



GACETA OFICIAL DIGITAL

Año CVII

Panamá, R. de Panamá miércoles 14 de septiembre de 2011

Nº
26871-C

CONTENIDO

ASAMBLEA NACIONAL

Texto Único N° S/N

(De miércoles 31 de agosto de 2011)

DE LA LEY 6 DE 1997, QUE DICTA EL MARCO REGULATORIO E INSTITUCIONAL PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD.

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución N° AN 2820-Elec

(De martes 28 de julio de 2009)

POR LA CUAL SE RESUELVE EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN PRESENTADO POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A., EN CONTRA DE LA RESOLUCIÓN AN NO. 2718-ELEC DEL 30 DE JUNIO DE 2009.

TEXTO ÚNICO

**De la Ley 6 de 1997,
que dicta el Marco Regulatorio e Institucional
para la Prestación del Servicio Público de Electricidad**

**Que comprende las reformas aprobadas por el Decreto Ley 10 de 1998,
la Ley 45 de 2004, la Ley 57 de 2009, la Ley 30 de 2010, la Ley 51 de 2010,
la Ley 65 de 2010, la Ley 43 de 2011 y la Ley 58 de 2011**

LA ASAMBLEA NACIONAL

DECRETA:

Título I
Disposiciones Generales

Capítulo I
Aplicabilidad

Artículo 1. Objeto de la Ley. La presente Ley establece el régimen a que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad, así como las actividades normativas y de coordinación consistentes en la planificación de la expansión, operación integrada del sistema interconectado nacional, regulación económica y fiscalización.

Artículo 2. Finalidad del régimen. El régimen establecido en esta Ley, para la prestación del servicio público de electricidad, tiene por finalidad:

1. Propiciar el abastecimiento de la demanda de los servicios de energía eléctrica y el acceso de la comunidad a estos, bajo criterios de eficiencia económica, viabilidad financiera, calidad y confiabilidad de servicio, dentro de un marco de uso racional y eficiente de los diversos recursos energéticos del país.
2. Establecer el marco legal que incentive la eficiencia económica en el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución, así como en el uso de la energía eléctrica.
3. Promover la competencia y la participación del sector privado, como instrumentos básicos para incrementar la eficiencia en la prestación de los servicios, mediante las modalidades que se consideren más convenientes al efecto.

Artículo 3. Carácter de servicio público. La generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad destinadas a satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente se consideran servicios públicos de utilidad pública.



Capítulo II

Principios y Lineamientos

Artículo 4. Intervención del Estado. El Estado intervendrá en los servicios públicos de electricidad únicamente para los siguientes fines:

1. Garantizar la calidad del servicio y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los clientes.
2. Propiciar la ampliación permanente de la cobertura del servicio.
3. Asegurar la prestación eficiente, continua e ininterrumpida del servicio, salvo cuando existan razones de fuerza mayor, caso fortuito, de orden técnico o económico, por sanciones impuestas a los clientes o por uso fraudulento de la electricidad, que así lo exijan.
4. Garantizar la libertad de competencia en las actividades contempladas en esta Ley.
5. Establecer el régimen tarifario de las actividades en las cuales no haya competencia.
6. Procurar la obtención de economías de escala comprobables.
7. Permitir a los clientes el acceso a los servicios.
8. Proteger al ambiente.
9. Garantizar el servicio público de electricidad en las áreas no rentables, rurales no servidas y no concesionadas, de acuerdo con lo estipulado en la presente Ley.

Artículo 5. Instrumentos para la intervención estatal. Constituyen instrumentos para la intervención estatal en los servicios públicos de electricidad todas las atribuciones y funciones asignadas a las entidades, autoridades y organismos de que trata esta Ley, especialmente las relativas a las siguientes materias:

1. Promoción y apoyo a personas naturales o jurídicas, de capital estatal o privado, nacional o extranjero, que presten los servicios.
2. Gestión y obtención de recursos para la prestación de los servicios, cuando se trate de empresas estatales.
3. Regulación de la prestación de los servicios; fijación de metas de eficiencia, cobertura y calidad; evaluación de estas y definición del régimen tarifario.
4. Control y vigilancia de la observancia de las normas y de los planes y programas sobre la materia.
5. Organización de sistemas de información, capacitación y asistencia técnica.
6. Protección de los recursos naturales.
7. Otorgamiento de subsidios directos a las personas de menores ingresos.
8. Estímulo a la inversión privada en estos servicios.
9. Respeto del principio de neutralidad, a fin de asegurar que no exista ninguna práctica discriminatoria en la prestación de los servicios.



10. Asignación, en el Presupuesto General del Estado, de los recursos necesarios para financiar el costo de extender el servicio público de electricidad a las áreas rurales no servidas y no concesionadas.

Capítulo III

Definiciones

Artículo 6. Definiciones. Para los efectos de la presente Ley, se entiende por:

1. *Acceso libre.* Régimen bajo el cual la empresa responsable de la operación de la red nacional de transmisión o de distribución permite el acceso, conexión y uso no discriminatorio de la red de transmisión o de la red de distribución a los agentes del mercado que así lo soliciten, previo cumplimiento, únicamente, de las normas de operación que rijan tal servicio y el pago de las retribuciones económicas que correspondan.
2. *Agentes del mercado.* Empresas generadoras, cogeneradoras, autogeneradoras, transportistas, distribuidoras, los grandes clientes y las interconexiones internacionales.
3. *Alumbrado público.* Iluminación de calles y avenidas de uso público.
4. *Autogenerador.* Persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un mismo predio, para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados, pero que puede vender excedentes a la Empresa de Transmisión y a otros agentes del mercado.
5. *Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.* Ente regulador de los servicios públicos, creado mediante la Ley 26 de 1996.
6. *Cliente.* Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público de electricidad, como propietario del inmueble en donde este se presta o como receptor directo del servicio, y cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas reguladas.
7. *Cliente final.* Cliente o gran cliente que compra electricidad para su uso y no para la reventa.
8. *Cogenerador.* Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica como subproducto de un proceso industrial y cuya finalidad primaria es producir bienes o servicios distintos a la energía eléctrica. Puede vender energía eléctrica a la Empresa de Transmisión y a otros agentes del mercado.
9. *Comercialización.* Venta a clientes finales. Incluye la medición, la lectura, la facturación y el cobro de la energía entregada.
10. *Concurrencia.* Obligación que tienen los prestadores del servicio público de electricidad, que posean una licencia o concesión de generación y que tengan una



potencia firme y/o energía disponible, de participar en los procesos de compra y venta de potencia y/o energía.

11. *Despacho de carga.* Operación, supervisión y control de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema eléctrico interconectado, con base en la optimización de criterios técnico-económicos.
12. *Distribución.* Actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de la energía por la red de transmisión hasta el punto de suministro al cliente.
13. *Generación.* Producción de energía eléctrica por cualquier medio.
14. *Generador.* Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica para ser comercializada.
15. *Gran cliente.* Persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a quinientos kW por sitio, cuya compra de electricidad la puede realizar a precios acordados libremente o acogiéndose a las tarifas reguladas.
16. *Interconexión internacional.* Conjunto de transacciones relacionadas con la transferencia de energía y potencia entre países.
17. *Mercado de contratos.* Conjunto de transacciones pactadas entre agentes del mercado.
18. *Mercado ocasional.* Conjunto de transferencias de electricidad a corto plazo entre agentes del mercado, que no han sido establecidas mediante contrato.
19. *Plan de expansión.* Plan de expansión de generación y transmisión en el sistema interconectado nacional, cuya factibilidad técnica, económica, financiera y ambiental prevé la continuidad, calidad y confiabilidad en el suministro del servicio de electricidad.
20. *Precio oficial.* Costo del valor del bloque de acciones en venta estimado por el Órgano Ejecutivo.
21. *Prestador de servicio público de electricidad.* Persona natural o jurídica, pública o privada, de capital nacional o extranjero, que preste el servicio público de electricidad.
22. *Régimen tarifario.* Conjunto de reglas relativas a la determinación de las tarifas que se cobran por la prestación del servicio de electricidad en aquellas actividades sujetas a regulación.
23. *Reglamento de operación.* Conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación integrada del sistema interconectado nacional y compensar los intercambios de energía entre agentes del mercado. Comprende varios documentos que se organizan conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional.



24. *Secretaría Nacional de Energía.* Dependencia del Órgano Ejecutivo adscrita al Ministerio de la Presidencia, creada mediante Ley 52 de 2008, cuyo ámbito de aplicación comprende a las personas públicas y privadas, así como a las empresas y las actividades que estas realicen, que tengan por objeto el estudio, exploración, producción, generación, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, refinación, importación, exportación, comercialización y cualquiera otra actividad relacionada con los sectores de electricidad, hidrocarburos, petróleo y sus derivados, carbón, gas natural, biocombustibles y energía hidráulica, geotérmica, solar, biomasa, eólica, nuclear y demás fuentes energéticas.
25. *Subsidio.* Beneficio económico concedido a clientes del servicio público de electricidad para cubrir la diferencia entre lo que estos efectivamente pueden pagar y el costo real del servicio.
26. *Transmisión.* Actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica en alta tensión y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador hasta el punto de recepción por la distribuidora o gran cliente.
27. *Transportista.* Persona natural o jurídica titular de una concesión para la transmisión de energía eléctrica.

