto es dependiente de la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Bonyic, del cual no se conoce su programación. Adicionalmente, en la propuesta del cálculo del IMP aparece la Subestación Chiriquí Grande, pero la misma fue eliminada mediante Resolución JD-4565 de 16 de marzo de 2004.

Respuesta del ERSP

Como se dijo en comentario anterior, las fechas de entrada de las inversiones utilizadas son las establecidas en el Plan de Inversiones aprobado por el ERSP mediante Resolución JD-5160 de 17 de marzo de 2005. Para los casos específicos señalados por ELEKTRA indicamos lo siguiente:

- a. En lo que respecta a la línea Guasquita - Panamá II sólo falta poner en operación el tramo Llano Sánchez - Panamá II, el cual según el Plan de Inversiones aprobado tiene fecha de entrada en operación para octubre de 2005. La puesta en servicio de este proyecto no está condicionada a la entrada en operación de la línea Guasquita-Fortuna como manifiesta ELEKTRA. Por el contrario, a pesar que la línea Guasquita-Fortuna entro en operación en junio de 2003, su capitalización si esta condicionada a la entrada en operación total de la línea Guasquita-Panamá II, según lo establecido en la Resolución JD-3455 de 13 de agosto de 2002.

En este sentido se ha realizado la corrección en el cuadro de inversiones de ETESA presentado en la tabla del numeral 2.2.2, ya que en el mismo se tiene que la línea Guasquita-Fortuna se capitaliza en octubre de 2006, pero la fecha correcta es octubre de 2005, la cual es la fecha prevista de entrada en operación del tramo Llano Sánchez- Panamá II que es el único que falta para completar en su totalidad la línea Guasquita-Panamá II.

- b. El proyecto de la línea Fortuna-Changuinola-Frontera y las subestaciones asociadas de Chiriquí Grande y Changuinola, no fue eliminado con la Resolución JD-4565 de 16 de marzo de 2004. Dicha Resolución sólo eliminó el tramo de Changuinola-Frontera y la subestación de Chiriquí Grande. Por su parte la Resolución JD-5160 de 17 de marzo de 2005, sólo reincorporó el tramo de línea de Changuinola-Frontera en el plan de inversiones de ETESA, y la sustentación de esto no estuvo basado en la consideración del desarrollo o no del proyecto de Bonyic, ya que se tomaron en cuenta otros factores presentados por ETESA tales como los relacionados a los intercambios regionales.

Por otro lado, consideramos que es adecuado el señalamiento de ELEKTRA en torno a eliminar de la tabla de inversiones de ETESA contenida en la sección 2.2.2 del informe de Propuesta del IMP la referencia a la subestación de Chiriquí Grande, ya que la misma ha sido eliminada, como se dijo anteriormente, mediante la Resolución JD-4565 de 16 de marzo de 2004.

- 12.3.2 ELEKTRA indica que el cálculo de los costos de Administración, Operación y Mantenimiento se basó en el valor más alto entre VNR y los Activos Reconocidos en libros al final de cada año tarifario para el sistema principal. Se pregunta a ELEKTRA por qué se utiliza el VNR y no el valor de los Activos Reconocidos en libros? Además, indica que con este criterio se está reconociendo a ETESA gastos superiores en operación y mantenimiento, el cual estiman en 4.3 millones.

Respuesta del ERSP

El cálculo de los costos de Administración, Operación y Mantenimiento no se basó en el mayor valor de los activos comparados entre el VNR y los activos reconocidos en "Libros", sino que estuvo basado en el VNR, tal como se establece en el Régimen Tarifario de Transmisión que forma parte del Reglamento de Transmisión y que fue aprobado mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005.

Cabe destacar que los porcentajes de administración, operación y mantenimiento eficientes fueron calculados sobre una base de VNR del comparador, por lo que no se puede hacer el ejercicio realizado por ELEKTRA, sin antes haber hecho el ajuste al indicador de porcentaje.

12.3.3 ELEKTRA indica que no se hace referencia en el cálculo del IMP propuesto a la aplicación de los ajustes correspondientes al atraso de proyectos en el período tarifario anterior. Consideran que el remanente que debe ser aplicado a los clientes, correspondientes al período tarifario anterior debe ser aplicado en 50-50 para los consumidores y para los productores respectivamente.

Respuesta del ERSP

Ver respuesta del Comentario 12.1.1.

12.4 Comentarios de EDEMET y EDECHI

12.4.1 Solicitan que de conformidad con lo establecido en el Régimen Tarifario para el Servicio Público de Transmisión donde se establece que “la variación de ingresos correspondiente al último año del período tarifario se asignará como un adicional a considerar en el próximo período tarifario”, se indique donde se reflejan las variaciones de ingresos del período 2001-2005, por atrasos en el cumplimiento de las inversiones programadas en el Plan de Expansión utilizadas en la determinación del IMP del período señalado.

Respuesta del ERSP

Ver respuesta del Comentario 12.1.1.

12.4.2 EDECHI indica que no está de acuerdo en que se considere un VNR por la línea 115-19 Caldera-Paja de Sombrero, ya que consideran que esa línea es propiedad de EDECHI y que ETESA hasta la fecha no ha podido demostrar que es la propietaria de dicha línea.

Respuesta del ERSP

La línea 115-19 Caldera-Paja de Sombrero se encuentra incluida también en el listado de instalaciones que hace parte del contrato de concesión de ETESA, hecho que ha dificultado la determinación de quién debe ser el propietario de la misma. Mientras no se resuelva esto, y dado que la magnitud de la misma es muy pequeña (0.015%) respecto al total de activos, se mantiene dicha línea como parte de los activos de ETESA, hasta tanto se resuelva legalmente esta situación.

12.5 Comentarios de ETESA

12.5.1 Manifiesta su inconformidad sobre la metodología de cálculo de su IMP en lo relativo al uso de TRANSBA como empresa comparadora de las actividades de transmisión y conexión, sin que se hayan realizado las correcciones necesarias y pertinentes para hacer comparables las dos empresas. Fundamentan su inconformidad en lo siguiente:

- a. En lo que respecta a los factores macroeconómicos es necesario hacer todas las previsiones posibles para hacer comparables sus cifras monetarias. Tomando como referencia la economía de los Estados Unidos, el factor de ajuste del Purchase Power Parity (PPP) de Argentina para el año 2001 es de 1.524 y el de Panamá para el 2004 se mantiene similar al del 2003 en 1.455, las cifras de costos de TRANSBA deberían incrementarse en una proporción igual al 1.0474 ($=1.524/1.455$). Es decir, si TRANSBA operara en Panamá, con los niveles de eficiencia exhibidos en 2001 tendría unos costos superiores en el 4.74% dados por el entorno macroeconómico. Además, existen otras condiciones económicas y de desarrollo particulares de los países que inciden en decisiones diversas de las empresas de transmisión, tales como adquirir y mantener el stock de repuestos en las bodegas y los acuerdos con proveedores.
- b. ETESA indica que el ERSP no ha considerado en su análisis de eficiencia comparativa las diferencias sustanciales entre TRANSBA y ETESA en lo que respecta a:
- **Niveles de tensión:** el 84% de la longitud de los circuitos de ETESA corresponde a 230 kV, mientras que en TRANSBA este mismo nivel representa sólo el 3%. Evidentemente mantener un km de circuito de 230 kV es más costoso que mantener uno de 132 kV. Concluye ETESA que el ERSP le reconoció 3910 B./km de circuito equivalente de 230 kV, un 19% por debajo de los correspondientes costos de TRANSBA.
 - **Tamaño de la red:** otra de las diferencias señaladas entre TRANSBA y ETESA es el tamaño de la red, en donde la red de TRANSBA es 2.7 veces la red de ETESA en km de circuito sin factor de corrección por nivel de tensión, y con factor de corrección por nivel de tensión de 230 kV es 2.1 veces. Indica ETESA que hay una economía de escala en AOYM que no se ha considerado.
 - **Condiciones ambientales:** solicitan que el ERSP considere en forma adecuada la salinidad y de manera independiente los efectos de la mayor actividad atmosférica de Panamá, tomando en cuenta las diferencias de las estructuras en tipo (TRANSBA tiene el 80% de sus estructuras en hormigón armado) y tamaño (TRANSBA tiene el 90% de su red en 132 kV con estructuras de menor tamaño que ETESA).
 - **Grado de enmallamiento:** indican que se debe considerar que el grado de enmallamiento de TRANSBA es mayor con respecto a) de ETESA, lo que implica un mayor grado de confiabilidad del sistema, que se traducen en: menor riesgo asociado al negocio, menor riesgo de incurrir en penalizaciones por indisponibilidad, menor riesgo de gastos

asociados a la generación obligada relacionada con los sobrecostos del despacho, costos y tiempos menores asociados al desplazamiento de las unidades de mantenimiento y un mayor VNR por unidad de km o de demanda.

- **Zonas atendidas:** indican que se debe considerar que las medidas y acciones requeridas para atender las necesidades de un sistema similar al de ETESA, cuya distribución a lo largo del área de servicio abarca un porcentaje tan alto de recorrido rural, son mucho mayores que las necesidades de un sistema de transmisión como el de TRANSBA.
- **Economías de alcance:** para el caso específico de TRANSBA, aunado al hecho de que el sistema de red es cinco (5) veces mayor que el sistema de transmisión de ETESA, su entorno de mercado es muy diferente al de ETESA. Entre lo puntos a destacar son: un mayor tamaño del Mercado de Electricidad y una integración obvia y reiterada de muchos procesos entre TRANSENER y su empresa subsidiaria TRANSBA. Existen aportes de TRANSENER que como práctica normal son usados por TRANSBA para la cobertura de la deuda, como lo reflejan las memorias y estados contables de la compañía. Los beneficios asociados a las economías de alcance son imposibles de obtener para ETESA, sobre todo si se considera su naturaleza 100% estatal. Dichos beneficios incentivan que la gestión se oriente y se manipule hacia los niveles de eficiencia deseados.

Respuesta del ERSP

En lo que respecta a las diferencias comparativas debemos indicar que en el marco de la revisión tarifaria realizada en el 2001, en donde se seleccionó mediante Resolución JD-2710 de 5 de abril de 2001 a TRANSBA y a CAMMESA como empresas comparadoras, se hizo la homologación de las diferencias comparativas que menciona ETESA.

Como resultado de la comparación con TRANSBA en la revisión tarifaria de 2001 le fue reconocido a ETESA al final del período tarifario (año 2005) un porcentaje de costos eficientes del 2.18% de AOYM/VNR. El porcentaje de costos eficientes del 2.18% reconocido en la revisión tarifaria anterior fue determinado a partir del porcentaje de costos de AOYM/VNR de la empresa comparadora TRANSBA.

En dicho estudio y a los efectos de tener en cuenta las diferentes configuraciones y tamaño de red entre ETESA y TRANSBA es que a partir del porcentaje de AOYM/VNR de la empresa comparadora se efectuó una homologación para "trasladar" el porcentaje de costos eficientes de la empresa comparadora (TRANSBA) a la empresa comparada (ETESA).

Específicamente indicamos que:

- a. En lo que respecta a los **factores macroeconómicos** la metodología de cálculo de los comparadores utilizada en 2001 calcula los porcentajes por la diferencia del Purchase Power Parity (PPP) entre Argentina y Panamá en el 2001. Este informe se adjunta a la metodología del cálculo del IMP. La corrección de los comparadores por la variación de PPP entre 2001 y 2003 no tiene significado, ya que no se ajustarían valores absolutos, sino el cociente entre costos de AOYM y VNR

La metodología de empresa comparadora definida por ley, implica suponer que las diferencias estructurales en los diferentes factores de costo se neutralizan al sumarlas. Corregir los coeficientes sólo por uno de los factores es incurrir en falsa precisión. Por otra parte, diferentes inventarios implican sólo diferentes gastos financieros de mantenimiento del capital de trabajo, lo que es una magnitud poco significativa sobre los gastos totales.

- b. La metodología de homologación consideró entre otros aspectos la estructura de instalaciones y tamaño de la red. Por ende, se tuvo en cuenta los diferentes niveles de tensión y configuración de la red, la diferencia del tamaño de las redes y la economía de escala que presenta la empresa comparadora.

Los factores de niveles de tensión, tamaños de la red, condiciones ambientales, grado de mallado, zonas atendidas y economías de escala son adecuadamente considerados ya que el indicador de costos de AOYM/VNR de la empresa eficiente comparadora no se "traslada" en forma directa a la empresa comparada sino que se le efectúa una homologación por configuración y tamaño de red. Como producto de lo anterior resulta que el indicador de costos de AOYM/VNR de TRANSBA del 2.1% llevado a ETESA resulta en un 2.18%. No obstante, el ERSP indica lo siguiente:

- **Niveles de tensión:** La metodología de la empresa comparadora no utiliza indicadores de costos eficientes por km de línea sino que aplica indicadores porcentuales de eficiencia de AOYM/VNR que son tomados del indicador de eficiencia de la empresa comparadora homologada a la empresa comparada teniendo en cuenta los diferentes niveles de tensión. Sobre la base del porcentaje eficiente de costos de AOYM/VNR de la empresa eficiente homologada se calculan los costos de AOYM de ETESA, por lo que no corresponde efectuar ninguna corrección.

- **Tamaño de la red:** El mayor tamaño de la red de TRANSBA y los efectos que esto introduce son tenidos en cuenta cuando se realiza la homologación del indicador de eficiencia por tamaño de la red. La homologación por topología del indicador de eficiencia tiene en cuenta otras variables de escala como el número de subestaciones.

Por lo anterior resulta que tanto los diferentes niveles de tensión de red, el tamaño de la red y la cantidad de subestaciones están debidamente considerados en la homologación del indicador de eficiencia realizada.

Condiciones ambientales: El impacto de las condiciones de contaminación salina de ETESA en TRANSBA se consideró a partir de una detallada comparación de km de línea y subestaciones sometidos a contaminación salina en ambas empresas. Se evaluó adecuadamente la contaminación salina valorizando las tareas especiales de mantenimiento como el lavado de aisladores tanto de líneas como de subestaciones que originan mayores costos de mantenimiento.

Con respecto al tipo de estructuras de hormigón armado en TRANSBA, de ninguna manera constituye un factor que reduzca el impacto de la contaminación salina en los costos de mantenimiento de la empresa. En efecto, el hormigón armado es un material que a través de su porosidad permite que se infiltre la niebla salina y ataque los hierros de la estructura, por lo que dichas estructuras y su mantenimiento son muy sensibles al efecto de la polución salina y en consecuencia a sobrecostos de mantenimiento asociados.

Para tener en cuenta en la empresa comparadora el mayor nivel isocerámico, que es el número de días promedio, por año, con tormentas eléctricas en una región específica, que se presenta en ETESA, se simuló la operación de TRANSBA con el nivel isocerámico de ETESA. Con respecto a este punto ETESA comenta que las estructuras de mayor tamaño de ETESA están más propensas a las descargas atmosféricas que las torres de TRANSBA.

En la simulación realizada y para tener en cuenta el tema del mayor nivel de mantenimiento debido al mayor nivel isocerámico, se consideró un mantenimiento intensivo de las puestas a tierra por el elevado nivel de descargas. Por dicho motivo es que se ha duplicado la frecuencia y reparación de la puesta a tierra de las líneas y subestaciones.

También por el mayor nivel isocerámico se ha considerado el triple de descargas sobre los descargadores, con lo cual su vida útil se podría considerar tres veces menor debido al aumento de la frecuencia de descargas, pasando la vida útil de 25 años a 8 años.

Las condiciones anteriores representan una hipótesis de máxima condición, ya que el triple de nivel isocerámico no necesariamente significa que haya el triple de descargas sobre el equipamiento. Los sobrecostos que generan las dos

condiciones anteriores (mantenimiento intensivo de puestas a tierra y disminución de la vida útil de los aisladores) compensan el efecto del mayor nivel isocerámico tanto por el mayor nivel de descargas como por las condiciones a que están sometidas las torres. Con respecto a considerar los efectos en forma independiente (nivel isocerámico y contaminación salina) no es aplicable, ya que una gestión eficiente del mantenimiento debe considerar en forma conjunta la gestión de ambos efectos para aprovechar las sinergias y economías de escalas propias de la actividad.

Grado de enmallamiento: Las características de la red en cuanto a su topología y tamaño están adecuadamente consideradas en el proceso de homologación tal como se describió en respuestas anteriores.

Zonas atendidas: La operación de TRANSBA no se realiza en un ambiente urbano, por el contrario el área de servicio es esencialmente rural. Lo anterior se ve reflejado en el despliegue que requiere la empresa para la atención de sus instalaciones que significa el establecimiento de tres unidades regionales.

En efecto dada la magnitud del área de servicio 75,517 km² y para atender las instalaciones se requieren tres gerencias regionales (Norte, Atlántica y Sur) con las correspondientes bases operativas denominadas distritos que constituyen las bases técnicas desde donde se ejecutan las operaciones de mantenimiento de líneas y subestaciones.

Por otra parte en las simulaciones realizadas para verificar la eficiencia de TRANSBA se asumió que el 100% de las instalaciones son rurales y se obtuvo un porcentaje de AOYM/VNR igual al de la empresa real, lo que demuestra la característica rural de sus instalaciones.

Economías de alcance: Respecto a la integración de algunos procesos de TRANSBA con TRANSENER, como por ejemplo que comparten el mismo edificio, indicamos que el análisis se realizó para los procesos eficientes requeridos para administrar, mantener y operar las instalaciones considerando una empresa única (esto es sin TRANSENER). El resultado de la simulación muestra costos similares a los de la empresa real TRANSBA (y no mayores), por lo que su indicador de AOYM/VNR con las homologaciones del caso es perfectamente trasladable a ETESA.

12.5.2 ETESA en su comentario sobre la estructura de capital ha indicado:

- a. La imposibilidad de alcanzar el nivel de 45% de capital propio utilizado dentro de la metodología de cálculo del retorno sobre el capital para la actividad de Transmisión en Panamá explicada en el anexo III del documento Informe para Consulta Pública.

Señala que tiene un nivel de 29% de apalancamiento para el periodo computado a través de proyecciones de su Balance de Situación para el periodo 2005-2009, tomando en cuenta para elaborar dicho Balance las restricciones observadas hasta la fecha por el Estado en materia del uso de los recursos. Indica que el efecto del descenso del nivel de apalancamiento (55% a 29%) es de 204 puntos básicos en promedio en el periodo 2005-2009.

- b. La imposibilidad de ETESA en alcanzar el nivel de endeudamiento promedio que se observa en un conjunto variado de empresas, debido a que es una empresa del Estado y que por lo tanto la utilización de los recursos está sujeta a la administración del Gobierno (y por ende a su burocracia) y no dispone de la facilidad de gerenciamiento de la administración empresarial privada. ETESA considera que enmarcarla como una empresa privada sin tener las herramientas propias de una empresa de este tipo, los convierte en un híbrido que no obtiene los beneficios, pero si las exigencias de una empresa privada. Además, solicita que se le establezca a ETESA un nivel de endeudamiento de 40% el cual está más cercano a su realidad.

Respuesta del ERSP
DE LOS SERVICIOS

El ERSP no puede aceptar un nivel de endeudamiento inferior al recomendado que es de 55%. La razón es que el ERSP no puede diferenciar la remuneración que se reconoce a una actividad regulada por la propiedad de los activos, y mucho menos reconocer una tarifa mayor en el caso que los activos sean estatales.

La regulación debe ser independiente de la propiedad de los activos, porque sino se abrirían discusiones mucho más complejas, como por ejemplo: si los activos de una empresa estatal deben ser remunerados igual que una empresa privada, si el costo del capital propio de una empresa estatal no debiese ser como máximo la tasa a la que se endeuda el país o simplemente reconocer una tasa de descuento social, etc.

Por otra parte, aún en el supuesto en que efectivamente las restricciones burocráticas del gobierno le quiten flexibilidad a las decisiones de endeudamiento, es claro que el efecto de las mismas no puede ser trasladado a los usuarios del servicio público de electricidad.

No obstante, el ERSP ha hecho un análisis de las observaciones realizadas por ETESA y considera que el cálculo que hace está mal,

toda vez que no se tomó en cuenta el impacto que un descenso en el nivel de apalancamiento produce sobre el beta en el cálculo del capital propio. Este efecto no es lineal y es muy importante. De hecho, si se reproducen adecuadamente los cálculos variando el nivel de endeudamiento de 55% a 29%, sólo se logra un aumento de apenas 53 puntos básicos sobre el valor adoptado para la tasa de rentabilidad. Sin embargo, reiteramos que no se puede aceptar un nivel de endeudamiento inferior al recomendado que es de 55%, argumentando que ETESA es una empresa estatal.

12.5.3 ETESA recomienda al ERSP que el cálculo del promedio de la Prima de Riesgo País se realice para un período de 4 años, señalando que lo hará menos sensible a cambios volátiles y coyunturales y además será consistente con la longitud del período regulatorio definido por el ERSP, y que para el cálculo de este estadístico se utilice un índice más adecuado, como el EMBI+.

Respuesta del ERSP

Con respecto a la duración del período para al cálculo del promedio de la prima riesgo país, debemos señalar que no existe ninguna relación entre el período regulatorio y el período para el cálculo de dicha prima.

Además, es importante mencionar que se debe considerar la consistencia entre el cálculo de la tasa libre de riesgo y el indicador de riesgo país, ya que el segundo, entre otros factores, está influenciado por el primero. Esto abarca dos aspectos:

- a. Se debe mantener el mismo período para el cómputo de ambos indicadores y por eso se optó por un año.
- b. Se debe utilizar un instrumento de igual *duración*, ya que es el único camino defendible para operar con indicadores de riesgo, como es el rendimiento de un bono. El riesgo país no es más que una diferencia de rendimientos. Sólo se pueden *comparar* (es decir, sumar, restar, etc.) rendimientos de instrumentos de igual *duración*. En este sentido es importante mencionar, que el EMBI+ es un indicador sintético de riesgo país que contiene un portafolio de bonos de un país de distinta *duración*. En general, la *duración* del EMBI+ es menor que la de bonos de largo plazo que se requieren para el cómputo del riesgo país para actividades como la aquí analizada, y por eso la opción EMBI+ no fue escogida. Sólo si se hubiese escogido un bono de más corto plazo, se podría haber pensado en esa opción.

12.5.4 ETESA considera que es inadecuado tomar únicamente los 30 últimos años de la serie para el cálculo del premio por riesgo, solicitando al ERSP tomar toda la serie disponible, esto es, desde el año 1926, lo cual mantendrá la consistencia y filosofía de dicho estadístico y subiría el valor de este indicador de 6.3% a 7.8%.

Respuesta del ERSP

Como señala ETESA, el enfoque utilizado para calcular esta magnitud es el histórico, y este supone que el promedio de los retornos pasados es un predictor adecuado de los retornos esperados, dado que el cálculo del premio de riesgo debe considerar un período de tiempo razonablemente largo. Cuán largo debe ser el período es un elemento de discusión no resuelto, pero en general, se busca evitar periodos atípicos eliminando las distorsiones provocadas por la crisis del 29 (rendimientos muy bajos) y la II Guerra mundial (rendimientos muy altos) utilizando los rendimientos desde 1960 en adelante.

12.5.5 ETESA sostiene que una tasa libre de riesgo calculada sobre un período de un año no es consistente con la longitud del período regulatorio, por lo que una tasa calculada con el promedio de 4 ó 5 años seguramente sería un mejor reflejo de las condiciones y hechos acontecidos en dicho período regulatorio.

Respuesta del ERSP

No existe ninguna relación entre el período regulatorio y el período a utilizar para el cómputo de la tasa libre de riesgo.

12.5.6 ETESA indica en sus comentarios que partiendo del supuesto de que efectivamente TRANSBA es la empresa comparadora adecuada, es importante tener en cuenta toda la muestra de países referenciada, en la cual se notan grandes diferencias en la relación AOYM/VNR (%) para cada uno de ellos. La señal de eficiencia adecuada no debe ser aquella que busque llevar a todas las empresas a la misma relación teóricamente eficiente, pues esto implicará esfuerzos muy diferentes entre ellas. En este sentido, una buena señal regulatoria para las empresas que están por encima del promedio, puede ser buscar que la relación AOYM/VNR (%) se aproxime al valor promedio, toda vez que dicho valor promedio se irá aproximando a la relación mínima en forma natural y gradual, sin obligar a que esto se dé en el mismo período regulatorio, ya que esto traería grandes desequilibrios en el actuar de las diferentes empresas, llevándolas a tomar decisiones desesperadas que finalmente irán en detrimento de la calidad, seguridad y confiabilidad del servicio.

Consideran importante resaltar que las diferencias entre las relaciones AOYM/VNR (%) de las diferentes empresas no sólo están explicadas por sus eficiencias, sino que también dependen de otros factores como son, entre otros, la configuración y topología de la red (las de ETESA no pueden ser comparables con las que se pueden lograr en redes más malladas como las de TRANSBA, pues en las primeras se requieren más recursos personales y económicos para la atención de la red y para las

labores propias de mantenimiento); las condiciones ambientales; las actividades realizadas por las empresas y el tamaño de la red, factores estos que permitirán a algunas empresas alcanzar mayores sinergias y economías de escala, que finalmente se traducirán en una menor relación AOYM/VNR (%).

Respuesta del ERSP

La muestra de países referenciada incluida en el análisis presentado en la consulta pública, tiene por objetivo validar la eficiencia de TRANSBA como empresa de referencia mediante la comparación internacional de los indicadores de AOYM/VNR.

El ERSP considera que como no es posible comparar directamente dicho indicador entre empresas, se debe realizar una homologación de los mismos. Dicha homologación se realiza considerando la diferencia entre la estructura de redes de las empresas y por otro lado la diferente estructura de costos debido a las asimetrías entre países.

Luego de la homologación se puede observar que TRANSBA resulta una empresa eficiente en el contexto internacional por lo que se valida a la misma como empresa comparadora de referencia.

Tomar valores promedio de diferentes empresas como indicador de eficiencia no resultaría en una señal regulatoria apropiada. En efecto, por su carácter de monopolio natural (sólo una red es viable aunque tenga propietarios diversos), resulta necesario regular el régimen remuneratorio de manera de crear incentivos de eficiencia económica y técnica, de modo que el sistema de transmisión se desarrolle a mínimo costo, con niveles adecuados de calidad de servicio y confiabilidad, y adaptado a los requerimientos de generadores y consumidores, remunerando a sus propietarios de modo que esos objetivos se cumplan.

La adopción de valores promedio de eficiencia generaría un relajamiento de la política de costos de las empresas más eficientes y una limitación en los objetivos en las menos eficientes, que finalmente traería aparejado una reducción de la eficiencia de todo el sistema, con costos referenciales cada vez más altos, generando una realimentación negativa en lo que a eficiencia se refiere.

Por el contrario, la forma en que se remuneren los servicios de transmisión incidirá en el funcionamiento de la industria eléctrica completa dado que estos precios afectan la toma de decisiones de generadores, consumidores y de los propietarios de los sistemas de transmisión, en términos de inversión y operación de los sistemas eléctricos, por lo que la remuneración debe buscar el máximo de eficiencia cumpliendo con los objetivos de seguridad y confiabilidad en materia de operación de redes eléctricas.

12.5.7. ETESA indica sobre el tamaño de la red, que en el Estudio de Referenciación CIER 11 se encontró que existe una relación inversa entre el tamaño de la red y la relación AOYM/VNR (%), de modo tal que las empresas que tienen redes más extensas pueden lograr menores relaciones AOYM/VNR (%) que aquellas que tienen redes de menor tamaño. Resaltan que actualmente TRANSBA opera una red cuya longitud es 4.2 veces la de la red de ETESA, y aún con el proyecto Estí, será de 2.7 veces, lo cual le permite generar mayores sinergias y consecuentemente obtener menores (debe leerse mayores) economías de escala que no pueden ser alcanzadas por empresas más pequeñas como ETESA.

En adición señalan que este efecto es reconocido por el mismo ERSP, al afirmar en el numeral 1.4 del cuerpo del documento (página 5) y en el numeral 3 del Anexo II (páginas 49 y 50), que la incorporación del proyecto Estí debería traer un aumento de la eficiencia de ETESA por la sinergia de costos que produce el incremento de sus activos.

Manifiestan que con el incremento de la red de ETESA por el proyecto Estí, esto es, pasar de una red de 1,413 km a 2,193 km, el ERSP concluye que la relación AOYM/VNR (%) se reduce en un 8% (de 2.18% a 2.01%). Partiendo del mismo análisis y utilizando una interpolación lineal, ya que no se dispone del modelo, se obtiene que si la red de ETESA crece de 1,413 km a 5,901 km (longitud de la red de TRANSBA), la reducción en la relación AOYM/VNR (%) sería del 46%.

De lo anterior concluyen que una empresa eficiente que tenga una red de una longitud de 5,901 km debe tener una relación AOYM/VNR (%) inferior en un 46% a la relación AOYM/VNR (%) de una empresa eficiente con una red de 1,413 km. es decir, una empresa eficiente que tenga una red de una longitud de 1,413 km debe tener una relación AOYM/VNR (%) superior en un 46% a la relación AOYM/VNR (%) de una empresa eficiente con una red de 5,901 km. Esto lleva a la conclusión de que, partiendo de la relación eficiente AOYM/VNR (%) del 2.1% para TRANSBA, la relación eficiente AOYM/VNR (%) para ETESA debe ser el 3.56%, valor este que está muy cerca del promedio de las empresas internacionales referenciadas y del valor real de ETESA, confirmando que esta última se encuentra en niveles eficientes.

Respuesta del ERSP

Respecto a la diferencia de tamaño en las redes y tal como se dijo en comentario anterior, el impacto del menor tamaño de la red de ETESA respecto de TRANSBA se tiene en cuenta mediante la homologación del porcentaje de AOYM/VNR, de la misma manera que lo realizado y presentado en la revisión tarifaria anterior.

Respecto a la influencia del proyecto Estí, resulta que el porcentaje AOYM/VNR reconocido para ETESA del 2.18% en la revisión tarifaria anterior fue calculado al inicio del período y con los km de líneas y subestaciones sin considerar el proyecto Estí. La incorporación de dicho proyecto debería traer un aumento de la eficiencia en ETESA.

Con el propósito de calcular este aumento de eficiencia, se reproduce en TRANSBA un incremento de los activos igual al que tiene ETESA con la incorporación del proyecto Estí.

Para ello se incrementan en un 55% los activos de las líneas (en ETESA crecen de 1413.5 km de circuito a 2193.5 km) y un 22% las subestaciones (en ETESA crecen de 9 a 11 subestaciones) y se mantienen en el modelo las condiciones ambientales anteriormente especificadas. Como resultado de la simulación resulta que se obtiene una disminución de un 8% en el indicador de eficiencia AOYM/VNR.

El razonamiento realizado por ETESA donde se pretende demostrar y justificar un porcentaje de AOYM/VNR del 3.56% es incorrecto por lo siguiente:

- a. El punto de partida debe ser el impacto del incremento de activos en la empresa comparadora y no en la empresa comparada dado que el indicador de eficiencia de referencia es justamente el de la empresa comparadora.
- b. Se realiza un traslado de los valores físicos (km) de la red de TRANSBA a ETESA pasando de 1,417 km a 5,901 km, cuando en realidad el ejercicio de simulación consiste en aplicar a TRANSBA el porcentaje de crecimiento del proyecto Estí.
- c. No es posible una interpolación lineal ya que las características propias de este tipo de empresas no pueden ser representadas linealmente. Por ejemplo, una duplicación de kilómetros de líneas, no implica necesariamente una duplicación de costos o viceversa.

12.5.8 ETESA en sus comentarios indica que su red se encuentra expuesta a altos niveles de contaminación y a un nivel isoceraúnico mayor que el nivel al que se encuentra expuesta TRANSBA, por lo que el valor AOYM/VNR debe incrementarse, al menos, en un 8% (de acuerdo con los análisis y los resultados indicados por ERSP), con lo cual se obtiene una relación eficiente de AOYM/VNR (%) de 3.85%. Se solicita al ERSP tener en cuenta el análisis y resultado anterior para definir el valor de AOYM/VNR, esto es, la suma de los valores $ADMT\%^{M*}$ y $OMT\%^{M*}$, en 3.85%. Por último, indican que vale la pena resaltar que adicional a los factores mencionados anteriormente, ETESA realiza algunas actividades adicionales a las efectuadas por la empresa comparadora, como son el planeamiento de la expansión de la red de transmisión, labores que requieren de mayores recursos y costos administrativos, que incluso llevarían a relaciones eficientes AOYM/VNR (%) superiores al 3.85% solicitado.

Respuesta del ERSF

Cabe señalar que el nivel isoceraúnico y los niveles de contaminación han sido tenidos en cuenta como se ha explicado en párrafos anteriores, y los mismos son compensados por el incremento de eficiencia por la incorporación del proyecto Estí.

Respecto a las labores de planeamiento de la expansión de la red de transmisión en el análisis que justifica el indicador de eficiencia de TRANSBA, se incluyó el personal y los recursos informáticos para ejecutar la actividad mencionada, por lo que no corresponden mayores costos a los anteriormente especificados.

Por lo anterior, se indica que el porcentaje de costos de administración, operación y mantenimiento para el próximo periodo tarifario debe ser del 2.18%, tal como fue presentado en la Propuesta de IMP.

12.5.9 ETESA indica que para la determinación de los costos eficientes de los VNR, tanto para las líneas del Sistema Principal de Transmisión como para las líneas del Sistema de Conexión, se realizó una disminución injustificada del 50% en los costos de las indemnizaciones, frente al valor previsto por ETESA.

Considera que dado el valor de B/. 27,096 como costo medio de la línea de transmisión 230 kV Guasquitas – Panamá II, se reitera en que el monto de 20,000 B./km para indemnización representa objetivamente el costo medio de adquisición del derecho de paso de las líneas de transmisión en el país.

Respuesta del ERSF

El ERSF indica que el valor utilizado es un costo medio (sin incluir los últimos costos relacionados con la línea en 230 kV Guasquitas-Panamá II) y reconoce que el costo medio de las indemnizaciones que se estableció en la Propuesta de IMP de B/. 10,000 B./km de línea puede resultar bajo, si se consideran las diferencias en valor catastral que existen en la República de Panamá, que incluye áreas de muy alto valor. No obstante, también se considera muy elevado el costo medio propuesto por ETESA de 20,000 B./km de línea. Además, la referencia de la línea Guasquitas – Panamá II no es correcta, ya que implicaría aplicar como promedio para todos los activos, el caso con más altos costos de indemnización. Por lo tanto, ya que no se dispone de mejores estimaciones se fija el valor del costo medio de indemnizaciones en 15,000 B./km de línea.

12.5.10 ETESA indica que el ajuste de eficiencia de los activos es exclusivo para la determinación de los costos eficientes que se utilizan para el cálculo de los costos operación, mantenimiento y administración reconocidos a los activos del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema de Conexión, y que en ningún momento aplican para la determinación de los valores bruto y neto de dichos activos. Sostiene su posición en lo dispuesto en el Art. 101 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 que dice. *“Los costos utilizados como base para el cálculo de tarifas, deben permitir a la Empresa de Transmisión tener una tasa razonable de rentabilidad, antes de aplicarse el impuesto sobre la renta, sobre el activo fijo neto invertido a costo original. ...”*.