Título II Organización Institucional

Capítulo I Expansión del Sistema Interconectado Nacional

Artículo 7. Criterios. La definición de las políticas y criterios para la expansión del sistema interconectado nacional se realizará a corto y largo plazo, de manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por la Secretaría Nacional de Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental, financiera y económicamente viables, y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

Artículo 8. Preparación de los planes de expansión. La Empresa de Transmisión, a que se refiere el Capítulo IV del Título III de esta Ley, elaborará el plan de expansión, de acuerdo con los criterios y políticas establecidos por la Secretaría Nacional de Energía y en concordancia con los planes de desarrollo del sector energético adoptados por el Estado.



Las empresas de distribución y de generación suministrarán a la Empresa de Transmisión la información necesaria para preparar el plan de expansión, según se establezca en el reglamento o lo determine el Ente Regulador.

El plan de expansión deberá ser actualizado o revisado anualmente o cuando se presenten cambios de importancia en los supuestos, proyecciones o criterios que lo sustentan.

La Empresa de Transmisión consultará la opinión de las empresas de distribución y de generación sobre el plan de expansión. Las empresas distribuidoras tendrán el derecho de reducir su demanda proyectada, de acuerdo con las decisiones que adopten para contratar el suministro de energía con empresas distintas a la Empresa de Transmisión, dentro de los límites establecidos en esta Ley. La Empresa de Transmisión efectuará los ajustes necesarios al plan y lo someterá a la aprobación del Ente Regulador. Una vez aprobado, el plan de expansión servirá de base a la Empresa de Transmisión para establecer los requerimientos de suministro de energía a largo plazo, que se utilizan para el respectivo proceso de contratación.

Capítulo II

Regulación

Artículo 9. Funciones. El Ente Regulador tendrá las siguientes funciones en relación con el sector de energía eléctrica:

1. Regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por esta Ley e intervenir para impedir abusos de posición dominante de los agentes del mercado, para cuyos efectos el reglamento de esta Ley establecerá los casos y condiciones en que el Ente Regulador llevará a cabo tal intervención.
2. Vigilar y controlar el cumplimiento de las leyes y actos administrativos a los que estén sujetos quienes presten el servicio público de electricidad y sancionar sus violaciones.
3. Establecer los requisitos generales a los que deben someterse las empresas de servicios públicos de electricidad para acceder y hacer uso de las redes de servicio público de transmisión y distribución.
4. Establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia.
5. Aprobar las tarifas de venta para el servicio público de electricidad.
6. Supervisar y verificar la aplicación del régimen tarifario y de los valores tarifarios fijados, y revisarlos de acuerdo con los mecanismos que se prevean.



7. Vigilar que cuando el Estado haya dispuesto que existan subsidios tarifarios en el Presupuesto General del Estado, destinados a las personas de menores ingresos, estos se utilicen en la forma prevista en las normas correspondientes.
8. Expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad que se conecte a la red de servicio público, así como para el uso eficiente de energía por parte de los consumidores.
9. Establecer criterios y procedimientos para los contratos de venta garantizada de energía y potencia, entre los prestadores del servicio y entre estos y los grandes clientes, de forma que se promueva la concurrencia, cuando proceda, y la compra de energía en condiciones económicas.
10. Aprobar el Reglamento de Operación para realizar la operación integrada del sistema interconectado nacional, así como para normar los sistemas de medida asociados al despacho de los contratos y de las transferencias de energía en bloque, e interpretar el Reglamento de Operación en caso de discrepancia entre la Empresa de Transmisión y los generadores y distribuidores.
11. Fijar las normas para la prestación del servicio a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos de electricidad, incluyendo las normas de construcción, servicio y calidad; verificar su cumplimiento y dictar la reglamentación necesaria para implementar su fiscalización.
12. Determinar criterios de eficiencia operativa y de gestión del servicio, desarrollando modelos para evaluar el desempeño de los prestadores, de acuerdo con lo normado en la presente Ley.
13. Establecer los sistemas uniformes de información, codificación de cuentas y contabilidad, que deben aplicar quienes presten el servicio público de electricidad, según la naturaleza del servicio y el monto de sus activos, y siempre con sujeción a los principios de contabilidad generalmente aceptados.
14. Solicitar documentos, inclusive contables, y practicar las visitas, inspecciones y pruebas necesarias para el cumplimiento de sus funciones.
15. Dictar un reglamento sobre los derechos y deberes de los clientes, que contenga las normas reguladoras de los trámites y reclamaciones, de conformidad con los principios de celeridad, economía, sencillez y eficacia en los procedimientos.
16. Arbitrar conflictos que no corresponda decidir a otras autoridades administrativas, entre prestadores del servicio, municipios y clientes, por razón de contratos, áreas de prestación de servicios, servidumbres y otros asuntos de su competencia.
17. Hacer de conocimiento público sus actos.
18. Aplicar sanciones a los infractores en el campo normativo de su competencia, sobre la base de las atribuciones conferidas en la presente Ley y los contratos respectivos.



19. Solicitar a la autoridad competente que ordene la escisión de una empresa de servicios públicos de otras que tengan el mismo objeto de la que se escinde, o cuyo objeto se limite a una actividad complementaria, cuando se encuentre que la empresa que debe escindirse usa su posición dominante para impedir el desarrollo de la competencia en un mercado donde esta es posible; o que la empresa que debe escindirse otorga subsidios con el producto de uno de sus servicios que no tiene amplia competencia a otro servicio que sí la tiene; o, en general, que adopta prácticas restrictivas de la competencia.
20. Solicitar a las autoridades competentes la liquidación de empresas monopolísticas en el campo de los servicios públicos de electricidad, y otorgar a terceros el desarrollo de su actividad, cuando estas empresas no cumplan, en la prestación del servicio, los requisitos a que se refiere la presente Ley.
21. Otorgar las concesiones y licencias a que se refiere esta Ley.
22. Autorizar el uso, adquisición de bienes inmuebles y constitución de servidumbres a que se refiere la presente Ley.
23. Reducir la demanda máxima superior que define a los grandes clientes, solamente cuando se aprueben las fórmulas tarifarias o cuando se renueven las concesiones de distribución.
24. Emitir concepto sobre las solicitudes de concesión de uso de agua para generación hidroeléctrica, a fin de evitar la subutilización del recurso.
25. Emitir certificaciones de las utilidades netas de los agentes del mercado señalados en el artículo 87, con base en los estados financieros auditados del año calendario anterior de cada uno de los agentes, y remitirlas a la Oficina de Electrificación Rural.
26. En general, realizar los actos necesarios para el cumplimiento de las funciones que le asigne la ley.

Parágrafo transitorio. El Ente Regulador aprobará los contratos de compraventa de energía iniciales y los valores agregados de distribución iniciales, entre las empresas eléctricas del Estado que surjan de la reestructuración del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación.

Artículo 10. Tasa de control, vigilancia y fiscalización. El Ente Regulador impondrá una tasa de control, vigilancia y fiscalización, la cual no excederá el uno por ciento (1%) de la facturación total de los distribuidores y de los generadores que vendan electricidad a grandes clientes, en el año inmediatamente anterior a aquel en que se haga el cobro.

Para el año de inicio de operaciones de las empresas, la tasa de control, vigilancia y fiscalización se calculará y pagará con base en la facturación estimada para ese año. Al



final de cada año de operación, se aplicarán los ajustes que se deriven de la facturación real de electricidad correspondiente a ese año.

Capítulo III

Prestadores del Servicio Público de Electricidad

Artículo 11. Prestadores del servicio público de electricidad. Pueden prestar los servicios públicos de electricidad:

1. Las empresas de servicios públicos de electricidad.
2. Los autoproductores o cogeneradores que vendan parte de su producción de electricidad a la Empresa de Transmisión o a los distribuidores.
3. Los municipios, cuando asuman por sí mismos la prestación de los servicios públicos de electricidad, conforme a lo dispuesto en esta Ley.
4. Las cooperativas y otras organizaciones autorizadas para prestar servicios públicos de electricidad conforme a esta Ley o leyes especiales.
5. Las entidades que al momento de expedirse esta Ley estén prestando los servicios públicos de electricidad.

Artículo 12. Deberes y obligaciones. Los prestadores del servicio público de electricidad tendrán los siguientes deberes y obligaciones, sin perjuicio de los que establezcan otras disposiciones legales:

1. Asegurar que el servicio se preste en forma continua y eficiente y sin abuso de la posición dominante que la entidad pueda tener frente al cliente o frente a terceros.
2. Abstenerse de prácticas monopolísticas o restrictivas de la competencia, cuando exista la posibilidad de competencia.
3. Facilitar, mediante la facturación, que los clientes de menores ingresos tengan acceso a los subsidios que otorguen las autoridades.
4. Divulgar la manera de utilizar con eficiencia y seguridad el servicio público.
5. Cumplir con su función ecológica y, en tanto su actividad los afecte, proteger la diversidad e integridad del ambiente, así como conservar las áreas de especial importancia ecológica, conciliando estos objetivos con la necesidad de aumentar la cobertura y hacer costeables los servicios a la comunidad.
6. Facilitar el acceso e interconexión de otras empresas o entidades que prestan servicios públicos o que sean grandes clientes de ellos a las líneas y subestaciones empleadas para la organización y prestación de los servicios.
7. Colaborar con las autoridades en casos de urgencia o de calamidad pública para impedir perjuicios graves a los clientes del servicio público de electricidad.
8. Inscribirse en el registro que mantiene el Ente Regulador y notificar a este el inicio de sus actividades.