Concluye que el costo original corresponde al costo de inversión real registrado en libros, por lo que solicita que se elimine el ajuste planteado en el numeral 2.2.1.2 de la página 15 del documento, y en su defecto se mantengan los valores del cuadro de las páginas 13 y 14, así como también se mantenga el cuadro superior de la página 23, para los activos del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema de Conexión, respectivamente, para efectos de calcular el Ingreso Máximo Permitido.

Respuesta del ERSP

El ajuste aplicado se basó estrictamente en las disposiciones del artículo 101 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y del nuevo Régimen aprobado, donde se especifica que el reconocimiento tarifario de los costos, se calculara bajo el supuesto de eficiencia económica en el desarrollo del plan de expansión y en la gestión de la empresa de transmisión. Por lo tanto, se incorpora el análisis de eficiencia tanto en la administración, operación y mantenimiento como en las inversiones realizadas.

12.5.11 ETESA solicita corregir la fecha de activación del proyecto línea de Fortuna-Guasquitas la cual debe ser el 1° de octubre de 2005, basado en lo señalado por el ERSP en su nota DPER-3623-04 de 22 de noviembre de 2004 y la Resolución JD-3455 de 13 de agosto de 2002.

Respuesta del ERSP

Reiteramos que el documento final del IMP, se modifica en tal sentido.

12.5.12 ETESA indica que mediante la nota ETE-DEOI-PLAN-038-2005, solicitó otras inversiones, las cuales fueron documentadas y justificadas. ETESA presenta un resumen con las “otras inversiones” que solicitan se incluyan en el IMP, de acuerdo a la siguiente tabla.

Descripción	2005	2006	2007	2008	2009	Total
	Miles de Balboas					
Mejoras a Subestaciones y Líneas existentes	1,101.9	1,142.1	953.3	659.2	680.8	4,537.3
Proyectos de Reemplazo de Equipos	650.0	386.3	262.5	521.5	346.0	2,166.3
Inversiones de Gestión	677.2	602.3	688.6	458.1	511.7	2,937.9
TOTALES	2,429.1	2,130.7	1,904.4	1,638.8	1,538.5	9,641.5

Señala ETESA que el ERSP no consideró estas inversiones en el cálculo del IMP, por lo que solicitan que se incluya en el IMP para el periodo 2005-2009 el monto total de 9.6 millones de Balboas.

Sustenta su posición en que el artículo 97 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 señalando que el mismo establece taxativamente que las fórmulas tarifarias deben cubrir los costos de reposición y mantenimiento, diferenciándolos de los costos de expansión.

Respuesta del ERSP

El ERSP considera improcedente lo planteado por ETESA, ya que el artículo 97 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, se refiere a la recuperación de los costos y gastos propios de la operación, que incluye la expansión, la reposición y el mantenimiento. Este artículo en ninguna parte expresa que la reposición no forma parte del Plan de Expansión. La inclusión de estas inversiones en el IMP de la actividad de transmisión de ETESA, no puede ser atendida en virtud que esas inversiones no han sido sometidas a aprobación del ERSP en un Plan de Expansión.

Es importante mencionar, que en un contexto integral los estudios, análisis y propuestas para nuevas inversiones en equipamientos no pueden ni deben ser separados de los análisis de requerimiento de reposiciones y mantenimiento en equipamientos existentes. En este sentido, las propuestas de expansión, deben considerar los aspectos antes mencionados y las mismas deben converger en un plan de expansión integral, por lo que no se deben separar estos análisis y presentarlos por separado, más aún cuando esto no tiene fundamento legal.

Adicionalmente, el Reglamento de Transmisión aprobado mediante Resolución JD-5216 de 17 de abril de 2005 considera en forma integral las reposiciones en equipamientos existentes y las nuevas inversiones, al indicar que el Plan de Expansión debe contener un plan de reposición (corto y largo plazo) y un plan

de expansión de la transmisión (corto y largo plazo), y que los mismos deben tener la adecuada sustentación.

Por otro lado, en el Plan de Expansión de 2000 que sirvió de base para el cálculo del IMP de ETESA por la actividad de transmisión, se habían incluido los montos relativos a "otros proyectos de transmisión" que corresponde con lo que ahora ETESA denomina como "otras inversiones". No está claro ni justificado por qué la empresa de transmisión no incluyó en el Plan de Expansión vigente estas "otras inversiones".

12.5.13 ETESA indica que hay diferencias en las incorporaciones parciales, cuyos montos totales difieren de los importes presentados en la página 18 del Informe sometido a Consulta Pública. Señala ETESA que el valor de activo bruto está bien modelado, sin embargo en la incorporación parcial, hay diferencias en contra de ETESA por 652 mil Balboas durante el período analizado, lo que implica que se dejan de percibir ingresos.

Respuesta del ERSP

Existen diferencias porque las inversiones de informática se activaron 100% al final de cada año, ya que ETESA no ha presentado nada que justifique ubicarlo en otro período del año. Por lo tanto, no procede modificación al IMP en este sentido.

12.5.14 ETESA como representante del CND solicita que se le reconozca adicionalmente en el IMP por el Servicio de Operación Integrada para el período tarifario de 2005 a 2009, el monto de 0.28 millones de balboa en concepto de la actividad de integración de mercados. Este monto es requerido para atender gastos de pasajes y viáticos en distintas reuniones de carácter regional, adicionalmente se destinarán 10 mil balboas para el pago al Consejo de Electrificación para América Central. Consideran que CAMMESA no cuenta con estos gastos en su funcionamiento, ya que en los países del Cono Sur no operan tal y como se realiza en Centroamérica. Indican además, que el 37% que la propuesta del ERSP está considerando como gastos eficientes de funcionamiento no cubren los gastos que para el CND implica la gestión normativa, operativa y comercial de participar en el MER y en un futuro en la conexión con el Mercado Andino.

Respuesta del ERSP

Los recursos que surgen de las responsabilidades regionales del CND son reconocidas en el cálculo de su IMP. El personal definido a partir de la empresa comparadora como el mínimo para cumplir todas las funciones del CND es de 60 personas, cifra de empleados que el CND en la actualidad no alcanza. Dentro de la dotación de las 60 personas y de acuerdo a lo recomendado por el informe de auditoría realizada al CND en el 2003, se debe contar con dos profesionales para la relación con los organismos regionales. Asociados a dichos gastos en personal se reconoce un 37% de otros gastos para viáticos y demás.

Por otro lado, CAMMESA mantiene interconexiones internacionales con Brasil, Paraguay, Chile y Uruguay y por tal motivo mantiene intercambios de energía que debe coordinar, supervisar y administrar con la estructura de personal consignada como eficiente por lo que resulta en una equivalencia con el CND. Es necesario hacer una evaluación adecuada del efecto de la integración de mercados porque debe considerarse lo siguiente:

- a. Los gastos de civilización de CAMMESA son superiores a los del CND por la estructura del país.

Aunque agreguen tareas adicionales de carácter regional, es también notable la transferencia de información, capacitación, etc. que suministra el EOR al CND.

- c. Las negociaciones regionales de CAMMESA llevan mucho más tiempo que las del CND al tener que trasladar gente hoy en día a Venezuela para lograr combustibles, a Brasil para el suministro de energía, a Chile para discutir las cuotas de gas, entre otros.

En lo que respecta al pago anual al Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), no se ha demostrado que dicho pago le corresponda al CND, más bien se entiende que este pago debiera ser realizado por ETESA, en donde dicho costo forma parte de lo ya reconocido en el IMP por la actividad de transmisión en el porcentaje de administración, operación y mantenimiento.

Por lo antes dicho el ERSP considera improcedente un ajuste del IMP por el Servicio de Operación Integrada por este concepto.

- 12.5.15 ETESA como representante del CND solicita que se le reconozca adicionalmente en el IMP por el Servicio de Operación Integrada para el período tarifario de 2005 a 2009 el monto de 0.90 millones de balboa en concepto de la actividad de soporte técnico. ETESA considera que la estructura del CND realiza algunos servicios que no están contemplados dentro del funcionamiento de la empresa comparadora CAMMESA, y que por lo tanto estos gastos no están incluidos en el 37% de gastos de funcionamiento. Estos servicios son: visitas por daños a los puntos de entrega y/o recibo de energía referida a la gestión de medición comercial SMEC, el mantenimiento del SCADA, mantenimiento de Unidades Terminales Remotas (UTR) y enlaces de voz y dato en la interconexión de la red centroamericana.

Respuesta del ERSP

Sobre este comentario indicamos lo siguiente:

- a. En lo que respecta a lecturas del SMEC, el personal asignado al CND es el adecuado, ya que en la estructura del CND existen 3 personas asignadas directamente al SMEC dentro de la gerencia de soporte técnico que están reconocidas en la revisión tarifaria ya que integran la dotación de los 60 empleados reconocidos.

- b. Los costos de traslado propuestos por el CND para efectuar la lectura en campo, cuando los medidores no se puedan leer en forma remota durante un periodo significativo, son realmente elevados, lo que presupone un nivel de falla de los equipamientos SMEC muy elevado, sin embargo, no se presentan datos que sustenten esto.
- c. Como parte de sus obligaciones, CAMMESA debe administrar las transacciones económicas en el Mercado Mayorista de Electricidad en Argentina. Sobre la base de lo anterior, las actividades de lecturas en campo y la correspondiente transferencia de datos a CAMMESA, es una tarea que se efectúa por lo general a fin de mes para el cierre mensual de las transacciones económicas y solo para aquellos medidores que no pudieron ser leídos a través del centro de control. Dado que la actividad anteriormente mencionada es una obligación de CAMMESA resulta que su programación, coordinación, control, supervisión, recepción y procesamiento de los datos de las lecturas de campo son realizadas por personal propio de CAMMESA que cuenta con una estructura propia para eso cometido. Forma parte de sus costos de manera que existe una equivalencia con el CND.
- DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS*
- ~~Es de resaltar~~ que durante el proceso de transición CAMMESA debió conducir, dirigir y controlar el proceso de instalación del SMEC y al mismo tiempo, estimar datos por falta de información e incluso verificar algunos medidores por si mismo, tarea que hizo con un presupuesto comparable al que se está reconociendo al CND para estas actividades.
- d. En lo que respecta al mantenimiento del SCADA, el personal asignado es el adecuado porque dentro de la estructura de personal reconocida al CND (60 personas) está incluido este personal con sus gastos asociados.
- e. El mantenimiento de las UTR no está dentro de las responsabilidades de CAMMESA y en ese caso no debiesen estar dentro de las responsabilidades del CND, más deben ser responsabilidades de ETESA. Cuando se determinó la empresa comparadora de ETESA, se descontó el personal de operaciones del CND que TRANSBA disponía, mas no los costos de mantenimiento de las UTR. El CND debe solicitar a ETESA el reconocimiento de una retribución por la prestación de este servicio.
- f. Respecto a los enlaces de voz son los mismos que CAMMESA tiene con otros despachos y otros agentes por lo que la observación no se considera procedente.

El ERSP considera que no es procedente el comentario de ETESA, por lo que no corresponde un ajuste del IMP por el Servicio de Operación Integrada por estos conceptos.

12.5.16 ETESA solicita que se le reconozca adicionalmente en el IMP para el período tarifario de 2005 a 2009 el monto de 0.53 millones de balboas en concepto de pruebas de parámetros técnicos y auditorías a los participantes productores. ETESA considera que las actividades del CND en estos aspectos, abarcan mucho más de las tareas realizadas por CAMMESA. El 37% que la propuesta del ERSP considera como gastos eficientes de funcionamiento, no cubren los gastos que para el CND implica toda la gestión operativa eficiente que el Mercado Eléctrico de Panamá espera.

Respuesta del ERSP

Con respecto a este Comentario el ERSP indica que de acuerdo al análisis de la empresa comparadora se puede señalar lo siguiente:

- a. El personal asignado es el adecuado para cumplir las funciones de pruebas de parámetros técnicos y auditorías a los participantes productores.
- b. La responsabilidad en la auditoría es semejante entre el CND y CAMMESA.
- c. Dentro de las funciones de CAMMESA también se encuentra la de realizar la supervisión de la seguridad, y calidad del funcionamiento del sistema por lo que existe una equivalencia de funciones y responsabilidades entre empresa comparadora y empresa comparada.

La dotación mínima reconocida al CND es de 60 empleados, con los que no cuenta el CND en la situación de la estructura actual. Por los profesionales adicionales a incluir sugeridos en el Informe de Auditoría de 2003 conjuntamente con los que ya existen en la estructura deben ejercer las tareas a que se refiere este capítulo.

El ERSP considera que no es procedente el Comentario de ETESA por lo que no corresponde un ajuste del IMP por el Servicio de Operación Integrada por este concepto.

12.5.17 ETESA solicita que se le reconozca adicionalmente en el IMP para el período tarifario de 2005 a 2009 el monto de 0.19 millones de balboas en concepto de procesos normativos, lo cual involucra las responsabilidades dadas en el Reglamento de Operación de modificar, revisar, actualizar y mejorar dicho Reglamento. ETESA considera que CAMMESA no destina recurso, ni personal a este tipo de actividades, razón por la cual los costos relacionados a esta función deben ser reconocidos. ETESA indica que el 37% que la propuesta del ERSP está considerando como gastos eficientes de funcionamiento no cubren los gastos que para el CND implica toda la gestión normativa que el CND lleva a cabo.

Respuesta del ERSP

La investigación realizada a CAMMESA para esta tarea, indica que el personal de CAMMESA asignado al desarrollo de los procedimientos técnicos en proporción es superior a cualquier necesidad del CND. Además, en los últimos años ha debido desarrollar una extensa normativa (por decisión del Directorio de CAMMESA y ante la falta de recursos en la Secretaría de Energía de Argentina) que es superior a la existente. En este caso es notable la falta de correspondencia entre la actividad desarrollada por la empresa comparadora y la actividad desarrollada o a desarrollar por el CND.

El ERSP considera que no es procedente el comentario de ETESA por lo que no corresponde un ajuste del IMP por el Servicio de Operación Integrada por este concepto.

12.5.18 ETESA como representante del CND solicita que se le reconozca adicionalmente en el IMP para el período tarifario de 2005 a 2009 el monto de 0.23 millones de balboas en concepto de estudios eléctricos. ETESA indica que el CND debe hacer los estudios de la red eléctrica del sistema interconectado nacional para establecer restricciones de seguridad y confiabilidad, estudios eléctricos cuando hay libranzas y estudios semanales para verificación de parámetros técnicos del sistema. Señala ETESA que por su parte el centro de control de CAMMESA del sistema eléctrico argentino, sólo valida y corrige los estudios que definen límites de operación, restricciones operativas y criterios operativos presentados por cualquier otro centro de operaciones. ETESA considera que las actividades continuas de estudios eléctricos que realiza el CND no están incluidas en el 37 % de los gastos de funcionamiento.

Respuesta del ERSP

La investigación realizada a CAMMESA para esta tarea, concluye que el personal de CAMMESA asignado a estudios eléctricos tiene muchas más actividades que las del CND. Debe controlar a siete transportistas, múltiples agentes y además realizar sus propios estudios. El nivel de estudios desarrollados y los riesgos calculados requieren un trabajo muy superior al realizado por el CND, debido a la magnitud del sistema eléctrico involucrado.

Consideramos que no es procedente el comentario de ETESA por lo que no corresponde un ajuste del IMP por el Servicio de Operación Integrada por este concepto.

12.5.19 ETESA como representante del CND solicita que se le reconozca adicionalmente en el IMP para el período tarifario de 2005 a 2009 el monto de 0.06 millones de balboas en concepto de estudios de potencia firme de largo plazo. ETESA indica que el Reglamento de Operación le asigna al CND el cálculo de la potencia firme de largo plazo de cada central eólica o hidroeléctrica utilizando modelos y metodologías definidas, destinando para la realización de estas

actividades los recursos necesarios en horas/hombre. ETESA señala que la empresa comparadora no realiza estos cálculos, por lo que no incurre en este gasto de funcionamiento y por lo que no está incluido en el 37%.

Respuesta del ERSP

CAMMESA, dentro de sus actividades, debe calcular los requerimientos de potencia de largo plazo que son equivalentes, por lo que consideramos que no es procedente el comentario, por lo que no corresponde un ajuste del IMP por el Servicio de Operación Integrada por este concepto.

12.5.20 ETESA como representante del CND solicita que se le reconozca adicionalmente en el IMP para el período tarifario de 2005 a 2009 el monto de 0.10 millones de balboas en concepto de asignación salarial.

Observa que el salario promedio utilizado para el cálculo de los ingresos máximos permitidos para el CND fue de B/. 2,290.00 y que los mismos están basados en el salario promedio pagado por ETESA en el año 2003, siendo dicho salario menor al del quinquenio anterior.

Indica que probablemente esto se deba a que se integró personal nuevo a ETESA con salarios menores, y que desde el año 2002 no se han realizado ajustes a los salarios de los empleados para compensar la inflación que se ha presentado en el país. Agrega que según datos de la Dirección de Análisis del Ministerio de Economía y Finanzas de la República de Panamá, la inflación medida a través del índice de precios al consumidor ha sido en el 2003 de 1.4% y de enero a junio de 2004 de 1.8%.

La empresa de transmisión indica que se debe hacer un ajuste de 3.2% en el salario promedio del CND que se utiliza para determinar el IMP, y que el mismo debe ser de B/. 2,363.00 Esto resulta en un ingreso adicional para enfrentar la inflación de 20 mil balboas anuales, lo que representa un total de 100 mil balboas para el periodo de 2005 a 2009.

Respuesta del ERSP

La metodología empleada fue utilizar los datos de los costos salariales de ETESA, para calcular el salario promedio, a los efectos de ser consistentes con la evolución de los salarios del sector.

Para tener en cuenta la especialización del CND se incrementó el valor promedio de los salarios de ETESA en un 47%. No obstante, a la fecha de elaboración de la propuesta del IMP para el CND el dato de salario medio que se tenía era el correspondiente al año 2003.

Debido a que ya se dispone de los datos correspondientes al año 2004, el ERSP realizó un análisis del salario promedio de ETESA para obtener el salario promedio a reconocer del CND considerando datos actualizados al 2004.

De este ajuste resulta que el salario promedio del CND a reconocer en el Ingreso Máximo Permitido es de B/.2,396.00. El monto anual adicional a reconocer en concepto de costo de personal al CND es de B/.76,320.00. Esto aumenta también el costo reconocido anual en el reglón de otros gastos en un adicional de B/. 28,238.40. Lo anterior, se considera en el Ingreso Máximo Permitido.

12.5.21 La empresa de transmisión solicita que se le reconozca adicionalmente en el IMP para el período tarifario de 2005 a 2009 el monto de 1.950 millones de balboas en concepto de ingreso de administración y finanzas.

Observa, que para obtener el porcentaje eficiente del 37% para cubrir otros gastos, se utilizó la suma de los salarios de la plantilla completa de empleados de CAMMESA que es de 147 colaboradores. Dentro de esta plantilla está incluido el personal de la Gerencia de Administración y Finanzas que tiene 23 profesionales y corresponde al 16% de su personal.

Señala que el CND desarrolla la actividad de Administración y Finanzas a través de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. y que por estos servicios, ETESA le asigna cargos administrativos al CND los cuales se cubren con el Cargo por Operación Integrada. Esto implica que el CND paga los gastos de estos servicios; sin embargo, no obtiene los ingresos para sufragarlos.

Manifiesta que si se toma como referencia a la empresa comparadora, el CND necesitaría 10 empleados adicionales para desarrollar las actividades de administración y finanzas lo que correspondería al 16 % que tiene CAMMESA. Esto significa que al CND no se le está reconociendo el ingreso necesario para cubrir los cargos de esta actividad y corresponden a un monto anual de B/.284,000 en costos de personal y B/.106,000 en otros gastos que representa el 37% para una empresa eficiente. Lo que da un total anual de 390 mil balboas, lo que representa un total de 1.95 millones de balboas en el período de 2005 a 2009.

Respuesta del ERSP

La metodología de la empresa comparadora parte de la base de considerar que las actividades y funciones a realizar entre la empresa comparada y la empresa comparadora son equivalentes y por tal motivo se pueden utilizar los costos de la empresa comparadora.

No es posible mediante esta metodología la comparación de todas y cada una de las tareas, debido a la complejidad de las mismas, y a que no resulta posible obtener indicadores de gestión para cada una de ellas en forma separada. Dado que existen diferencias en las características de cada empresa, lo que se homologa es la equivalencia de objetivos y funciones considerando que ambas empresas prestan el servicio de administración de mercado y operación del sistema.

Existiendo equivalencia entre los objetivos y funciones de la empresa comparadora y la empresa comparada, el indicador a utilizar es el costo total del servicio dado que este no puede ser parametrizado en función de la potencia u otro indicador.

Existencia de equivalencia entre las funciones y objetivos de CAMESA y el CND partiendo del análisis de la misión de cada gerencia y los servicios prestados y de que ambas empresas operan y administran el mercado eléctrico. Sobre la base de la equivalencia antes comentada, se diseñó una estructura de personal del CND eficiente y se calcularon los gastos asociados a la misma.

El ERSP considera que no es procedente el Comentario de ETESA por lo que no corresponde un ajuste del IMP por el Servicio de Operación Integrada por este concepto.

12.5.22 ETESA como representante del CND solicita que se le reconozca adicionalmente en el IMP para el período tarifario de 2005 a 2009 el monto de 0.060 millones de balboas en concepto de inversión para la compra de Chiller.

Justifica esta inversión indicando que el existente fue instalado alrededor del año 1990; por las condiciones físicas y mecánicas en que se encuentra se debe reemplazar en el año 2007, para garantizar un funcionamiento adecuado y confiable del sistema central de aire acondicionado.

Agregan que deben reemplazar algunas unidades Split en áreas muy sensitivas donde disponen de redundancia en el sistema, señalando el año 2009 para hacer esta inversión.

Respuesta del ERSP

El ERSP ha reconsiderado esta inversión, dada la explicación adicional suministrada en los comentarios, por lo que se acepta la misma con el monto solicitado de 60 mil balboas, distribuidos en 45 mil balboas para el 2007 y 15 mil balboas para el 2009.

12.5.23 ETESA como representante del CND solicita que se le reconozca adicionalmente en el IMP para el período tarifario de 2005 a 2009 el monto de 0.085 millones de balboas en concepto de mejoras al equipo de informática. ETESA justifica esta inversión, en la necesidad de contar con un centro de respaldo a la operación comercial, denominado centro de crisis.

Respuesta del ERSP

El ERSP no considera aceptable la solicitud de ETESA de reconocer esta inversión en equipo de informática, ya que esto está reconocido en los gastos de funcionamiento, basados en la empresa comparadora.

12.5.24 ETESA solicita que se le reconozca adicionalmente en el IMP para el período tarifario de 2005 a 2009 el monto de 0.460 millones de balboas en concepto de mejoras al sistema SCADA para la actualización del Ranger V.12 y sus aplicaciones AGC, RS y HIS, y para la instalación de un mímico. ETESA indica que si bien ya se incluyó un monto inicial de 60 mil balboas en el año 2005 para la actualización del Ranger, se requiere incluir 300 mil balboas en el año 2006, para completar la actualización. Por otra parte, para el sistema de visualización (mímico) se requiere un monto de 100 mil balboas para expandir el Tablero Unifilar, que si no se expande, los nuevos generadores y las nuevas subestaciones no se podrán dibujar ni iluminar en el mímico. Adicionalmente se requieren mostrar los 6 nuevos puntos de información en tiempo real que corresponden a los países que conforman Centroamérica.

Respuesta del ERSP

Hemos reconsiderado la solicitud de ETESA de reconocer la inversión de 300 mil balboas en la actualización del Ranger V.12 y sus aplicaciones AGC, RS y HIS para el año 2006. También se considera aceptable la solicitud de reconocer la inversión para expandir el Tablero Unifilar actual con un monto de 100 mil balboas en el año 2007, ya que dicha inversión fue ajustada significativamente en base a una alternativa más viable, que la inversión inicial la cual tenía un costo de 300 mil balboas, .

12.5.25 ETESA como representante del CND solicita que se le reconozca adicionalmente en el IMP para el período tarifario de 2005 a 2009 el monto de 1.775 millones de balboas en concepto del proyecto de fortalecimiento del CND. El proyecto de fortalecimiento incluye lo siguiente:

- Plataforma de integración: con un monto de inversión de 0.080 millones de balboas.
- Plataforma de servicio de intercambio de información: con un monto de inversión de 0.080 millones de balboas.
- Plataforma de base de datos: con un monto de inversión de 0.150 millones de balboas.
- Sistema de transacciones comerciales: con un monto de inversión de 0.390 millones de balboas.
- Sistema integrado y modelo integrado de datos: con un monto de inversión de 0.400 millones de balboas.
- Sistema de intercambio de información: con un monto de inversión de 0.400 millones de balboas.
- Modelo para análisis eléctricos: con un monto de inversión de 0.175 millones de balboas.
- Sistema de manejo de indicadores de gestión: con un monto de inversión de 0.100 millones de balboas.

Respuesta del ERSP

Hemos analizado la solicitud de ETESA sobre estas inversiones referidas al proyecto de fortalecimiento del CND, y considera que las inversiones al hardware pueden ser reconocidas, no obstante, las inversiones en aplicaciones y modelos ya están incluidas en los ingresos basados en la empresa comparadora. Por lo que se acepta y se incorpora en el IMP, las siguientes inversiones:

- Plataforma de integración: con un monto de inversión de 0.080 millones de balboas en el año 2006.
- Plataforma de servicio de intercambio de información: con un monto de inversión de 0.080 millones de balboas, en el año 2006.
- Plataforma de base de datos: con un monto de inversión de 0.150 millones de balboas, en el año 2007.

13. Que el análisis de los comentarios y observaciones presentados en esta Consulta Pública con relación a la **PROPUESTA DE PLIEGO TARIFARIO DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.**, se exponen a continuación:

13.1 Comentarios de FORTUNA

- 13.1.1 FORTUNA solicita al ERSP que cause a ETESA a reconocer la obligación que mantiene con el concepto de devolución a los agentes. Indica FORTUNA que la evaluación de la cantidad a devolver a los agentes es de un monto de B/. 27,692 miles, por ingresos en exceso del periodo del año vigente, debido al atraso de capitalizaciones de los equipos con respecto a las fechas previstas.

Respuesta del ERSP

Este tema ha sido explicado en el numeral 12.1.1, de esta Resolución. No obstante, cabe aclarar que la cantidad a devolver estará siendo determinada por la metodología establecida en el Régimen Tarifario vigente en el periodo julio 2001 a junio de 2005.

- 13.1.2 FORTUNA solicita mayores detalles de la inversión no adaptada del equipamiento de refuerzo o sobre equipamiento. Señala que le parece incorrecto recuperar los costos asociados al sobre equipamiento, en proporción al uso de la porción adaptada respectiva, cargando de esta manera la mayoría de la inversión no adaptada a la generación hidráulica ubicada lejos del mayor centro de consumo.

Solicita que se cambie el criterio de ajuste aplicado para recuperar estos costos, y se cargue por igual a todos los usuarios del sistema principal de transmisión en proporción a la capacidad que cada uno representa sobre la capacidad total (generación + demanda).

Respuesta del ERSF

Conforme a la metodología del Reglamento de Transmisión la "Inversión adaptada del equipamiento de refuerzo" es la proporción del costo reconocido de cada elemento resultante del cociente entre el flujo máximo de potencia activa en el estado evaluado y la capacidad de transporte de dicho elemento. Por su parte, la "Inversión no adaptada del equipamiento de refuerzo" es la diferencia entre el costo reconocido y la "Inversión adaptada del equipamiento de refuerzo". Es decir:

$$\text{Inversión Adaptada [B/.]} = \text{Costo Reconocido [B/.]} \times \text{Fmax [MW]} / \text{Cap.Tran. [MW]}$$

$$\begin{aligned} \text{Inversión NO adaptada [B/.]} &= \text{Costo Reconocido [B/.]} - \text{Inversión Adaptada [B/.]} \\ &= \text{Costo Reconocido [B/.]} \times [1 - \text{Fmax/CapTra}] \end{aligned}$$

Donde:

Fmax: es el flujo máximo en el equipamiento.

CapTra: es la capacidad de transmisión en el equipamiento.

Si para un determinado equipamiento el $\text{Fmax} = \text{CapTra}$ quiere decir que dicho elemento está adaptado. Por el contrario si $\text{Fmax} < \text{CapTra}$ el equipamiento no está adaptado.

En la determinación de los cargos por uso del sistema de transmisión (CUSPT) según lo establecido en la metodología del artículo 190 del Reglamento de Transmisión aprobado mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, se debe considerar tanto la inversión adaptada como la inversión no adaptada. En dicha metodología se tiene que para recuperar los costos de las inversiones adaptadas del sistema principal de transmisión se aplica el método de "extent of use". Para recuperar los costos de la inversión no adaptada, se aplica lo dispuesto en dicha metodología haciendo un ajuste proporcional de los cargos resultantes de la aplicación del método "extent of use", tanto para la generación como para la demanda.

El ERSF considera improcedente el comentario de FORTUNA ya que la metodología utilizada en el cálculo de los CUSPT, es la metodología que para estos efectos se aprobó en el Reglamento de Transmisión, y la misma busca que la determinación de los cargos por uso correspondientes al equipamiento de refuerzo, estén en función precisamente del uso que se hace del sistema principal de transmisión.

13.1.3 Fortuna considera prudente incluir al proyecto Gualaca en el modelo de cargos por uso, porque de lo contrario se propiciará un ingreso excedente innecesario a ETESA por aplicación del CUSPT respectivo, con la entrada de un generador no previsto dentro de este próximo período tarifario. Fortuna indica que a diferencia del proyecto Bonyic, Gualaca ya tiene contratada con ELEKTRA su potencia firme y energía asociada desde enero de 2005, para iniciar el suministro a partir del 1 de enero de 2008.

Respuesta del ERSP

De acuerdo con la metodología de cálculo de los CUSPT las tarifas de transmisión resultantes para cada año tienen en cuenta únicamente la generación/demanda de cada año. Por su parte, el escenario de generación/demanda asumido para un año futuro cualquiera, no tiene efecto sobre las tarifas de un año anterior. Dado que las tarifas se pueden revisar si se producen cambios en la oferta/demanda, de verificarse la entrada en operación del proyecto Gualaca en 2008 se podrá hacer una revisión tarifaria sin que ello signifique perjuicios a los agentes por pagos realizados en años anteriores.

13.1.4 FORTUNA señala que con el criterio aplicado para definir el mes a utilizar para el despacho de generación, representativo de cada hidrología, se presentan varias inconsistencias en la demanda.

Como ejemplo señalan que para cada año tarifario resultan tres demandas diferentes, cada una asociada a una hidrología alta o media o baja, y que el año 2 resulta con un crecimiento negativo de la demanda, con respecto al año 1, en el escenario de hidrología baja, e igual ocurre para el año 4 con respecto al año 3.

Considera la empresa que estas inconsistencias en la demanda se corrigen fácilmente si una vez definidas las tres series anuales hidrológicas, se selecciona el mes de máxima demanda de cada año y su respectivo esquema de despacho de generación de ese mismo mes, para cada una de las tres series hidrológicas ya predeterminadas.

Respuesta del ERSP

La demanda utilizada es un dato de entrada y está de acuerdo con la proyección de demanda utilizada, la que corresponde con el Informe Indicativo de Demanda.

La metodología utilizada considera que para cada año tarifario se toma para cada hidrología, alta, media y seca, el mes que presenta el despacho de generación mas acorde con cada una de estas situaciones. Como resultado de este proceso la demanda de cada escenario seleccionado no necesariamente es la misma ni debe mostrar un crecimiento sostenido.

Por otro lado, lo planteado por FORTUNA de escoger un mismo mes para las tres series hidrológicas, para asegurar que se tenga la misma demanda, podría dar como resultado valores no coherentes para los distintos despachos, como por ejemplo que para hidrología alta la central de La Estrella tenga una generación mínima, mientras que para hidrología seca esta central estuviera generando a su máxima capacidad.

13.1.5 FORTUNA indica que los cargos por uso del sistema principal de transmisión son exagerados para ella. Señala que el período tarifario de julio de 2005 a junio de 2009, implica un costo adicional de 63.2 millones de balboas solamente en concepto de cargos por uso del

sistema principal de transmisión (CUSPT). Comenta también, que el costo de construir una línea desde FORTUNA a Panamá sería de aproximadamente 75 millones de balboas, lo que significa que con la aplicación del CUSPT se repagaría esta línea, que tiene una vida útil de 40 años, en 5 años como máximo.

Respuesta del ERSP

La metodología de cálculo de los CUSPT asigna a los generadores del oeste del país el costo reconocido del corredor de transporte en 230 kV existente entre dicha zona y la ciudad de Panamá, ya que son los generadores del oeste del país los que utilizan dicho sistema. Estos costos están basados en la metodología establecida en el Reglamento de Transmisión, en donde existe una señal de distancia y del uso que se hace del sistema de transmisión, tratando de preservar la señal económica de costos de transmisión que existía a junio de 2001.

En este sentido, FORTUNA no debe olvidar que tiene la planta de generación más grande del país y que está ubicado en una de las zonas más alejadas del centro de demanda, por lo que no puede esperar que sus costos por el uso de la transmisión sean menores que los costos de los demás agentes. Además, se debe considerar que el sistema de transmisión es el ámbito que permite la existencia del mercado mayorista de electricidad, ya que es en dicho sistema en donde confluye la generación y la demanda. Por lo que cada generador se debe hacer cargo de los costos de transmisión que le corresponde y competir por el abastecimiento de la demanda.

13.1.6 FORTUNA indica que si se persiste con los CUSPT negativos y el otorgamiento de créditos a algunos usuarios del sistema principal de transmisión distintos a la demanda como son a generadores y a la ACP, sería contrario a lo que contempla la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 en sus artículos 101 y 102, ya que no da cabida a la inclusión de costos tales como créditos para algunos usuarios a costa de otros, y que estos se convierten automáticamente en subsidios cruzados, al margen de lo estipulado en el artículo 114 de la referida Ley.

Menciona que la ACP no necesita créditos, y que no es lógico que ella o algún otro generador perciba ingresos por una actividad a la que no se dedica, como lo es la transmisión de energía eléctrica y que no es función del ERSP propiciar los subsidios a través de la tarifa de transmisión y que si el gobierno en su política energética desea subsidiar al sector eléctrico que lo exprese y que ellos participen en la elaboración.

Respuesta del ERSP

La metodología utilizada no contempla subsidios cruzados debido a que la existencia de CUSPT negativos, no significa que se está recibiendo ingresos por la actividad de transmisión.

Los cargos negativos son el resultado de la aplicación de la metodología utilizada para determinar los CUSPT y que está contenida en el artículo 190 del Reglamento de Transmisión debidamente aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005. Dichos cargos negativos resultan, principalmente, de la asignación entre los agentes del mercado de los costos del "equipamiento inicial".

La metodología del cálculo de los CUSPT busca preservar la estabilidad regulatoria, en donde el criterio asumido está basado en conservar las señales económicas que se tenían en el primer período tarifario que finalizó en junio de 2001.

13.2 Comentarios de AES

13.2.1 Indican que no aparecen los ajustes correspondientes a los atrasos de los proyectos del periodo enero-diciembre 2004, para lo cual solicitamos una explicación detallada de estos ajuste proyecto por proyecto.

Respuesta del ERSP

Aplica lo indicado en el análisis del comentario 12.1.1.

13.2.2 AES señala que los cargos negativos (créditos) nuevamente aparecen en los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión, los cuales se convierten en un subsidio definiendo una política energética, máxime si tomamos en cuenta que los mismos van en aumento cada año. Sugerimos que estos valores sean cero y ajustar el resto de los cargos de las demás zonas.

Respuesta del ERSP

Aplica lo indicado en el análisis del comentario 13.1.6.

13.3 Comentarios de ETESA

13.3.1 ETESA indica que en el Régimen Tarifario Vigente 2001-2005, los cargos-créditos tienden a minimizarse al final del periodo. Sin embargo, ETESA señala que en el Pliego Tarifario 2005-2009 sometido a consulta pública, se presenta un incremento significativo de los cargos-créditos respecto a los cargos-créditos de los dos últimos años tarifarios vigente, a consecuencia de la aplicación de la metodología establecida en el Régimen Tarifario aprobado en el Reglamento de Transmisión. La Metodología del Régimen establece que el equipamiento inicial se remunere conforme a Factores de Distribución referidos a junio de 2001, tal como fueron aprobados en el Reglamento de Transmisión (Ver Art. 190, paso 6).

ETESA solicita que el sobrecosto correspondiente a los cargos-créditos sea explicado y justificado por el ERSP y/o COPE en la Resolución que apruebe el Pliego Tarifario 2005-2009, de acuerdo a la política energética implícita en dicha medida.

Respuesta del ERSF

Esta metodología busca preservar la estabilidad regulatoria, en donde el criterio asumido está basado en conservar las señales económicas que se tenían en el primer período tarifario que finalizó en junio de 2001.

En adición, los cargos por uso del sistema principal de transmisión resultan de la aplicación de la metodología establecida en el artículo 190 del Reglamento de Transmisión que fue aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, la cual se encuentra vigente. Dicha metodología no pretende establecer ni demostrar una política energética, ya que como se dijo en comentario anterior,

- 13.3.2** ETESA considera que la Ley 45, del 4 de agosto de 2004, requiere una reglamentación adecuada, donde se plasme inclusive el sustento financiero de la propuesta señalada por el Estado, ya que no está explícitamente señalado quién dará el subsidio a las referidas centrales. Debe quedar estipulado el manejo de este subsidio por parte del Estado, reflejando su responsabilidad financiera sobre el mismo.

Respuesta del ERSF

La Ley 45 de agosto de 2004 no contempla reglamentación alguna en lo que se refiere a los beneficios en el pago de los cargos de transmisión y la Ley es clara en este sentido indicando en el artículo 8 que en ningún caso los costos de transmisión serán traspasados a los usuarios.

- 13.3.3** ETESA indica que la metodología que corrige los cargos a la proporción 70/30 genera una distorsión al final del periodo, esto ocasiona cargos negativos adicionales para zonas que originalmente tenían un cargo positivo cercano a cero. Este es el caso de la zona 8 (Bayano) a partir del año 3. Indica ETESA que esto se debe a que la planta de Bayano utiliza en mayor medida la red de transmisión inicial que se remunera a razón de los Factores de Distribución referidos a junio de 2001 que establecía para la zona 8 un cargo de cero. El uso que esta planta hace de la red de refuerzo es casi nulo, lo que provoca que el cargo resultante sea muy bajo. Al calcular los porcentajes originales, resulta que la generación abona aproximadamente el 72% de los cargos, en tanto que la demanda el 28%.

Señala ETESA, que para corregir lo porcentajes anteriores hay que disminuir a la generación y aumentar a la demanda. En ese proceso, se resta un porcentaje de la estampilla a cada zona en generación y se le suma a la demanda en proporción a su aporte a la Capacidad Instalada o Demanda Máxima respectivamente; si el valor inicial está muy bajo con respecto al ajuste puede degenerar en cargos negativos. Esta situación es extensible a cualquier zona y en cualquier momento siempre que se presente la situación arriba descrita.

Respuesta del ERSP

La corrección 70/30 incluida en el cálculo de las tarifas por CUSPT tiene por objeto mantener estable a futuro las proporciones del costo total reconocido del Sistema Principal de Transmisión que es abonada por la generación y la demanda. Es posible que en algún caso esto lleve a tarifas negativas en alguna zona, no obstante, el efecto de esto en la tarifa del próximo período tarifario es poco significativo.

- 13.3.4 ETESA indica que la zonificación está un tanto confusa, principalmente en la delimitación entre las zonas 2 y 4, pues no se establece un límite claro ya que se habla de la línea imaginaria paralela a la línea en 230 kV que une las subestaciones Llano Sánchez, Veladero, Mata de Nance y Progreso, que deja las mencionadas subestaciones al sur de la misma, corta las líneas en 230 kV que vinculan las S/E's Veladero y Guasquitas y las subestaciones Mata de Nance con Forquilha (el corte puede darse a cualquier altura, debe por lo tanto especificarse alguna referencia que haga inconfundible el punto de corte).

Respuesta del ERSP

El ERSP considera que la delimitación de las zonas es lo suficientemente clara, considerando lo establecido en el artículo 191 del Reglamento de Transmisión aprobado mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, ya que en dicho Reglamento se establece que esta línea imaginaria que corta las líneas en 230 kV existentes es la que deja inmediatamente al sur a las subestaciones de Llano Sánchez, Veladero, Mata de Nance y Progreso. Por lo que el punto de corte está pegado a dichas subestaciones.

- 14 Que luego de analizar los comentarios presentados y expuestos por los participantes en la Consulta Pública, el ERSP, ha considerado necesario modificar el Ingreso Máximo Permitido, incorporando algunas observaciones presentadas por dichos participantes;
- 15 Que el numeral 25 del artículo 20 de la Ley 6 de 1997, atribuye al ERSP realizar los actos necesarios para el cumplimiento de las funciones que le asigne la Ley, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la provincia de Buenos Aires (TRANSBA), como la empresa comparadora para la actividad de transmisión que realiza la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., y a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, Sociedad Anónima (CAMMESA), como la empresa comparadora para la actividad del Servicio de Operación Integrada que realiza el Centro Nacional de Despacho, para el periodo del 1° de julio de 2005 al 30 de junio de 2009.

SEGUNDO: FIJAR en 9.98% la tasa de rentabilidad para la actividad de Transmisión para el periodo del 1° de julio de 2005 al 30 de junio de 2009.

TERCERO: APROBAR el monto del Ingreso Máximo Permitido a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., que se detalla en el Anexo A de esta Resolución, para el período tarifario del 1° de julio de 2005 al 30 de junio de 2009, el cual se resume de la siguiente manera:

	Valor Presente Neto (Miles de Balboas)
Sistema Principal de Transmisión	123,967
Sistema de Conexión	8,046
Servicio de Operación Integrada CND	9,941
Hidrometeorología	9,906
TOTAL	151,860

CUARTO: ORDENAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A., que con la información contenida en esta Resolución y su Anexo y la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, prepare el Pliego Tarifario de Transmisión que regirá a partir del 1° de julio de 2005, el cual deberá entregarlo al Ente Regulador para su consideración y aprobación, a más tardar cinco (5) días hábiles después de la notificación de esta Resolución.

QUINTO: ORDENAR a la Empresa de Transmisión, S. A., que, conjuntamente con el Pliego Tarifario, presente al Ente Regulador toda la información descriptiva y los cálculos correspondientes en hoja electrónica.

SEXTO: NOTIFICAR que el informe con la metodología de cálculo del Ingreso Máximo Permitido para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. con las consideraciones aceptadas, está disponible en la Dirección Nacional de Electricidad y en nuestra página electrónica www.ersp.gob.pa.

SÉPTIMO: COMUNICAR que la presente Resolución regirá a partir de su notificación y sólo admite el Recurso de Reconsideración, el cual debe interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles siguientes a su notificación.

Fundamento de Derecho: Ley 26 de 29 de enero de 1996; Ley 6 de 3 de febrero de 1997; disposiciones concordantes.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE.

CARLOS E. RODRÍGUEZ B.
Director

NILSON A. ESPINO
Director

JOSÉ GALÁN PONCE
Director Residente

Anexo A

CUADRO No.1

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.

INGRESO MAXIMO PERMITIDO

(En Miles de Balboas)

Detalle		2005	2006	2007	DE LOS \$ 2008
INGRESO ANUAL (Año Calendario)					
SISTEMA PRINCIPAL	B/ MILES	31,279	37,449	39,461	38,560
CONEXIÓN	B/ MILES	2,532	2,474	2,415	2,356
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	B/ MILES	4,764	6,206	6,060	6,313
Centro Nacional de Despacho	B/ MILES	3,155	3,360	2,855	2,796
Hidrometeorología	B/ MILES	1,609	2,846	3,205	3,517
INGRESO ANUAL (Año Tarifario) (1)					
SISTEMA PRINCIPAL	B/ MILES	2005-2006 34,364	2006-2007 38,455	2007-2008 39,011	2008-2009 38,008
CONEXIÓN	B/ MILES	2,503	2,444	2,386	2,327
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	B/ MILES	5,485	6,133	6,187	6,201
Centro Nacional de Despacho	B/ MILES	3,257	3,107	2,825	2,685
Hidrometeorología	B/ MILES	2,228	3,026	3,361	3,515

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MAXIMO PERMITIDO					
	VPN(2)	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009
SISTEMA PRINCIPAL	123,967	32,731	33,304	30,719	27,213
230kV	105,450	27,097	28,445	26,535	23,373
115kV	18,518	5,634	4,859	4,184	3,841
CONEXIÓN	8,046	2,384	2,117	1,879	1,666
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	19,847	5,224	5,312	4,872	4,440
Centro Nacional de Despacho	9,941	3,103	2,691	2,225	1,923
Hidrometeorología	9,906	2,122	2,620	2,647	2,517
TOTAL	151,860	40,339	40,732	37,469	33,319

(1) El Año Tarifario comprende del 1° de julio al 30 de junio del año siguiente

(2) Referido al 1° de julio de 2005

CUADRO No.2

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.

INGRESO MAXIMO PERMITIDO POR SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION

(En miles de Balboas)

SISTEMA PRINCIPAL		2005	2006	2007	2008	2009
Operación y Mantenimiento	OMTSP;	4,271	4,915	5,188	5,207	5,209
Administración	ADMTSP;	2,300	2,647	2,794	2,804	2,805
Depreciación	ACTSPT;*DEP%	9,021	10,577	11,302	11,373	11,379
Rentabilidad sobre Activos	AC'INSPT;* RRT	15,687	19,311	20,177	19,178	18,062
	IPST;	31,279	37,449	39,461	38,560	37,455

INGRESO MAXIMO PERMITIDO POR CONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISION

(En miles de Balboas)

CONEXIÓN		2005	2006	2007	2008	2009
Operación y Mantenimiento	OMTCT;	431	431	431	431	431
Administración	ADMCT;	232	232	232	232	232
Depreciación	ACTCI;*DEP%	587	587	587	587	587
Rentabilidad sobre Activos	ACTNCT;* RRT	1,283	1,224	1,166	1,107	1,049
	IPCT;	2,532	2,474	2,415	2,356	2,298

INGRESO MAXIMO PERMITIDO POR OPERACIÓN INTEGRADA

(En miles de Balboas)

SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA		2005	2006	2007	2008	2009
Centro Nacional de Despacho	IPCND;	3,155	3,360	2,855	2,796	2,575
Hidrometeorología	IPHM;	1,609	2,846	3,205	3,517	3,513
	IPSOI;	4,764	6,206	6,060	6,313	6,088

CUADRO No.3

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.

PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS
INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS

(En Miles de Balboas)

PARAMETROS	UNIDAD	2004	2005	2006	2007	2008	2009
OMT	%		1.42%	1.42%	1.42%	1.42%	1.42%
ADMT	%		0.76%	0.76%	0.76%	0.76%	0.76%
RRT	%	9.98%					

ACTIVOS RECONOCIDOS (al final del año)

	B/. MILES	2004	2005	2006	2007	2008	2009
ACTSPT (Sistema Principal)	B/. MILES	231,304	283,172	307,346	309,700	309,897	310,244
ACTCT (Conexión)	B/. MILES	21,729	21,729	21,729	21,729	21,729	21,729
ACTH (Hidrometeorología)	B/. MILES	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001
ACTNSPT (Neto Sistema Principal)	B/. MILES	144,664	187,511	201,108	192,160	180,984	169,953
ACTNTC (Neto Conexión)	B/. MILES	12,856	12,269	11,682	11,096	10,509	9,922
ACTNH (Neto Hidromet.)	B/. MILES	899	829	759	689	619	549

ACTIVOS EFICIENTES (al final del año)

	B/. MILES	2004	2005	2006	2007	2008	2009
ACTSPTef (Sistema Principal)	B/. MILES	288,387	340,255	364,429	366,783	366,980	367,327
ACTCTef (Conexión)	B/. MILES	30,333	30,333	30,333	30,333	30,333	30,333

ACTIVOS INCORPORADOS PARCIALMENTE

	B/. MILES	2004	2005	2006	2007	2008	2009
ACTSPTef (Sistema Principal)	B/. MILES		12,522	5,986	1,064	-	-
ACTCTef (Conexión)	B/. MILES		-	-	-	-	-

Tabla1

29/06/2005

IDInter	IDRepos	IDCuentas
01669480001	016694800010000001	607714901
01678660001	016786600010000003	607714901
01698420001	016984200010000003	607714901

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

**INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LA EMPRESA DE
TRANSMISION ELÉCTRICA, S.A. PARA EL PERIODO
2005-2009**

METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Junio 2005

(Realizado con la asesoría de la Firma Mercados Energéticos, S.A.)

CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA EL PERIODO 2005-2009

CONTENIDO

INTRODUCCION.....
PARTE I – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN
CAPÍTULO I: ANÁLISIS Y PROPUESTA DE EMPRESA COMPARADORA PARA ETESA
1. CONCLUSIONES PARA SELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA
2. PARÁMETROS COMPARADORES PARA TRANSMISIÓN.....
CAPÍTULO II: ESTIMACIÓN DE LA TASA RAZONABLE DE RENTABILIDAD.....
1. ANÁLISIS DE LA TASA.....
2. CONCLUSIONES
CAPÍTULO III: CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN
1. COMPONENTES.....
2. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN.....
3. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DE CONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....
PARTE II – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA
CAPÍTULO I: REVISIÓN Y REDEFINICIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA DEL CND.....
1. CONCLUSIONES
2. COMPARADORES PARA CND
CAPÍTULO II: INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA...
1. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO
2. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DE HIDROMETEOROLOGÍA
ANEXOS.....
ANEXO I: INGRESO MAXIMO PERMITIDO.....
ANEXO II: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN.
1. METODOLOGIA
2. ELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN
3. COMPARACIÓN TRANSBA/ETESA.....
ANEXO III: RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN EN PANAMÁ
1. METODOLOGÍA.....
2. DESARROLLO.....
2.1. RENDIMIENTO DEL CAPITAL PROPIO.....
2.2. COSTO DE ENDEUDAMIENTO
2.3. COSTO PROMEDIO DE CAPITAL (WACC).....
ANEXO IV: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CND.
1. METODOLOGÍA.....
2. ANALISIS DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO.....
3. ANALISIS DE LA GESTION DE CND
4. PROPUESTA DE PLIEGO DE AUDITORIA DEL CND
ANEXO V: PRESUPUESTO DE FUNCIONAMIENTO E INVERSIÓN DE HIDROMETEREOLOGÍA.

INTRODUCCION

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. correspondiente al período julio 2005-junio 2009, ha sido calculado de acuerdo al Régimen Tarifario de Transmisión de Electricidad, que forma parte del Reglamento de Transmisión aprobado mediante la Resolución No. JD-5216 del 14 de abril de 2005. El Artículo 98 de la Ley No.6 del 3 de febrero de 1997 establece que el Régimen Tarifario está compuesto por reglas relativas a procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, opciones, valores y, en general, a todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas sujetas a regulación.

El numeral 1 del Artículo 98 de la Ley No.6, señala que el Ente Regulador de los Servicios Públicos (Ente Regulador) definirá periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada. Además, indica que de acuerdo con los estudios que realice, el Ente Regulador podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y podrá definir las metodologías para la determinación de tarifas.

El numeral 2 del Artículo 98 de la Ley No.6, establece que para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación del Ente Regulador, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deben ceñirse a las fórmulas, topes y metodología establecidas por el Ente Regulador.

El artículo 82 de la mencionada Ley, establece que la remuneración de los servicios de la Empresa de Transmisión provienen de los cargos por el acceso y uso de la red de transmisión, por el servicio de operación integrada, por los servicios de la red meteorológica e hidrológica, y por los estudios básicos que se pongan a disposición de posibles inversionistas.

El Artículo 100 establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años. Excepcionalmente podrán modificarse, de oficio o a petición de parte, antes del plazo indicado, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los clientes o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor, que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas.

El artículo 101 de la referida Ley No. 6, señala que los costos de la Empresa de Transmisión, serán cubiertos bajo el supuesto de eficiencia económica en el desarrollo del plan de expansión y en la gestión de la empresa, y que no se puede trasladar a los clientes los costos de una gestión ineficiente, además de establecer que se le debe permitir tener una tasa razonable de rentabilidad;

Para efectos que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), cumpla con la presentación de un tope en el ingreso de su actividad de transmisión, tal como lo especifica el artículo 98 mencionado anteriormente, es necesario determinar el "Ingreso Máximo Permitido" que dicha empresa pueda percibir para cubrir los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento de la red nacional de transmisión, así como los costos del Centro Nacional de Despacho (CND) y los costos relacionados con la función hidrológica y meteorológica;

De acuerdo a la Ley y al Reglamento establecido, se sigue el siguiente procedimiento:

- Se seleccionan empresas comparadoras con el fin de medir la eficiencia en la gestión de la empresa de transmisión tal como lo establece el artículo 101 de la ley. Se definen indicadores comunes para la empresa comparadora llamados comparadores.

- Se fija la nueva tasa de rentabilidad para la actividad de transmisión.
- Se calculan los Ingresos Máximos Permitidos a la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) por el servicio de transmisión y por el servicio de operación integrada.

En el ANEXO I se presentan los cuadros que resumen el cálculo del IMP para cada servicio calendario y cada año tarifario y el Valor Presente del mismo.

PARTE I – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN

CAPÍTULO I: ANÁLISIS Y PROPUESTA DE EMPRESA COMPARADORA PARA ETESA

Para elegir la empresa comparadora de transmisión se realizó una investigación sobre empresas transmisoras que deben estar organizadas con criterio de eficiencia evaluadas de acuerdo a prácticas reconocidas internacionalmente, ser especialistas en el transporte de energía eléctrica, explotar instalaciones de características técnicas similares a ETESA y que su información sea de acceso público.

La empresa comparadora para el período tarifario 2001-2005 es la Empresa de Transmisión de Buenos Aires (TRANSBA). Fue seleccionada en el año 2001 como referencia. Para la elección de esta empresa comparadora, en esa oportunidad se realizó una exhaustiva investigación sobre otras empresas de transmisión que dan servicio similar a ETESA y que tienen un alto nivel de eficiencia:

- National Grid Company de Inglaterra y Gales
- Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica TRANSELEC de Chile
- ENDE de Bolivia
- El sistema de transmisión en Argentina: TRANSNOA, TRANSNEA, DISTROCUYO, TRANSCOMAHUE Y TRANSBA

Es de resaltar que la empresa comparadora Otter Tail utilizada en el periodo 1998-2001 ha dejado de prestar el servicio en el área de transmisión dentro de su servicio integrado, por lo que no es posible reanalizar su eficiencia.

1. CONCLUSIONES PARA SELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA

En el ANEXO II se explica la metodología desarrollada para la selección de la empresa comparadora. De este análisis se ha concluido que debe mantenerse a la empresa TRANSBA de Argentina, por lo siguiente:

- 1.1. La gestión de TRANSBA muestra indicadores eficientes en su gestión de costos, calidad operativa y de servicio.
- 1.2. La comparación de TRANSBA con otras empresas similares muestra que su gestión sigue siendo eficiente por lo que se recomienda mantenerla como empresa comparadora.
- 1.3. TRANSBA mantiene sus indicadores de gestión por lo que se deberían mantener los indicadores referidos a ETESA igual que en el período tarifario anterior.

- 1.4. De considerarse las características diferenciales de ETESA con respecto a TRANSBA (contaminación salina y nivel isoceraúnico) debería incrementarse los gastos de ETESA en un 8% pero ese incremento de gastos se encuentra compensado por la sinergia de costos que produce el incremento de los activos de ETESA (proyecto Línea de Transmisión-Estí) por lo cual debe mantenerse inalterado el indicador.
- 1.5. Del análisis de la gestión de ETESA llevado a cabo, la principal conclusión alcanzada es el hecho de que no existen obstáculos externos de relevancia que impidan a ETESA alcanzar los niveles de desempeño mostrados por TRANSBA. En otras palabras, TRANSBA es una referencia exigente pero a la vez "alcanzable" como empresa comparadora.

2. PARÁMETROS COMPARADORES PARA TRANSMISIÓN

- 2.1. A los efectos de la estimación de los ingresos máximos permitidos para el sistema de transmisión de ETESA, se utilizaron los *comparadores* de Costos OMT%^{M*} y ADMT%^{M*} a partir de los coeficientes de costos de la Empresa Comparadora seleccionada.
- OMT%^{M*} - costos de operación y mantenimiento como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión, calculados sobre la base de los respectivos costos de la Empresa Comparadora.
 - ADMT%^{M*} - costos de administración como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión, calculados sobre la base de los respectivos costos de la Empresa Comparadora.
- 2.2. El nuevo Régimen Tarifario estableció que los indicadores OMT%^{M*} y ADMT%^{M*} de la empresa comparadora permanecerán constantes a lo largo de todo el período tarifario.
- 2.3. Los *comparadores* calculados con los datos de TRANSBA a reconocer a ETESA para esta actualización tarifaria son en total 2.18%, así:
- OMT%^{M*} = 1.42%
 - ADMT%^{M*} = 0.76%

CAPÍTULO II: ESTIMACIÓN DE LA TASA RAZONABLE DE RENTABILIDAD

La Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad, en su artículo 101 señala lo siguiente:

"Los costos utilizados como base para el cálculo de tarifas, deben permitir a la Empresa de Transmisión tener una tasa razonable de rentabilidad, antes de aplicarse el impuesto sobre la renta, sobre el activo fijo neto invertido a costo original. Para efectos de este cálculo, se define como razonable aquella tasa que no difiera más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de siete puntos en concepto del riesgo del negocio de transmisión en el país. La tasa de interés mencionada se calculará como el promedio de las tasas efectivas durante los doce meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria."

La Ley busca proveer a los operadores del sistema una rentabilidad que guarde relación con el grado de eficiencia operativa de la empresa y que sea similar a otras actividades de riesgo comparable, se entiende nacional o internacional.

La discusión central en materia regulatoria al respecto, se centra en dos aspectos, a saber, de discrecionalidad de la fijación y nivel del costo de capital.

1. ANÁLISIS DE LA TASA

La Ley fija bandas de variación posibles para la tasa de retorno sobre capital. La tasa calculada no debe diferir más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de siete puntos en concepto de riesgo del negocio de transmisión en el país.

La tasa efectiva de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América a 30 años (UST30) para el período de marzo de 2004 a febrero de 2005, basado en las cotizaciones de la última emisión de dicho bono y de acuerdo a los registros del sistema "Reuters 3000", suministrados por el Banco Nacional de Panamá es el siguiente:

FECHA:	UST30 (rendimiento)
Marzo-04	4.740
Abril-04	5.147
Mayo-04	5.424
Junio-04	5.405
Julio-04	5.216
Agosto-04	5.057
Septiembre-04	4.903
Octubre-04	4.855
Noviembre-04	4.888
Diciembre-04	4.862
Enero-05	4.725
Febrero-05	4.548
Promedio	4.981

De este modo el valor medio según la Ley resulta 11.98 %, según el siguiente cálculo:

Tasa de Bono Tesoro de EE.UU. 30 años (%)	4.98
Premio por riesgo de Transmisión en el país (%)	7.00
TASA DE RETORNO media según la Ley (%)	11.98

A continuación se muestra la comparación entre la tasa de referencia calculada y explicada en el ANEXO III de este informe, con respecto a las bandas máximas de variación y el retorno obtenido para el transporte de energía eléctrica.

TASA DE RETORNO media según la Ley (%)	11.98
Banda Artículo 101 de la Ley 6 – Máxima (%)	13.98
Banda Artículo 101 de la Ley 6 – Mínima (%)	9.98
RETORNO ESTIMADO DE REFERENCIA- WACC (%)	9.08

2. CONCLUSIONES

Como se puede observar la tasa de retorno estimada mediante el análisis de mercado con el método de cálculo planteado es inferior a la banda mínima que resulta de la aplicación del Artículo 101 de la Ley 6. Por lo tanto, no es razonable ni se justifica utilizar una tasa de rentabilidad mayor. Entonces, se utiliza el límite inferior de la banda de aceptación, es decir, una tasa real antes de impuestos de 9.98 % para el cálculo de los Ingresos Máximos Permitidos a la Empresa de Transmisión Eléctrica para el período de 1 de julio de 2005 al 30 de junio de 2009.

CAPÍTULO III: CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN

De acuerdo al Régimen Tarifario aprobado, el Ingreso Máximo Permitido (IMP) por la actividad de Transmisión en el período tarifario se determinará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$IPT = IPSPT + IPCT$$

La metodología seguida para el cálculo de cada uno de los componentes del IMP es la indicada en el Régimen Tarifario vigente.

La fórmula básica de cálculo de los Ingresos Máximos Permitidos (IMP) tanto del Sistema Principal de Transmisión como de los Activos de Conexión, tiene como objetivo cubrir los costos de explotación y remunerar razonablemente los activos de la empresa de Transmisión, considerando el flujo de caja necesario a dichos efectos.

Los elementos necesarios para el cálculo son:

- Base de capital
- Depreciación de activos
- Retorno sobre activos
- Coeficientes de costos

1. COMPONENTES

1.1. Base de Capital

La Base de Capital para el Sistema Principal se conformó para cada año del período 2005-2009 sumando los siguientes componentes:

- Activos del Sistema Principal de Transmisión y los bienes de Planta General en libros al 31 de diciembre del 2004, ajustando las capitalizaciones del período 2001-2004 de acuerdo a criterios de eficiencia establecidos en el régimen.
- Los activos del Sistema Principal que se incorporan en el período tarifario, de acuerdo al Plan de Inversiones de ETESA aprobado por el Ente Regulador.
- Los retiros de activos previstos por ETESA

La Base de Capital para Conexión, para cada año del período 2005-2009, tomó en consideración los activos valorados en libros al 31 de diciembre del 2004, ajustando las capitalizaciones del período 2001-2004 de acuerdo a criterios de eficiencia establecidos en el régimen.

No fueron considerados los activos fijos calificados como No Productivos.

1.2. Tasa de Depreciación

De acuerdo a información contable proporcionada por ETESA¹ se estimó una tasa de depreciación media para los activos del Sistema Principal, usando el desglose de los activos del Sistema Principal y la Planta General, y para los activos de Conexión existentes al 31 de Diciembre de 2004. El cuadro a continuación resume el cálculo:

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2004
(EN BALBOAS)

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACIÓN	VALOR NETO	TASA	Promedio Ponderado
SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISION	213,506,295.00	73,985,298.00	139,520,997.00	2.9.0%	3.9%
PLANTA GRAL	25,689,970.00	13,084,915.00	12,605,055.00	12.5%	
CONEXIÓN	22,326,344.00	8,949,279.00	13,377,065.00	2.7%	2.7%
HIDROMET	3,289,001.00	1,828,045.00	1,460,956.00	5.7%	
PLANTA GRAL CND	6,355,742.00	2,272,636.00	4,083,106.00	15.1%	
PLANTA GRAL NO PRODUCTIVA	8,123,305.00	3,375,591.00	4,747,714.00	2.3%	
TOTAL COSTO HISTÓRICO	279,290,657.00	103,495,764.00	175,794,892.00	4.0%	

Para las inversiones a ejecutarse en el presente período tarifario, se estimó una tasa de depreciación de 3% anual, en función de tratarse básicamente de equipamiento eléctrico.

1.3. Tasa de Rentabilidad y Tasa de Descuento

Como tasa de rentabilidad se ha utilizado la tasa calculada en el capítulo anterior de 9.98%.

La metodología utilizada con el objetivo de descontar los IMP en el modelo de cálculo del IMP es la siguiente:

Se calculan los factores de descuento para cada año tarifario

$$\text{Año 1 [Jul05-Jun06]: } Fd_1 = 1 / (1 + r / 2)$$

$$\text{Año 2 [Jul06-Jun07]: } Fd_2 = 1 / (1 + r / 2) * 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 3 [Jul07-Jun08]: } Fd_3 = 1 / (1 + r / 2) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 4 [Jul08-Jun09]: } Fd_4 = 1 / (1 + r / 2) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

Los factores de descuento anuales son las siguientes:

JUL05/JUN06	JUL06/JUN07	JUL07/JUN08	JUL08/JUN09
0.95247	0.86604	0.78745	0.71600

¹ Bienes e Instalaciones en Servicio al 31/12/04, con tasas de depreciación estimadas para cada rubro de activos

Esta misma metodología y factores de descuento deben ser utilizados por la empresa para descontar los ingresos cuando se verifiquen las tarifas propuestas.

1.4. Coeficientes de Costos

Los comparadores calculados con los datos de TRANSBA a aplicar para esta actualización tarifaria son:

- OMT%^{M*} = 1.42%
- ADMT%^{M*} = 0.76%

2. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Los ingresos máximos permitidos IPSPT_i a la Empresa de Transmisión para cubrir los costos del sistema principal de transmisión en el año calendario (i) se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{IPSPT}_i = \text{ADMTSP}_i + \text{OMTSP}_i + \text{ACTSPT}_i * \text{DEP}\% + \text{ACTNSPT}_i * \text{RRT} + \text{GA}$$

2.1. Costos de Administración y Costos de Operación y Mantenimiento

Los ingresos permitidos para cubrir los costos de administración ADMTSP_i y los de operación y mantenimiento OMTSP_i se obtienen de multiplicar el coeficiente eficiente respectivo indicado en el numeral 1.4 anterior por los activos brutos eficientes (VNR) de la empresa.

De acuerdo con el Régimen Tarifario, los activos eficientes al comienzo del período tarifario se calculan como el VNR de los activos del Sistema Principal de Transmisión.

Para calcular el VNR se tomó como punto de partida las estimaciones de ETESA en base a precios de licitaciones realizadas en el período 2001-2004, cuya síntesis se presenta a continuación²:

VNR - Líneas de Transmisión - Sistema Principal
Valores en Balboas de Diciembre 2004

	Líneas	N° del Circuito	Longitud (Km.)	N° Total de Torres ^s	VNR	Costo por Km.
Doble Circuito	Líneas de 230 kV					
	Bayano - Pacora - Panamá II	230 - 1A, 1B	69	186	12,714,633	184,315
	Bayano - Panamá II	230 - 2A				
	Panamá II - Panamá	230 - 1C Y 2B	13	35	2,396,205	184,267
	Panamá - Chorrera	230 - 3A Y 4A	40	107	7,015,956	174,080
	Chorrera - Llano Sánchez	230 - 3B Y 4B	142	353	24,790,872	174,097
	Llano Sánchez - Veladero	230 - 5A Y 6A	109	274	19,038,832	174,093
	Veladero - Mata de Nance	230 - 5B Y 6B	84	219	14,709,135	174,093
	Mata de Nance - Fortuna	230 - 7 Y 8	38	96	6,629,469	174,111
	Veladero - Llano Sánchez	230 - 14 Y 15	110	274	24,253,240	220,344
Veladero - Guasquitas	230 - 16 Y 17	84	232	18,574,981	220,344	

² Cálculo de VNR de Líneas y Subestaciones. ETESA, Marzo 2005.

VNR - Líneas de Transmisión - Sistema Principal
Valores en Balboas de Diciembre 2004

	Líneas	N° del Circuito	Longitud (Km.)	N° Total de Torres	VNR	Costo por Km.
	Líneas de 115 kV					
	Bahía Las Minas No.1 - Santa Rita	115 - 1BY 2B	7	19	1,289,467	194,197
	Santa Rita - Cáceres	115 - 1A Y 2A	48	145	9,232,121	194,197
	Panamá - Cemento Panamá - Bahía Las Minas No.2	115 - 4A, 4B	54	147	8,461,866	156,582
	Panamá - Bahía Las Minas No.2	115 - 3				
	Mata de Nance - Caldera	115 - 15 Y 16	25	66	3,911,499	156,585
	Líneas de 230 kV					
	Mata de Nance - Progreso	230 - 9	54	154	6,334,715	117,214
	Progreso - Frontera	230 - 10	9	29	1,091,343	117,223
	Guasquitas - Fortuna	230 - 18	16	42	3,037,755	189,741
	Líneas de 115 kV					
	Panamá - Cáceres	115 - 12	1	6	103,579	133,478
	Total - Sistema Principal				163,585,668	

VNR - Subestaciones - Sistema Principal
Valores en Balboas de Diciembre 2004

Descripción	VNR
Patio 230 kV-Panamá II	7,526,157
Patio 230 kV-Panamá	13,562,122
Patio 230 kV-Chorrera	4,714,172
Patio 230 kV-Llano Sánchez (1)	18,784,346
Patio 230 kV-Veladero	14,870,247
Patio 230 kV-Mata de Nance	10,631,094
Patio 230 kV-Progreso	4,724,017
Patio 115 kV-Panamá	11,056,382
Patio 115 kV -Mata de Nance	2,500,935
Patio 115 kV -Santa Rita	5,239,273
Patio 115 kV -Cáceres	5,767,634
Patio 230 kV -Guasquitas	7,396,130
Patio 115 kV -Caldera	4,656,348
Patio 230 kV -Changuinola	Futuro
Total	111,428,858

Al analizar los valores presentados resulta que los costos de suministros, obra civil y montaje incluidos en los VNR se consideran alineados con estándares internacionales, no obstante, se ajustaron los valores estimados por ETESA a partir de los siguientes criterios:

- Líneas
 - ✓ Se igualó el porcentaje total de costos indirectos (sobre el precio base de los equipamientos) al fijado por el nuevo régimen (14%³)

³ Sin tomar en cuenta imprevistos, intereses durante la construcción, estudios de impacto ambiental e

✓ Se estableció en 15,000 US\$/km el costo medio de las indemnizaciones, frente al valor original de 20,000 US\$/km previsto por ETESA.