9. Responder civilmente por los daños y perjuicios ocasionados a los clientes.
10. Prestar los servicios con carácter obligatorio y en condiciones que aseguren su continuidad, regularidad, igualdad y generalidad, de manera que se garantice su eficiente provisión a los clientes, la seguridad pública y la preservación del ambiente y los recursos naturales.
11. Efectuar propuestas al Ente Regulador relativas a cualquier aspecto de la prestación de los servicios.
12. Administrar y mantener las instalaciones y bienes afectos a la prestación de los servicios.
13. Acordar con prestadores de otros servicios públicos, instituciones o particulares el uso común de postes y del suelo, cuando sea necesario para la construcción y explotación de la infraestructura para la prestación de los servicios.
14. Publicar la información necesaria, con la finalidad de que los clientes puedan tener conocimiento general de las condiciones de prestación, régimen tarifario y el servicio en general.

Artículo 13. Registro. El Ente Regulador llevará un registro en el cual estarán inscritos todos los prestadores que suministren o estén en condiciones de suministrar los servicios en el ámbito de aplicación de la presente Ley. El Ente Regulador determinará la información que los prestadores deberán presentar para inscribirse en el registro referido y la periodicidad en que la información deberá ser actualizada. En caso de no inscripción o incumplimiento de las reglamentaciones dictadas, el Ente Regulador podrá imponer las sanciones que establezca la ley.

Capítulo IV Empresas Eléctricas del Estado

Artículo 14. Creación. El Estado podrá crear empresas para prestar el servicio público de electricidad. Estas empresas competirán y participarán, en igualdad de condiciones, con el sector privado en las distintas actividades de la prestación del servicio público de electricidad.

Estas empresas se constituirán como sociedades anónimas y se regirán por las disposiciones de la ley de sociedades anónimas y por el Código de Comercio. Las acciones de estas sociedades anónimas serán emitidas en forma nominativa.

Conforme lo dispuesto en el numeral 13 del artículo 159 de la Constitución Política, se autoriza al Órgano Ejecutivo para que expida los pactos sociales de constitución y los estatutos de estas empresas mediante resolución del Consejo de Gabinete, conforme a los lineamientos establecidos en esta Ley.



Mientras el Estado mantenga el cincuenta y uno por ciento (51%) o más de las acciones de estas empresas, se aplicarán las disposiciones especiales de esta Sección y las disposiciones de Derecho Privado que le sean aplicables.

Artículo 15. Activos y pasivos. Estas empresas tendrán los siguientes activos y pasivos:

1. Los bienes que les sean asignados.
2. Los bienes públicos que les sean otorgados, a cualquier título, y el derecho a su uso.
3. Los aportes o partidas que se les asignen en los presupuestos nacionales o municipales o en los de entidades públicas o privadas para fines genéricos o específicos de suministro de energía eléctrica, previa aceptación de la empresa.
4. Los frutos y rentas que reciban de los bienes e inversiones que realicen o de servicios que suministren.
5. Los derechos, tarifas, tasas y gravámenes que perciban en pago de instalaciones o de los servicios que presten a los clientes.
6. Las donaciones, asignaciones hereditarias o legados que se les hicieren, previa aceptación de la empresa.
7. Los demás bienes o haberes que la empresa adquiera posteriormente.

Artículo 16. Administración. El manejo, dirección y administración de estas empresas estarán a cargo de su Junta Directiva, la cual responderá de ello ante el Órgano Ejecutivo, representante del Estado y dueño de las acciones.

Artículo 17. La Junta Directiva. La Junta Directiva estará compuesta por cinco miembros, así:

1. Un miembro de libre remoción nombrado por el Órgano Ejecutivo, quien será el presidente, por un periodo de dos años.
2. Un miembro de libre remoción nombrado por el Órgano Ejecutivo, quien será el tesorero, por un periodo de dos años.
3. Un miembro de libre remoción nombrado por el Órgano Ejecutivo, quien será el secretario, por un periodo de dos años.
4. Un miembro de libre remoción nombrado por el Órgano Ejecutivo, por un periodo de dos años.
5. Un trabajador de la empresa nombrado por el Órgano Ejecutivo, por un periodo de dos años, propuesto por el sindicato.

Podrá asistir a las reuniones de la Junta Directiva con derecho a voz el contralor general de la República o quien él designe.



Artículo 18. Nombramientos. La Junta Directiva nombrará y podrá remover al gerente general y al auditor interno, mediante el voto favorable de cuatro de sus miembros.

Artículo 19. Reuniones. La Junta Directiva se reunirá en sesión ordinaria una vez por trimestre y en sesión extraordinaria por convocatoria del presidente, del gerente general o por tres de sus miembros. En las reuniones de la Junta Directiva participará con derecho a voz el gerente general de la empresa.

Los miembros de la Junta Directiva recibirán una dieta anual que será fijada cada dos años por el Órgano Ejecutivo, tomando en consideración la importancia relativa de la empresa dentro del sector.

Artículo 20. Insubsistencia. Son causales de insubsistencia absoluta de cualquier miembro de la Junta Directiva las siguientes:

1. La renuncia.
2. La inasistencia sin causa justificada a tres sesiones consecutivas, ordinarias o extraordinarias.
3. La inasistencia a la mitad o más de las sesiones en el periodo de un año.
4. La adquisición, por parte de capital privado, del bloque de acciones a que se refiere el artículo 35 de esta Ley.

Artículo 21. Requisitos para el nombramiento. Para ser miembro de la Junta Directiva se requiere:

1. Ser de nacionalidad panameña.
2. No haber sido condenado por delitos contra el patrimonio, la fe pública o la Administración Pública.
3. Tener experiencia mínima de diez años en actividades profesionales o empresariales. Este requisito no se aplicará al miembro que se señala en el numeral 5 del artículo 17 de la presente Ley.

Artículo 22. Limitaciones. No podrán ser miembros de la Junta Directiva:

1. Los que tengan parentesco, dentro del cuarto grado de consanguinidad o segundo de afinidad, con miembro del Ente Regulador.
2. Los que tengan parentesco, dentro del cuarto grado de consanguinidad o segundo de afinidad, con miembro de la Junta Directiva.
3. Los que sean socios o accionistas de alguna empresa eléctrica privada o de grupos financieros que tengan empresas eléctricas privadas que operen dentro del territorio nacional.

Artículo 23. Prohibición. Los miembros de la Junta Directiva no podrán celebrar con la empresa eléctrica estatal de la cual sean directores contratos o acuerdos, ya sean verbales o escritos, para la prestación de servicios o suministro de materiales en beneficio suyo o de alguna empresa en que sea accionista con más del veinte por ciento (20%) de las acciones.

Artículo 24. Remoción. En adición a lo establecido en el artículo 20 de esta Ley, los miembros de la Junta Directiva podrán ser removidos por el Órgano Ejecutivo, solamente previa recomendación de la mayoría absoluta de la Junta Directiva, por las siguientes causales:

1. La incapacidad o inhabilidad sobreviniente para cumplir sus funciones.
2. El incumplimiento de alguno de los requisitos para su nombramiento.
3. La declaratoria de quiebra o el estado de insolvencia manifiesto.
4. Ser condenado por delitos contra el patrimonio, la fe pública o la Administración Pública.
5. La negligencia reiterada manifiesta en el desempeño de sus funciones.
6. La infracción de las prohibiciones señaladas en los artículos anteriores.

Artículo 25. Atribuciones de la Junta Directiva. Son funciones y atribuciones de la Junta Directiva las siguientes:

1. Establecer las políticas financieras, de inversiones, de personal y de adquisiciones de la empresa, así como cualquier otra política necesaria para el buen desempeño de la empresa.
2. Establecer las metas de desempeño operacional de la empresa y vigilar su cumplimiento.
3. Aprobar los programas periódicos de expansión, funcionamiento y mantenimiento que le presente el gerente general, así como autorizar el sometimiento al Ente Regulador del programa de expansión y los otros asuntos que este deba aprobar.
4. Aprobar y reformar los reglamentos internos de la empresa y de la Junta Directiva.
5. Autorizar la escala de sueldos de los empleados.
6. Aprobar los proyectos que le presente el gerente general para el buen desempeño administrativo de la empresa.
7. Conocer y aprobar los informes anuales y los balances generales de la empresa y someterlos a consideración del Órgano Ejecutivo.
8. Autorizar contrataciones, empréstitos, emisión de bonos, obligaciones o cualesquiera otros títulos valores o documentos de deuda, para el financiamiento de los programas de expansión, funcionamiento y mantenimiento.



9. Establecer el monto máximo de los gastos, erogaciones, obligaciones y contrataciones que podrá realizar o suscribir el gerente general en nombre y representación de la empresa.
10. Autorizar, previo consentimiento del Órgano Ejecutivo, la venta, enajenación, permuta o traspaso, arrendamiento o gravamen de los bienes muebles o inmuebles de la empresa cuyo valor sea superior a cincuenta mil balboas (B/. 50,000.00).
11. Establecer la estructura administrativa.
12. Ejercer todas las demás funciones y atribuciones que le correspondan de acuerdo con esta Ley y el reglamento interno.

Artículo 26. Atribuciones del gerente general. Son funciones y atribuciones del gerente general las que le señale la Junta Directiva.

Artículo 27. Representación legal. El presidente de la Junta Directiva será el representante legal de la empresa. Por acuerdo de la Junta Directiva, esta representación legal podrá ser delegada en otra persona.

Artículo 28. Préstamos y valores. Las empresas eléctricas del Estado podrán contratar préstamos con el Estado, sus entidades autónomas o semiautónomas, así como con agencias internacionales de crédito e instituciones financieras de crédito, públicas o privadas.

Podrán igualmente emitir bonos, obligaciones o cualesquiera otros títulos valores o documentos de deuda de cualquier denominación con la garantía de sus bienes y la subsidiaria de la Nación si así fuese autorizado específicamente por el Órgano Ejecutivo. No podrá emitirse ningún documento de deuda en el cual se comprometa o se pudiere comprometer el control de las empresas eléctricas del Estado.

Artículo 29. Gestión. Las empresas eléctricas del Estado podrán manejar los fondos propios generados por su gestión y los provenientes de su financiamiento, para desarrollar los programas anuales de expansión, funcionamiento y mantenimiento previamente aprobados por la Junta Directiva.

Se excluye a las empresas eléctricas del Estado de la aplicación de la Ley 3 de 1977, del Decreto Ejecutivo 75 de 1990 y del artículo 68 de la Ley 56 de 1995.

Artículo 30. Régimen especial de contrataciones. La contratación de materiales, obras o servicios se ejecutará en la forma que determine la Junta Directiva, que se guiará por principios de eficiencia y transparencia.



Artículo 31. Compras financiadas por agencias internacionales. Cuando se trate de compras financiadas por agencias bilaterales o multilaterales de crédito, dichas compras se harán de acuerdo con lo que establezca el contrato de financiamiento respectivo.

Artículo 32. Auditoría y fiscalización interna. Las empresas eléctricas del Estado tendrán su propia auditoría interna, bajo cuya responsabilidad exclusiva estará el preáudio de las operaciones, transacciones y obligaciones, en su favor o en su contra. Las empresas eléctricas del Estado podrán contratar los servicios de firmas de contadores públicos autorizados para su servicio de auditoría externa.

Artículo 33. Contabilidad. Las empresas eléctricas del Estado están obligadas a llevar su contabilidad y su sistema presupuestario, de acuerdo con los sistemas de cuentas y costos usuales en las empresas de servicios públicos de electricidad y los que establezca el Ente Regulador.

Capítulo V Participación del Sector Privado

Sección 1.^a Disposición Común

Artículo 34. Modalidades. Las empresas de capital nacional o extranjero, privado o mixto, pueden participar en el sector eléctrico.

La participación de estas empresas será realizada mediante las siguientes modalidades:

1. Compra de acciones de las empresas eléctricas del Estado.
2. Concesiones.
3. Licencias.

Para los efectos de lo establecido en el artículo 285 de la Constitución Política, se autoriza la participación mayoritaria extranjera en el capital de las empresas prestadoras del servicio público de electricidad, conforme las disposiciones de esta Ley.

Sección 2.^a Venta de Acciones de Empresas Eléctricas del Estado

Artículo 35. Venta de acciones. El Órgano Ejecutivo, a través de resolución del Consejo de Gabinete, formulará la declaratoria de venta de acciones de las empresas eléctricas del Estado. Salvo la Empresa de Transmisión, que será ciento por ciento (100%) propiedad del Estado, podrá venderse, a nacionales o extranjeros, mediante el procedimiento establecido en este Capítulo y supletoriamente por las disposiciones de contratación pública:



1. Un bloque de cincuenta y uno por ciento (51%) o más de las acciones de las empresas de generación termoeléctrica y de distribución.
2. Un bloque de hasta cuarenta y nueve por ciento (49%) de las acciones de las empresas de generación hidroeléctrica. Este contrato de compraventa de acciones será acompañado de otro contrato que asegure al comprador la administración de la empresa.

El comprador del bloque de acciones de la sociedad creada renunciará al derecho preferente de compra de las acciones remanentes. Igualmente, los compradores de las acciones remanentes, vendidas mediante los procedimientos señalados en el artículo 37, renunciarán al derecho preferente de compra de acciones de la sociedad anónima creada.

Se prohíbe al comprador del bloque de acciones de la empresa de distribución a que se refiere este artículo la venta parcial de estas, salvo lo dispuesto en el artículo 47 de esta Ley.

En el pliego de cargos se especificarán los requisitos mínimos que deben cumplir las empresas o consorcios, que participen en el proceso de concurrencia para la venta del bloque de acciones señaladas en este artículo.

Artículo 36. Venta de acciones a trabajadores permanentes. Adicionalmente a lo establecido en el artículo anterior, el Estado reservará el diez por ciento (10%) del total de las acciones de las empresas eléctricas del Estado, con el propósito de ofrecerlas en venta a los trabajadores permanentes de estas. Dichos trabajadores tendrán el derecho de adquirir acciones utilizando el monto equivalente a sus prestaciones, incluyendo la indemnización, a la fecha de la venta del bloque de acciones al sector privado.

Estas acciones se reservarán por el término de un año, contado a partir de la firma del contrato de compraventa del bloque de acciones a que se refiere el artículo anterior, y se venderán con un seis por ciento (6%) de descuento con respecto al precio unitario pagado en la adquisición de ese bloque de acciones. Este descuento solo se reconocerá respecto a las acciones que los trabajadores adquieran por el monto equivalente a sus prestaciones. Vencido el término de un año, cesará el derecho de los trabajadores a comprar estas acciones con descuento, y el Órgano Ejecutivo podrá venderlas a través de los procedimientos señalados en el artículo siguiente.

Artículo 37. Venta de acciones remanentes. El remanente de las acciones podrá ser vendido por el Órgano Ejecutivo, mediante los procedimientos de bolsa de valores o subasta pública, con un límite de cinco por ciento (5%) de estas acciones por comprador.

Artículo 38. Formalidades del proceso. La venta del bloque de acciones de las empresas eléctricas del Estado señaladas en el artículo 35 se realizará mediante un proceso

competitivo de concurrencia, que asegure el trato igualitario entre todos los oferentes y estimule la concurrencia de la mayor cantidad posible de interesados, en el cual se cumplirán las siguientes formalidades:

1. Precalificación de interesados.
2. Elaboración del pliego de cargos y sus especificaciones, contrato de compraventa de acciones, así como la concesión o licencia según corresponda.
3. Homologación y firma del pliego de cargos y sus especificaciones, contrato de compraventa de acciones, así como la concesión o licencia según corresponda.
4. Presentación de propuestas económicas.
5. Adjudicación a la mejor propuesta económica.

Si solo precalifícase un interesado, la comisión de ventas de acciones podrá iniciar un nuevo proceso de precalificación o negociar directamente con el precalificado. En este caso, la propuesta económica no podrá ser inferior al precio oficial establecido.

Si precalifícase más de un interesado y al momento de la presentación de las propuestas económicas solo concurriese uno de los precalificados, se podrá adjudicar a este la venta del bloque de acciones, siempre que la propuesta económica no sea inferior al precio oficial establecido.

Artículo 39. Comisión evaluadora. Se conformará una comisión evaluadora, encargada de precalificar a los participantes y recibir las propuestas económicas que se presenten en el proceso de venta de acciones. Esta comisión estará integrada por no menos de tres ni más de cinco miembros, designados por la comisión a que se refiere el artículo 161 de esta Ley.

Artículo 40. Adjudicación. El Consejo de Gabinete, mediante resolución motivada, adjudicará la venta del bloque de acciones a la empresa con la mejor propuesta económica y notificará a los participantes por edicto fijado durante dos días hábiles en la Secretaría General del Ministerio de Economía y Finanzas.

Artículo 41. Recurso. Contra las resoluciones, procederá el recurso de reconsideración, que deberá ser presentado en el término de cinco días hábiles siguientes a la notificación, con el cual se agotará la vía gubernativa, dando acceso a la vía contencioso-administrativa.

Artículo 42. Potestad estatal. El Órgano Ejecutivo, a través del Consejo de Gabinete, se reserva, en todo momento, el derecho de declarar desierto el proceso de venta de acciones, o no adjudicarlo, cuando considere que no están salvaguardados los intereses públicos.



Sección 3.* Concesiones y Licencias

Artículo 43. Concesiones. Quedan sujetas al régimen de concesiones la construcción y explotación de plantas de generación hidroeléctrica y geotermeléctrica y las actividades de transmisión y distribución de electricidad para el servicio público.

Artículo 44. Otorgamiento. Las concesiones serán otorgadas por el Ente Regulador, mediante resolución motivada, previa selección del concesionario, con procedimientos que aseguren la concurrencia, y se formalizarán y regirán por un contrato conforme a las normas que establezca el Ente Regulador.

A las empresas que, a la fecha de la entrada en vigencia de esta Ley, operen plantas o presten servicios sujetos al régimen de concesiones se les otorgará una concesión sin el requisito de concurrencia.