• Subestaciones

✓ Se igualó el porcentaje total de costos indirectos (sobre el costo base de los equipamientos) al fijado por el nuevo régimen (14%)

✓ Se disminuyó el porcentaje por imprevistos a un 5% sobre el costo base de los equipamientos (frente a un 10% previsto por ETESA)

Los porcentajes globales de reducción con respecto a la estimación de ETESA, han resultado de 3.4% para líneas y 6.0% para Subestaciones. Los VNR resultantes del ajuste anterior se resumen en el siguiente cuadro:

VNR – Líneas de Transmisión – Sistema Principal
Valores en Balboas de Diciembre 2004

	Líneas	N° del Circuito	Longitud (Km.)	N° Total de Torres	VNR	Costo por Km.
Doble Circuito	Líneas de 230 kV					
	Bayano - Pacora - Panamá II	230 - 1A, 1B	69	186	12,284,508	178,080
	Bayano - Panamá II	230 - 2*				
	Panamá II - Panamá	230 - 1C Y 2B	13	35	2,315,127	178,032
	Panamá - Chorrera	230 - 3A Y 4A	40	107	6,767,806	167,923
	Chorrera - Llano Sánchez	230 - 3B Y 4B	142	353	23,914,101	167,940
	Llano Sánchez - Veladero	230 - 5A Y 6A	109	274	18,365,481	167,936
	Veladero - Mata de Nance	230 - 5B Y 6B	84	219	14,188,913	167,936
	Mata de Nance - Fortuna	230 - 7 Y 8	38	96	6,395,022	167,954
	Veladero - Llano Sánchez	230 - 14 Y 15	110	274	23,536,656	213,834
	Veladero - Guasquitas	230 - 16 Y 17	84	232	18,026,166	213,834
	Líneas de 115 Kv					
	Bahía Las Minas No.1 - Santa Rita	115 - 1BY 2B	7	19	1,247,565	187,886
	Santa Rita - Cáceres	115 - 1A Y 2A	48	145	8,932,112	187,886
	Panamá - Cemento Panamá - Bahía Las Minas No.2	115 - 4A, 4B	54	147	8,136,348	150,559
Panamá - Bahía Las Minas No.2	115 - 3					
Mata de Nance - Caldera	115 - 15 Y 16	25	66	3,761,031	150,562	
Circuito Sencillo	Líneas de 230 kV					
	Mata de Nance - Progreso	230 - 9	54	154	6,025,421	111,491
	Progreso - Frontera	230 - 10	9	29	1,038,062	111,500
	Guasquitas - Fortuna	230 - 18	16	42	2,937,266	183,464
	Líneas de 115 kV					
	Panamá - Cáceres	115 - 12	1	6	99,041	127,631
Total - Líneas					157,970,625	

indemnizaciones.

VNR - Subestaciones - Sistema Principal
Valores en Balboas de Diciembre 2004

Descripción	VNR
Patio 230 kV-Panamá II	7,073,456
Patio 230 kV-Panamá	12,746,355
Patio 230 kV-Chorrera	4,430,613
Patio 230 kV-Llano Sánchez (1)	17,654,461
Patio 230 kV-Veladero	13,975,796
Patio 230 kV-Mata de Nance	9,991,630
Patio 230 kV-Progreso	4,439,866
Patio 115 kV-Panamá	10,391,337
Patio 115 kV -Mata de Nance	2,350,503
Patio 115 kV -Santa Rita	4,924,129
Patio 115 kV -Cáceres	5,420,709
Patio 230 kV -Guasquitas	6,951,250
Patio 115 kV -Caldera	4,376,267
Patio 230 kV -Changuinola	Futuro
Total - Subestaciones	104,726,370

Al VNR de Líneas y subestaciones se le adiciona la Planta General existente al 31 de diciembre de 2004, los cuales constituyen el Activo Eficiente. Para los años posteriores, los activos eficientes se ven incrementados por las inversiones aprobadas por el Ente Regulador en el Plan de Inversiones de ETESA.

2.2. Base de Capital del Sistema Principal de Transmisión

Para calcular la depreciación $ACTSPT_i * DEP\%$ y la rentabilidad $ACTNSPT_i * RRT$, se toman en consideración las tasas de depreciación promedio (vida útil de los activos), la tasa de rentabilidad fijada y el valor de los activos en libros, revisando las inversiones incorporadas en el período bajo un criterio de costos eficientes.

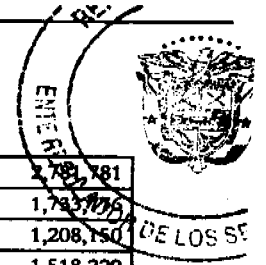
2.2.1. Activos al 31 de Diciembre de 2004

Los cuadros a continuación presentan el valor total y el detalle de los activos de transmisión (brutos y netos) al 31 de diciembre de 2004, de acuerdo a la información contable presentada por ETESA:

EMPRESA DE TRANSMISION ELÉCTRICA, S.A.
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO
AL 31 de Diciembre de 2004

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACION	VALOR NETO
SISTEMA PRINCIPAL			
LÍNEAS			
230 KV			
MATA DE NANCE - LLANO SANCHEZ	20,766,726	12,862,963	7,903,763

EMPRESA DE TRANSMISION ELÉCTRICA, S.A.
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO
AL 31 de Diciembre de 2004



BAYANO - PANAMA	7,942,063	5,160,282	2,781,781
MATA DE NANCE- PROGRESO	3,892,746	2,158,970	1,733,776
PROGRESO - FRONTERA	1,861,670	653,520	1,208,150
PANAMA - CHORRERA	4,086,001	2,567,772	1,518,229
CHORRERA - LLANO SANCHEZ	14,582,826	9,337,588	5,245,238
FORTUNA - MATA DE NANCE	4,471,201	2,408,540	2,062,661
GUASQUITA-VELADERO-LLANO SANCHEZ	29,823,046	247,021	29,576,026
115 KV			
BAHIA LAS MINAS2-PANAMÁ (115-3, 115-4B)	3,001,970	1,845,785	1,156,185
BLM1-STA RITA-CÁCERES (Nueva)	8,618,883	96,956	8,521,927
PANAMA - CHILIBRE	3,807,181	2,564,055	1,243,126
CHILIBRE - BAHIA LAS MINAS	1,445,819	976,120	469,699
MATA DE NANCE - CALDERA	2,873,068	1,468,947	1,404,121
PANAMA - CACERES	199,901	86,600	113,302
SUBESTACIONES			
230 KV			
PANAMA	19,457,521	9,687,857	9,769,664
PROGRESO	3,375,252	1,710,446	1,664,806
MATA DE NANCE	13,491,726	6,874,794	6,616,932
CHORRERA	7,565,008	3,022,280	4,542,728
LLANO SANCHEZ	16,803,207	3,378,655	13,424,552
GUASQUITA	4,838,660	184,105	4,654,556
VELADERO	11,696,171	369,026	11,327,145
PANAMA II	10,280,508	1,268,393	9,012,115
115KV			
PANAMA	35,749	522	35,227
CALDERA	3,224,344	1,633,122	1,591,223
CACERES	5,600,889	2,090,658	3,510,231
SANTA RITA	3,503,046	43,251	3,459,795
OTROS EQUIPOS	3,738,157	1,220,877	2,517,280
TOTAL SISTEMA PRINCIPAL	210,983,340	73,919,106	137,064,234

PLANTA GENERAL	COSTO	DEPRECIACION	VALOR NETO
TERRENOS Y DERECHOS			
EDIFICIOS Y MEJORAS	2,838,489	1,024,282	1,814,207
EQUIPO DE MISCELANEOS	83,544	39,665	43,879
EQUIPO Y MOBILIARIO DE OFICINA	2,112,843	661,415	1,451,428
EQUIPO DE TRANSPORTE	4,072,947	3,038,526	1,034,421
EQUIPO DE INFORMÁTICA	4,486,733	2,294,922	2,191,811
EQUIPO DE LABORATORIO	1,669,072	1,222,638	446,434
EQUIPO DE COMUNICACIÓN	10,426,342	4,803,467	5,622,875
PLANTA GENERAL	25,689,970	13,084,915	12,605,055

TOTAL SISTEMAPRINCIPAL (INCLUYE PLANTA GENERAL)	236,673,311	87,004,021	149,669,290
--	--------------------	-------------------	--------------------

En el cuadro anterior se incluye la línea de transmisión 230 kV Guasquitas – Veladero, el tramo era de conexión y fue clasificada a Sistema principal en la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y no se incluye la línea de transmisión Guasquitas-Fortuna (230 kV) que fue capitalizada e incorporada a la contabilidad de ETESA en el año 2003, debido a las instrucciones indicadas en la Resolución JD-3455 del 13 de agosto de 2002 del Ente Regulador de que esta línea puede ser reconocida para efectos tarifarios a partir de la entrada en servicio de la línea Guasquitas – Panamá II, prevista en el plan vigente para octubre del 2005. Por lo tanto el valor correspondiente a la línea Guasquitas – Fortuna se restó de los Bienes e Instalaciones en Servicio al 31 de diciembre de 2004, y se incorporó a las inversiones previstas para el período 2005-2009.

El Ente Regulador realizó una inspección a los trabajos de los proyectos en construcción (líneas y subestaciones) en el año 2004 y una inspección en abril del año 2005 para determinar el nivel de avance de las obras y la conclusión efectiva de las terminadas. Adicionalmente, las capitalizaciones de activos del período 2001-2004 (incluidas en el cuadro anterior), se ajustaron de acuerdo a los criterios de eficiencia establecidos en el Régimen Tarifario. Para ello se analizó la capitalización de activos correspondientes a los principales proyectos del período:

- Línea de transmisión Guasquitas – Panamá II (230 kV)
- Subestaciones en 230 kV asociadas a la línea Guasquitas – Panamá II (Veladero, Llano Sánchez, Guasquitas)
- Línea de transmisión Bahía Las Minas – Cáceres (115/230 kV)
- Subestación Santa Rita en 115 kV asociada a la línea Bahía Las Minas – Cáceres
- Subestación Panamá II

No se incluyen en la base de capital los activos no relacionados con la actividad de transmisión por la suma de B/.8,123,305.00 (Valor bruto) y por B/.4,747,714.00 (Valor neto).

Los proyectos analizados corresponden al 82% de las capitalizaciones efectuadas en el sistema eléctrico (Sistema Principal + Conexiones) de ETESA en el período 2001-2004.

El análisis de eficiencia de las inversiones consiste en lo siguiente:

- 2.2.1.1. A partir del registro histórico de gastos de ETESA, se estimaron los porcentajes de costos indirectos de cada proyecto (sobre el costo base de equipamiento), que se resumen en el siguiente cuadro:

VALORES ESTIMADOS DE COSTOS INDIRECTOS REALES						
Detalle	Diseño	Ingeniería	Administración	Inspección	Otros (1)	Total
LT Sánchez –Veladero (230 kV)	2.8%	8.0%	2.8%	8.1%	10.7%	32.4%
LT Veladero-Guasquitas	1.5%	6.1%	3.0%	8.4%	13.3%	32.3%
SE Veladero	2%	1.5%	1.4%	5.9%	8.9%	19.7%
SE Llano Sánchez	0.8%	0.4%	1.9%	9.4%	9.8%	22.3%
SE Guasquitas	1.4%	12.5%	5.4%	11.5%	10.6%	41.4%
LT Bahía Las Minas–Cáceres (115/230 kV)	2%	6.1%	0.2%	9.2%	14.2%	31.7%
SE Santa Rita	2%	4.6%	0%	0.7%	5.7%	13%
SE Panamá II	3%	7.4%	13.1%	3.7%	0.1%	27.3%

(1) Incluye Estudios de Impacto Ambiental, Indemnizaciones y Adquisición de Derechos de Vía, Gastos Financieros, y Otros Gastos

Fuente: elaboración en base a información de ETESA

2.2.1.2. El Régimen Tarifario establece que los costos que se pueden activar para cada activo del Sistema de Transmisión son los costos obtenidos a través de un proceso de libre concurrencia que se consideren eficientes (fundamentalmente los costos bases de equipamiento), y los costos regulados como eficientes por el Ente Regulador para aquellas actividades realizadas por ETESA, como son Diseño, Ingeniería, Administración e Inspección.

A dichos efectos, los costos eficientes son los siguientes:

- Diseño - 3 % del costo base del equipamiento
- Ingeniería - 4 % del costo base del equipamiento
- Administración - 4 % del costo base del equipamiento
- Inspección - 3 % del costo base del equipamiento

2.2.1.3. Por lo tanto, los porcentajes de costos indirectos fueron ajustados respetando los límites del régimen, de acuerdo al siguiente detalle:

AJUSTES DE COSTOS INDIRECTOS						
Detalle	Diseño	Ingeniería	Administración	Inspección	Otros (1)	Total
LT Sánchez - Veladero (230 kV)	0%	4.0%	0%	5.1%	0%	9.1%
LT Veladero-Guasquitas	0%	2.1%	0%	5.4%	0%	7.5%
SE Veladero	0%	0%	0%	2.9%	0%	2.9%
SE Llano Sánchez	0%	0%	0%	6.4%	0%	6.4%
SE Guasquitas	0%	8.5%	1.4%	8.5%	0%	18.4%
LT Bahía Las Minas-Cáceres (115/230 kV)	2%	2.1%	0.4%	6.2%	0%	8.7%
SE Santa Rita	1.6%	0%	0%	0%	0%	1.6%
SE Panamá II	0%	3.4%	9.1%	0.7%	0%	13.2%

2.2.1.4. El ajuste por eficiencia de los montos capitalizados conduce a los siguientes valores de bienes e instalaciones en servicio reconocidos al 31 de diciembre de 2004 para el cálculo del IMP:

EMPRESA DE TRANSMISION ELÉCTRICA, S.A.
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO AJUSTADOS
AL 31 de Diciembre de 2004

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACION	VALOR NETO
SISTEMA PRINCIPAL			
LINEAS			
230 KV			
MATA DE NANCE - LLANO SANCHEZ	20,766,726	12,862,963	7,903,763
BAYANO - PANAMA	7,942,063	5,160,282	2,781,781
MATA DE NANCE - PROGRESO	3,892,746	2,158,970	1,733,776
PROGRESO - FRONTERA	1,861,670	653,520	1,208,150
PANAMA - CHORRERA	4,086,001	2,567,772	1,518,229
CHORRERA - LLANO SANCHEZ	14,582,826	9,337,588	5,245,238

EMPRESA DE TRANSMISION ELÉCTRICA, S.A.
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO AJUSTADOS

AL 31 de Diciembre de 2004

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACION	VALOR NETO
FORTUNA - MATA DE NANCE	4,471,201	2,408,540	2,062,661
GUASQUITA-VELADERO-LLANO SANCHEZ	27,931,074	231,325	27,699,750
115 KV			
BAHIA LAS MINAS2-PANAMÁ (115-3, 115-4B)	3,001,970	1,845,785	1,156,185
BLM1-STA RITA-CÁCERES (Nueva)	8,049,526	90,551	7,958,976
PANAMA - CHILIBRE	3,807,181	2,564,055	1,243,126
CHILIBRE - BAHIA LAS MINAS	1,445,819	976,120	469,699
MATA DE NANCE - CALDERA	2,873,068	1,468,947	1,404,121
PANAMA - CACERES	199,901	86,600	113,302
SUBESTACIONES			
230 KV			
PANAMA	19,457,521	9,687,857	9,769,664
PROGRESO	3,375,252	1,710,446	1,664,806
MATA DE NANCE	13,491,726	6,874,794	6,616,932
CHORRERA	7,565,008	3,022,280	4,542,728
LLANO SANCHEZ	15,923,890	3,201,849	12,722,041
GUASQUITA	4,209,018	160,148	4,048,871
VELADERO	11,412,805	360,086	11,052,720
PANAMA II	9,214,501	1,136,871	8,077,630
115KV			
PANAMA	35,749	522	35,227
CALDERA	3,224,344	1,633,122	1,591,223
CACERES	5,600,889	2,090,658	3,510,231
SANTA RITA	3,453,445	42,639	3,410,806
OTROS EQUIPOS	3,738,157	1,220,877	2,517,280
TOTAL LÍNEAS Y SUBESTACIONES	205,614,079	73,555,166	132,058,913
PLANTA GENERAL	25,689,970	13,084,915	12,605,055
TOTAL SISTEMA PRINCIPAL	231,304,049	86,643,081	144,663,968

Los porcentajes globales de reducción con respecto a la estimación de ETESA, han resultado de 2.5% para líneas y Subestaciones.

2.2.2. Activos que se incorporan a la Base de Capital en el Período 2005-2009

Las inversiones que se activarán en el próximo período tarifario, de acuerdo al plan de inversiones de ETESA aprobado por el ERSP mediante Resolución JD-5160 de 17 de marzo de 2005 y la Resolución JD-3455 el 13 de agosto de 2002 que dispone que la activación del proyecto Guasquitas-Fortuna sea en la misma fecha de entrada en operación de la L/T Guasquitas- Panamá II. El cuadro siguiente muestra el detalle:

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.
PLAN DE INVERSIONES
(Miles de Balboas)

kV	SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN	Importe Total	Fecha de Inicio de Operación
	Total Líneas y Subestaciones Guasquitas – Panamá II	44,999	
230	L/T Llano Sánchez-Panamá II	44,999	Octubre 2005
	Refuerzo Fortuna – Guasquitas	2,523	
230	L/T Fortuna-Guasquitas	2,523	Octubre 2005
	Sistema De Transmisión Bocas Del Toro	23,942	
230	L/T Fortuna-Changuinola-Frontera	18,842	Octubre 2006
230	S/E Changuinola	5,100	Octubre 2006
	Sistema de Transmisión Panamá-Cáceres	2,127	
115	L/T Panamá – Cáceres	658	Julio 2007
115	Adición interruptores Panamá-Cáceres	1,469	Julio 2007
	Otros Proyectos de Transmisión	3,847	
230	Adición Trafo T3 Subestación S/E Mata de Nance	2,202	Noviembre 2005
230	Adición Trafo T2 Subestación S/E Progreso	1,645	Noviembre 2005

Cabe recordar que a los efectos de la remuneración anual, las inversiones que por su fecha de entrada en operación no están disponibles todo el año, se reconocen ese año como incorporaciones parciales, ponderando el monto total de la inversión por el periodo efectivo de disponibilidad.

ETESA ha solicitado requerimientos de inversiones en Informática para el periodo 2005-2009. De las inversiones solicitadas no se les ha aceptado la inclusión de aquellas destinadas a consultorías y entrenamientos, ya que estos se atienden con los recursos de Administración, operación y mantenimiento. Siendo así, se han incluido inversiones para la adquisición de servidores y computadoras (considerando que se incorporan al activo al 31 de diciembre de cada año) por la suma de:

En miles de balboas	2005	2006	2007	2008	2009
Servidores y equipos (31-12-año)	499	232	227	197	347

El cuadro siguiente sintetiza las inversiones totales y los montos de incorporación parcial resultantes para el periodo:

En miles de balboas	2005	2006	2007	2008	2009
SPT					
Total Anual	51,868	24,174	2,354	197	347
230 kV	51,868	24,174	227	197	347
115 kV	-	-	2,127	-	-
Incorporación Parcial	12,522	5,986	1,064	-	-

2.2.3. Retiro de Activos

No se han incluido retiros de activos previstos por ETESA para el período 2005-2009.

2.2.4. Ajuste de la Base de Capital por Actividades No Reguladas

Los ingresos de ETESA derivados de actividades no reguladas y los activos afectados son de órdenes de magnitud no relevantes frente a los valores de IMP y activos totales reconocidos, por lo que se ha desestimado el ajuste de la base de capital por actividades no reguladas establecido en el Reglamento de Transmisión.

2.2.5. Evolución de la Base de Capital

En función de los activos al 31 de diciembre de 2004 reconocidos, las incorporaciones de activos previstas en el Plan de Inversiones, y los retiros previstos para el período 2005-2009, se presenta a continuación la evolución proyectada para la Base de Capital del sistema de transmisión:

ACTIVOS RECONOCIDOS

Valores en Miles de Balboas

Sistema Principal (Incluye Planta General)

Activos existentes	Unidades	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Tasa de depreciación activos	%		3.9%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%
Tasa de depreciación retiros	%		2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Activos brutos al comienzo del año	Miles Balboas		231,304	231,304	231,304	231,304	231,304
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas		144,664	135,643	126,622	117,601	108,581
Depreciación Anual	Miles Balboas		(9,021)	(9,021)	(9,021)	(9,021)	(9,021)
Retiros	Miles Balboas						
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	231,304	231,304	231,304	231,304	231,304	231,304
Activos netos al final del año	Miles Balboas	144,664	135,643	126,622	117,601	108,581	99,560
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	(86,640)	(95,661)	(104,682)	(113,703)	(122,724)	(131,744)
Inversiones							
Inversión anual	Miles Balboas		51,868	24,174	2,354	197	347
Tasa de depreciación	%		3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas		-	51,868	74,486	74,559	72,404
Depreciación Anual	Miles Balboas		-	(1,556)	(2,281)	(2,352)	(2,358)
Activos netos al final del año	Miles Balboas		51,868	74,486	74,559	72,404	70,393
Activos brutos al final del año	Miles Balboas		51,868	76,042	78,396	78,593	78,940
Depreciación Acumulada	Miles Balboas		-	(1,556)	(3,837)	(6,189)	(8,547)

ACTSPT	Miles Balboas	231,304	283,172	307,346	309,700	309,897	310,244
ACTNSPT	Miles Balboas	144,644	187,511	201,108	192,160	180,934	169,953
Depreciación	Miles Balboas		(9,021)	(10,577)	(11,302)	(11,373)	(11,379)

2.3. Costos Reconocidos por Generación Obligada (GA)

El GA es un reconocimiento de costos por generación obligada u otros costos relacionados a la aplicación del criterio n-1 con desconexión automática de generación y demanda en el diseño del

sistema de transmisión adoptado en el Reglamento de Transmisión En virtud de que en este periodo aún se mantiene la configuración del sistema diseñada bajo el criterio n-1 original (sin desconexión automática de generación y demanda), no se prevén costos por esta razón en el periodo 2005-2009.

2.4. CÁLCULO DEL IMP

El Ingreso anual por año calendario y por año tarifario relacionado con el sistema principal de transmisión corresponde a:

SISTEMA PRINCIPAL
CÁLCULO DEL IMP 2005-2009
(EN MILES DE BALBOAS)

CONCEPTO	Año 2005	Año 2006	Año 2007	Año 2008	Año 2009
Operación y Mantenimiento	4,271	4,915	5,188	5,207	5,209
Administración	2,300	2,647	2,794	2,804	2,805
Depreciación	9,021	10,577	11,302	11,373	11,379
Rentabilidad sobre Activos	15,687	19,311	20,177	19,178	18,062
TOTAL Ingreso	31,279	37,449	39,461	38,560	37,455
Por año Tarifario		Jul05-jun06	Jul06-jun07	Jul07-jun08	Jul08-jun09
TOTAL Ingreso		34,364	38,455	39,011	38,008

3. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DE CONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Los ingresos máximos permitidos a la Empresa de Transmisión para recuperar los costos de conexión al sistema de transmisión en el año calendario (i) se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$IPCT_i = ADMCT_i + OMTCT_i + ACTCT_i * DEP\% + ACTNCT_i * RRT$$

3.1. Costos de Administración y Costos de Operación y Mantenimiento

Los ingresos permitidos para cubrir los costos de administración $ADMCTSP_i$ y los de operación y mantenimiento $OMTSP_i$ se obtienen de multiplicar el coeficiente eficiente respectivo indicado en el numeral 1.4 anterior por los activos brutos eficientes (VNR) de la empresa. De acuerdo con el Régimen Tarifario, los activos eficientes al comienzo del periodo tarifario se calculan como el VNR de los activos del Sistema Principal de Transmisión.

Se tomó como punto de partida las estimaciones de VNR presentadas por ETESA en base a precios de licitaciones realizadas en el periodo 2001-2004, cuya síntesis se presenta a continuación⁴:

⁴ Cálculo de VNR de Líneas y Subestaciones. ETESA, Marzo 2005.

VNR - Líneas de Transmisión - Sistema de Conexión						
Valores en Balboas de Diciembre 2004						
	Líneas de 115 kV	N° del Circuito	Longitud (Km.)	N° Total de Torres	VNR	
	Caldera - La Estrella	115 - 17	6	17	605,875	106,518
	Caldera - Los Valles	115 - 18	2	6	185,276	106,481
	Caldera - Paja de Sombrero	115 - 19	1	2	53,240	106,481
	Progreso - Charco Azul	115 - 25	28	80	2,943,126	106,488
	Total - Conexión				3,787,517	

VNR - Subestaciones - Sistema de Conexión
Valores en Balboas de Diciembre 2004

Sistema de Conexión	VNR
Patio 115Kv-Panamá II	10,723,085
Patio 115Kv-Llano Sánchez	7,194,818
Patio 115Kv-Progreso	493,355
Patio 115Kv-Charco Azul	1,105,522
Patio 34.5 kV-Chorrera	6,381,419
Patio 34.5 kV-Llano Sánchez	468,692
Patio 34.5 kV-Mata de Nance	1,274,781
Patio 34.5 kV-Progreso	815,666
Salida en 115kV - Panamá - Locería	Futuro
Total - Conexión	28,457,338

Al analizar los valores presentados resulta que los costos de suministros, obra civil y montaje incluidos en los VNR se consideran alineados con estándares internacionales, no obstante, se ajustaron los valores estimados por ETESA a partir de los siguientes criterios:

- Líneas
 - ✓ Se igualó el porcentaje total de costos indirectos (sobre el precio base de los equipamientos) al fijado por el nuevo régimen (14%⁵)
 - ✓ Se estableció en 15,000 US\$/km el costo medio de las indemnizaciones, frente a un valor original de 20,000 US\$/km previsto por ETESA para todos los tipos de línea.
- Subestaciones
 - ✓ Se igualó el porcentaje total de costos indirectos (sobre el costo base de los equipamientos) al fijado por el nuevo régimen (14%)
 - ✓ Se disminuyó el porcentaje por imprevistos a un 5% sobre el costo base de los equipamientos (frente a un 10% previsto por ETESA)

Los porcentajes globales de reducción con respecto a la estimación de ETESA, han resultado de 5.3% para líneas y 6.0% para Subestaciones.

⁵ Sin tomar en cuenta imprevistos, intereses durante la construcción, estudios de impacto ambiental e indemnizaciones.

Los VNR resultantes del ajuste anterior se resumen en el siguiente cuadro:

VNR - Líneas de Transmisión - Sistema de Conexión						
Valores en Balboas de Diciembre 2004						
	Líneas de 115 kV	N° del Circuito	Longitud (Km.)	N° Total de Torres	VNR	
	Caldera - La Estrella	115 - 17	6	17	573,787	100,877
	Caldera - Los Valles	115 - 18	2	6	175,461	100,840
	Caldera - Paja de Sombrero	115 - 19	1	2	50,420	100,840
	Progreso - Charco Azul	115 - 25	28	80	2,787,216	100,847
	Total - Conexión				3,586,884	

VNR - Subestaciones - Sistema de Conexión

Valores en Balboas de Diciembre 2004

Sistema de Conexión	VNR
Patio 115Kv-Panamá II	10,078,087
Patio 115Kv-Llano Sánchez	6,762,047
Patio 115Kv-Progreso	463,679
Patio 115Kv-Charco Azul	1,039,024
Patio 34.5 kV-Chorrera	5,997,575
Patio 34.5 kV-Llano Sánchez	440,500
Patio 34.5 kV-Mata de Nance	1,198,102
Patio 34.5 kV-Progreso	766,604
Salida en 115kV - Panamá - Locería	Futuro
Total - Conexión	26,745,618

3.2. Base de Capital del Sistema de Conexión

Para calcular la depreciación ACTCT; * DEP% y la rentabilidad ACTNCT; *RRT, se toman en consideración las tasas de depreciación promedio (vida útil de los activos), la tasa de rentabilidad fijada y el valor de los activos en libros, revisando las inversiones incorporadas en el período bajo un criterio de costos eficientes.

3.2.1. Activos al 31 de Diciembre de 2004

Los cuadros a continuación presentan el valor total y el detalle de los activos de transmisión (brutos y netos) al 31 de diciembre de 2004, de acuerdo a la información contable presentada por ETESA:

EMPRESA DE TRANSMISION ELÉCTRICA, S.A.

BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO

AL 31 de diciembre de 2004

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACION	VALOR NETO
CONEXIÓN			

EMPRESA DE TRANSMISION ELÉCTRICA, S.A.
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO

AL 31 de diciembre de 2004

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACION	VALOR NETO
SUBESTACIONES			
115 KV			
PANAMA II	5,763,371	735,692	5,027,679
LLANO SÁNCHEZ	4,277,895	2,173,663	2,104,232
CHARCO AZUL	1,347,880	702,206	645,674
PROGRESO	992,742	507,921	484,821
34.5 KV			
MATA DE NANCE	369,913	49,483	320,430
CHORRERA	5,198,137	2,696,678	2,501,459
LLANO SANCHEZ	719,865	365,239	354,626
PROGRESO	456,378	233,531	222,847
LINEAS			
115 KV			
ESTRELLA - CALDERA	562,710	253,407	309,303
LOS VALLES - CALDERA	787,490	82,665	704,825
PROGRESO - CHARCO AZUL	1,808,263	1,119,448	688,815
CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	41,700	29,346	12,354
TOTAL CONEXIONES	22,326,344	8,949,279	13,377,065



El ajuste por eficiencia explicado en el acápite sobre los Activos del Sistema Principal conduce a los siguientes valores de bienes e instalaciones en servicio reconocidos al 31 de diciembre de 2004 para el cálculo del IMP:

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO AJUSTADOS

AL 31 de diciembre de 2004

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACION	VALOR NETO
CONEXIÓN			
SUBESTACIONES			
115 KV			
PANAMA II	5,165,755	659,406	4,506,349
LLANO SÁNCHEZ	4,277,895	2,173,663	2,104,232
CHARCO AZUL	1,347,880	702,206	645,674
PROGRESO	992,742	507,921	484,821
34.5 KV			
MATA DE NANCE	369,913	49,483	320,430
CHORRERA	5,198,137	2,696,678	2,501,459
LLANO SANCHEZ	719,865	365,239	354,626
PROGRESO	456,378	233,531	222,847
LINEAS			
115 KV			

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO AJUSTADOS
AL 31 de diciembre de 2004

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACION	VALOR NETO
ESTRELLA CALDERA	562,710	253,407	309,303
LOS VALLES CALDERA	787,490	82,665	704,825
PROGRESO CHARCO AZUL	1,808,263	1,119,448	688,815
CALDERA PAJA DE SOMBRERO	41,700	29,346	12,354
TOTAL CONEXIONES	21,728,728	8,872,993	12,855,734

3.2.2. Retiro de Activos

No se han incluido retiros de activos previstos por ETESA para el período 2005-2009.

3.2.3. Evolución de la Base de Capital

En función de los activos al 31 de diciembre de 2004 reconocidos y los retiros previstos para el periodo 2005-2009, se presenta a continuación la evolución proyectada para la Base de Capital del sistema de conexión de transmisión:

ACTIVOS RECONOCIDOS

Valores en Miles de Balboas

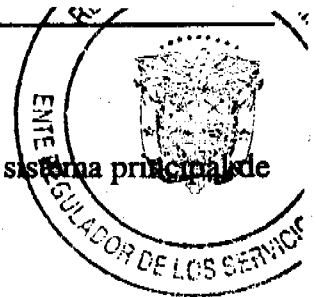
	Unidades	<u>Conexión</u>					
		2004	2005	2006	2007	2008	2009
Activos existentes							
Tasa de depreciación activos	%		2.70%	2.70%	2.70%	2.70%	2.70%
Tasa de depreciación retiros	%		2.0%				
Activos brutos al comienzo del año	Miles Balboas		21,729	21,729	21,729	21,729	21,729
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas		12,856	12,269	11,682	11,096	10,509
Depreciación Anual	Miles Balboas		(587)	(587)	(587)	(587)	(587)
Retiros	Miles Balboas						
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	21,729	21,729	21,729	21,729	21,729	21,729
Activos netos al final del año	Miles Balboas	12,856	12,269	11,682	11,096	10,509	9,922
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	(8,873)	(9,460)	(10,046)	(10,633)	(11,220)	(11,806)
Inversiones							
Inversión anual	Miles Balboas			-	-	-	-
Tasa de depreciación	%		3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas			-	-	-	-
Depreciación Anual	Miles Balboas			-	-	-	-
Activos netos al final del año	Miles Balboas			-	-	-	-
Activos brutos al final del año	Miles Balboas			-	-	-	-
Depreciación Acumulada	Miles Balboas			-	-	-	-
ACTSPT	Miles Balboas	21,729	21,729	21,729	21,729	21,729	21,729
ACTNSPT	Miles Balboas	12,856	12,269	11,682	11,096	10,509	9,922
Depreciación	Miles Balboas		(587)	(587)	(587)	(587)	(587)

3.3. CÁLCULO DEL IMP

El Ingreso anual por año calendario y por año tarifario relacionado con el sistema principal de transmisión corresponde a:

**CONEXIÓN
CÁLCULO DEL IMP 2005-2009
(EN MILES DE BALBOAS)**

CONCEPTO	Año 2005	Año 2006	Año 2007	Año 2008	Año 2009
Operación y Mantenimiento	431	431	431	431	431
Administración	232	232	232	232	232
Depreciación	587	587	587	587	587
Rentabilidad sobre Activos	1,283	1,224	1,166	1,107	1,049
TOTAL Ingreso	2,532	2,474	2,415	2,356	2,298
Por año Tarifario		Jul05-jun06	Jul06-jun07	Jul07-jun08	Jul08-jun09
TOTAL Ingreso		2,503	2,444	2,386	2,327



PARTE II – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

CAPÍTULO I: REVISIÓN Y REDEFINICIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA DEL CND

1. CONCLUSIONES

En el ANEXO IV se explica la metodología utilizada para determinar cual empresa comparadora se utilizaría en el periodo julio 2005-junio 2009. Las siguientes son las conclusiones generales:

- 1.1. La gestión de CAMMESA muestra indicadores eficientes en su gestión de costos, calidad, operativa y de servicio por lo que se recomienda no modificar la estructura mínima propuesta en la revisión tarifaria anterior.
- 1.2. La comparación de CAMMESA con otros despachos muestra que mantiene una productividad elevada por lo que se recomienda mantenerla como empresa comparadora.

2. COMPARADORES PARA CND

2.1. Para la estimación del Ingreso Máximo Permitido por el servicio de operación del sistema integrado (SOI), relacionados con el CND (IPCND_i), se utilizaron los *comparadores* sobre la base de los respectivos costos de operación y mantenimiento de la Empresa Comparadora seleccionada específica para esta actividad que son:

- La cantidad eficiente de personal y su relación salarial.
- La relación porcentual de otros gastos con respecto al costo salarial.

2.2. Los indicadores de costo eficiente señalados en el numeral anterior se utilizarán para determinar el ingreso permitido eficiente del Centro Nacional de Despacho (IPCNDM*), valor que será constante a lo largo de todo el periodo.

2.3. En el siguiente cuadro se presentan los comparadores calculados con los datos de CAMMESA:

PARAMETROS	Comparadores para el Periodo
Relación salarial CND / ETESA	1.47
Número de empleados	60
Nivel de otros gastos eficiente (% del costo de personal)	37%

CAPÍTULO II: INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

Los ingresos máximos permitidos a la Empresa de Transmisión para recuperar los costos por el Servicio de Operación Integrada en el año calendario (i) se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{IPSOI}_i = \text{IPCND}_i + \text{IPHM}_i$$

Siendo:

IPCND El ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho para el año i

IPHM El ingreso asignado al servicio de Hidrometeorología.

1. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

1.1. Gastos Eficientes del CND

En el cuadro siguiente se muestran los costos salariales de ETESA extraídos de los balances contables y descontando la Prima de Antigüedad e Indemnizaciones:

SALARIOS ETESA	2004
Salario más prestaciones laborales (B/.)	7,909,361
Prima antigüedad, indemnización y preaviso (B/.)	1,143,276
Salario Neto (B/.)	6,766,085
No. De Empleados	346
Salario Promedio Mensual (B/.)	1,629.6

Los gastos operativos eficientes por el servicio de operación del sistema integrado (SOI) relacionados con el CND, fueron calculados a partir de los respectivos *comparadores* calculados con los datos de CAMMESA, como fue explicado anteriormente. Estos valores se mantienen constantes a lo largo de todo el período tarifario. El cuadro a continuación resume el cálculo de dichos gastos:

CND	Gasto Reconocido (En Balboas)
Salario Medio (1.47 * Salario promedio ETESA)	2,395.5
Total personal (cantidad de empleados eficiente)	60
Costos de Personal	1,724,765
Otros gastos (37% del costo de personal)	638,163
Auditoría Externa	50,000
Gastos CND	2,412,928

Los Otros Gastos reconocidos corresponden a:

- Servicios de terceros: contrataciones de abogados, servicios administrativos y contables, financieros y asesoramiento de personal cuando es necesario. También una eventual asistencia de personal de sistemas informáticos.
- Gastos de Oficina: corresponde a cambios de PC, software, mobiliario y papelería, etc.

El gasto reconocido para la Auditoría Externa, se debe a que en este periodo la remuneración reconocida al CND deberá brindar señales necesarias para que la misma sea asociada al cumplimiento de los objetivos. Este cumplimiento de cada uno de los procesos que integran el CND deberá ser verificado por una auditoría independiente. En el ANEXO IV se incluye una propuesta del alcance que debe contener el Pliego de la Auditoría. Los resultados de la auditoría serán utilizados para determinar el Factor de ajuste de la remuneración del CND de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión.

Las inversiones requeridas por el CND son reconocidas como gastos y recuperadas en cada año del período tarifario. Para ello se tomó como punto de partida el Plan de Inversiones del CND que se presenta en la siguiente tabla:

PLAN DE INVERSIONES CND

AÑO 2005 -2009

En Balboas

Detalle	2005	2006	2007	2008	2009	TOTAL
COMPRA DE EQUIPOS VARIOS	41,000	20,000	65,000	15,000	15,000	141,000
Adquisición de vehículos	41,000	20,000	20,000			81,000
Compra de un Chiller (para aire acondicionado)			45,000		15,000	60,000
EQUIPO DE OFICINA	4,850	6,350	6,350	6,350	6,350	30,250
Compra de mobiliario y equipo de oficina	4,850	6,350	6,350	6,350	6,350	30,250
MEJORAS AL EQUIPO DE INFORMATICA	232,000	119,000	162,500	109,400	100,900	723,800
Reemplazo de estaciones de trabajo y adquisición de laptops	22,000	63,000	86,500	35,400	19,900	226,800
Servidores						
RISC Inteligencia de Negocios Data Warehouse	30,000					30,000
Alta Disponibilidad Correo	50,000			50,000		100,000
Servidor Firewall Alta Disponibilidad	15,000					15,000
Reemplazo de Servidores Mercado	75,000		60,000		75,000	210,000
Software						
Cognos Metrics	20,000	4,000	4,000	4,000	4,000	36,000
Inteligencia de Negocios	20,000	50,000	10,000			80,000
Alta Disponibilidad Firewall		2,000	2,000	20,000	2,000	26,000
MEJORAS AL SISTEMA SCADA	205,000	440,000	350,000	60,000	78,000	1,133,000
Actualización Ranger V.12 y sus aplicaciones AGC, RS y HIS	60,000	300,000				360,000
Expansión de los puertos de comunicación	25,000				78,000	103,000
Redundancia para la ejecución del RS	45,000					45,000
Apertura del RS a los agentes del Mercado	45,000					45,000
Medidores para el sistema SCADA	30,000			60,000		90,000
Reemplazo de 40 medidores de energía para monitoreo de red		140,000				140,000
Suministro e instalación de un sistema de visualización (mímico)			350,000			350,000
PROYECTO DE FORTALECIMIENTO DEL CND	930,000	2,055,000	420,000	251,000	0	3,656,000
Asesoría Plan Corporativo	40,000					40,000
Asesoría Plan Organizacional	45,000					45,000

PLAN DE INVERSIONES CND

AÑO 2005 -2009

En Balboas

Detalle	2005	2006	2007	2008	2009	TOTAL
Asesoría Técnica en Modelos	85,000					85,000
Gerencia del proyecto		50,000	20,000			70,000
Consultoría Plataforma de Tecnología Informática (*)	145,000					145,000
Plataforma de Integración		80,000				80,000
Plataforma de servicio de Intercambio de Información		80,000				80,000
Plataforma de servicio de medidas		50,000	250,000			300,000
Plataforma de Base de Datos			150,000			150,000
Sistema de Transacciones Comerciales	195,000	195,000				390,000
Sistema Integrado y Modelo Integrado de Datos	100,000	300,000				400,000
Sistema de Intercambio de Información	100,000	300,000				400,000
Compra de Modelo de Estimación de Demanda	70,000					70,000
Compra de Modelo para Estimación de Caudales	50,000					50,000
Compra de Modelo de Despacho	100,000	250,000				350,000
Compra de Modelo para la optimización de Mantenimientos		100,000				100,000
Modelo para Análisis Eléctricos		100,000		75,000		175,000
Sistema de Entrenamiento de Despachadores		250,000				250,000
Sistema de Manejo de Indicadores de Gestión		100,000				100,000
Sistema de Manejo de Flujo de Trabajo		100,000				100,000
Interfaz de órdenes de servicio al SCADA		100,000				100,000
PROYECTO DE INTEGRACIÓN DE MERCADOS	0	0	0	176,000	0	176,000
Plataforma de Manejo de Base de Datos para integrar el MER y el Mercado Andino				76,000		76,000
Sistema de Interfase del Mercado Nacional con el MER y el Andino				100,000		100,000
GRAN TOTAL	1,412,850	2,640,350	1,003,850	426,750	200,250	5,684,050

Los valores presentados por el CND se ajustaron a partir de los siguientes criterios:

1.1.1. Inversiones Año 2005

Proyecto de Fortalecimiento del CND

No corresponde considerar los montos que se prevén por contratación de consultorías, dado que los mismos ya fueron incluidos en los ingresos eficientes del CND. Todas aquellas actividades que están previstas como solicitud de consultoría no deben ser consideradas. El comparador incluye todo el personal necesario para el desarrollo de la actividad por sí misma, considerando que sólo existirá consultoría externa para la Auditoría Externa sugerida.

Área Corporativa

Actividad ya incluida en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Área Organizacional

Actividad ya incluida en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Área de Procedimientos y Modelos

Actividad ya incluida en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Área de Plataforma de Tecnología Informática, incluye Sistema de Transacciones Comerciales, Intercambio de Información

Actividad ya incluida en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Área de Compra de Modelos, incluye modelo de estimación de la demanda, estimación de caudales y modelo de despacho (\$220,000)

El objeto de este plan es introducir mejoras en los procedimientos y modelos operativos y comerciales que utiliza el CND para la realización de sus actividades, que se consideran adecuadamente justificadas.

- Modelo de Estimación de Demandas.
- Modelo de Estimación de Caudales.
- Modelo de Despacho de Corto Plazo.

Mejoras al Equipo de Informática

Se considera adecuado lo siguiente:

Servidores

- RISC Inteligencia de Negocios Data Warehouse (\$30,000)
- Alta Disponibilidad de Correo (\$50,000) (el CND deberá suministrar indicadores que justifiquen las mejoras introducidas en el año 2005)
- Reemplazo de Servidores (\$75,000)
- Servidor Firewall Alta Disponibilidad (\$ 15,000)

Software

Actividad ya evaluada en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Mejoras al Sistema SCADA (el CND deberá suministrar indicadores que justifiquen las mejoras introducidas en el año 2005)

Este plan consiste en implementar mejoras varias al SCADA y así mejorar la gestión al CND, y se considera adecuado.

- Actualización Ranger V.12 y aplicaciones AGC, RS y HIS (\$60,000)

- Expansión de puertos de comunicación (\$25,000)
- Medidores para el sistema SCADA (\$30,000)
- Apertura del RS a los Participantes del Mercado (\$45,000). Este plan consiste en ~~permitir~~ la apertura del RS a los Participantes del Mercado para que se les permita ejecutar remotamente el modelo, brindando así transparencia a la gestión del CND.
- Redundancia en la ejecución del RS (\$45,000)

Otras Compras de Equipos varios y de Oficina (\$45,850.00)

Ya incluidas en los ingresos basados en la empresa comparadora.

1.1.2. Inversiones Año 2006

Proyecto de Fortalecimiento del CND

- Gerenciamiento del Proyecto: actividad ya incluida en los ingresos basados en la empresa comparadora.
- Continuación con el desarrollo del área de Plataforma de Tecnología Informática (incluye Sistema de Transacciones Comerciales, Base de Datos, Intercambio de Información): se ha reconsiderado la inclusión de la Plataforma de Integración y la Plataforma de servicio de Intercambio de Información, ya que se verificó que no estaban incluidas en los gastos de funcionamiento.
- Adquisición de Modelos:
 - Modelo de Optimización de Mantenimiento: adecuado
 - Interfaz de órdenes de servicio al SCADA: adecuado
 - Mejoras y Desarrollo de Sistemas de Información de las aplicaciones del CND: no hay justificación del requerimiento

Mejoras al Sistema SCADA

- Se incluyó la Actualización Ranger V.12 y aplicaciones AGC, RS y HIS (\$300,000)
- Incluye el reemplazo de 40 medidores.
- Actualización de las aplicaciones (no hay una justificación adecuada y no se ha considerado).

Mejoras al Equipo de Informática

Actividad ya incluida en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Otras Compras

Actividad ya incluida en los ingresos basados en la empresa comparadora.

1.1.3. Inversiones Año 2007

Compra de un Chiller (para aire acondicionado)

Se ha incluido.

Proyecto Fortalecimiento del CND

- Gerenciamiento del Proyecto: actividad ya incluida en los ingresos basados en la empresa comparadora.
- Continuación con el desarrollo del área de Plataforma de Tecnología Informática, incluye Sistema de Transacciones Comerciales y Base de Datos. El sistema se puede mejorar con recurso de personal propio. Se ha incluido la plataforma de Base de Datos, ya que se verificó que no estaba incluida en los gastos de funcionamiento.

Mejoras al Sistema SCADA

- Este proyecto se refiere al reemplazo del Sistema de Visualización del Sistema (Mímico), por otro que brinde mayor información a los despachadores sobre las condiciones de la operación en tiempo real. Se ha reconsiderado dada las explicaciones adicionales recibidas del CND y a que han ajustado el monto de la adquisición.

Mejoras al Equipo de Informática

Actividad ya incluida en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Otras Compras

Actividad ya incluida en los ingresos basados en la empresa comparadora.

1.1.4. Inversiones Año 2008

Equipo de Oficina

Ya incluido en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Mejoras al Equipo de Informática

Ya incluidas en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Mejoras al Sistema SCADA

- Se justifica su incorporación.

Compra de modelos

- El CND tiene un modelo adecuado para la función. No se justifica la inversión.

Proyecto de Integración de Mercados

- Se justifica su incorporación.

1.1.5. Inversiones Año 2009

Compra de un Chiller (para aire acondicionado)

Se ha incluido.

Equipo de Oficina

Ya incluido en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Mejoras al Equipo de Informática

Ya incluidas en los ingresos basados en la empresa comparadora.

Mejoras al Sistema SCADA

No se justifica su inclusión

A continuación se presenta el cuadro con las inversiones anuales reconocidas del CND para el período:

PLAN DE INVERSIONES CND AJUSTADO

AÑO 2005 -2009

En Balboas

Detalle	2005	2006	2007	2008	2009	TOTAL
Compra de un Chiller (para aire acondicionado)			45,000		15,000	60,000
MEJORAS AL EQUIPO DE INFORMATICA	170,000	0	0	0	0	170,000
Servidores						
RISC Inteligencia de Negocios Data Warehouse	30,000					30,000
Alta Disponibilidad Correo	50,000					50,000
Servidor Firewall Alta Disponibilidad	15,000					15,000
Reemplazo de Servidores Mercado	75,000					75,000
MEJORAS AL SISTEMA SCADA	205,000	440,000	100,000	60,000	0	805,000
Actualización Ranger V.12 y sus aplicaciones AGC, RS y HIS	60,000	300,000				360,000
Expansión de los puertos de comunicación	25,000					25,000
Redundancia para la ejecución del RS	45,000					45,000
Apertura del RS a los agentes del Mercado	45,000					45,000
Medidores para el sistema SCADA	30,000			60,000		90,000
Reemplazo de 40 medidores de energía para monitoreo de red		140,000				140,000
Suministro e instalación de un sistema de visualización (mímico)			100,000			100,000
PROYECTO DE FORTALECIMIENTO DEL CND	220,000	360,000	150,000	0	0	730,000
Plataforma de Integración		80,000				80,000
Plataforma de servicio de intercambio de información		80,000				80,000
Plataforma de Base de Datos			150,000			150,000
Compra de Modelo de Estimación de Demanda	70,000					70,000
Compra de Modelo para Estimación de Caudales	50,000					50,000
Compra de Modelo de Despacho	100,000					100,000
Compra de Modelo para la optimización de Mantenimientos		100,000				100,000

PLAN DE INVERSIONES CND AJUSTADO

AÑO 2005 -2009

En Balboas

Detalle	2005	2006	2007	2008	2009	TOTAL
Compra de un Chiller (para aire acondicionado)			45,000		15,000	60,000
Interfaz de órdenes de servicio al SCADA		100,000				100,000
PROYECTO DE INTEGRACIÓN DE MERCADOS	0	0	0	176,000	0	176,000
Plataforma de Manejo de Base de Datos para integrar el MER y el Mercado Andino				76,000		76,000
Sistema de Interfase del Mercado Nacional con el MER y el Andino				100,000		100,000
GRAN TOTAL	595,000	800,000	295,000	236,000	15,000	1,941,000

Adicionalmente, dado que en el cálculo de los ingresos no se reconoce a ETESA rentabilidad sobre los activos del CND, se incluye en los gastos operativos un rubro estimado de US\$ 147.000 como alquiler anual de edificios.

1.2. Cálculo del IMP del CND

Finalmente, el cuadro a continuación resume los montos reconocidos al CND como IPCND:

**CENTRO NACIONAL DE DESPACHO
CALCULO DE IMP (EN MILES DE BALBOAS DE DICIEMBRE DE 2004)**

Concepto	2005	2006	2007	2008	2009
Gastos	2,413	2,413	2,413	2,413	2,413
Alquiler	147	147	147	147	147
Inversiones	595	800	295	236	15
TOTAL Ingreso	3,155	3,360	2,855	2,796	2,575
Por año Tarifario		Jul05-jun06	Jul06-jun07	Jul07-jun08	Jul08-jun09
TOTAL Ingreso		3,257	3,107	2,825	2,685

2. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DE HIDROMETEOROLOGÍA

El Ingreso Permitido por el servicio de hidrometeorología (IPHM_i) se fija de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 82 de la Ley N° 6 de 1997.

“Los costos relacionados con la función hidrológica y meteorológica, serán recuperados como gastos administrativos de su actividad de operación integrada, excepto aquellos por los cuales se cobre directamente a los interesados. Estos costos relacionados con la función hidrológica y meteorológica, se limitarán a cinco décimas de uno por ciento (0.5%) de los ingresos brutos de los distribuidores, salvo donaciones, aportes o pagos del Estado o de entidades ajenas al sector eléctrico.”

2.1. Base de Capital de Hidrometeorología

Para calcular la depreciación ACTSPT_i* DEP% y la rentabilidad ACTNSPT_i* RRT, se toman en consideración las tasas de depreciación promedio (vida útil de los activos), la tasa de rentabilidad fijada y el valor de los activos en libros, tomando en cuenta solamente los activos a diciembre de

2000, ya que las inversiones realizadas después de esa fecha ya han sido reconocidas como gastos en las tarifas.

2.1.1. Activos al 31 de Diciembre de 2000

Los cuadros a continuación presentan el valor total y el detalle de los activos de HIDROMET (brutos y netos) al 31 de diciembre de 2000, de acuerdo a la información de la contabilidad de ETESA:

**EMPRESA DE TRANSMISION, S.A.
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2000**

Valores en Balboas

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACION	VALOR NETO
HIDROMETEOROLOGIA:			
Estaciones Pluviométricas	14,923	995	13,928
Estaciones Pluviográficas	1,240,032	764,073	475,959
Estaciones Meteorológicas Tipo A	155,342	8,876	146,466
Estaciones Meteorológicas Tipo B	118,818	6,789	112,029
Estaciones Meteorológicas Tipo C	61,694	6,170	55,524
Equipo Informática Hidromet	13,712	1,244	12,468
Mobiliario y otros equipos	252,383	14,414	237,969
Equipo de Transporte	28,936	7,234	21,702
Equipo de Laboratorio	115,060	11,506	103,554
TOTAL HIDROMET	2,000,900	821,301	1,179,599

2.1.2. Evolución de la Base de Capital

En función de los activos al 31 de diciembre de 2000 reconocidos, ajustando la depreciación acumulada al 31 de diciembre de 2004, se presenta a continuación la evolución proyectada 2005-2009 para la Base de Capital:

ACTIVOS RECONOCIDOS

Valores en Miles de Balboas

Hidrometeorología

Activos existentes	Unidades	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Tasa de depreciación activos	%		3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
Tasa de depreciación retiros	%		3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
Activos brutos al comienzo del año	Miles Balboas		2,001	2,001	2,001	2,001	2,001
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas		899	829	759	689	619
Depreciación Anual	Miles Balboas		(70)	(70)	(70)	(70)	(70)
Retiros	Miles Balboas						
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001
Activos netos al final del año	Miles Balboas	899	829	759	689	619	549
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	(1,101)	(1,171)	(1,241)	(1,312)	(1,382)	(1,452)
ACTNET	Miles Balboas	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001
ACTINSET	Miles Balboas	899	829	759	689	619	549
Depreciación	Miles Balboas		(70)	(70)	(70)	(70)	(70)

2.2. Gastos de Hidrometeorología

Las inversiones requeridas por HIDROMET son reconocidas como gastos y recuperadas en cada año del período tarifario. Para ello se tomó como punto de partida el presupuesto de funcionamiento presentado por ETESA para la Gerencia de Hidrometeorología:

HIDROMET PRESUPUESTO DE FUNCIONAMIENTO E INVERSIÓN 2005-2009 (En Balboas)

CONCEPTO	Año 2005	Año 2006	Año 2007	Año 2008	Año 2009
INVERSIONES	18,000	891,000	916,000	846,000	368,000
GASTOS DE FUNCIONAMIENTO	1,431,246	1,802,4320	2,143,570	2,532,241	3,013,638
TOTAL	1,449,246	2,693,432	3,059,570	3,378,241	3,381,636
Proyección de Personal 2005-2009					
Personal existente	33				
Personal nuevo		12	12	12	11
PERSONAL mínimo requerido	33	45	57	69	80

La sustentación de estos valores presentados por ETESA se encuentra incluida como ANEXO V.

2.3. Cálculo del IMP de HIDROMET

Finalmente, el cuadro a continuación resume los montos reconocidos a HIDROMET como IPHM_i:

HIDROMET CALCULO DEL IMP 2005-2009 (en miles de Balboas)

CONCEPTO	Año 2005	Año 2006	Año 2007	Año 2008	Año 2009
GASTOS	1,449	2,693	3,059	3,378	3,382
DEPRECIACION DE ACTIVOS	70	70	70	70	70
RENTABILIDAD	90	83	76	69	62
TOTAL Ingreso	1,609	2,846	3,205	3,517	3,513
Por año Tarifario		Jul05-jun06	Jul06-jun07	Jul07-jun08	Jul08-jun09
TOTAL Ingreso		2,228	3,026	3,361	3,515

ANEXOS

ANEXO I: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

**ANEXO II: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA
COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN.**

**ANEXO III: DETERMINACIÓN DEL RETORNO SOBRE EL CAPITAL
PARA LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN EN PANAMÁ**

**ANEXO IV: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA
COMPARADORA PARA EL CND.**

**ANEXO V: PRESUPUESTO DE FUNCIONAMIENTO E INVERSIÓN DE
HIDROMETEREOLÓGIA.**

ANEXO I: INGRESO MAXIMO PERMITIDO

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS

(Miles de Balboas)

PARAMETROS	UNIDAD	2004	2005	2006	2007	2008	2009
OMT	%		1.42%	1.42%	1.42%	1.42%	1.42%
ADMT	%		0.76%	0.76%	0.76%	0.76%	0.76%
RRT	%	9.98%					

ACTIVOS RECONOCIDOS (al final del año)

	UNIDAD	2004	2005	2006	2007	2008	2009
ACTSPT (Sistema Principal)	B./MILES	231,304	283,172	307,346	309,700	309,897	310,244
ACTCT (Conexión)	B./MILES	21,729	21,729	21,729	21,729	21,729	21,729
ACTH (Hidrometeorología)	B./MILES	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001
ACTNSPT (Neto Sistema Principal)	B./MILES	144,664	187,511	201,108	192,160	180,984	169,953
ACTNTC (Neto Conexión)	B./MILES	12,856	12,269	11,682	11,096	10,509	9,922
ACTNH (Neto Hidromet.)	B./MILES	899	829	759	689	619	549

ACTIVOS EFICIENTES (al final del año)

	UNIDAD	2004	2005	2006	2007	2008	2009
ACTSPTef (Sistema Principal)	B./MILES	288,387	340,255	364,429	366,783	366,980	367,327
ACTCTef (Conexión)	B./MILES	30,333	30,333	30,333	30,333	30,333	30,333

ACTIVOS INCORPORADOS PARCIALMENTE

	UNIDAD	2004	2005	2006	2007	2008	2009
ACTSPTef (Sistema Principal)	B./MILES		12,522	5,986	1,064	-	-
ACTCTef (Conexión)	B./MILES		-	-	-	-	-

INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS		2004	2005	2006	2007	2008	2009
PRINCIPAL	B./MILES		31,279	37,449	39,461	38,560	37,455
Operación y Mantenimiento	B./MILES		4,271	4,915	5,188	5,207	5,209
Administración	B./MILES		2,300	2,647	2,794	2,804	2,805
Depreciación	B./MILES		9,021	10,577	11,302	11,373	11,379
Rentabilidad sobre Activos	B./MILES		15,687	19,311	20,177	19,178	18,062
CONEXIÓN	B./MILES		2,532	2,474	2,415	2,356	2,298
Operación y Mantenimiento	B./MILES		431	431	431	431	431
Administración	B./MILES		232	232	232	232	232
Depreciación	B./MILES		587	587	587	587	587
Rentabilidad sobre Activos	B./MILES		1,283	1,224	1,166	1,107	1,049
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	B./MILES		4,764	6,206	6,060	6,313	6,088
Centro Nacional de Despacho	B./MILES		3,155	3,360	2,855	2,796	2,575
Hidrometeorología	B./MILES		1,609	2,846	3,205	3,517	3,513
TOTAL	B./MILES		38,576	46,129	47,936	47,230	45,842

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
CÁLCULO DEL VPN DEL INGRESO PERMITIDO PARA EL PERIODO TARIFARIO

(Miles de Balboas)

RESUMEN		2005	2006	2007	2008	2009
INGRESO ANUAL (Año Calendario)						
SISTEMA PRINCIPAL	B/.MILES	31,279	37,449	39,461	38,560	37,449
CONEXIÓN	B/.MILES	2,532	2,474	2,415	2,356	2,297
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	B/.MILES	4,764	6,206	6,060	6,313	6,164
Centro Nacional de Despacho	B/.MILES	3,155	3,360	2,855	2,796	2,737
Hidrometeorología	B/.MILES	1,609	2,846	3,205	3,517	3,427
INGRESO ANUAL (Año Tarifario) (1)						
SISTEMA PRINCIPAL	B/.MILES	34,364	38,455	39,011	38,008	37,449
CONEXIÓN	B/.MILES	2,503	2,444	2,386	2,327	2,268
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	B/.MILES	5,485	6,133	6,187	6,201	6,088
Centro Nacional de Despacho	B/.MILES	3,257	3,107	2,825	2,685	2,572
Hidrometeorología	B/.MILES	2,228	3,026	3,361	3,515	3,516
FACTOR DE ACTUALIZACIÓN		0.95247	0.86604	0.78745	0.71600	0.65100
Valor Presente IMP (2)						
SISTEMA PRINCIPAL	VPN(2)	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010
230kV	123,967	32,731	33,304	30,719	27,213	24,745
115kV	105,450	27,097	28,445	26,535	23,373	20,805
CONEXIÓN	8,046	2,384	2,117	1,879	1,666	1,453
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	19,847	19,847	5,224	5,312	4,872	4,432
Centro Nacional de Despacho	9,941	3,103	2,691	2,225	1,923	1,621
Hidrometeorología	9,906	2,122	2,620	2,647	2,517	2,411
TOTAL	151,860	40,339	40,732	37,469	33,319	30,635

(1) El Año Tarifario comprende del 1° de julio al 30 de junio del año siguiente

(2) Referido al 1° de julio de 2005

ANEXO II: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN.

1. METODOLOGIA

1.1. Análisis de la Gestión de la Empresa Comparadora Actual

La metodología empleada consistió en el análisis de la evolución de los activos físicos, estructura de personal, costos operativos e indicadores de calidad de servicio de la empresa comparadora utilizada en el período tarifario actual, a los efectos de determinar:

- Si mantiene su grado de eficiencia en el transporte de energía eléctrica
- Si existen elementos que justifiquen incrementos de eficiencia

Como herramienta para el análisis de los costos de TRANSBA se calcularon sus costos eficientes y se compararon con los costos reales de la empresa.

A los efectos de verificar la vigencia de la empresa comparadora para el período tarifario julio 2005-junio 2009, se realizó una comparación internacional de los principales indicadores de gestión de TRANSBA con otras empresas consideradas eficientes.

TRANSBA suministra su información técnica y financiera al Ente Regulador de la Electricidad de Argentina, con carácter de dominio público, lo cual permite la obtención de los datos necesarios para el establecimiento de los parámetros que definen a una empresa eficiente y su seguimiento.

1.2. Análisis de las condiciones particulares de ETESA

Se detectó que el nivel isoceraúnico y la contaminación salina a que están sometidas las instalaciones en Panamá podrían constituir elementos diferenciales de costo entre TRANSBA y ETESA. Mediante simulaciones matemáticas se calculó el impacto que tendría en los costos de TRANSBA si esta empresa desarrollara sus operaciones con el nivel isoceraúnico y la contaminación salina que existen en el territorio Panamá.

Finalmente, se simuló en TRANSBA un incremento en los activos físicos similar al que tiene ETESA con la incorporación del proyecto L/T Guasquitas – Panamá II y se calculó el impacto combinado en los costos de ambos efectos (efecto ambiental y proyecto L/T Guasquitas – Panamá II) para determinar si corresponde una reducción o incremento de los niveles de costo reconocidos en la última revisión tarifaria.

1.3. Análisis de la evolución de costos de ETESA y su nivel de eficiencia

A partir del cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) eficiente con y sin la incorporación del proyecto L/T Guasquitas – Panamá II se calcula el porcentaje de AOYM/VNR de ETESA y se determina su nivel de eficiencia comparando con el nivel considerado eficiente.

De forma similar a la realizada con TRANSBA se calculan los costos eficientes de ETESA para cada uno de los procesos y se efectúa un diagnóstico de sus costos comparando con los costos de la empresa real.

1.4. Definir los Indicadores de Eficiencia

1.4. Definir los Indicadores de Eficiencia

A partir de los indicadores de eficiencia de la empresa comparadora se ~~determinan los~~ indicadores a reconocer a ETESA para el período tarifario de julio 2005-junio 2009.

2. ELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN

2.1. Información Utilizada y Contexto Económico Argentino

TRANSBA S.A. es la concesionaria del servicio de Transporte de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, Argentina. Tiene a su cargo la operación y mantenimiento de la red de 132 kV de la Provincia, con excepción de las instalaciones ubicadas dentro de la jurisdicción de EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A. Adicionalmente, opera y mantiene las estaciones transformadoras de 500 kV, en carácter de Transportista Independiente de TRANSENER S.A. y algunas instalaciones de 66 kV.

El análisis de costos de la empresa comparadora, TRANSBA, se realizó sobre la base de los balances de la empresa. Los últimos balances completos que se disponen de la empresa son los correspondientes a los años 2001 y 2002.

En diciembre de 2001 Argentina sufrió un shock devaluatorio que originó un aumento del tipo de cambio del 237% lo que determinó el incremento de la tasa de inflación de los precios mayoristas del 118%, la canasta básica total un 75%, y los precios al consumidor un 41% en el período enero-diciembre 2002.

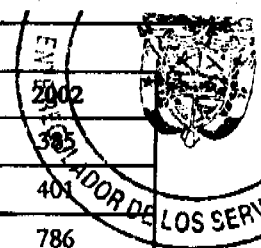
Este brusco cambio en las condiciones macroeconómicas determinó un fuerte cambio en los precios relativos que trajo como consecuencia una brusca variación en los costos operativos (expresados en dólares) de la compañía, comparados con los que existían antes de la devaluación.

Por otra parte la ley de emergencia económica y reforma del régimen cambiario N° 25.561 modificó el contrato de concesión, pues a partir de su entrada en vigencia todos los ingresos de la empresas fueron determinados a la relación 1(un) peso igual a 1(un) dólar estadounidense, eliminando, además, las cláusulas de ajuste de las tarifas conforme los índices de precios al consumidor y del precio del productor de Estados Unidos de América, previstos en el régimen remuneratorio del contrato de concesión y de acuerdo al inciso d) del artículo 42 de la ley 24.065. Este hecho trajo como consecuencia una brusca variación en los ingresos de la empresa.

Por lo expuesto anteriormente, se ha realizado un análisis de los costos de la empresa comparadora tomando como referencia el año 2001. A los efectos de verificar si hubo ganancias de eficiencia en los costos de TRANSBA en el año 2002, se analizaron también los costos en ese año teniendo en cuenta el impacto del shock devaluatorio y las posibles restricciones presupuestarias de la empresa motivadas por la disminución de los ingresos tarifarios. Los costos considerados de los balances de TRANSBA excluyen amortizaciones y provisiones.

En los cuadros siguientes se muestra la evolución de los VNR, los costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOYM), los activos físicos, y la estructura de personal de TRANSBA.

VNR TRANSBA	Unidad	2000	2001	2002
Estaciones Transformadoras	MMUSD	404	420	401
Líneas	MMUSD	558	577	401
Total	MMUSD	962	998	786



Item	Unidad	2000	2001	2002
AOYM	MUSD	19,557	20,769	8,797
Km. de Red	Km.	5,703	5,901	5,901
# Estaciones	#	75	78	78
# Personal	#	245	250	255
% AOYM/VNR	%	2.0%	2.1%	1:1%
Km. de Red/Empl	Km/Empl	23.3	23.6	23.1

El indicador de costos de AOYM/VNR para el año 2001 es igual al indicador del año 2000; en cambio para el año 2002 se puede observar una reducción significativa del indicador AOYM/VNR de casi el 50%.

El indicador de la evolución de la estructura de personal (Km. de línea/Empleado) no muestra una variación significativa en el año 2002 por lo que no se pueden deducir ganancias de eficiencia en la empresa comparadora por este rubro.

Las mejoras tecnológicas en la operación del sistema de transporte y la racionalización y ordenamiento de las actividades trajeron como resultado una reducción de las necesidades de personal en las empresas. Este proceso se dio al principio de la concesión donde las empresas redujeron rápidamente su planta de personal, luego se observa que la cantidad de personal permanece aproximadamente constante.

Por lo anteriormente explicado, la reducción del indicador de costo del año 2002 no se debe a ganancias de eficiencia, sino al impacto de la devaluación en la estructura de costos y las restricciones presupuestarias motivada por la emergencia económica.

2.2. Benchmarking de Costos de TRANSBA

En este punto se presenta una comparación internacional del indicador que relaciona los costos de AOYM/VNR, el cual permite poner en evidencia, con una razonable apreciación, el nivel de gastos entre diferentes empresas.

País	AOYM/VNR % ⁶
Finlandia - Fingrid	4.1
Netherlands - Tennet	4.0
Portugal - REN	1.7
Suecia - Svenska K	2.7
TRANSENER - 2001	2.29

⁶ Referencia: Costs of constructing new transmission assets at 380kV within the European Union, Norway and Switzerland Prepared for the DG TREN/European Commission Study Contract o TREN/CC/03-2002

País	AOYM/VNR %
TRANSBA – 2001	2.1
Dinamarca –Eltra/Elkraft	2.5
Italia – Terna	4.6
Noruega –Statnett	5.8
España – REE	4.6

En la tabla siguiente se presentan los Km. de red de extra-alta tensión para los países de las empresas que forman parte de la comparación internacional:

País (cantidades en kms)	380/400kV	380/400kV	380/400kV	220/300kV	220/300kV	TOTAL	380/400 kV	%380/400	%220/300
	Líneas	Cables Subt	Cables Subt	Líneas	Cables Subt	Líneas + Cables	Líneas + Cables	%	%
Dinamarca	1,346	-	16	260	244	1,866	1,362	73%	27%
Finlandia	3,793	34	99	2,400	-	6,326	3,926	62%	38%
Italia	9,761	53	316	12,557	165	22,852	10,130	44%	56%
Netherlands	2,003	-	-	677	6	2,686	2,003	75%	25%
Noruega	2,144	-	-	5,257	382	7,783	2,144	28%	72%
Portugal	1,235	-	-	2,588	11	3,834	1,235	32%	68%
España	15,067	15	-	16,050	92	31,224	15,082	48%	52%
Suecia	10,706	38	319	4,435	167	15,665	11,063	71%	29%

Dado que las empresas que se muestran en la tabla anterior son de origen europeo con niveles salariales diferentes entre sí y respecto de Panamá resulta necesario homologar los porcentajes de AOYM/VNR indicados.

Una primera homologación es por las diferencias entre los costos salariales del país de origen de la comparación y el país comparado. Para efectuar lo anterior se utilizan los siguientes niveles salariales⁷ para los países que intervienen en la comparación:

País	Ingresos USD/AÑO	Horas por Semana	USD por Hora
Dinamarca	63,500	37	36
Finlandia	48,500	39	26
Italia	25,800	40	13
Netherlands	36,300	40	19
Noruega	46,500	38	25
Portugal	18,700	40	10
España	41,300	40	22
Suecia	47,700	40	25
Panamá	27,600	45	13

Para efectuar la homologación por salarios también se requiere la composición del costo (componente local y extranjero) del numerador y denominador del indicador de eficiencia es decir el costo de AOYM y el VNR para lo cual se utilizan los siguientes porcentajes:

Descripción	% C. Local	% de C. Extranjero
VNR	36%	64%
AOYM	72%	28%

⁷ Referencia: Prices and Earnings- 2003 Edition- Incomes and working hours of engineers. Publicada por UBS (Union de Bancos Suizos).