Durante los primeros cinco años de vigencia de esta Ley, cuando la Empresa de Transmisión convoque a oferentes para la celebración de un contrato de suministro de energía eléctrica y la oferta seleccionada corresponda, en todo o en parte, a generación proveniente de un aprovechamiento hidroeléctrico todavía no concesionado, la adjudicación del contrato de suministro quedará condicionada al otorgamiento de la respectiva concesión, para lo cual el Ente Regulador no convocará a otra concurrencia.

A partir del sexto año de la entrada en vigencia de esta Ley, el otorgamiento de las concesiones relativas a la generación hidroeléctrica no estará sujeto al requisito de concurrencia. Dichas concesiones se otorgarán mediante resolución motivada del Ente Regulador, en la que se consignarán los términos y condiciones bajo los cuales se otorga la concesión en cada caso particular, previo el cumplimiento de los requisitos exigidos en la legislación vigente en materia de protección ambiental, seguridad e higiene industrial y funcionamiento de establecimientos industriales. Otorgada la concesión, su titular quedará sujeto a las normas para la prestación de los servicios establecidos en esta Ley y sus reglamentos. El Ente Regulador reglamentará, mediante resolución motivada, los plazos para la presentación de los documentos del contrato y la fianza de cumplimiento, y emitirá concepto sobre las concesiones de uso de agua para generación hidroeléctrica y geotermeléctrica a fin de evitar la subutilización del recurso.

Artículo 45. Término. Los contratos de concesión para la explotación de plantas hidroeléctricas y geotermeléctricas tendrán un término de vigencia no mayor de cincuenta años. Los contratos de concesión para las actividades de transmisión tendrán un término de veinticinco años.



Artículo 46. Prórroga. Vencido el término del contrato de concesión para generación hidroeléctrica o geotermeléctrica y para la transmisión, el Ente Regulador podrá prorrogarlo por un término no mayor al otorgado inicialmente.

Artículo 47. Concesión para distribución. Los contratos de concesión para distribución tendrán un término de quince años. Antes de vencerse este término, el Ente Regulador convocará a un proceso competitivo de concurrencia, de acuerdo con lo establecido en esta Ley, para la venta de un bloque no menor del cincuenta y uno por ciento (51%) de las acciones de la empresa titular de la concesión.

El propietario de este bloque podrá participar en el proceso competitivo y, si su oferta fuere mayor o igual al precio más alto ofrecido por otros participantes, conservará la propiedad del bloque. Por el contrario, si hubiere otro precio mayor, el bloque de acciones será adjudicado al mejor oferente y el Ente Regulador entregará el importe por la venta a quien sea el titular hasta ese momento. En cualquiera de los dos casos, se otorgará nueva concesión por otros quince años.

Este mismo procedimiento competitivo se seguirá en el caso de terminación de la concesión por cualquier otra causa.

Artículo 48. Terminación. El contrato de concesión terminará:

1. Por el vencimiento del término contractual.
2. Por declaración de quiebra, concurso de acreedores, disolución o suspensión de pagos del concesionario.
3. Por cualquiera otra causa establecida en el contrato.

Artículo 49. Licencias. El régimen de licencias se aplicará a la construcción y explotación de plantas de generación distintas a las sujetas a concesión. Las licencias serán otorgadas por el Ente Regulador, mediante resolución motivada en la que se consignarán los términos y condiciones bajo los cuales se otorga en cada caso particular, previo el cumplimiento de los requisitos exigidos por la legislación vigente en materia de protección ambiental, seguridad e higiene industrial y funcionamiento de establecimientos industriales. Otorgada la licencia, su titular quedará sujeto a las normas aplicables para la prestación de los servicios establecidos en esta Ley y sus reglamentos.



Título III
Estructura del Sector Eléctrico

Capítulo I
Disposiciones Comunes

Artículo 50. Sistema interconectado nacional. En el sistema interconectado nacional, podrán participar las siguientes entidades para la prestación del servicio:

1. Empresas generadoras, que podrán producir energía eléctrica en plantas de generación conectadas al sistema interconectado, realizar intercambios de energía a corto plazo en la operación integrada, efectuar contratos de venta de energía en bloque para las distribuidoras y comercializar energía para grandes clientes, de acuerdo con las disposiciones contenidas en el Capítulo II de este Título.
2. La Empresa de Transmisión, que tendrá las funciones de elaborar el plan de expansión para el sistema interconectado nacional, contratar el suministro de energía a largo plazo para atender la demanda del sistema interconectado nacional, efectuar la operación integrada de este y construir, mantener y operar la red de transmisión nacional.
3. Las empresas distribuidoras, que tendrán las funciones de transportar la energía por redes de distribución hasta los puntos de consumo y de comercializar la energía.
4. Los grandes clientes, que podrán contratar libremente su suministro de electricidad con otros agentes del mercado.
5. Las empresas localizadas en el extranjero, que podrán realizar intercambios internacionales de electricidad utilizando la red de interconexión.
6. Los autogeneradores y cogeneradores, que podrán generar energía para su propio consumo, vender excedentes en el sistema interconectado nacional y comprar servicios de respaldo del sistema interconectado nacional.

Artículo 51. Restricciones. Las empresas con plantas e instalaciones localizadas en el territorio nacional deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de una sola de las actividades señaladas en el artículo 1 de esta Ley, con las siguientes excepciones:

1. Los autogeneradores y cogeneradores que vendan excedentes en el sistema interconectado nacional.
2. Las actividades de transmisión y de operación integrada del sistema integrado nacional solo serán realizadas por la Empresa de Transmisión.
3. La actividad de comercialización deberá ser realizada en conjunto con la actividad de distribución, excepto en el caso de los generadores, que podrán comercializar directamente con los grandes clientes.



4. La actividad de distribución solo podrá realizarse en forma conjunta con actividades de transmisión y generación, previa la adecuada separación contable y de gestión, en los siguientes casos:
 - a. En los sistemas aislados descritos en el artículo 53 de esta Ley.
 - b. Dentro del límite de quince por ciento (15%) de la demanda señalada en el artículo 83 de esta Ley.

Artículo 52. Servicio público similar. Para los efectos del artículo 23 de la Ley 26 de 1996, no se entenderá como servicio público similar la prestación de más de una actividad del servicio público de electricidad por una misma empresa en los supuestos señalados en los artículos 51 y 83 de esta Ley.

Artículo 53. Sistemas aislados. El servicio de electricidad en sistemas aislados con una demanda máxima hasta de cincuenta MW podrá ser prestado por una sola empresa encargada de la generación, transmisión y distribución. En el caso que se exceda esta demanda, se aplicarán las restricciones indicadas en el artículo 51.

Capítulo II Generación

Artículo 54. Alcance. La actividad de generación incluye la construcción, instalación, operación y mantenimiento de plantas de generación eléctrica, con sus respectivas líneas de conexión a las redes de transmisión, equipos de transformación e instalaciones de manejo de combustibles, con el fin de producir y vender energía en el sistema eléctrico nacional. Esta actividad está permitida a todos los agentes económicos, con sujeción a las disposiciones sobre concesiones y licencias establecidas en la Sección 3.^a del Capítulo V del Título II de esta Ley.

Artículo 55. Libre acceso. Habrá libre acceso para la construcción y explotación de plantas de generación de energía eléctrica, previo cumplimiento de las disposiciones de la Sección 3.^a del Capítulo V del Título II de la presente Ley.

Artículo 56. Obligaciones de los generadores. Los generadores están obligados a:

1. Someterse a las reglas sobre la operación integrada, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Operación y en los acuerdos adoptados para su operación, en caso de incorporarse al sistema interconectado nacional. Se excluyen de esta obligación las empresas autorizadas para operar en sistemas aislados.



2. Cumplir con las normas técnicas para la conexión al sistema interconectado nacional y demás normas aplicables sobre seguridad industrial que, al efecto, dicten las autoridades competentes.
3. Cumplir con las condiciones de protección al ambiente establecidas.
4. Cumplir con las condiciones establecidas en la respectiva licencia o concesión.
5. Informar oportunamente a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos sobre el cierre total o parcial de plantas o unidades de generación de su propiedad.
6. Suministrar oportunamente la información que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos les solicite.
7. Ofertar su potencia firme y energía disponible en los actos de concurrencia para el suministro de potencia y/o energía, lo cual autoriza su participación en el mercado ocasional.

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos establecerá cuáles de estas obligaciones se aplicarán a las plantas para servicio público y a las cogeneradoras y autogeneradoras, conectadas al sistema interconectado nacional.

Artículo 57. Derechos. Las empresas de generación tendrán derecho a toda exoneración, ventaja o beneficio que otras leyes especiales concedan a otros generadores de energía eléctrica. En consecuencia, podrán introducirse libres de impuestos, tasas y cualquier otro gravamen los combustibles necesarios para la generación de energía eléctrica. Las empresas de generación que participan en el sistema interconectado nacional gozarán, además, de los siguientes derechos:

1. Acceso a las redes de transmisión y de distribución para la venta de la energía producida en sus plantas de generación, de acuerdo con las disposiciones técnicas que para el efecto dicte la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.
2. Suscribir contratos de suministro de energía con otros agentes del mercado.

Las empresas de generación que operen en los sistemas aislados también tendrán el derecho de producir energía en sus plantas, transmitirla, distribuirla y comercializarla, de acuerdo con las disposiciones aplicables de esta Ley.

Artículo 58. Restricciones. Las empresas de generación que presten el servicio público de electricidad y sus propietarios estarán sujetos a las siguientes restricciones:

1. Participar, directa o indirectamente, en el control de las empresas de distribución; y
2. Solicitar nuevas concesiones si, al hacerlo, atienden, directa o indirectamente, a través de otras empresas de generación u otros medios, más del veinticinco por ciento (25%) del consumo de electricidad del mercado nacional.



El Órgano Ejecutivo, previa opinión del Ente Regulador, podrá aumentar el porcentaje señalado en el numeral 2 de este artículo cuando considere que las condiciones de competencia en el mercado eléctrico lo justifiquen.

Capítulo III Despacho de Carga

Artículo 59. Operación integrada. La operación integrada es un servicio de utilidad pública que tiene por objeto atender, en cada instante, la demanda en el sistema interconectado nacional, en forma confiable, segura y con calidad de servicio, mediante la utilización óptima de los recursos de generación y transmisión disponibles, incluyendo las interconexiones internacionales, así como administrar el mercado de contratos y el mercado ocasional.

Artículo 60. Funciones. La operación integrada comprende las siguientes funciones, que se realizarán ciñéndose a lo establecido en el Reglamento de Operación:

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.
2. Ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos de generación y transmisión, incluyendo las interconexiones internacionales.
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.
4. Coordinar la programación del mantenimiento de las centrales de generación y de las líneas de transmisión en el sistema interconectado nacional.
5. Aplicar e interpretar el Reglamento de Operación e informar al Ente Regulador acerca de las violaciones o conductas contrarias al Reglamento.
6. Llevar el registro de fallas.
7. Administrar el despacho del mercado de contratos en el que participen los agentes del mercado.
8. Ejercer las demás atribuciones que le confieran la presente Ley y sus reglamentos.

Artículo 61. Gestión de la operación integrada. El servicio público de operación integrada será prestado por el Centro Nacional de Despacho, dependencia de la Empresa de Transmisión a que se refiere el Capítulo IV de este Título. Esta empresa deberá llevar una adecuada separación contable de los ingresos y costos correspondientes a este servicio.

Artículo 62. Reglamento de operación. Las normas para la operación integrada del sistema interconectado nacional serán establecidas en el Reglamento de Operación, que será elaborado y revisado por el Centro Nacional de Despacho, y deberá ser sometido a la aprobación del Ente Regulador, que consultará previamente a los distribuidores y generadores.

Artículo 63. Despacho económico. El despacho económico de las unidades de generación sujetas a despacho en el sistema interconectado nacional y el de las transferencias a través de interconexiones internacionales se efectuará en orden ascendente de su costo variable aplicable al despacho, de tal forma que se atienda la demanda instantánea y se minimicen los costos de operación y mantenimiento, cumpliendo con los criterios adoptados de confiabilidad y seguridad de suministro y teniendo en cuenta las restricciones operativas, de acuerdo con las reglas establecidas en el Reglamento de Operación.

Artículo 64. Coordinación de la operación. Las empresas que sean propietarias de plantas de generación, líneas de transmisión, subestaciones y equipos señalados como elementos del sistema interconectado nacional deberán operarlos con sujeción a las instrucciones impartidas por el Centro Nacional de Despacho.

El incumplimiento de las normas de operación del sistema interconectado nacional, la omisión en la obligación de proveer el mantenimiento de las plantas de generación, de las líneas de transmisión, subestaciones y equipos asociados, así como toda conducta que atente contra la seguridad, economía y calidad del servicio en el sistema interconectado nacional, dará lugar a las sanciones establecidas por la presente Ley.

Artículo 65. Información. Las empresas generadoras de electricidad y las que operen redes de transmisión y distribución tendrán la obligación de suministrar y el derecho de recibir, en forma oportuna y fiel, la información requerida para la operación integrada del sistema interconectado nacional.

Capítulo IV Transmisión

Artículo 66. Red de transmisión. La red de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional está constituida por las líneas de transmisión de alta tensión, subestaciones, transformadores y otros elementos eléctricos necesarios para transportar energía eléctrica, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador hasta el punto de recepción por la empresa distribuidora o gran cliente. También incluye las interconexiones internacionales.

Asimismo, se consideran elementos constitutivos de la red de transmisión todos aquellos bienes necesarios para su adecuado funcionamiento.

En casos de plantas generadoras conectadas directamente a redes de distribución u otros casos especiales en que se presenten dudas sobre su aplicación, el Ente Regulador interpretará esta disposición.

Artículo 67. Empresa de Transmisión. El planeamiento de la expansión, la construcción de nuevas ampliaciones y refuerzos de la red de transmisión, así como la operación y el mantenimiento del sistema interconectado nacional, estarán a cargo de la Empresa de Transmisión.

La Empresa de Transmisión tiene la obligación de expandir la red nacional de transmisión, de acuerdo con el plan de expansión acordado para atender el crecimiento de la demanda y los criterios de confiabilidad y calidad de servicio adoptados. Con este fin, deberá preparar un programa de inversiones para la expansión de la red y presentarlo para la aprobación del Ente Regulador, con los comentarios realizados por las empresas de distribución y de generación.

Los agentes del mercado podrán encargarse de la construcción, operación y mantenimiento de líneas de transmisión y subestaciones, requeridas para la conexión y uso de plantas de generación y redes de distribución.

Artículo 68. Otras funciones. La Empresa de Transmisión tendrá, asimismo, las siguientes responsabilidades:

1. Prestar el servicio de operación integrada descrito en el Capítulo III de este Título de esta Ley.
2. Durante los primeros cinco años de vigencia de esta Ley, contratar el suministro de potencia y energía en bloque necesario para atender el crecimiento de demanda en el mercado previsto por las empresas de distribución.
3. Preparar el plan de expansión de generación para el sistema interconectado nacional, el cual será de obligatorio cumplimiento durante los primeros cinco años de vigencia de esta Ley. A partir del sexto año de la entrada en vigencia de la presente Ley, este plan de expansión tendrá carácter meramente indicativo.
4. Preparar el plan de expansión de transmisión para el sistema interconectado nacional.
5. Realizar los estudios básicos necesarios para identificar posibilidades de desarrollos hidroeléctricos y geotérmicos.
6. Expandir, operar, mantener y prestar los servicios relacionados con la red nacional de meteorología e hidrología.



Artículo 69. Compra de energía en bloque por la Empresa de Transmisión. Las condiciones de contratación y las fórmulas de remuneración de la potencia y energía en los contratos de suministro deberán ser diseñadas de manera que incentiven a las empresas de generación para realizar, en la forma más económica posible, la selección, diseño, construcción, operación y mantenimiento de la planta de generación correspondiente.

Durante los primeros cinco años de vigencia de esta Ley, la Empresa de Transmisión establecerá los requerimientos de suministro de energía con base en el plan adoptado para la expansión del sistema interconectado nacional.

Durante los primeros cinco años de vigencia de esta Ley, la Empresa de Transmisión obtendrá la no objeción de las empresas de distribución sobre los documentos utilizados para el proceso competitivo de suministro de energía, antes de su utilización. Una vez que la Empresa de Transmisión seleccione el oferente mejor evaluado, esta empresa obtendrá la no objeción de las empresas de distribución sobre las condiciones negociadas.

En el proceso de compra y venta de energía, la Empresa de Transmisión actuará únicamente como intermediaria y no obtendrá ningún beneficio neto ni asumirá costo alguno o riesgo como resultado de la suscripción de los contratos de suministro de energía en bloque, pues simplemente traspasará en promedio, a las empresas distribuidoras, todos los costos asociados con estos contratos.

Artículo 70. Acceso libre. Los agentes del mercado tendrán acceso a las redes de transmisión en condiciones no discriminatorias, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio y el pago de las retribuciones que correspondan.

Artículo 71. Remuneración por servicios. La Empresa de Transmisión contará con recursos propios provenientes 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.

Los costos relacionados con la función de planeamiento de la expansión y compra de energía serán recuperados como gastos administrativos de su actividad principal de transmisión. 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.

Los costos relacionados con los estudios básicos sobre proyectos deberán ser aprobados anualmente, tanto por el Ente Regulador como por la Secretaría Nacional de



Energía, y serán sufragados con recursos del presupuesto nacional y, posteriormente, cobrados a las empresas que desarrollen los respectivos proyectos de generación.

Artículo 72. Restricciones. La Empresa de Transmisión no podrá participar en actividades de generación o distribución de electricidad ni de ventas a grandes clientes.

Capítulo V Interconexiones Internacionales

Artículo 73. Sujección a esta Ley. El comercio internacional de electricidad, a través de la red nacional de transmisión o de otras líneas de transmisión para transferencias internacionales, estará sujeto a las disposiciones especiales de esta Ley, sin perjuicio de las normas generales que en materia de comercio exterior dicten los organismos competentes, las que revestirán el carácter de normas supletorias.

Artículo 74. Tipo de transacciones. Las transferencias internacionales de electricidad podrán realizarse por medio de contratos o convenios de suministro a largo plazo o por transferencias a corto plazo que tengan por objeto el aprovechamiento óptimo de los recursos de generación y transmisión, así como el apoyo para mantener la calidad y confiabilidad del servicio, y estarán exentas de todo gravamen e impuestos de importación y exportación.