Utilizando la información de la tabla anterior, el porcentaje de salarios (y otros gastos) tanto del VNR como de los costos de AOYM se construye la siguiente tabla para la homologación de los indicadores de costos:

País	Rel Mo	Hom Salarios	AOYM ORIGEN	AOYM Norm1	Hom Redes	AOYM Norm2
	P.U.	%	%	%	%	%
Dinamarca	2.8	139%	2.5%	1.80%	110.9%	
Finlandia	2.0	127%	4.1%	3.24%	109.3%	
Italia	1.1	102%	4.6%	4.52%	106.6%	4.8%
Netherlands	1.5	115%	4.0%	3.49%	111.2%	3.9%
Noruega	2.0	126%	5.8%	4.60%	104.1%	4.8%
Portugal	0.8	91%	1.7%	1.87%	104.8%	2.0%
España	1.7	120%	4.6%	3.85%	107.2%	4.1%
Suecia	1.9	125%	2.7%	2.16%	110.6%	2.4%

La columna que se indica como "Hom Salarios" es el coeficiente para homologar el AOYM en país de origen debido a los diferentes costos salariales (y otros costos en moneda local). Dicho porcentaje resulta de considerar la composición tanto del VNR como del costo de AOYM y la relación de salarios entre el país de origen de la comparación y la empresa comparada. La columna AOYM Norm1 es el resultado de esta homologación, donde puede verse que en general el indicador de costo es menor que en país de origen debido a los menores costos salariales.

De manera similar a lo anterior se hace la homologación por redes teniendo en cuenta el porcentaje de composición de la red por nivel de tensión. Como puede observarse en la tabla anterior, los indicadores AOYM calculados para TRANSBA se encuentran en similar nivel o por debajo de los indicadores AOYM Norm2 de las empresas del benchmarking lo que confirma los niveles de eficiencia de TRANSBA.

En lo que a la composición del gasto se refiere se presenta en la siguiente tabla los resultados de un Estudio de Referenciamiento de la Estructura y Remuneración de los Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) empresas de transporte de energía realizado sobre la base de 13 empresas de transporte de energía eléctrica.

Rango ⁸	Administración	Operación	Mantenimiento
Estructura genética homologada típica	21.9%	23.8%	54.3%
Rango superior ⁹	34.2%	36.0%	67.9%
Rango inferior	9.6%	11.6%	40.6%

Se hizo un análisis de la composición del gasto de TRANSBA para Administración y Operación y Mantenimiento, encontrando que (año 2001) fue de 14% para la administración y 86% para la operación y mantenimiento, es decir se encuentra cercano al rango inferior la administración y más cercano al rango superior para OYM lo que ratifica su eficiencia en el perfil del gasto.

2.3. Análisis de la Gestión Técnica de TRANSBA

⁸ Estudio de Referenciamiento de la Estructura y Remuneración de los Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) empresas de transporte de energía. Proyecto CIER11 GTAOMT. Año 2001.

⁹ El rango superior e inferior han sido definidos por una desviación estándar más y menos respectivamente.

Existe una planificación anual de actividades, programación semanal de mantenimiento y órdenes de trabajo que son registros que permiten verificar que lo que estaba planificado fue efectivamente realizado.

Toda la gestión se planifica y controla con un software desarrollado y permite mantener un historial del mantenimiento de los equipos.

Toda la gestión está certificada con ISO 9001 motivo por el cual existen procedimientos, programación, mantenimientos, etc., que indican qué se debe hacer en cada equipo. Existen instructivos de mantenimiento que normalizan los métodos de trabajo de manera que todo el personal está debidamente capacitado y trabaja con los mismos métodos.

TRANSBA cuenta además con la certificación ISO 14,000 relativa a la conservación del medio ambiente y certificación de cumplimiento del sistema de Seguridad Pública de acuerdo a lo establecido en la resolución ENRE N 057/2003.

La medición de la efectividad del mantenimiento, se efectúa mediante un control estadístico que mide la calidad de servicio finalmente obtenida. Se mide fallas cada 100 km-año de líneas, energía no suministrada a los clientes por fallas del transporte, desconexiones de transformadores, penalizaciones, efectividad de protecciones e interruptores, etc. Estas estadísticas además sirven para orientar la asignación de recursos, revisar periódicamente las estrategias de mantenimiento y determinar prioridad de inversiones.

La implementación de un sistema de gestión auditado y certificado como lo es la Norma ISO, complementado con estrategias de gestión bien definidas y una asignación de recursos humanos que favorece la asignación de responsabilidades conforman un sistema de gestión que está alineado con las mejores prácticas internacionales en la materia, por lo que puede asegurarse que TRANSBA mantiene su liderazgo en lo que a gestión se refiere entre las empresas de transporte de energía eléctrica.

2.4. Selección de Empresa Comparadora para Transmisión

Luego del análisis realizado surgen las siguientes conclusiones:

- 2.4.1. El nivel del gasto AOYM/VNR de TRANSBA (año 2001) se encuentra en la banda inferior del rango del mismo indicador de otras empresas con niveles de eficiencia internacionalmente reconocidos.
- 2.4.2. La composición del gasto Administración respecto del total de TRANSBA se encuentra cercano al límite inferior del mismo indicador de otras empresas lo que indica una administración eficiente.
- 2.4.3. Los niveles de calidad de servicio y de la operación técnica reflejan una gestión eficiente y alineada con las mejores prácticas internacionales en la materia.
- 2.4.4. Por lo anteriormente expresado se recomienda mantener a TRANSBA como empresa comparadora de ETESA.
- 2.4.5. Como empresa comparadora se deben tomar los costos e indicadores de TRANSBA 2001.
- 2.4.6. A pesar de la brusca reducción de los costos y los indicadores de TRANSBA en el año 2002 no hubo una mejora de eficiencia en la gestión que pudiera ser detectada por lo que se mantiene el indicador de AOYM/VNR de la comparadora en 2.1%.

3. COMPARACIÓN TRANSBA/ETESA

TRANSBA muestra indicadores de desempeño (en términos de kilómetros de línea por empleado y costos de explotación por kilómetro de línea) que evidencian un desempeño empresarial superior al de ETESA, con lo que constituye una referencia válida como empresa comparadora. A continuación se presenta un cuadro comparativo entre TRANSBA y ETESA:

ITEM	UNIDADES	ETESA (sin Estí)	ETESA (con Estí)	TRANSBA
Km. de circuito	Km.	1,413.5	2,193.5	5,901
Km. de línea	Km.	765.9	1,155.9	5,901
Área de Servicio	Km ²	75,517	75,517	282,062
Empleados	#	353	353	250
Costos AOYM	MUSD	11,037	11,037	20,770
Km. de línea por empleado	Km./empleado	2.16	3.27	23.60
Costos AOYM/ Km. de línea	MUSD/Km.	14.41	9.55	3.52

El número total de empleados de ETESA es de 389 (Dato de balance de 2002) incluyendo el CND. Para obtener el número de empleados comparable a TRANSBA se ha descontado del número total de empleados de ETESA la cantidad de personal de CND (46 empleados) y se sumaron los empleados del centro de control (10 empleados) dado que la empresa comparadora tiene a su cargo el centro de control.

Se observa que la incorporación del proyecto Estí (L/T 230 kV Guasquitas-Panamá II) si se mantuviese el nivel de gasto de ETESA tiene una importante mejora en los indicadores de gestión aunque alejados todavía de la empresa comparadora de referencia.

De la información relevada se ha encontrado que las principales particularidades de ETESA con respecto a TRANSBA es su elevado nivel isoceraúnico y los efectos de la contaminación salina.

A los efectos de calcular el impacto que tienen estas particularidades en los costos operativos para determinar si se justifica un incremento en los ingresos de ETESA se procede a representarlas en la empresa comparadora TRANSBA y calcular el impacto en los costos operativos.

La metodología a emplear consiste en replicar en la empresa comparadora TRANSBA mediante la empresa modelo el nivel isoceraúnico y la contaminación salina de ETESA y calcular la variación de los costos asociados.

En la tabla siguiente se presentan los elementos diferenciales a replicar en el modelo de TRANSBA.

Elemento Diferencia	ETESA	TRANSBA
% Líneas Cont. Salina	32%	6%
% Estaciones Cont. Salina	50%	11%
Nivel isoceraúnico	110-150	30-40

La contaminación salina exige tareas especiales de mantenimiento como el lavado de aisladores tanto de líneas como de estaciones transformadoras que originan mayores costos de mantenimiento.

Para replicar las condiciones de contaminación salina de ETESA en la empresa comparadora se carga el modelo de TRANSBA con los porcentajes de líneas y estaciones de ETESA sometidos a contaminación salina y se calculan los costos operativos que resultan de estas nuevas condiciones ambientales.

El mayor nivel isoceráunico está asociado a una mayor cantidad de descargas atmosféricas por Km² en el territorio de Panamá respecto de Argentina (Buenos Aires).

Dado que el nivel isoceráunico no es controlable se trata de proteger adecuadamente los equipos contra las descargas atmosféricas.

Se debe evitar que la descarga directa alcance partes en tensión, que solicitarían el aislamiento en modo no admisible.

En consecuencia se trata de proteger las partes en tensión creando a su alrededor una "jaula" realizada con:

- cables de guarda.
- pararrayos de punta.

Cuando un rayo impacta en el cable de guarda o en una torre de una línea, el cable de guarda asume un potencial elevado pudiendo considerarse que los conductores se encuentran conectados a tierra, las cadenas de aisladores pueden no soportar esta tensión y se produce una descarga que se conoce con el nombre de contorneo inverso. La mayor cantidad de descargas implica mayores tareas de mantenimiento de las puestas a tierra tanto de las líneas como de las estaciones transformadoras.

Para tener en cuenta el tema del mantenimiento intensivo de las puestas a tierra por el elevado nivel de descargas se ha duplicado la frecuencia y reparación de la puesta a tierra de las líneas y estaciones transformadoras.

La descarga atmosférica alcanza luego la estación conducida por los cables de la línea, y para proteger de los efectos de ésta, o de descargas que impacten directamente los conductores cuando falla el blindaje se instalan los descargadores.

Un mayor nivel isoceráunico tiene como consecuencia una mayor cantidad de descargas sobre los descargadores que trae aparejado una reducción de su vida útil.

En TRANSBA se ha considerado una vida útil del descargador de 25 años, pero si se diera el nivel isoceráunico de ETESA existirá el triple de descargas sobre el mismo descargador con lo cual su vida útil se podría considerar tres veces menor debido al aumento de la frecuencia de descargas (8 años). Lo anterior es una hipótesis de máxima ya que el triple de nivel isoceráunico no necesariamente significa que haya el triple de descargas sobre el equipamiento.

Las dos condiciones anteriores se representan en la empresa modelo de TRANSBA y calculan los nuevos costos operativos considerando el efecto de la contaminación salina y el nivel isoceráunico de Panamá, produciéndose un aumento del costo de AOYM debido al aumento de los costos operativos directos debido al incremento de los recursos asignados por el efecto combinado de mayor porcentaje de contaminación salina y nivel isoceráunico.

Por otra parte, debe tenerse en cuenta que un mayor nivel isoceraúnico implica mayor nivel de precipitaciones pluviales que produce el efecto de lavado de aisladores por lo que implicaría destinar menores recursos en el lavado de aisladores por contaminación salina.

Al hacer este análisis incorporando las condiciones de contaminación salina del nivel isoceraúnico, el costo AOYM respecto al VNR, es del 2.17% lo que representa un sobre costo del 8% respecto del costo sin las particularidades de Panamá.

Por otro lado, el porcentaje AOYM/VNR reconocido para ETESA del 2.18% en la revisión tarifaria anterior fue calculado al inicio del período y como tal calculado con los Km. de líneas y estaciones transformadoras a esa fecha, o sea, sin considerar el proyecto "Estí". La incorporación del proyecto Estí debería traer un aumento de la eficiencia en ETESA.

A los efectos de calcular este aumento de eficiencia se hizo el análisis haciendo una reproducción de estas condiciones en la Empresa Modelo (EM) de TRANSBA, considerando un incremento de los activos igual al que tiene ETESA con la incorporación del proyecto "Estí". Para ello se incrementan en la EM un 55% los activos de las líneas (en ETESA crecen de 1413.5 Km. de circuito a 2193.5 Km.) y un 22% las estaciones transformadoras (en ETESA crecen de 9 a 11 estaciones transformadoras) y se mantienen en el modelo las condiciones ambientales anteriormente especificadas.

El porcentaje de costos eficientes que resulta para TRANSBA considerando el efecto combinado de las condiciones ambientales de Panamá y el incremento de activos, resulta un gasto de AOYM de MUSD 28.5 respecto a un VNR de MMUSD 1,418.5, es decir del 2.01%.

En la tabla siguiente se puede ver el resumen de los resultados:

CASO ANALIZADO	AOYM/VNR	INCREMENTO
Modelo TRANSBA – empresa real – año 2001	2.01%	-
MODELO TRANSBA- año 2001 Cont. Sal & Nivel Isoc. Panamá	2.17%	8.0%
MODELO TRANSBA- año 2001 Cont. Sal & Nivel Isoc. Panamá e incremento de activos.	2.01%	-8.0%

En resumen resulta lo siguiente:

- Los niveles de contaminación salina e isoceraúnico mayores que TRANSBA justificarían un aumento de los costos eficientes en la empresa comparadora del 8%.
- La incorporación de activos por el proyecto Estí generan una ganancia de eficiencia que justifican reducir los ingresos en la empresa comparadora en el 8%.

Como conclusión el nivel de costos resultante para la empresa comparadora con la incorporación del proyecto Estí es similar al usado en la anterior revisión tarifaria (año 2001) por lo que corresponde reconocer a ETESA el mismo nivel de costo eficientes que en la revisión tarifaria anterior que fue del 2.18%.

En principio salvo los elementos analizados no se han encontrado elementos que estén fuera del alcance de la gestión que impidan a ETESA alcanzar los niveles de desempeño mostrados por TRANSBA.

Homologación y Estimación de los comparadores eficientes en el año 2001

La homologación por el precio de los bienes de capital, la homologación por la topología de la red y por salarios se realizó en el año 2001, cuando se hizo la selección de TRANSBA como empresa comparadora. El estudio realizado en esa oportunidad está a disposición en el Ente Regulador.

ANEXO III: RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN EN PANAMÁ

1. METODOLOGÍA

A efectos de verificar cuál es la tasa de rentabilidad razonable dentro del rango o margen que establece la Ley, se ha realizado un análisis del costo de oportunidad de invertir capital en Panamá en una actividad de riesgo similar al transporte de energía eléctrica, utilizando el método del Costo de Capital Promedio Ponderado WACC (Weighted Average Cost Of Capital), el cual es utilizado en la mayoría de las prácticas regulatorias. Con esta metodología se estima la tasa de retorno adicionando ponderadamente al costo del capital propio, calculado utilizando el método CAPM (Capital Asset Pricing Model), el costo marginal de endeudamiento. El cálculo del WACC pondera ambos componentes en función del endeudamiento óptimo para la actividad. De este modo se transfiere a los usuarios los beneficios resultantes de una gestión financiera eficiente, dado que el grado de endeudamiento y el costo del mismo no corresponden con los presentes en las empresas, sino con los que resultan eficientes en función de un análisis de benchmarking financiero.¹⁰ Este ejercicio permite obtener una tasa de referencia que permita definir al Ente Regulador un punto de partida para la fijación de la tasa de retorno conjuntamente con las bandas definidas en la Ley.

1.1. Método de Costo de Capital Promedio Ponderado

Para el periodo tarifario de julio de 2005 a junio de 2009, se realizó el cálculo en base a la aplicación del método de Costo de Capital Promedio Ponderado WACC/CAPM, utilizando el mismo enfoque general que en la estimación realizada para la primera revisión tarifaria, tanto en su cómputo como en su conversión a términos reales antes de impuestos, que es el valor que se compara con las bandas fijadas en la Ley.

El método de Costo de Capital Promedio Ponderado utiliza los siguientes criterios para el rendimiento del capital propio (r_{CAPM}) y para el costo marginal de endeudamiento (r_d):

1.2. Rendimiento del Capital Propio

El método CAPM calcula la tasa de retorno como la suma de la tasa libre de riesgo para el país donde la empresa desarrolla la actividad, más el producto del riesgo sistemático de las actividades de la industria eléctrica y del premio por riesgo del mercado.

El método CAPM es uno de los modelos que goza de mayor difusión, permitiendo efectuar la comparación del caso bajo análisis con empresas que pertenecen a la misma industria y desarrollan actividades en condiciones similares de riesgo. Este método estima una tasa de retorno igual a la tasa libre de riesgo para el país o región donde la empresa desarrolla la actividad, más el producto del riesgo sistemático de las actividades de la industria eléctrica y del premio por riesgo del mercado. Este riesgo corresponde a la diferencia entre la rentabilidad de

¹⁰ Se define: Endeudamiento (CEN) como $D/(D+E)$ y apalancamiento (CAP) como D/E , donde D representa la deuda, y E es equity (patrimonio), todos a valor de libros. Asimismo $CAP=CEN/(1-CEN)$

una cartera diversificada de inversiones y la tasa libre de riesgo. Este método calcula el costo de capital propio, es decir, el rendimiento solicitado por los accionistas.

La idea principal detrás del modelo CAPM es que, dado que el inversionista es adverso al riesgo, se aplica una relación de equilibrio entre el riesgo y el rendimiento esperado. En el equilibrio del mercado, se espera que una determinada inversión proporcione un rendimiento proporcional a su *riesgo sistemático* (riesgo que no se puede evitar mediante la diversificación), factores externos y macroeconómicos diversos que afectan el funcionamiento de todas las empresas por igual). Mientras mayor sea el riesgo sistemático, mayor deberá ser el rendimiento que los inversionistas esperarán de ese valor. El modelo asume que existe una tasa libre de riesgo que puede ser ganada en una inversión hipotética cuyo retorno no varía período a período. Entonces, una inversión con riesgo, deberá proveer al inversor un premio por dicho riesgo, adicional a la tasa libre de riesgo (un rendimiento en exceso). En este marco, el tamaño de ese premio por riesgo es proporcional al riesgo sistemático que ha tomado el inversor.

Los elementos analizados son:

- ***Tasa Libre de Riesgo***

En general, para determinar la tasa libre de riesgo se utilizan los rendimientos de instrumentos llamados "seguros" o "soberanos", y que son emitidos por países con baja probabilidad de cesación de pagos y mínimo riesgo de insolvencia. En este sentido, el rendimiento de un bono del tesoro de los Estados Unidos de América (EUA) suele ser la opción más comúnmente utilizada en los países que utilizan el dólar de EUA como moneda directa o indirectamente, en su función de reserva de valor.

En este caso, la tasa libre de riesgo se estimó a partir de considerar como instrumento sin riesgo de insolvencia el rendimiento del bono del tesoro de los Estados Unidos de América a 30 años (UST30). Adicionalmente esto es congruente con la forma de fijar los límites expresados en la Ley.

- ***Determinación de la Prima por Riesgo País***

En la determinación de esta prima de riesgo país intervienen factores económicos, financieros y políticos que pueden afectar la capacidad de pago del país. La mayoría de estos factores son de difícil cuantificación, y por tal motivo se utilizan una serie de métodos para poder precisar un valor, dentro de estos, la aproximación por el "spread" (margen) del rendimiento de los bonos de largo plazo del país en cuestión "vis a vis" bonos americanos de igual vida promedio suele ser el indicador más utilizado.

La manera adecuada de realizar este cómputo es hallar un bono soberano de igual "*duration*" (maduración) que el UST30 utilizado en la determinación de la tasa libre de riesgo. El UST30 tiene un "*duration*" aproximada de 15 años.

Los bonos de mayor "*duration*" (Global 34, Global 29 y Global 27) apenas superan los 10 años. En función de esta situación, se escogió el Global 29 ya que es el de más largo plazo y se buscó un bono de EUA de "*duration*" similar a 10, de forma tal que se escogió el UST20 para el cómputo de prima por riesgo país.

- **Riesgo Sistemático de la Industria**

Para estimar el riesgo sistemático (β) de una empresa se deben medir los cambios que ha experimentado el precio de la acción con respecto a los movimientos del mercado global de acciones. Cuando se desea utilizar el beta para estimar el costo de capital de una empresa o conjunto de empresas, y no se tienen datos de la empresa individual o del conjunto, es mejor utilizar el beta de una cartera de empresas que sean similares, es decir del mismo sector industrial, con lo cual los errores típicos tienden a anularse. Para la determinación de este riesgo (β) se ha recurrido a estadísticas internacionales, específicamente al mercado de Estados Unidos que es el único que posee suficiente información.

El beta es estimado económicamente utilizando modelos de regresión. Esto es, el rendimiento en exceso de una acción individual se regresa en el tiempo contra el rendimiento en exceso de un portafolio de mercado (el rendimiento en exceso es, en este caso, igual al retorno total menos la tasa libre de riesgo para el período en cuestión). La pendiente de la ecuación de regresión es el beta. Muestra, en definitiva, la sensibilidad del rendimiento en exceso del valor del portafolio del mercado. Si la inclinación de la recta dada por la ecuación es uno, significa que los rendimientos en exceso para la acción varían proporcionalmente con los rendimientos en exceso del portafolio de mercado (la acción tiene el mismo riesgo sistemático que el mercado como un todo).

Hay numerosas firmas de reconocido prestigio internacional que realizan el cálculo de betas sobre los mercados de los países desarrollados. Entre las más importantes pueden citarse Merrill Lynch, Ibbotson Associates, Value Line, Bloomberg, y Compustat.

- **Determinación del Premio por Riesgo**

Para la determinación del premio por riesgo, se ha elegido el mercado de Estados Unidos, debido a los grandes volúmenes que se transan en ese mercado, la competitividad que existe y la gran cantidad de datos estadísticos disponibles. Se utilizó el "Índice Compuesto de Standard & Poor's 500"¹¹, ya que es un índice accionario que está compuesto por una importante variedad de acciones de gran circulación y representativas de diversos sectores de la economía.

1.3. Costo Marginal de Endeudamiento

El costo de la deuda es el retorno que los poseedores de deuda de la firma demandan al realizar nuevos préstamos. Al contrario del costo del capital propio, el costo de la deuda puede ser directa ó indirectamente observado en los mercados financieros.

El costo de la deuda puede ser estimado mediante la utilización de los precios corrientes de títulos de deuda privada del mismo sector al que pertenece la empresa, comercializados en los mercados de deuda internos y externos. En este sentido, un inversor tendrá un portafolio con instrumentos de deuda con diferente duración, madurez y moneda. Estos deben ser ponderados a los fines de calcular el costo total de la deuda de una firma específica, sin embargo, a veces esto no es tan sencillo y en algunas oportunidades, imposible, por ende existen métodos alternativos.

Existen dos grandes caminos para estimar el costo del capital de terceros:

- **Benchmarking financiero:** consiste en definir una muestra de títulos de deuda privada (y crédito bancario directo, aunque esta información no suele ser pública) que resulten

¹¹ Stocks, Bonds, Bills and Inflation (SBBI) Valuation Edition 2001. IBBOTSON ASSOCIATES.

comparables con la empresa en cuestión. Se debe considerar el rendimiento de la obligación, cualquiera sea su naturaleza y no la tasa nominal. Como lo que importa es su rendimiento, la "duration" de la obligación es importante y por lo tanto su vida, moneda y condiciones de pago. Todo estos elementos deben ser tomados en cuenta a la hora de estimar el promedio, pues si no se realizan promedios que no poseen consistencia financiera. Un tema fundamental es la calidad de la obligación, básicamente reflejada en su calificación. En este sentido, se podría utilizar la calificación promedio de la muestra utilizada para el "benchmarking" o definir una calificación aceptable y utilizar solo los títulos que califiquen. Un tema muy importante a tener en cuenta, es que la calificación depende fuertemente del país donde opere la empresa, es muy difícil para empresas de servicios públicos sometidas a regulación, lograr calificaciones de "investment grade" si el país donde operan se encuentra por debajo de umbral. Todo esto hace la comparabilidad muy limitada, y es una crítica habitual hacia este tipo de enfoques. Es por este motivo, que generalmente suele estimarse un CAPM de deuda para contrastar resultados.

- **CAPM de deuda:** El CAPM de deuda es un método de uso generalizado, tanto en prácticas regulatorias como en finanzas, y que resulta consistente con el modelo en general del CAPM utilizado para el cálculo del costo del capital propio.

En el presente cálculo, debido a que no es posible encontrar comparadores de ETESA en Panamá, se ha optado por el camino de la estimación de un CAPM de deuda considerando un horizonte de 5 años como período normal de endeudamiento. A su vez este resultado se comparó con el costo real de endeudamiento de ETESA, ya que el mismo presenta características propias de una empresa de infraestructura de capital estatal.

2. DESARROLLO

La estructura del WACC es la siguiente:

$$r = \frac{E}{D + E} [r_{CAPM}] + \frac{D}{D + E} r_d \cdot (1 - t)$$

Donde,

- r*: Tasa de rentabilidad
D: Nivel de endeudamiento de mediano/largo plazo.
E: Patrimonio Neto
r_{CAPM}: Tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.
r_d: Tasa marginal de endeudamiento.
t: Tasa de impuestos (Impuestos sobre la renta)

El primer elemento que se necesita es el costo del capital. El costo del endeudamiento que se debe considerar es el costo marginal del mismo, es decir al que la empresa se puede seguir endeudando y no el que ha registrado la empresa. El nivel de endeudamiento a considerar no puede ser el de la empresa, pues esto puede distorsionar el rendimiento requerido fruto de una política de gestión financiera no optima.

Una consideración importante a realizar es el impacto impositivo que se tiene en función de distintas estructuras de capital, ya que como es sabido, los intereses pagados se deducen del impuesto a las ganancias, lo correcto a aplicar es la tasa marginal de endeudamiento ajustada impositivamente.

A continuación se realiza por pasos el cálculo de la tasa:

2.1. Rendimiento Del Capital Propio

La tasa de rendimiento del capital propio se calcula mediante la siguiente expresión:

$$r_{CAPM} = [r_f + r_{pais} + \beta_d \cdot (r_m - r_f)]$$

Donde,

- r_{CAPM} : Tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.
 r_f : Tasa de retorno de un activo libre de riesgo.
 r_{pais} : Tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión.
 β_d : Riesgo sistemático de la industria en cuestión.
 r_m : Retorno de una cartera diversificada.

El paréntesis ($r_m - r_f$) suele denominarse premio de mercado o por riesgo.

2.1.1. Tasa de Retorno de un Activo Libre de Riesgo

La tasa efectiva de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América a 30 años (UST30) para el período de marzo de 2004 a febrero de 2005, basado en las cotizaciones de la última emisión de dicho bono y de acuerdo a los registros del sistema "Reuters 3000", suministrados por el Banco Nacional de Panamá es el siguiente:

FECHA:	UST30 (rendimiento)
Marzo-04	4.740
Abril-04	5.147
Mayo-04	5.424
Junio-04	5.405
Julio-04	5.216
Agosto-04	5.057
Septiembre-04	4.903
Octubre-04	4.855
Noviembre-04	4.888
Diciembre-04	4.862
Enero-05	4.725
Febrero-05	4.548
Promedio	4.981

2.1.2. Prima de Riesgo País

La prima de riesgo país obtenida utilizando el Global 29 y el UST20 resulta en 307 puntos básicos. A continuación, se muestra una tabla donde se computa la prima por riesgo país utilizada en el presente cálculo.

Rendimientos Comparados (%)		
Fecha	Global 29	UST20
Marzo 04	8.012	4.720
Abril 04	8.379	5.160
Mayo 04	8.393	5.460
Junio 04	8.322	5.450
Julio 04	8.327	5.240
Agosto 04	8.215	5.070
Septiembre 04	8.193	4.890
Octubre 04	8.008	4.850
Noviembre 04	8.030	4.890
Diciembre 04	7.771	4.880
Enero 05	7.638	4.770
Febrero 05	7.489	4.610
Promedio Anual	8.065	4.999
SPREAD = PRIMA RP (P. Básicos)	307	

Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas – FED

Este valor parece razonable, considerando el *rating* de Ba1¹² otorgado por Moody's¹³ al país, que es bastante bueno, superado solamente por los indicadores de Chile, México y El Salvador.

2.1.3. Riesgo Sistemático de la Industria

Para la determinación del riesgo sistemático o "beta" se utilizaron los análisis generados por la empresa Value Line. Esta empresa de servicios de información financiera estima los betas de las empresas a partir de los cambios semanales en el precio de las acciones durante los últimos 5 años con respecto al índice NYSE¹⁴. Value Line analiza los betas de 71 empresas del sector eléctrico de Estados Unidos. Las empresas consideradas por Value Line para el cálculo se muestran al final de este Anexo.

¹² Moody's Investors Service, 18 de Marzo de 2005.

¹³ El rango de calificaciones de Moody's oscila aproximadamente de mejor a peor de la siguiente manera: Aaa – Aa1/2/3 – A1/2/3 – Baa1/2/3 – Ba1/12/3 – B1/2/3 – Caa1/2/3 – Ca1/2/3 – C1/2/3

¹⁴ Value Line utiliza el método de estimación BLUME en lugar del método VASICEK utilizado por otras fuentes, como por ejemplo Ibbotson Associates.

Antes de proseguir, es importante mencionar el concepto de "beta del patrimonio" (que responde a los valores de los betas ajustados por el apalancamiento¹⁵ empresarial ("leveraged" betas). Estos betas son calculados a partir de empresas que cotizan en el mercado accionario, poseyendo un determinado nivel de endeudamiento. Por otra parte, el "beta del activo" ("unleveraged" beta) corresponde al beta sin apalancamiento.

Para calcular el CAPM, se requiere el beta ajustado por el apalancamiento empresarial óptimo, es decir el relevante para el mercado que se analice y el mismo que se utilice para determinar el WACC.

Para estimar el beta sin apalancamiento se debe conocer la tasa impositiva de ganancias del mercado de donde se estimaron los betas y el nivel de endeudamiento promedio de las empresas utilizadas como referencia. El beta sin apalancamiento se calcula de la siguiente manera:

$$\beta_U = \frac{\beta_L}{1 + (1 - t) \cdot (D/E)}$$

Donde,

- β_U : Beta del activo o desapalancada.
- β_L : Beta del patrimonio o apalancada.
- t : Tasa de impuestos (Impuestos sobre la renta)
- D : Nivel de endeudamiento de mediano/largo plazo.
- E : Patrimonio Neto

Value Line utiliza el criterio de realizar el desapalancamiento de los betas considerando la tasa impositiva efectiva y la relación D/E a valor de mercado. Los resultados generados por Value Line se muestran en la siguiente tabla:

Firmas por Sector	Cantidad de Firmas	Leveraged Beta promedio	D / E	Tasa Impositiva Efectiva Promedio	Unleveraged Beta
Electric Utility (Central)	27	0.8	1.23	24.6	0.42
Electric Utility (East)	29	0.73	0.94	26.1	0.43
Electric Utility (West)	15	0.79	1.22	27.1	0.42
TOTAL ELECTRIC UTILITY	71	0.77			0.42

Finalmente se vuelve a estimar el beta ajustado por el apalancamiento, considerando el nivel de apalancamiento óptimo (0.55, como se explica más adelante) y el impacto del impuesto a la renta en Panamá que asciende a 30%. El valor que se obtiene es de 0.78 para la actividad de transporte.

Unleveraged Beta	β_U	0.42
Tasa de impuestos	t	30%
Apalancamiento Óptimo	D/E	0.55/0.45
Beta ajustado por apalancamiento óptimo	β_L	0.779

¹⁵ Se define "apalancamiento" como el cociente entre la deuda de mediano y largo plazo y el capital (D/E).

2.1.4. Premio por Riesgo

Para la determinación del premio por riesgo, usando estadísticas del mercado de Estados Unidos se analizó el período que abarca desde 1926 hasta el año 2000 y está fundamentado en datos de retornos mensuales. Debido a que el enfoque utilizado para calcular esta magnitud es el histórico, y éste supone que el promedio de los retornos pasados es un predictor adecuado de los esperados, el cálculo del premio de riesgo debe considerar un período de tiempo razonablemente largo.

En función de lo anteriormente mencionado, y considerando un horizonte de 30 años como razonablemente extenso para que los rendimientos esperados y realizados converjan, se ha adoptado para el cálculo un premio por riesgo del orden del 6.3 %. Asimismo, de este modo, se eliminan las distorsiones provocadas por la crisis del 29 y la II Guerra mundial en los rendimientos accionarios.

PREMIO POR RIESGO DE MERCADO				
Periodo Analizado	Long. Del Período	Long-Term	Intermediate-Term	Short-Term
1926-2000	75 años	7.8%	8.2%	9.1%
1931-2000	70 años	7.7%	8.2%	9.2%
1941-2000	60 años	8.3%	8.7%	9.6%
1951-2000	50 años	7.6%	7.8%	8.7%
1961-2000	40 años	5.8%	6.1%	7.0%
1971-2000	30 años	6.3%	6.7%	7.7%
1981-2000	20 años	8.1%	8.6%	9.8%
1991-2000	10 años	11.6%	12.3%	13.7%
1996-2000	5 años	13.2%	13.6%	14.2%

Es importante notar que se ha tomado el valor para 30 años que Ibbotson Associates define como *long-term*, ya que es el que resulta de computar el premio por riesgo de mercado considerando el bono del tesoro de Estados Unidos a 20/30 años. De esta forma, el cómputo de este parámetro resulta compatible con la estimación de la tasa libre de riesgo.

2.1.5. Estimación del Retorno sobre Capital Propio para Transmisión

En base a las consideraciones realizadas, se obtiene un rendimiento del capital propio del orden de 12.96 %, según los siguientes cálculos:

Tasa Libre de riesgo: rendimiento de Bono Tesoro de EE.UU. 30 años (%)	r_f	4.98
Tasa de Riesgo país adoptada (307 puntos básicos) (%)	$r_{país}$	3.07
Producto de riesgo sistemático de la industria eléctrica y del premio por riesgo del mercado (%)	$\beta_d * (r_m - r_f)$	4.91
Beta ajustado por apalancamiento β_d 0.78		
Premio por riesgo del mercado $(r_m - r_f)$ 6.30%		
Costo de Capital Propio (%)	r_{CAPM}	12.96

2.2. Costo de Endeudamiento

El costo marginal de endeudamiento (r_d) se estima a partir de la siguiente expresión:

$$r_d = r_f + r_p + SS$$

Donde,

- r_d : Tasa marginal de endeudamiento.
 r_f : Tasa libre de riesgo para la maduración de la deuda que se considere.
 r_p : Riesgo país estimado de igual modo que en el caso del costo del capital propio.
 SS : *Spread* adicional en función de la calificación que pueda obtener el negocio.

La tasa libre de riesgo utilizada es valor el promedio de los rendimientos mensuales del Bono del Tesoro de EUA a cinco (5) años (UST5) para el período marzo de 2004 a febrero de 2005 en equivalencia al período utilizado para el cómputo del costo de capital propio. Se utiliza el mismo valor de riesgo local utilizado para la estimación del costo de capital propio, esto es, 307 puntos básicos¹⁶.