Artículo 75. Contratos a largo plazo. Los contratos o convenios de suministro de energía a largo plazo podrán ser realizados por los agentes del mercado, con sujeción a las normas establecidas por el Ente Regulador.

Artículo 76. Transferencias a corto plazo. Las transferencias a corto plazo serán realizadas por la Empresa de Transmisión, en su función de gestora de la operación integrada del sistema interconectado nacional, de acuerdo con el Reglamento de Operación.

Capítulo VI Distribución

Artículo 77. Alcance. El servicio de distribución comprende las actividades de compra de energía en bloque, el transporte de la energía por las redes de distribución, la entrega de la energía a los clientes finales y la comercialización de energía a los clientes.

Artículo 78. Zona de concesión. En los contratos de concesión de distribución se establecerán los límites de la zona de concesión, la forma como se expandirá la zona, los

niveles de calidad que debe asegurar el concesionario y las obligaciones de este respecto al servicio.

Dentro de la zona mínima de concesión, el concesionario estará obligado a suministrar energía eléctrica a todo aquel que lo solicite, si el punto de entrega se encuentra a no más de cien metros de distancia de una línea de distribución de cualquier tensión.

El contrato de concesión establecerá una zona de influencia de la concesión, alrededor de la zona mínima, la cual será otorgada en concesión cuando las condiciones de desarrollo de la zona así lo justifiquen, mediante un procedimiento competitivo que dará primera opción a la empresa concesionaria en la zona mínima.

Artículo 79. Obligaciones. Las empresas distribuidoras tendrán las siguientes obligaciones:

1. Dar servicio a quien lo solicite en la zona mínima de concesión, sea que el cliente esté ubicado en esta zona o bien que se conecte a las instalaciones de la empresa mediante líneas propias o de terceros. Se exceptúa el caso de los grandes clientes que no hayan cumplido con los requisitos de demanda y aviso previo, que el Ente Regulador establezca o que esté establecido en el respectivo contrato de concesión.
2. Extender la cobertura del servicio a las áreas rurales o con población dispersa dentro de su zona de concesión, conforme a lo dispuesto en el respectivo contrato de concesión.
3. Realizar sus actividades conforme a las disposiciones del respectivo contrato de concesión, prestando el servicio de distribución de forma regular y continua, con los niveles de calidad que se determinen, y manteniendo las redes de distribución en condiciones adecuadas de conservación e idoneidad técnica.
4. Proceder a la ampliación de las redes de distribución, cuando así sea necesario para atender nuevas demandas de suministro eléctrico.
5. Cumplir con las normas y procedimientos aplicables para la compra de energía en bloque establecidos por el Ente Regulador, y para la operación integrada establecidas en el Reglamento de Operación.
6. Publicar los cuadros tarifarios aplicables a los clientes ubicados en su zona de concesión y cobrar las tarifas aprobadas, de conformidad a las disposiciones establecidas en esta Ley, su reglamento y las resoluciones del Ente Regulador.

Artículo 80. Libre acceso a las redes de distribución. Los distribuidores permitirán el acceso indiscriminado, a las redes de su propiedad, de cualquier gran cliente o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en el contrato de concesión, previa solicitud y cumplimiento de las normas técnicas que rijan el servicio y el pago de las retribuciones que correspondan.

Artículo 81. Compras de energía en bloque por empresas distribuidoras. La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. preparará el pliego de cargos y efectuará la convocatoria de los actos de concurrencia para la compra de potencia y/o energía, así como la evaluación y adjudicación de los contratos de suministro correspondientes, de acuerdo con los parámetros, criterios y procedimientos establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, y asignará dichos contratos de suministro a las empresas distribuidoras, para su firma y ejecución, mediante resolución debidamente motivada.

Los contratos de suministro de energía y/o potencia que adjudique la Empresa de Transmisión no requieren del refrendo de la Contraloría General de la República para su perfeccionamiento.

Artículo 82. Alumbrado público. La empresa de distribución será responsable de la instalación, operación y mantenimiento del alumbrado público en la zona de concesión, de acuerdo con los niveles y criterios de iluminación establecidos por el Ente Regulador. El costo de este servicio se cobrará en las tarifas o precios contractuales al cliente final, en proporción a su consumo.

Artículo 83. Restricciones. Las empresas de distribución y sus propietarios estarán sujetos a las siguientes restricciones en la prestación del servicio:

1. Participar, directa o indirectamente, en el control de plantas de generación, cuando la capacidad agregada equivalente exceda el quince por ciento (15%) de la demanda atendida en su zona de concesión.
2. Solicitar nuevas concesiones si, al hacerlo, atienden, directa o indirectamente, a través del control accionario de otras empresas de distribución u otros medios, más del cincuenta por ciento (50%) del número de clientes en el mercado nacional. El Ente Regulador podrá autorizar que se exceda este porcentaje cuando a su juicio sea necesario para permitir la expansión de la concesión a la zona de influencia o la expansión del sistema eléctrico del país.
3. Durante los primeros cinco años de vigencia de esta Ley, generar energía y comprar energía a otras empresas diferentes a la Empresa de Transmisión, cuando la capacidad de generación agregada equivalente exceda el quince por ciento (15%) de la demanda atendida en su zona de concesión. El Ente Regulador podrá autorizar que se exceda este límite temporalmente, cuando a su juicio sea necesario para atender circunstancias imprevistas o cuando a su juicio ello represente beneficio económico para los clientes.



Capítulo VII

Electrificación Rural

Artículo 84. Electrificación rural. El Órgano Ejecutivo continuará promoviendo la electrificación en las áreas rurales no servidas, no rentables y no concesionadas. Para tal efecto, programará los proyectos y asignará anualmente, en el Presupuesto General del Estado, los recursos necesarios para cumplir con esta finalidad.

La meta anual del Órgano Ejecutivo será aumentar, como mínimo, en un dos por ciento (2%) el porcentaje de electrificación del país.

Para cumplir los propósitos establecidos en este artículo, el Órgano Ejecutivo crea la Oficina de Electrificación Rural.

Artículo 85. Selección del prestador. La selección del prestador se hará con base en los siguientes criterios:

1. Cuando se trate de extensión de una línea de distribución, la Oficina de Electrificación Rural evaluará las opciones para la prestación del servicio en el área respectiva por electrificar, entendiéndose que la mejor opción será la que requiera el menor costo de inversión y el menor subsidio de inversión. Al concesionario de distribución seleccionado le corresponderá prestar el servicio eléctrico y estará obligado a incorporar a su zona de concesión el área electrificada por el tiempo que establezca la Oficina de Electrificación Rural.
2. Si se trata de un proyecto de otro tipo, como un sistema aislado no conectado a las líneas de distribución, se determinará la fuente de energía primaria y se realizará un acto competitivo de concurrencia, que tomará en cuenta lo dispuesto en el artículo 152 para seleccionar la fuente de energía que represente el menor subsidio de inversión inicial por parte del Estado.

La Oficina de Electrificación Rural podrá escoger otro esquema de organización diferente a un concesionario de distribución eléctrica, bajo el cual se podrá prestar el servicio en el área, como cooperativas, municipios, juntas comunales u otros con capacidad de ofrecer un adecuado servicio.

Determinado el prestador por la Oficina de Electrificación Rural y el valor inicial de las instalaciones necesarias, esta oficina destinará los fondos requeridos para la realización de los proyectos. El concesionario de distribución seleccionado asumirá la prestación del servicio.

Determinados el costo de prestar el servicio de distribución y comercialización en las áreas respectivas y la remuneración que recibirá el prestador, la Oficina de Electrificación Rural aportará anualmente la diferencia no cubierta de los costos anuales, por un periodo hasta de cuatro años. Finalizado este periodo, pasará a formar parte del costo medio de prestar el servicio en la concesión.

El pago de la diferencia no cubierta de los costos anuales, señalado en este artículo, se realizará al término de cada año fiscal.

Artículo 86. Metodología para el cálculo del subsidio. Corresponde a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos establecer la metodología para el cálculo del subsidio que debe pagar la Oficina de Electrificación Rural.

Artículo 87. Fondo de Electrificación. Se crea el Fondo de Electrificación Rural, que será administrado por la Oficina de Electrificación Rural y estará constituido, además de las asignaciones anuales en el Presupuesto General del Estado, por el aporte anual de cada uno de los agentes del mercado de energía eléctrica, que no excederá del uno por ciento (1%) de su utilidad neta, antes del impuesto sobre la renta, excepto las cogeneradoras y autogeneradoras cuyo aporte no excederá del uno por ciento (1%) del ingreso bruto anual por las ventas de energía, descontadas las compras en el mercado mayorista de electricidad. Este aporte será recaudado por la Oficina de Electrificación Rural en la fecha que esta establezca.

Se exceptúa del pago del aporte señalado en este artículo a los grandes clientes.

Las aportaciones al Fondo de Electrificación Rural por los agentes del mercado se harán por un periodo de cuatro años, contado desde el momento en que se dé inicio a la labor de recaudación por la Oficina de Electrificación Rural a dichos agentes.

La Oficina de Electrificación Rural dará prioridad a las áreas circundantes a las plantas de generación eléctrica.