No se considera el *spread* adicional por riesgo corporativo, a pesar que está previsto en el modelo CAPM de deuda. La argumentación a favor de no utilizar un riesgo corporativo es que este está previamente incluido en el adicional por riesgo local. De hecho, cuando se analiza la calificación crediticia a escala nacional, las empresas eléctricas resultan con calificaciones muy altas, del tipo *investment grade*, o sea que casi no presentan riesgos dentro del país comparadas con otras empresas que operen en el mismo país. Si la calificación crediticia se analiza a escala global, las empresas eléctricas resultan con calificaciones similares a las del país, por ende es inconsistente la adición de riesgos (país + corporativos), ya que las empresas de servicios públicos no son más riesgosas que el país. Es la calificación del país la que define finalmente la calificación de las empresas operando en la mayoría de los mercados emergentes.

De esta forma, utilizando el bono UST5, que presenta un rendimiento promedio de 3.54 %, y considerando una tasa de riesgo país de 307 puntos básicos (ver de Tasa de Riesgo País), y bajo las demás consideraciones ya desarrolladas en este acápite, el costo de endeudamiento alcanzaría un valor de 6.60 %, así:

Tasa Libre de riesgo: rendimiento de Bono Tesoro de EE.UU. 5 años (%)	r_f	3.54
Tasa de Riesgo país adoptada (307 puntos básicos) (%)	$r_{país}$	3.07
Costo de Endeudamiento (%)	r_d	6.61

Adicionalmente, es importante analizar la situación de endeudamiento de ETESA¹⁷. ETESA presenta dos grandes tipos de endeudamiento. Por un lado presenta un endeudamiento del orden del 10 % del total (BNP Paribas – MEF) con un costo de endeudamiento levemente inferior al 7 % nominal. La mayor parte del endeudamiento es con el BID con un costo de endeudamiento que en el 2003 promedió el 5 % nominal. Esto significa que el costo de endeudamiento estimado anteriormente es algo superior al real de ETESA.

¹⁶ Es dable mencionar que si se hubiese utilizado un re-cómputo del riesgo país para un "maturity" menor, se hubiese computado un valor marginalmente menor a 307 puntos básicos.

¹⁷ Información suministrada por ERSP sobre la base de Estados Contables de 2003

No obstante, es importante mencionar que la mayor parte del endeudamiento de ETESA, incluyendo la línea de crédito con el BID es a tasa variable, y que las tasas han estado en ascenso desde el 2003. A modo de referencia, la LIBOR a un año se incrementó desde 3.5 % en 2003 hasta 3.7 % en la actualidad. Este aumento debe haber impactado en el costo de endeudamiento de ETESA haciendo subir el costo promedio hasta un valor cercano o levemente superior al estimado por el método CAPM de deuda.

Dado el marco de fuerte incertidumbre que reina en los mercados de tasas de interés actualidad, y en el marco de referencia anteriormente planteado, se considera que una tasa de endeudamiento razonable para ETESA para el período tarifario es de 7 % nominal, por lo tanto, ésta será la r_d a utilizar.

2.3. Costo Promedio de Capital (WACC)

La definición de la estructura de capital a los efectos del cálculo de la remuneración de capital a ser incluida en las tarifas se debe basar en el hecho de que, en el mundo real, las empresas están permanentemente intentando reducir sus costos de financiación mediante una composición adecuada de capital propio y deudas, en el capital total.

Por lo tanto, las empresas buscan encontrar el grado ideal de apalancamiento, dado que el costo del capital de terceros es menor que el costo del capital propio. Sin embargo existe una restricción dada por el riesgo de *default* asociado a los elevados grados de apalancamiento, por lo cual existe un óptimo en la toma de capital de terceros, que está básicamente asociado a los riesgos específicos de cada tipo de negocio (más allá de características coyunturales de los mercados de créditos locales o internacionales).

La estructura óptima de capital se basa en un benchmarking con datos de empresas de transporte de energía eléctrica de países comparables. A partir del análisis del comportamiento de la relación capital de terceros/capital total de esas empresas, se obtiene la estructura óptima de capital para ETESA.

Para determinar la estructura de capital, se utilizó un nivel de endeudamiento¹⁸ del 55 %. Este valor resulta similar al que se puede obtener de un análisis de benchmarking sobre la muestra de empresas que se utilizó para estimar el beta.

No obstante, cabe destacar que los niveles de endeudamiento reconocidos a las empresas de transporte suelen ser superiores al promedio de la actividad eléctrica. En este sentido merece la pena mencionar que el nivel de endeudamiento que el OFGEM reconoció a la empresa de transporte es de 65 %, mientras que para las empresas de distribución aceptó 58 %.

El valor propuesto es consistente con el generalmente utilizado en la región, y por bancos de inversión que operan en la región. En la última revisión tarifaria, el OFGEM utilizó un valor de 50 % al igual que ANEEL, en el caso de las distribuidoras eléctricas de Brasil y se espera un valor aún mayor en las revisiones de las concesiones de transporte que están comenzando.

En este marco de referencia, el cálculo se realizó utilizando el valor empleado en la I Revisión Tarifaria de 55 %.

¹⁸ El apalancamiento es medido al nivel de valor de patrimonio de libros, no a valor de mercado, ya que este último, no existe para el caso de estudio.

Con las consideraciones realizadas se obtiene una tasa de retorno (WACC) requerida nominal después de impuestos del orden de 8.53 %, según el siguiente cálculo.

Costo de Capital Propio (%)	r_{CAPM}	12.96	
Estructura de Capital	$E/(D+E)$	0.45	
		$\frac{E}{D+E} [r_{CAPM}]$	
Costo marginal del endeudamiento (%)	r_d	7.00	
Impuesto ganancia (%)	T	30.00	
Nivel de Apalancamiento	$D/(D+E)$	0.55	
		$\frac{D}{D+E} r_d \cdot (1-t)$	2.695
WACC NOMINAL DESP. IMPUESTOS (%)	WACC		8.527

Las tasas obtenidas son tasas nominales, ya que en su cálculo se consideraron rendimientos obtenidos de los mercados financieros los cuales descuentan la inflación esperada de la moneda en los instrumentos estén nominados. Para el cálculo de remuneración anual requerida por gastos de capital se requiere una tasa real, pues los costos que se deducen de este ejercicio son ajustados posteriormente por la inflación pertinente. De no ser así se estaría considerando doblemente la inflación, generando un costo adicional a los usuarios finales. Asimismo, se requiere una tasa antes de impuestos para calcular el retorno sobre el capital, ya que la tasa expresada en la Ley se refiere a una tasa real antes de impuestos.

Para garantizar la consistencia financiera, se debe descontar la inflación futura de Estados Unidos, es decir la implícita en el bono de largo plazo utilizado para estimar la tasa libre de riesgo. Esta tasa es relativamente fácil de obtenerse, pues el gobierno de los Estados Unidos emite bonos indexados para una maduración similar. De este modo la diferencia entre el rendimiento de un bono del tesoro indexado de más de 20 años¹⁹ y el rendimiento del UST30 clásico es la inflación esperada de largo plazo. Esta inflación representa la expectativa del mercado, es decir de todos los agentes de la economía, no está supeditada al sesgo del estimador, y es un valor relativamente estable a lo largo del tiempo que se mantiene en el orden del 2- 3 %.

En esta estimación, se prefiere privilegiar la consistencia financiera y obtener la inflación como *spread* entre los bonos tradicionales e indexados a 30 años en el mismo período que se utilizó en el cómputo de la tasa libre de riesgo. El valor obtenido de esta forma resulta en 2.84 %.

Adicionalmente, se requiere convertir la WACC obtenida a términos antes de impuestos.

Para hallar tal tasa se considera la siguiente expresión considerando el pronóstico de inflación anteriormente mencionada y la tasa impositiva normativa.

$$WACC_{real, antes impuestos} = \frac{WACC_{nominal, desp. impuestos} - \pi}{(1-t)} \cdot \frac{1}{1+\pi}$$

Donde,

¹⁹ Lo ideal es utilizar un bono indexado (TIPS) para 30 años, pero los bonos a 30 fueron discontinuados, por lo cual la FED computa el rendimiento de un bono combinado de para "maturities" de más de 20 años.

t : Tasa de impuestos (Impuestos sobre la renta)

π : inflación futura de Estados Unidos

De este modo, se obtiene un retorno real después de impuesto que asciende a 9.08 %, así

WACC Nominal después de Impuestos (%)	$WACC_{nom,des\ impuestos}$	8.53
Impuesto ganancia (%)	t	30.00
Inflación de la moneda americana (%)	π	2.83
WACC REAL ANTES DE IMPUESTOS (%)	$WACC_{real, antes\ impuestos}$	9.083

MUESTRA DE EMPRESAS UTILIZADAS POR VALUELINE PARA EL CÁLCULO DEL BETA

Avista Corp.	Ameren Corp.	Exelon Corp.
Black Hills	Amer. Elec. Power	FirstEnergy Corp.
El Paso Electric	ALLETE	FPL Group
Edison Int'l	Cinergy Corp.	Florida Public Utilities
Hawaiian Elec.	CMS Energy Corp.	Fortis Inc.
IDACORP Inc.	Cleco Corp.	Green Mountain Pwr.
MDU Resources	CenterPoint Energy	Maine & Maritimes Corp
PG&E Corp.	DPL Inc.	BayCorp Holdings Limited
PNM Resources	DTE Energy	NSTAR
Pinnacle West Capital	Empire Dist. Elec.	Northeast Utilities
Puget Energy Inc.	Entergy Corp.	Public Serv. Enterprise
Sempra Energy	G't Plains Energy	Progress Energy
Sierra Pacific Res.	Aquila Inc.	Wisconsin Energy
UniSource Energy	KFX Inc	WPS Resources
Xcel Energy Inc.	Alliant Energy	Westar Energy
Allegheny Energy	MGE Energy	Pepco Holdings
Constellation Energy	NiSource Inc.	PPL Corp.
CH Energy Group	NorthWestern Corp.	SCANA Corp.
Cen. Vermont Pub. Serv.	NewPower Holdings Inc	Southern Co.
Dominion Resources	OGE Energy	TECO Energy
Duquesne Light Hldgs	Otter Tail Corp.	UIL Holdings
Duke Energy	TXU Corp.	Vectren Corp.
Energy East Corp.	Consol. Edison	Wilmington Capital Management
U.S. Energy Sys Inc	UNITIL Corp.	

ANEXO IV: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA. PARA EL CND.

1. METODOLOGÍA

1.1. Análisis de la Gestión de la Empresa Comparadora Actual

La Empresa Comparadora establecida para el período 2001-2005 es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, S.A. (CAMMESA) de Argentina. Fue seleccionada en 2001 como referencia. Para la elección de esta empresa comparadora se realizó una exhaustiva investigación y se analizaron los siguientes despachos, su estructura de personal y los gastos en que incurren para la prestación del servicio de despacho:

- CAMMESA de Argentina
- ISA de Colombia
- AMM de Guatemala
- CENACE de Ecuador

CAMMESA era la estructura más desarrollada, por el tiempo en que presta los servicios y por la cantidad de clientes que tiene. Además, contaba con el índice de productividad Número de empleados / potencia máxima administrada más eficiente.

En esta ocasión, la metodología empleada consistió en el análisis de la empresa de comparadora utilizada en el período tarifario actual:

- Se analizó la evolución de la cantidad y estructura de personal de CAMMESA a los efectos de determinar si mantiene la transparencia y eficiencia en su gestión.
- Se verificó si CAMMESA mantiene las características de ser la recomendable como referencia o es necesario utilizar otra empresa.

1.2. Análisis de evolución de costos de CND y su nivel de eficiencia

Se analiza el nivel de los indicadores de la gestión de costos de CND a partir del objetivo de cantidad, estructura de personal, y costos eficientes definidos como meta en la revisión tarifaria anterior y teniendo en cuenta la información relevada, y conclusiones de los Informes de Auditoría del CND, realizado por Mercados Energéticos, S.A. en el año 2003 para el ERSP de Panamá y el Informe del CND 2004 Unidad de Auditoría Interna del ERSP

1.3. Definir los Indicadores de Eficiencia

Se definen los indicadores de costo del CND para el período tarifario de julio 2005 – junio 2009 a partir de los indicadores de eficiencia de la empresa comparadora y de las recomendaciones del Informe de Auditoría del CND.

2. ANALISIS DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

2.1. Información Utilizada y Contexto Económico Argentino

Como información disponible se tienen los estados contables de los ejercicios cerrados en agosto de 2003, abril de 2002, y la cantidad y estructura de personal de CAMMESA.

Dado que las circunstancias económicas argentinas explicadas anteriormente afectan la comparabilidad de los estados contables y no se dispone de la información histórica para su expresión en dólares, dicha información no será utilizada en el análisis de eficiencia de CAMMESA, sino que se utilizará la cantidad y estructura de personal de la misma.

2.2. Análisis de la Gestión de CAMMESA

Las funciones principales de CAMMESA comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Es una empresa de gestión privada con propósito público.

Además del objeto principal del despacho técnico y económico del SIN, organizando el abastecimiento de la demanda al mínimo costo compatible con el volumen y la calidad de la oferta energética disponible, CAMMESA ha sido concebida para realizar las siguientes funciones de propósito público:

- 2.2.1. Ejecutar el despacho económico para aportar economía y racionalidad en la administración del recurso energético.
- 2.2.2. Coordinar la operación centralizada del SIN para garantizar seguridad y calidad.
- 2.2.3. Administrar el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) asegurando transparencia por medio de la participación de todos los agentes involucrados y el respeto a las reglamentaciones respectivas.

La racionalidad en la ejecución y coordinación del despacho apunta a que los precios mayoristas en el mercado spot se determinen en base al costo marginal de producción y transporte del sistema, y a que se maximice al mismo tiempo la seguridad y calidad de los suministros.

En los roles de administración del MEM, le corresponde a CAMMESA supervisar el funcionamiento del mercado a término, planificar las necesidades de potencia y optimizar su aplicación de acuerdo a las reglas fijadas por la Secretaría de Energía (SE).

Las actividades de CAMMESA son de interés nacional, indispensables para la libre circulación de la energía eléctrica y se encuentran comprendidas en los términos del Artículo 12 de la Ley 15336, por lo que las provincias no pueden aplicar tributos o incidencias algunas que afecten la constitución y el cumplimiento del objeto social de la empresa.

CAMMESA actúa como mandatario de los diversos actores del MEM en lo relativo a la colocación de potencia y energía, organizar y conducir el uso de las instalaciones de transporte en el mercado spot, como agente de comercialización de la energía y potencia proveniente de importaciones y de emprendimientos binacionales, y también gestiona cobros, pagos o acreditaciones de las transacciones que se celebren entre los actores del MEM.

Los siguientes son los objetivos generales de CAMMESA:

- Maximizar la seguridad del Sistema y la calidad de los suministros y minimizar los precios mayoristas en el Mercado horario de energía.

- Prever y programar eficientemente el funcionamiento del MEM y del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).
- Operar el SADI y administrar el MEM con objetividad y máxima transparencia, dentro del marco de las reglamentaciones del MEM.
- Mantener un proceso de mejora continua.

CAMMESA presta los siguientes servicios:

- Despacho técnico-económico del SADI.
- Supervisión de la Seguridad y Calidad de funcionamiento del SADI.
- Valorización de las transacciones económicas en el mercado Spot y en el mercado a Término.
- Gestión de Facturación, Cobranza, Pagos y Operación Financiera de los Fondos del Mercado.
- Servicios Adicionales: Información, Administración de Contratos, Prospectiva, Gestión de ingreso de nuevos agentes, etc.

Para cumplir con los objetivos y la prestación de los servicios CAMMESA cuenta con una estructura que se presenta en la Tabla siguiente:

Áreas	Personal 2003	% Per
Directorio/Comité Ejecutivo	3	2%
Gerencia General/Subgerencia Gral	7	5%
Gerencia Administración y Finanzas	23	16%
Gerencia Atención Agentes	10	7%
Gerencia de Coordinación	7	5%
Gerencia de Informática	22	15%
Gcia de Programación de la Producción	23	16%
Gerencia Análisis y Control de la Producción	8	5%
Gerencia de Producción	25	17%
Gerencia de Operaciones	19	13%
Total	147	100%

La cantidad total de personal se ha mantenido prácticamente constante respecto al último periodo tarifario (146 personas en 1998) por lo que no es posible detectar incrementos en la eficiencia de la gestión de CAMMESA.

Con respecto a la calidad y transparencia en su gestión cabe destacar que en marzo de 2001 y a través del Bureau Veritas Quality International CAMMESA certificó su sistema de gerenciamiento de la calidad bajo la norma de Calidad ISO 9001.

La aprobación de la ISO 9001 significa que CAMMESA ha certificado su política de calidad que se indica a continuación:

- Aplicación precisa y efectiva de los requisitos regulatorios impuestos por el Estado Nacional.
- Objetividad y máxima transparencia en la gestión del MEM.

- Permanente búsqueda de la satisfacción de los clientes.
- Aplicación de la innovación tecnológica a la gestión, optimizando la utilización de recursos.
- Permanente postura facilitadora del desarrollo y la operación eficaz del mercado eléctrico.
- Máximo compromiso con los objetivos de seguridad y calidad del sistema eléctrico y servicio brindado por éste.
- Compromiso con la aplicación permanente de la mejora a los procesos aplicados en la organización.
- Desarrollo y capacitación técnica del personal de la organización para una gestión eficaz y eficiente.



2.3. Conclusiones de la Gestión de CAMMESA

Del análisis anterior surgen las siguientes conclusiones respecto de la gestión de CAMMESA:

- La cantidad y composición de personal se ha mantenido prácticamente constante. A pesar de ello el complejo contexto en el que se debió desenvolver el Sistema Argentino ha requerido de CAMMESA que intervenga fuertemente en el arbitraje sectorial. Para ello ha puesto a disposición por lo menos 4 personas de manera permanente. Esto último puede ser interpretado como un aumento de eficiencia. No obstante como ello puede ir en contra del objetivo de transparencia que no puede ser determinado por factores cuantitativos es que se recomienda no modificar la estructura mínima propuesta.
- La aprobación de la Norma ISO 9001 significa una mejora en la transparencia de la empresa ya que se encuentra certificada su gestión de calidad.

2.4. Selección de la Empresa Comparadora

La siguiente tabla se presenta los valores característicos de cada uno de los despachos evaluados en el período tarifario anterior y la evolución de los indicadores de CAMMESA.

Despacho	Potencia Máxima MW	Número de empleados	Relación Pot/No. Emp.
AMM	1,133	35	32
CENACE	1,917	76	25
ISA	7,213	167	43
CAMMESA AÑO 2004	13,754	146	94
CAMMESA AÑO 1998	14,655	147	100

Sólo el AMM ha incrementado el personal, el resto ha mantenido casi invariante sus gastos, es por ello que es posible concluir que CAMMESA mantiene una productividad elevada respecto del resto, por lo que se ha definido nuevamente como empresa comparadora.

3. ANALISIS DE LA GESTION DE CND

3.1. Obligaciones del CND

A continuación se pueden resumir las siguientes obligaciones y funciones del servicio a brindar por el CND:

- 3.1.1. Planificar la operación de los recursos de generación, transmisión e interconexiones internacionales en el sistema interconectado nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica.
- 3.1.2. Ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos de generación y transmisión, incluyendo las interconexiones internacionales.
- 3.1.3. Determinar y valorizar los intercambios de energía y potencia, resultantes de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del sistema interconectado nacional.
- 3.1.4. Coordinar la programación del mantenimiento de las centrales de generación y de las líneas de transmisión en el sistema interconectado nacional.
- 3.1.5. Aplicar e interpretar el Reglamento de Operación e informar, al Ente Regulador, acerca de las violaciones o conductas contrarias al Reglamento.
- 3.1.6. Llevar el registro de fallas.
- 3.1.7. Administrar el despacho del mercado de contratos en el que participen los agentes del mercado.
- 3.1.8. Elaborar las metodologías de detalle requeridas para clarificar y dar transparencia a la implementación de las Reglas Comerciales y del Reglamento de Operación.
- 3.1.9. Monitorear los resultados e implementación del Reglamento de Operación y elaborar las modificaciones necesarias.

Es posible verificar que los servicios del despacho de CAMMESA y el CND son equivalentes.

3.2. Análisis de la Gestión de CND

Los puntos siguientes se apoyan en el relevamiento y conclusiones de la auditoría realizada al CND por Mercados Energéticos en 2003:

3.2.1. Asignación de Responsabilidades y estructura de Mando

Las recomendaciones realizadas por la auditoría fueron:

- Reformar con precisión los procesos del CND.
- Asignar las responsabilidades de manera jerárquica, en donde la garantía de servicio operativo y comercial esté en el Gerente del CND y se trasladen al resto de los niveles las responsabilidades dentro de los planes y medios establecidos.
- Separar la planificación y control del tema operaciones (se requiere una jefatura que dependa del Gerente del CND). El proceso de planificación debe terminar antes de la operación semanal.

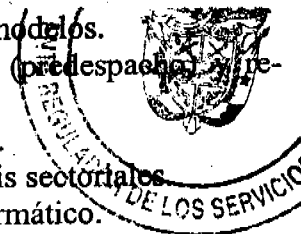
- El sistema informático del Administrador de Mercado debe tener un responsable integral dado que debería serlo. Asignar al Gerente de Soporte Técnico la responsabilidad del sistema informático, se desarrolle en la Gerencia o sea un servicio prestado por otra Gerencia de ETESA.
- Definir quién es el responsable de producir la regulación para disponer de un mercado y una operación eficientes. Se propone asignar esa función al Jefe de Planificación y Control.
- Falta organizar el proceso de auditoría interna y externa con el fin de asegurar la transparencia de las actividades del CND y el cumplimiento de sus obligaciones.
- La Gerencia de Mercado Eléctrico debería asumir las funciones de atención a agentes (actividad comercial entendida como tal) y centralizar un sistema de reclamos con asientos oficiales que sea un inductor de una mejora continua.
- Asignar las funciones de representación con el EOR (Ente Operador Regional).
- Organizar el tablero de mando con indicadores que midan el funcionamiento del sistema en su conjunto. Además, deben existir indicadores para el control del cumplimiento de las actividades de desarrollo.
- Debería existir un contrato entre CND y ETESA transmisión donde se establezcan las responsabilidades.
- Entregar a los responsable la documentación sobre responsabilidades.”

3.2.2. Análisis de los Recursos Humanos dedicados:

“La auditoría detecto lo siguiente:

1. El personal actual es de 46 personas. El personal definido en el cálculo tarifario, a partir de la empresa comparadora, como el mínimo para cumplir todas las funciones del CND, fue 60 personas, 11 de las cuales fueron consideradas dentro de los cargos de transmisión. Ese cálculo realizado al estimar y regular la remuneración del CND representaba el personal necesario para no afectar negativamente al CND en la prestación de sus servicios.
2. El nivel de eficiencia del CND es inferior al de la empresa comparadora (CMMESA), dado que CMMESA tiene sistemas automatizados e integrados de manejo de información, un sistema de calidad ISO, un nivel de capacitación del personal más elevado, donde los especialistas claves tienen experiencia extensa en los temas bajo su responsabilidad y su cuadro gerencial tiene más de 10 años en funciones. Los requerimientos de personal del CND deberían ser superiores, en principio, a los de la empresa comparadora debido a su falta de capacitación.
3. A nivel indicativo, para destacar los procesos más afectados, se podría evaluar la siguiente falta de recursos:
 - a. 2 ingenieros en la sala de control.

- b. 2 profesionales para programación de largo plazo y modelos.
- c. 3 profesionales para programación de corto plazo (pre-despacho) y re-despacho en tiempo real.
- d. 1 profesional para pos-despacho y cálculo de precios.
- e. 1 profesional con orientación economista para análisis sectoriales.
- f. 3 profesionales para la organización del sistema informático.
- g. 2 profesionales para la relación con el EOR.



A modo de resumen de la evaluación del personal la auditoría detectó que:

- o No se cumplen servicios esenciales (re-despacho, análisis de seguridad y economía, operación segura) por falta de personal;
- o La calidad y seguridad requeridas de los servicios no pueden ser alcanzadas por falta de capacitación necesaria (antigüedad mínima necesaria en la actividad en muchos casos)”

El ERSP realizó una Auditoría del CND. La auditoría controló si el presupuesto anual realizado por ETESA es consistente con los gastos efectuados. Teniendo como referencia la información disponible de esa auditoría es posible comparar los rubros de salarios y otros gastos del CND con lo que fuera reconocido en la revisión tarifaria de 2001.

3.2.3. Análisis de los Gastos Reconocidos y Gastos Efectuados

En la siguiente tabla se presentan la comparación entre los gastos reconocidos al CND y la asignación presupuestaria para el rubro salarios:

AÑOS	Salarios Reconocidos (1)	Salarios s/Presupuesto (2)	DIFERENCIA: (1)-(2)	Salario Medio Presupuesto
	MUSD	MUSD	MUSD	USD
2001	1,772	1,175	597	2,129
2002	1,772	1,210	562	2,192
2003	1,772	1,216	556	2,203

De la comparación anterior surge que:

- Las partidas presupuestarias de salarios son inferiores a las reconocidas como recursos en la revisión tarifaria del CND.
- El salario medio reconocido es menor que el del Ingreso Permitido. En la última columna se encuentra calculado el salario medio del CND según el presupuesto aprobado sobre la base de 46 empleados (dato de la auditoría de Mercados Energéticos) que da un costo salarial medio inferior al promedio reconocido (Reconocido 2,461 USD).
- El personal que presta servicios es menor.
- Respecto de los Otros Gastos aprobados en el 2003 se encuentran ajustados a los reconocidos en la revisión tarifaria (sin incluir las partidas no incluidas en el presupuesto que se manejan a nivel global).

La evolución de costos ha sido extraído del Sistema Uniforme Regulatorio de Cuentas Anexo ER-03. En la siguiente tabla se muestra la evolución de los costos de CND:

DATO CND	Unidades	2002	2003	2004	CND MOD. SERV. 2000
Empleados		46	52	52	60
Total Gastos CND	Miles de B/.	2,388.1	2,487.9	2,680.9	2,428

4. PROPUESTA DE PLIEGO DE AUDITORIA DEL CND

4.1. Documentos de Referencia

Se deberá auditar la capacidad efectiva que presenta el Centro Nacional de Despacho (CND) de ETESA evaluando como se han implementado las funciones necesarias para una confiable, eficiente y transparente operación del Sistema y administración del Mercado Mayorista. Los servicios de Administración del Mercado y Operación del sistema que presta el CND deberán ser realizados de acuerdo a las reglamentaciones vigentes.

Se deberá conducir la auditoria de acuerdo a la experiencia y a las buenas prácticas de control para organismos responsables de la administración de un Mercado Mayorista y operación del sistema eléctrico. Estos indican que se debe verificar, de manera razonable, que la operación del sistema y la administración del mercado se realiza mediante procesos confiables, eficientes y transparentes, con personal adecuadamente capacitado y con un sistema de auditoria interna y externa que aseguren que el servicio se brinda en tiempo y forma sin errores significativos o falsedades y dentro de lo requerido por el marco legal y regulatorio vigente en Panamá.

4.2. Alcance

La auditoria debe realizarse siguiendo los lineamientos establecidos en el Reglamento de Transmisión, en los siguientes macroprocesos:

- I. **Base de datos:** Organizar las bases de datos requeridas para el planeamiento operativo, la optimización hidroeléctrica, el despacho, la operación y las transacciones económicas dentro de los requerimientos de seguridad y calidad para la administración eficiente del mercado y operación confiable del sistema.
- II. **Planificación de la operación** de los recursos de generación, transmisión e interconexiones internacionales en el sistema interconectado nacional.
- III. **Programación de la operación del sistema**, incluyendo el predespacho.
- IV. **Operación en tiempo real:** Ejercer la coordinación, supervisión, y control de la operación de los recursos de generación y transmisión, incluyendo las interconexiones internacionales.
- V. **Análisis Post Operativo:** Determinar precios estimados para la energía y la potencia. Analizar los desvíos al despacho programado y la seguridad operativa y los problemas registrados en la operación. Analizar contingencias y llevar el registro de fallas.

- VI. **Transacciones económicas:** Determinar y valorizar los intercambios de energía y potencia resultantes de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del sistema interconectado nacional. Administrar las transacciones económicas de las operaciones fuera de contratos.
- VII. **Sistema de Información:** Elaboración y puesta a disposición de la información requerida por los Participantes del Mercado y la empresa de transmisión, incluyendo informes, predespacho y posdespacho, y el Documento de Transacciones Económicas.
- VIII. **Normativo:** Aplicar e interpretar el Reglamento de Operación e informar, al Ente Regulador acerca de violaciones o conductas contrarias al Reglamento. Proponer y elaborar modificaciones al Reglamento de Operación. Elaborar las metodológicas de detalle.
- IX. **Auditoría y Controles:** Realizar las auditorías y controles generales necesarios para asegurar la eficiencia operativa, la seguridad de servicio y la transparencia en la administración del Mercado Mayorista.

En la siguiente tabla se indican los subprocesos que integran cada uno de los macroprocesos anteriormente descritos:

<i>Procesos regulados</i>	Subproceso Regulación Nacional	Subprocesos Regulación Regional
I. Base de datos: Centralizar la información requerida para el planeamiento operativo, el despacho y organizar la base de datos.	Mantener los archivos de la programación a disposición de los clientes	Base de datos regional
II. Planificar la operación de los recursos de generación, transmisión e interconexiones internacionales en el sistema interconectado nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica.	Establecer el Informe indicativo anual de demandas	
	Realizar el Informe de Disponibilidad de generación	
	Establecer el Programa de Mantenimientos	Clasificación de los mantenimientos
	Estudios de la Red (semestral)	Estudios Eléctricos
	<i>Elaborar Informe de Potencia firme de LP</i>	
	Asignación de la Reserva de LP	
	Simulación de mediano-1 año- y largo plazo- 5 años-(semestral)	
	Revisión de la programación de mediano plazo (mensual). Evaluar el riesgo de cortes	
III. Programar la operación del sistema.	Programación semanal	
	Programación diaria-Predespacho	Coordinación de despacho con la región
		Administración de ofertas y demandas en el Mercado de Oportunidad Regional

<i>Procesos regulados</i>	Subproceso Regulación Nacional	Subprocesos Regulación Regional
IV. Operación en tiempo real: Ejercer la coordinación, supervisión y control de la operación de los recursos de generación y transmisión, incluyendo las interconexiones internacionales.	Operación en tiempo real	
	Redespacho	
	Coordinación de trabajos de mantenimiento	
	Supervisar y reponer del sistema en emergencias	
	Control regulación secundaria de frecuencia	Control regulación secundaria de frecuencia y llevar registros
	Control voltaje	Programación de la tensión y el Suministro de Potencia Reactiva
	Control Regulación Primaria de Frecuencia	Control Regulación Primaria de Frecuencia
V. Post Operativo: Determinar y valorizar los intercambios de energía y potencia, resultantes de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del sistema interconectado nacional. Analizar la operación y llevar el registro de fallas.	Cálculo de precio del Mercado de Ocasión	
	Determinar las restricciones de transmisión y definir la generación obligada	
	Determinar la Compensación de Potencia	
	Evaluación de Servicios auxiliares	
	Análisis de los resultados operativos (post despacho) y desarrollos de los reportes y estadísticas	
	<i>Analizar las contingencias</i>	Informes y análisis de perturbaciones que afecten al Sistema Eléctrico Regional: El (o los) OS del área afectada por la perturbación será el único responsable ante el EOR
		Informar Reserva Rodante
	Calcular la Desconexión Automática de Cargas por Baja Frecuencia	
VI. Administrar las transacciones económicas del mercado	Mediciones	Conciliación de las transacciones internacionales

<i>Procesos regulados</i>	Subproceso Regulación Nacional	Subprocesos Regulación Regional
	Elaborar el Documento de Transacciones Económicas (liquidación de energía en contratos, en el mercado ocasional, de la generación obligada, de los servicios auxiliares generales y especiales, de la compensación de potencia)	Asignación de los desvíos de las transacciones en tiempo real
		Informar el Documento de Transacciones Económicas Regionales
	Evaluación de Garantías Mora y Falta de Pago	Evaluación de Garantías Mora y Falta de Pago
VII. Elaboración y puesta a disposición de la información	Preparar la información que se requiera relativa a la planificación de la operación y al despacho de energía	
VIII. Normativo: Aplicar e interpretar el Reglamento de Operación e informar, al Ente Regulador, acerca de las violaciones o conductas contrarias al Reglamento. Establece las normas para la operación integrada del sistema interconectado nacional.	Interpretar la normativa	
	Desarrollo de Metodologías de Detalle	
	Desarrollo de normas de operación y su actualización	
IX. Auditorías y controles generales	Realización de pruebas	
	Conexión de agentes	Aseguramiento de la Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia

Tabla Procesos y Subprocesos del CND

Se deberán evaluar todos y cada uno de los subprocesos que integran los servicios del CND.

4.3. Criterios de Evaluación

Se calificarán cada uno de los subprocesos auditados de acuerdo a lo indicado en el Reglamento de Transmisión y a la siguiente tabla:

Calificación del proceso	Punt
Sin observaciones	100%
Defecto crítico	50%
Defecto mayor	60%
Defecto menor	80%

Si un subproceso es calificado sin observaciones se lo califica con el máximo puntaje que es 100%, en cambio si el mismo es calificado con observaciones el puntaje asignado dependerá de la magnitud del defecto según la tabla anterior.

La valorización de cada macroproceso (I a IX) se calculará como el promedio aritmético de las valorizaciones de todos los subprocesos que lo integran.

ANEXO V: PRESUPUESTO DE FUNCIONAMIENTO E INVERSIÓN DE HIDROMETEREOLOGÍA.

A siete años de la privatización del IRHE, la hidrometeorología en Panamá esta inmersa en un proceso evolutivo y de reformación de sus activos y su operación. En estos momentos debemos asegurar la continuidad del recurso humano calificado para los próximos años; se debe proveer de equipos adecuados a las estaciones hidrometeorológicas y a sus técnicos en las oficinas; se necesitan actualizar los métodos de obtención, procesamiento, análisis y despliegue de las distintas variables climáticas e hidrológicas que afectan nuestro país.

Para asegurar el mejoramiento y la calidad del servicio que presta esta Gerencia para los años venideros, se necesita modernizar coherentemente toda la infraestructura de generación de la información hidrometeorológica para que sea capaz de obtener información confiable a tiempo real; disminuyendo el tiempo de procesamiento y verificación de su calidad y ofrecerla a los diferentes usuarios nacionales o internacionales de forma expedita sin interrupciones por medio de accesos especiales vía Internet.

El plan de modernización incluye los aspectos administrativos y técnicos, dando prioridad a la automatización y expansión de los equipos destinados a la recolección de datos; ofrecer parte del manejo del mantenimiento menor de las estaciones por contratación de terceros en los primeros años de este período hasta lograr el fortalecimiento del equipo de operaciones de campo; la integración del procesamiento de los datos, el mejoramiento del proceso de verificación de la calidad de datos, la optimización del análisis, modelación y despliegue de los productos hidrometeorológicos dentro de un sistema de información geográfico donde los hidrólogos y meteorólogos interactúen, utilizando sus respectivos módulos especialmente diseñados para ello; la reapertura del laboratorio de calidad del agua; el mejoramiento de los sistemas de comunicación y transferencia de datos que nos ayude a la divulgación de la información en forma precisa y oportuna.

Estas facetas indican un cambio en la distribución del personal, disminuyendo progresivamente la cantidad de observadores según el proceso de automatización halla pasado su periodo de calibración de dos años de funcionamiento en paralelo con las estaciones convencionales. Se debe mejorar la capacidad de los procesadores e incrementando la cantidad del personal técnico idóneo destinado a la generación de productos y estudios en las diferentes áreas en que se divide la Hidrometeorología.

Teniendo en cuenta estas necesidades, la Gerencia de Hidrometeorología plantean el Plan de Funcionamiento e Inversión propuesto para el periodo 2005-2009, el cual se resume en la Tabla que sigue.

HIDROMET
PRESUPUESTO DE FUNCIONAMIENTO E INVERSIÓN 2005-2009
(En Balboas)

CONCEPTO	Año 2005	Año 2006	Año 2007	Año 2008	Año 2009
INVERSIONES	18,000	891,000	916,000	846,000	368,000
GASTOS DE FUNCIONAMIENTO	1,431,246	1,802,4320	2,143,570	2,532,241	3,013,638
TOTAL	1,449,246	2,693,432	3,059,570	3,378,241	3,381,636

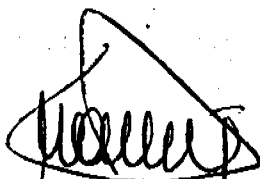
HIDROMET
PRESUPUESTO DE FUNCIONAMIENTO E INVERSIÓN 2005-2009
 (En Balboas)

CONCEPTO	Año 2005	Año 2006	Año 2007	Año 2008	Año 2009
Proyección de Personal 2005-2009					
Personal existente	33				
Personal nuevo		12	12	12	11
PERSONAL mínimo requerido	33	45	57	69	80

Se observa para el año 2005, que no hay incremento de personal dado que el monto asignado no brinda soporte para ningún tipo de contrataciones, por esto se redistribuyó el personal al mínimo requerido a lo largo de los siguientes cuatro años.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
GERENCIA DE HIDROMETEOROLOGÍA
PRESUPUESTO DE INVERSIÓN 2005-2009

CONCEPTO	Cantidad Total Período 05-09	Año 2005	Año 2006	Año 2007	Año 2008	Año 2009	Total
Estaciones Sinópticas Automáticas	3	0	100,000	0	100,000	100,000	300,000
Estaciones Meteorológicas Automáticas Tipo A	17	9,000	60,000	60,000	60,000	50,000	239,000
Estaciones Meteorológicas Automáticas Tipo B	14	0	50,000	50,000	20,000	0	120,000
Estaciones Meteorológicas Automáticas Tipo PD	25	0	50,000	45,000	45,000	0	140,000
Estaciones Hidrológicas Automáticas	50	9,000	175,000	85,000	110,000	65,000	444,000
Estación receptora de datos satelitales	1	0	0	120,000	0	0	120,000
Sistema de Información Geográfica orientada a Hidrometeorología	1	0	20,000	5,000	5,000	0	30,000
Equipos de trabajo para predicción numérica	3	0	12,000	25,000	0	0	37,000
Computadora y licencias de software	60	0	25,000	30,000	45,000	48,000	148,000
Impresoras láser e inyección de tinta/ plotter / escáner	8/1/3	0	4,000	6,000	7,000	0	17,000
Software para desarrollo de productos y accesos por Internet	1	0	10,000	10,000	0	0	20,000
Servidores para el manejo de las aplicaciones por red	2	0	10,000	0	10,000	0	20,000
Estaciones Mcdas y Metlab	2/1	0	25,000	40,000	25,000	0	90,000
Equipos del Centro Nal. de predicción	varios	0	15,000	10,000	0	0	25,000
Software para pronóstico climatológicos	varios	0	40,000	0	40,000	0	80,000
Software para pronóstico hidrológicos	varios	0	20,000	0	2,000	0	22,000
Formación de personal y asistencia técnica	varios	0	30,000	40,000	50,000	50,000	170,000
Vehículos doble tracción con malacate	8	0	50,000	50,000	50,000	50,000	200,000
Vehículos tipo sedan/jeep corto	4	0	12,000	35,000	12,000	0	59,000
Equipos de hidromensura, trasp. marítimo y construcción	varios	0	8,000	20,000	5,000	5,000	38,000
Equipos de calibración y reparación de instrumentos y sensores	varios	0	25,000	25,000	0	0	50,000
Equipos e instrumentos para el laboratorio de calidad del agua	varios	0	50,000	50,000	50,000	0	150,000
Habilitación de locales para oficinas, talleres y depósitos	varios	0	40,000	150,000	150,000	0	340,000
Consultores	varios	0	40,000	40,000	40,000	0	120,000
Imprevistos	N/A	0	20,000	20,000	20,000	0	60,000
TOTAL DE INVERSIONES		18,000	891,000	916,800	846,000	368,000	3,039,800



**INSTITUTO PANAMEÑO DE TURISMO
RESOLUCION N° 51/05
(De 14 de junio de 2005)**

**LA JUNTA DIRECTIVA DEL INSTITUTO PANAMEÑO DE TURISMO, EN
USO DE SUS FACULTADES LEGALES:**

CONSIDERANDO:

Que la empresa **J. J. PANAMA TOURS, S. A.**, sociedad, inscrita a ficha 453189, Documento 611695, de la Sección de Micropelículas Mercantil del Registro Publico, del que Representante Legal es el señor **ABILIO KU MONTENEGRO**, ha solicitado Licencia de Funcionamiento de Agencias de Viajes Clase A, para una persona Jurídica, bajo la Razón Comercial **J. J. PANAMA TOURS**, la cual estará ubicada en Calle Gerardo Ortega, Edificio Ana, local No.9, Planta Baja, Vía España, Distrito de Panamá, Provincia de Panamá, en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley No.73 de 22 de diciembre de 1976 y su Reglamento el Decreto No.17 A, de 1 de junio de 1977.

Que la Ley No.73 de 22 de diciembre de 1976, en su Artículo 1 dispone que son Agencias de Viajes las empresas que ejerzan en el territorio nacional, en forma principal, actividades de mediación entre los viajeros y los prestatarios de los servicios utilizados por los mismos, previa licencia que le otorgue el Instituto Panameño de Turismo.

Que el solicitante se ajusta a lo dispuesto en el Artículo No.7 de la Ley No.73 de 22 de diciembre de 1976, por lo que, una vez obtenida la Licencia de Funcionamiento, puede ejercer todas las actividades tipificadas en la precitada Ley.

Que la empresa, propone como Gerente General de la Agencia de Viajes a Mayanin Wong, la cual aporta certificaciones académicas, por la cual la comisión Evaluadora de Agencias de Viajes la considero idónea.

Que mediante memorándum 145-247-2005, fechado 2 de junio de 2005, la Dirección de Desarrollo e Inversiones Turísticas del Instituto Panameño de Turismo, remite el informe de la Comisión Evaluadora de Agencia de Viajes, en el cual se indica que la empresa **J.J. PANAMA TOURS, S. A.**, cumple con los requisitos establecidos en la Ley 73 de 22 de diciembre de 1976.

RESUELVE :

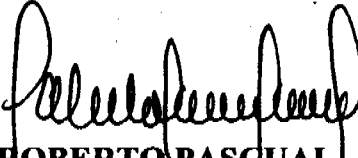
PRIMERO: AUTORIZAR a la Gerencia General del Instituto Panameño de Turismo, para que conceda la Licencia de Funcionamiento de Agencia de Viajes Clase A a la empresa **J.J. PANAMA TOURS, S. A.**, sociedad, inscrita a ficha 453189, Documento 611695 de la Sección de Micropelículas Mercantil del Registro Público, cuyo Representante Legal es **ABILIO KU MONTENEGRO**, para operar la Agencia de Viajes denominada, **J.J. PANAMA TOURS**, la cual estará ubicada en Calle Gerardo Ortega, Edificio Ana, local No.9, Planta Baja, Distrito de Panamá, Provincia de Panamá.

SEGUNDO: Exigir a la empresa el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la Ley 73 de 22 de diciembre de 1976, al igual que todas sus disposiciones incluyendo su Reglamento el Decreto 17A de 1 de junio de 1977, así como en cualquier otra disposición que regule la materia.


TERCERO: OFICIAR copia de la presente Resolución al Ministerio de Comercio e Industrias.

FUNDAMENTO LEGAL Ley 73 de 22 de diciembre de 1976 y el Decreto No.17A de 1 de junio de 1977.

COMUNÍQUESE Y CUMPLASE,



ROBERTO PASCUAL
Presidente



CARL-FREDRIK NORDSTRÖM
Secretario, a. i.

**COMISION NACIONAL DE VALORES
RESUELTO DE PERSONAL N° 062/2005
(De 21 de julio de 2005)**

LA COMISIÓN NACIONAL DE VALORES
En uso de sus facultades legales.

CONSIDERANDO:

Que Carlos A. Barsallo P., Comisionado Vicepresidente de la Comisión Nacional de Valores, participará en representación de la institución como líder de programa en el Programa de Reguladores del Mercado de Valores organizado por el Toronto Centre que se llevará a cabo en el Hotel Hilton de la ciudad de Ontario, Canadá los días 21 y 22 de julio de 2005.

Que según lo establecido en el artículo 3 del Decreto Ley 1 de 1999 señala que cuando se produzca la ausencia temporal de alguno de los Comisionados los restantes escogerán del seno de la Comisión a un funcionario que ocupará el cargo hasta que el primero se reintegre a sus funciones.

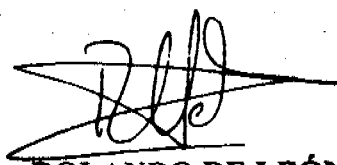
RESUELVE:

PRIMERO: Designar a la Comisionada, a.i., Yolanda G. Real S., como Comisionada Vice presidenta, a.i., por el período comprendido del 21 al 22 de julio de 2005.

SEGUNDO: Designar a la Directora Nacional de Mercados y Fiscalización, Ana Isabel Díaz, como Comisionada, a.i., por el periodo comprendido del 21 al 22 de julio de 2005.

Dado en la ciudad de Panamá, a los veintiún (21) días del mes de julio de dos mil cinco.

COMUNIQUESE Y CUMPLASE



ROLANDO DE LEÓN DE ALBA
Comisionado Presidente



YOLANDA G. REAL S.
Comisionada, a.i.

AVISOS

AVISO PUBLICO
Para dar cumplimiento a lo que establece el Artículo 777 del Código de Comercio, que he traspasado mi establecimiento denominado, **KIOSCO Y REFRESQUERIA MILEYXIS**, ubicado en Paso Blanco Nº 2, corregimiento de Pacora. Le hago el traspaso al señor **RAFAEL GONZALEZ**, con cédula 2-78-2452, de la patente tipo "B", tomo folio 96, asiento 1,459.
L- 201-121019
Segunda publicación

AVISO DE DISOLUCION
De conformidad con la ley, se avisa al público que, según consta en la escritura pública Nº 4790 del 14 de junio de 2005, otorgada ante el Notario Público Duodécimo del Circuito de Panamá, inscrita en la Ficha 440644, Documento 815848, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **"WORLD STEEL AND IRON ORE BROKER CORPORATION"**.
Panamá, 20 de julio de 2005.
L- 201-120909
Segunda publicación

AVISO DE DISOLUCION
De conformidad con la ley, se avisa al público que, según consta en la escritura

pública Nº 4789 del 14 de junio de 2005, otorgada ante el Notario Público Duodécimo del Circuito de Panamá, inscrita en la Ficha 440642, Documento 807072, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **"OTC TRADING COMPANY - EUROPE, INC."**.
Panamá, 9 de julio de 2005.
L- 201-120908
Segunda publicación

AVISO DE DISOLUCION
De conformidad con la ley, se avisa al público que, según consta en la escritura pública Nº 4791 del 14 de junio de 2005, otorgada ante el Notario Público Duodécimo del Circuito de Panamá, inscrita en la Ficha 440643, Documento 807024, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **"EUROPEAN FINANCIAL ADVISORY CO., INC."**.
Panamá, 9 de julio de 2005.
L- 201-120907
Segunda publicación

AVISO
Según resolución Nº 23 de la Junta Comunal de David, Chiriquí, fechada 22 de julio de 2005, **FLORA F. BARUCO DE LEZCANO**, traspasa la licencia comercial tipo "B" Nº 23638, del negocio **ANTOJITOS**, ubicado en la ciudad de David

a **RUBIELA PALACIOS DE LEZCANO**, con cédula 9-83-1029.
L- 201-120580
Segunda publicación

Panamá, 19 de julio de 2005
AVISO
Para dar cumplimiento a lo que establece el Artículo Nº 777, del Código de Comercio, aviso al público general, que he efectuado el cese de mi establecimiento comercial denominado **SOLDADURA AGUILAR LU**, debidamente inscrita en el Ministerio de Comercio e Industrias al Tomo 41, Folio 10, Asiento 226, registro comercial Nº 2005-548 de la fecha 26 de enero de 2005, **LUCRECIA JAEN**, con cédula de identidad personal Nº 4-104-638, a partir de su promulgación.
L- 201-119551
Segunda publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por este medio se avisa al público que mediante escritura pública Nº 3324 de 10 de junio de 2005, extendida ante la Notaría Novena del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 280519, Documento: 804173 de 28 de junio de 2005 en la Sección (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima

denominada **MERIFAIR INC.**
L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por este medio se avisa al público que mediante escritura pública Nº 4075 de 12 de mayo de 2005, extendida ante la Notaría Tercera del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 340702, Documento: 783324 de 23 de mayo de 2005 en la Sección (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **NEW HAGEN S.A.**
L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por este medio se avisa al público que mediante escritura pública Nº 3325 de 10 de junio de 2005, extendida ante la Notaría Novena del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 143414, Documento: 799575 de 20 de junio de 2005 en la Sección (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **PIKEVILLE FINANCE INC.**
L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por este medio se avisa al público que mediante escritura pública Nº 3327 de 10 de junio de 2005, extendida ante la Notaría Novena del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 171963, Documento: 799308 de 20 de junio de 2005 en la Sección (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada -- **M.I.C. MARINE AND INDUSTRIAL CORPORATION** --
L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por este medio se avisa al público que mediante escritura pública Nº 4407 de 19 de mayo de 2005, extendida ante la Notaría Tercera del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 315156, Documento: 787469 de 31 de mayo de 2005 en la Sección (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **RUDELLE BUSINESS INC.**
L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por este medio se avisa al público que

mediante escritura pública N° 4716 de 27 de mayo de 2005, extendida ante la Notaría Tercera del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 229013, Documento: 790956 de 6 de junio de 2005 en la Sección (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **AGREN COMPANY INC.** L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se avisa al público que mediante escritura pública N° 4254 de 17 de mayo de 2005, extendida ante la Notaría Tercera del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 232414, Documento: 789309 de 2 de junio de 2005 en la Sección (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **INTOR FINANCING CORP.** L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se avisa al público que mediante escritura pública N° 4076 de 12 de mayo de 2005, extendida ante la Notaría Tercera del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 055976, Documento: 783372 de 23 de mayo de

2005 en la Sección (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **AGUEGROUP S.A.** L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se avisa al público que mediante escritura pública N° 4290 de 18 de mayo de 2005, extendida ante la Notaría Tercera del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 074995, Documento: 786450 de 30 de mayo de 2005 en la Sección (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **SOUNION INVESTMENT INC.** L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se avisa al público que mediante escritura pública N° 9056 de 20 de agosto de 2005, extendida ante la Notaría Cuarta del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 396279, Documento: 664017 de 3 de septiembre de 2004 en la Sección (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **ENERGY DESIGN CORP.** L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se avisa al público que mediante escritura pública N° 9057 de 20 de agosto de 2005, extendida ante la Notaría Tercera del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 292735, Documento: 644016 de 3 de septiembre de 2004 en la Sección (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **YGAL HOLDINGS CORP.** L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se avisa al público que mediante escritura pública N° 11.083 de 8 de octubre de 2004, extendida ante la Notaría Tercera del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 286680, Documento: 694741 de 12 de noviembre de 2004 en la Sección (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **PIKEVILLE GROUP INC.** L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se avisa al público que mediante escritura pública N° 8233 de 5 de agosto de 2004, extendida ante la Notaría Tercera del Circuito de Panamá,

microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 074503, Documento: 659956 de 24 de agosto de 2004 en la Sección (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **SERENA MARITIME CORPORATION.** L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se avisa al público que mediante escritura pública N° 4135 de 13 de mayo de 2005, extendida ante la Notaría Tercera del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 076399, Documento: 784403 de 25 de mayo de 2005 en la Sección (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **CHAMBOLLE S.A.** L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se avisa al público que mediante escritura pública N° 8465 de 6 de junio de 2005, extendida ante la Notaría Cuarta del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 127970, Documento: 794917 de 13 de junio de 2005 en la Sección (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima

denominada **ITERAL SERVICES INC.** L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se avisa al público que mediante escritura pública N° 4165 de 18 de marzo de 2005, extendida ante la Notaría Cuarta del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 21466, Documento: 755776 de 1° de abril de 2005 en la Sección (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **RAILWAG S.A.** L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se avisa al público que mediante escritura pública N° 655 de 14 de enero de 2005, extendida ante la Notaría Cuarta del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 457540, Documento: 730541 de 1° de Febrero de 2005, en la Sección (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **BRIGHTSTAR INTERNATIONAL DEVELOPMENTS S.A.** L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se

avisa al público que mediante escritura pública N° 3768 de 21 de junio de 2005, extendida ante la Notaría Novena del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 364526, Documento: 804069 de 28 de junio de 2005, en la Sección (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **RENTINVEST GROUP INC.**
L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se avisa al público que mediante escritura pública N° 3224 de 15 de abril de 2005, extendida ante la Notaría Tercera del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 110967, Documento: 781977 de 20 de mayo de 2005, en la Sección

(Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **JARVIS S.A.**
L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se avisa al público que mediante escritura pública N° 3011 de 28 de febrero de 2005, extendida ante la Notaría Cuarta del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 352756, Documento: 744093 de 7 de marzo de 2005, en la Sección (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **CHARTEAU VALUES S.A.**
L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por este medio se

avisa al público que mediante escritura pública N° 12.794 de 10 de diciembre de 2004, extendida ante la Notaría Tercera del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 337866, Documento: 715988 de 30 de diciembre de 2004, en la Sección (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **LEYCALL HOLDING LIMITED INC.**
L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se avisa al público que mediante escritura pública N° 4112 de 29 de junio de 2005, extendida ante la Notaría Novena del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 071883, Documento: 808015 de 5 de julio de 2005 en la Sección

(Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **CABERNET HOLDING S.A.**
L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se avisa al público que mediante escritura pública N° 4093 de 17 de marzo de 2005, extendida ante la Notaría Cuarta del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura pública en la Ficha: 027318, Documento: 754398 de 29 de marzo de 2005, en la Sección (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada - **REAL VENTURES AND TRADE CORPORATION** -
L- 201-119945
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por este medio se

avisa al público que mediante la escritura pública N° 15,258 del 28 de junio de 2005, de la Notaría Quinta del Circuito de Panamá, inscrita a Ficha 133679, Documento 816386, del Departamento de Mercantil del Registro Público, se acordó la disolución de la sociedad **HUMLOYD, S.A.**
L- 201-120285
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por medio de la Escritura Pública N° 15,529 de 29 de junio del año 2005, de la Notaría Primera del Circuito de Panamá, registrada el 26 de julio del año 2005, a la Ficha 318537, Documento 819526, de la Sección Mercantil del Registro Público de Panamá, ha sido disuelta la sociedad **MATEI INC.**
L- 201-120676
Unica publicación

EDICTOS AGRARIOS

EDICTO N° 5
ALCALDIA
MUNICIPAL DEL
DISTRITO DE PESE
Pesé, 6 de julio de 2005.

El suscrito Alcalde Municipal del Distrito de Pesé, en uso de sus facultades legales, por este medio, al público:

HACE SABER:
Que los señores: **JOSE OCTAVIO HUERTA CRESPO**, con cédula N° 6-50-1390, **NORMA RUTH**

HUERTA CRESPO, con cédula N° 6-50-2212 y **ANABELA MARIA HUERTA CRESPO**, con cédula N° 6-53-272 y residente en la ciudad de Panamá, han solicitado a este Municipio de Pesé, se le extienda título de propiedad, en compra definitiva sobre un solar municipal adjudicable dentro del área urbana del corregimiento Cabecera Pesé, el

cual tiene un área superficiaria de seiscientos noventa y cuatro metros cuadrados con veinte centímetros (694.20 mts²), cuyos linderos son los siguientes:
NORTE: Calle San Antonio.
SUR: Ricaurte Romero, Raquel Rodríguez, Enriqueta Rodríguez.
ESTE: Calle Estudiante.
OESTE: José María Huerta.

Para que sirva de legal notificación a fin de que todo aquel que se considere perjudicado con la presente solicitud haga valer sus derechos en tiempo oportuno, se fija el presente Edicto en un lugar visible de este despacho por el término de ocho (8) días hábiles, tal como lo dispone el Artículo 16 del Acuerdo 16 del 30 de septiembre de 1977; además se le entregará sendas

copias al interesado para que las haga publicar por una sola vez en la Gaceta Oficial y por tres (3) veces seguidas en un periódico de circulación nacional.

El Alcalde
JOSE ARTURO CORREA
La Secretaria
MARIA ELENA BINGHAM
Pesé, 7 de julio de 2005.
S/L
Unica publicación

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DEPARTAMENTO
DE REFORMA
AGRARIA
REGION Nº 9,
BOCAS DEL TORO
EDICTO
Nº 1-024-05

El suscrito funcionario sustanciador de la Reforma Agraria del Ministerio de Desarrollo Agropecuario, en la provincia de Bocas del Toro.

HACE SABER:

Que el señor(a) **EFRAIN AGUSTIN SAMUDIO QUIEL**, vecino(a) del corregimiento de El Empalme, distrito de Changuinola, portador de la cédula de identidad personal Nº 4-138-640, ha solicitado a la Dirección de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 1-443-04, según plano aprobado Nº 102-03-1933, la adjudicación a título oneroso de una parcela de terreno nacional adjudicable solicitado en compra al Ministerio de Desarrollo Agropecuario, con una superficie de 0 Has. + 0677.38 M2, ubicada en la localidad de Bda. 20 de Enero, corregimiento de El Empalme, distrito de Changuinola, provincia de Bocas del Toro, comprendida dentro de los siguientes linderos:
NORTE: Leticia Quintero.
SUR: Calle de piedra.
ESTE: Quebrada Larga.
OESTE: Calle.

Para efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Departamento, en la Alcaldía de Changuinola o en la corregiduría de El Empalme y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código de Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de su última publicación.

Dado en Changuinola, a los 20 días del mes de julio de 2005.

MIRTA MOLINA
Secretaria Ad-Hoc
BORIS BECERRA
BEDOYA
Funcionario
Sustanciador
L- 201-120949
Unica publicación

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DEPARTAMENTO
DE REFORMA
AGRARIA
REGION Nº 10
DARIEN
EDICTO Nº 051-05

El suscrito funcionario sustanciador del Departamento de Reforma Agraria en la provincia de Darién, al público:

HACE SABER:
Que el señor(a) **TOMAS BATISTA SAMANIEGO**, vecino(a) de Sansón, corregimiento de Metetí, distrito de Pinogana, portador de la cédula Nº 7-106-438, ha solicitado a la Dirección Nacional de

Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 10-3250-96, según plano aprobado Nº 502-08-1664, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicable, con una superficie de 88 Has. + 6953.51 M2, ubicada en la localidad de Sansón Abajo, corregimiento de Metetí, distrito de Pinogana, provincia de Darién, comprendida dentro de los siguientes linderos:
NORTE: Aquiles Artemio González Amaya, camino de acceso.
SUR: Ceferino Castro Franco.
ESTE: Río Chucunaqué.
OESTE: Tomás Batista.

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía Municipal del distrito de Pinogana, en la corregiduría de Metetí y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código de Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en Santa Fe, a los 26 días del mes de julio de 2005.
EVERENIO DEQUIA
Secretario Ad-Hoc
TEC. JANEYA VALENCIA
Funcionaria
Sustanciadora
L- 201-121077

Unica publicación

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA
AGRARIA
REGION Nº 5,
PANAMA OESTE
EDICTO
Nº 265-DRA-2005

El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, del Ministerio de Desarrollo Agropecuario, en la provincia de Panamá

HACE CONSTAR:
Que el señor(a) **SAMUEL ELICEO CEDEÑO ARRUE**, vecino(a) de Villa Zaita, corregimiento Las Cumbres, distrito de San Miguelito, portador de la cédula de identidad personal Nº 7-40-33, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 8-230-1985, según plano aprobado Nº 803-08-17053, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicable, con una superficie de 2 Has. + 1608.29 M2, ubicada en la localidad de La Honda, corregimiento de Trinidad, distrito de Capira, provincia de Panamá, comprendido dentro de los siguientes linderos:
NORTE: Samuel Eliceo Cedeño Arrue.
SUR: Generoso Nicolás Simons.
ESTE: Manuel De Jesús Velásquez y

quebrada Sonadora. OESTE: Camino de 10.00 mts. hacia La Sonadora y hacia Capira.

Para efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Departamento, en la Alcaldía de Capira, o en la corregiduría de Trinidad y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código de Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de su última publicación.

Dado en Capira, a los 06 días del mes de diciembre de 2004.

ZULEIKA CASTILLO
Secretaria Ad-Hoc
ING. AGUSTIN ZAMBRANO
Funcionario
Sustanciador
L- 201-104514
Unica publicación

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA
AGRARIA
REGION Nº 5,
PANAMA OESTE
EDICTO
Nº 266-DRA-2005

El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, del Ministerio de Desarrollo Agropecuario, en la provincia de Panamá

HACE CONSTAR:
Que el señor(a) **SAMUEL ELICEO**

CEDEÑO ARRUE, vecino(a) de Villa Zaita, corregimiento Las Cumbres, distrito de San Miguelito, portador de la cédula de identidad personal Nº 7-40-33, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 8-230-1985, según plano aprobado Nº 803-08-17052, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicable, con una superficie de 21 Has. + 0983.51 M2, ubicada en la localidad de La Honda, corregimiento de Trinidad, distrito de Capira, provincia de Panamá, comprendido dentro de los siguientes linderos:
NORTE: Miguel Córdoba.
SUR: Manuel De Jesús Velásquez y Marcelino Herrera.
ESTE: Emiliano Domínguez.
OESTE: Samuel Eliceo Cedeño Arrue.
 Para efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Departamento, en la Alcaldía de Capira, o en la corregiduría de Trinidad y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de p u b l i c i d a d correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código de Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de su última publicación.
 Dado en Capira, a los 06 días del mes de

diciembre de 2004.
ZULEIKA CASTILLO
 Secretaria Ad-Hoc
ING. AGUSTIN ZAMBRANO
 Funcionario
 Sustanciador
 L- 201-106512
 Unica publicación

REPUBLICA DE PANAMA
 MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO DEPARTAMENTO REGIONAL DE REFORMA AGRARIA REGION Nº 1, CHIRIQUI
 EDICTO Nº 208-2005

El suscrito funcionario sustanciador de la Reforma Agraria del Ministerio de Desarrollo Agropecuario de Chiriquí, al público;
HACE SABER:
 Que el señor(a) **AMAR TESCH ABREGO**, vecino(a) del corregimiento de Aserrió de Gariché, distrito de Bugaba, portador de la cédula de identidad personal Nº 8-198-447, ha solicitado a la Dirección de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 4-1057, según plano aprobado Nº 405-02-19095, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicable, con una superficie de 1 Has. + 3775.47 M2, ubicada en la localidad de San Isidro, corregimiento de Aserrió de Gariché, distrito de Bugaba, provincia de Chiriquí, cuyos linderos son los siguientes:
NORTE: Alexis Pittí C. O p c i o n e s

Internacionales, S.A.
SUR: Mauricia Víquez.
ESTE: Opciones Internacionales, S.A.
OESTE: Ramiro Víquez, camino.
 Para efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía de Bugaba o en la corregiduría de Aserrió de Gariché y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de p u b l i c i d a d correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código de Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de su última publicación.
 Dado en David, a los 25 días del mes de abril de 2005.
ING. FULVIO ARAUZ
 Funcionario
 Sustanciador
CECILIA GUERRA DE C.
 Secretaria Ad-Hoc
 L- 201-104207
 Unica publicación

REPUBLICA DE PANAMA
 MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO DEPARTAMENTO REGIONAL DE REFORMA AGRARIA REGION Nº 1, CHIRIQUI
 EDICTO Nº 220-2005

El suscrito funcionario sustanciador de la Reforma Agraria del Ministerio de Desarrollo Agropecuario de Chiriquí, al público;
HACE SABER:
 Que el señor(a)

ELADIO FUENTES LEZCANO, vecino(a) del corregimiento de Cerro Punta, distrito de Bugaba, portador de la cédula de identidad personal Nº 4-98-306, ha solicitado a la Dirección de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 4-0353, según plano aprobado Nº 405-03-19396, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicable, con una superficie de 2 Has. + 5570.01 M2, ubicada en la localidad de Cuesta de Piedra, corregimiento de Bugaba, distrito de Bugaba, provincia de Chiriquí, cuyos linderos son los siguientes:
NORTE: Pedro Roñoni.
SUR: Milciades Concepción.
ESTE: Domingo Fuentes, servidumbre, Elvia Caballero G.
OESTE: Milciades Concepción.
 Para efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía de Bugaba o en la corregiduría de Bugaba y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de p u b l i c i d a d correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código de Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de su última publicación.
 Dado en David, a los 28 días del mes de abril de 2005.
ING. FULVIO ARAUZ

Funcionario Sustanciador
CECILIA GUERRA DE C.
 Secretaria Ad-Hoc
 L- 201-104717
 Unica publicación

REPUBLICA DE PANAMA
 MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO DEPARTAMENTO REGIONAL DE REFORMA AGRARIA REGION Nº 1, CHIRIQUI
 EDICTO Nº 230-2005

El suscrito funcionario sustanciador de la Reforma Agraria del Ministerio de Desarrollo Agropecuario de Chiriquí, al público;
HACE SABER:
 Que el señor(a) **LUIS ALBERTO ARAUZ PITTI**, vecino(a) del corregimiento de Cañas Gordas, distrito de Renacimiento, portador de la cédula de identidad personal Nº 4-265-843, ha solicitado a la Dirección de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 4-0692, según plano aprobado Nº 410-03-16745, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicable, con una superficie de 5 Has. + 5269.26 M2, ubicada en la localidad de Bajo Chiriquí, corregimiento de Cañas Gordas, distrito de Renacimiento, provincia de Chiriquí, cuyos linderos son los siguientes:
N O R T E :
 Servidumbre.
SUR: Leonidas Araúz

Pittí, carretera.
ESTE: Carretera,
Iglesia de dios.

OESTE: Carmelo
Araúz.

Para efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía de Renacimiento o en la corregiduría de Cañas Gordas y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de p u b l i c i d a d correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código de Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de su última publicación.

Dado en David, a los 06 días del mes de mayo de 2005.

ING. FULVIO ARAUZ
Funcionario
Sustanciador
CECILIA
GUERRA DE C.
Secretaria Ad-Hoc
L- 201-105792
Unica publicación

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DEPARTAMENTO
REGIONAL DE
REFORMA
AGRARIA
REGION N° 1,
CHIRIQUI
EDICTO
N° 231-2005

El suscrito funcionario sustanciador de la Reforma Agraria del Ministerio de Desarrollo Agropecuario de Chiriquí, al público;

HACE SABER:
Que el señor(a)
RAMON DARIO

PEREN GUERRERO, vecino(a) del corregimiento de La Estrella, distrito de Bugaba, portador de la cédula de identidad personal N° 4-95-948, ha solicitado a la Dirección de Reforma Agraria, mediante solicitud N° 4-0488, según plano aprobado N° 405-06-19445, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicable, con una superficie de 0 Has. + 110972 M2, ubicada en la localidad de Sioguí Abajo, corregimiento de La Estrella, distrito de Bugaba, provincia de Chiriquí, cuyos linderos son los siguientes:

NORTE: Camino.
SUR: Baudilia A. de Cerrud.
ESTE: Baudilia A. de Cerrud.
OESTE: Olmedo Martínez.

Para efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía de Bugaba o en la corregiduría de La Estrella y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de p u b l i c i d a d correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código de Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de su última publicación.

Dado en David, a los 09 días del mes de mayo de 2005.

ING. FULVIO ARAUZ
Funcionario
Sustanciador
CECILIA

GUERRA DE C.
Secretaria Ad-Hoc
L- 201-105997
Unica publicación

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DEPARTAMENTO
REGIONAL DE
REFORMA
AGRARIA
REGION N° 1,
CHIRIQUI
EDICTO
N° 232-05

El suscrito funcionario sustanciador de la Reforma Agraria del Ministerio de Desarrollo Agropecuario de Chiriquí, al público;

HACE SABER:
Que el señor(a)
ROGER QUIROZ ATENCIO, vecino(a) del corregimiento de Cabecera, distrito de Dolega, portador de la cédula de identidad personal N° 4-111-298, ha solicitado a la Dirección de Reforma Agraria, mediante solicitud N° 4-0746, según plano aprobado N° 407-01-19632, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicable, con una superficie de 0 Has. + 0355.91 M2, ubicada en la localidad de C a i m i t o , corregimiento de Cabecera, distrito de Dolega, provincia de Chiriquí, cuyos linderos son los siguientes:
NORTE: Vereda.
SUR: Florentino González Saldaña.
ESTE: Carretera David-Dolega.
OESTE: Vereda.

Para efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía de Dolega o en la corregiduría de Cabecera y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de p u b l i c i d a d correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código de Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de su última publicación.

Dado en David, a los 9 días del mes de mayo de 2005.

ING. FULVIO ARAUZ
Funcionario
Sustanciador
LCDA. MIRNA S.
CASTILLO G.
Secretaria Ad-Hoc
L- 201-106020
Unica publicación

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DEPARTAMENTO
REGIONAL DE
REFORMA
AGRARIA
REGION N° 1,
CHIRIQUI
EDICTO
N° 234-05

El suscrito funcionario sustanciador de la Reforma Agraria del Ministerio de Desarrollo Agropecuario de Chiriquí, al público;

HACE SABER:
Que el señor(a)
ELVIA NATIVIDAD C E D E Ñ O RODRIGUEZ, vecino(a) del corregimiento de Panamá, distrito de Panamá, portador de

la cédula de identidad personal N° 4-152-765, ha solicitado a la Dirección de Reforma Agraria, mediante solicitud N° 4-0199-04, según plano aprobado N° 406-04-19439, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicable, con una superficie de 0 Has. + 2731.19 M2, ubicada en la localidad de C h o r c h a , corregimiento de Chiriquí, distrito de David, provincia de Chiriquí, cuyos linderos son los siguientes:

NORTE: Valentín Chacón.

SUR: Alex Armando Del Cid.

ESTE: Camino del puerto a la Carretera Interamericana.

OESTE: Leonardo Chacón.

Para efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía de David o en la corregiduría de Chiriquí y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de p u b l i c i d a d correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código de Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de su última publicación.

Dado en David, a los 10 días del mes de mayo de 2005.

ING. FULVIO ARAUZ
Funcionario
Sustanciador
LCDA. MIRNA S.
CASTILLO G.
Secretaria Ad-Hoc
L- 201-111836
Unica publicación