Artículo 88. Descuento de inversión. Los agentes del mercado que realicen inversión anual en electrificación rural podrán solicitar el descuento de dicha inversión del aporte anual señalado en el artículo anterior.

Artículo 89. Prohibición. El dinero proveniente de los aportes de los agentes del mercado de energía eléctrica no podrá ser utilizado por la Oficina de Electrificación Rural para gastos de administración.

Artículo 90. Informe de gestión. La Oficina de Electrificación Rural elaborará un informe de gestión anual sobre la ejecución del Fondo de Electrificación Rural, el cual deberá ser presentado a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos dentro de los primeros noventa días de cada año.

Título IV
Ventas, Precios y Tarifas

Capítulo I
Disposiciones Comunes

Artículo 91. El régimen tarifario. El régimen tarifario, en los servicios públicos a los que se refiere esta Ley, está compuesto por reglas relativas a:

1. Procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, opciones, valores y, en general, a todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas sujetas a regulación.
2. El sistema de subsidios que se pueda otorgar para que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los servicios públicos de electricidad que cubran sus necesidades básicas. El reglamento indicará el procedimiento de aplicación de subsidios, cuando los hubiere.
3. Precios no regulados para aquellas actividades sujetas a competencia.
4. Las prácticas tarifarias restrictivas de la libre competencia y que implican abuso de posición dominante.

Artículo 92. Criterios para definir el régimen tarifario. El régimen tarifario estará orientado, en el siguiente orden de prioridad, por los criterios de suficiencia financiera, eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia.

Se entiende que existe suficiencia financiera cuando las fórmulas de tarifas garantizan la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitan remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma como lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitan utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus clientes.

Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procura que estas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos, sino los aumentos de productividad esperados, y que estos deben distribuirse entre la empresa y los clientes; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los clientes los costos de una gestión ineficiente ni permitir que las empresas se beneficien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio como la demanda por este.

Por equidad se entiende que cada consumidor tiene derecho al mismo tratamiento tarifario que cualquier otro, solamente si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son similares. El ejercicio de este derecho no debe impedir

que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus intereses.

Por simplicidad se entiende que las fórmulas de tarifas se elaborarán de modo que se facilite su comprensión, aplicación y control.

Por transparencia se entiende que el régimen tarifario será explícito y completamente público para todas las partes involucradas en el servicio, especialmente para los clientes.

Artículo 93. Regulación y libertad de precios. Las empresas prestadoras del servicio público de electricidad se someterán al régimen de regulación de tarifas, de acuerdo con las siguientes reglas:

1. El Ente Regulador definirá periódicamente fórmulas tarifarias separadas para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada. De acuerdo con los estudios de costos que realice, el Ente Regulador podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas; igualmente, podrá definir las metodologías para la determinación de tarifas.
2. Para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán para a la aprobación del Ente Regulador los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deberán ceñirse a las fórmulas, topes y metodologías establecidos por el Ente Regulador.

Las empresas tendrán libertad para fijar precios de suministro de energía cuando exista competencia entre proveedores, de acuerdo con las condiciones establecidas en esta Ley.

Artículo 94. Actualización de tarifas. Durante el periodo de vigencia de cada fórmula tarifaria, las empresas de distribución y las de transmisión podrán actualizar las tarifas base, aprobadas por el Ente Regulador para el periodo respectivo, utilizando el índice de precio de la energía comprada en bloque y las fórmulas de ajuste establecidas por el Ente Regulador, las cuales tomarán en cuenta el índice de precios al consumidor emitido por la Contraloría General de la República. Cada vez que estas empresas actualicen las tarifas deberán comunicar los nuevos valores al Ente Regulador y publicarlas con sesenta días o más de anticipación a su aplicación, por lo menos, dos veces en dos diarios de circulación nacional.

Artículo 95. Vigencia de las fórmulas de tarifas. 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. Vencido su periodo de vigencia, las fórmulas tarifarias continuarán rigiendo mientras el Ente Regulador no defina las nuevas.

Para tal efecto, no se considerarán grave error de cálculo las variaciones en las ventas ocasionadas por la suspensión del servicio eléctrico producto de la morosidad en la tasa de aseo.

Parágrafo transitorio. El Ente Regulador establecerá las fórmulas tarifarias iniciales con vigencias inferiores a los cuatro años, con el propósito de producir un escalonamiento en la determinación de estas.

Capítulo II

Tarifas por Transmisión

Artículo 96. Cobertura de costos. Las tarifas asociadas con el acceso y uso de las redes de transmisión cubrirán los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento de la red nacional de transmisión necesarios para atender el crecimiento previsto de la demanda, en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad y de desarrollo sostenible. Los costos se calcularán bajo el supuesto de eficiencia económica en el desarrollo el plan de expansión y en la gestión de la Empresa de Transmisión. Para los efectos de este cálculo, no se considerarán los costos financieros de créditos concedidos al concesionario.

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.

Artículo 97. Estructura de las tarifas por transmisión. Las tarifas por el acceso y uso de las redes del sistema nacional de transmisión deben distinguir los cargos asociados a la conexión de los agentes del mercado a la red de transmisión y a los servicios de transmisión de energía por la red.



Capítulo III

Tarifas por Distribución

Artículo 98. Valor agregado de distribución. El valor agregado de distribución está constituido por los siguientes costos que tendría una empresa de distribución eficiente, para prestar el servicio de distribución en su zona de concesión: costos de administración, operación y mantenimiento del sistema de distribución, excluyendo los costos de medición, facturación y atención a los clientes; el costo de las pérdidas estándar en las redes de distribución; el costo de depreciación de sus bienes; y el costo correspondiente a la oportunidad que debe tener el concesionario de obtener una tasa razonable de rentabilidad sobre sus inversiones. Para los efectos de este cálculo, no se considerarán los costos financieros de créditos concedidos al concesionario.

El Ente Regulador establecerá un máximo de seis áreas de distribución, representativas de los mercados atendidos en cada zona de concesión; y calculará, luego, el valor agregado de distribución para cada área representativa, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución. El supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras.

El Ente Regulador definirá la tasa de rentabilidad que considere razonable para el concesionario, tomando en cuenta la eficiencia de este, la calidad de su servicio, su programa de inversiones para el periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias y cualquier otro factor que considere relevante. Sin embargo, la tasa que el Ente Regulador defina no podrá diferir en más de dos puntos de la tasa resultante de sumar la tasa de interés anual efectiva, promedio de los doce meses anteriores a la fecha en que se fija la fórmula tarifaria, de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de ocho puntos por concepto del riesgo del negocio de distribución eléctrica en el país.

La tasa así determinada se aplicará a los activos fijos netos en operación que el Ente Regulador estime para el periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias. Esta estimación se hará a partir del valor, a costo original, asentado en los libros de contabilidad del concesionario, al inicio del periodo, bajo el supuesto de eficiencia económica en las inversiones que el concesionario haga durante el periodo.

Artículo 99. Fijación de tarifas por el acceso y uso de las redes de distribución. El Ente Regulador establecerá las fórmulas, topes y metodologías para fijar las tarifas de las empresas de distribución por concepto del cobro de los servicios de acceso y uso de las redes de distribución. Las tarifas deberán permitir a cada empresa obtener una remuneración promedio, estimada al inicio del periodo de vigencia de la fórmula, suficiente para cubrir su valor agregado de distribución, calculado para dicho periodo, de acuerdo con el procedimiento indicado en el artículo anterior.

Capítulo IV **Precios no Regulados**

Artículo 100. Libertad de precios. La venta de energía eléctrica de los agentes del mercado a los grandes clientes se efectuará a los precios que acuerden las partes.

Artículo 101. Venta de energía a la Empresa de Transmisión. Durante los primeros cinco años de vigencia de esta Ley, los precios de venta de energía de los generadores a la Empresa de Transmisión se establecerán en los contratos de suministro de energía que resulten de las compras de energía que realice esta empresa.

Artículo 102. Ventas a grandes clientes. Los grandes clientes tendrán la opción de negociar, libremente, los términos y condiciones de suministro de energía con los otros agentes del mercado o de acogerse a los términos y condiciones establecidos para los clientes en el mercado regulado, correspondientes al nivel de tensión en el que se efectúe el suministro de energía.

Artículo 103. Pago de los cargos de transmisión y distribución. Las transacciones no reguladas realizadas entre agentes del mercado que utilicen el sistema interconectado nacional estarán sujetas al pago de los cargos por el servicio de operación integrada y acceso y uso de las redes de transmisión y distribución que correspondan. Las transacciones con grandes clientes estarán, además, sujetas al pago de la tasa de control, vigilancia y fiscalización y al pago del cargo por alumbrado público.

Artículo 104. Liquidación de transferencias. El Reglamento de Operación establecerá las reglas para la medición, liquidación y facturación de las transferencias de energía en la operación integrada; la potencia de respaldo y demás servicios prestados por el sistema interconectado nacional, relacionados con la operación de generadores que vendan energía directamente a otros agentes del mercado.

Artículo 105. Conductas anticompetitivas. Salvo las excepciones contempladas en esta Ley, se considera violatorio de las normas sobre libre competencia, y constituye abuso de posición dominante en el mercado pertinente, cualquier práctica que impida a una empresa o gran cliente negociar libremente sus contratos de suministro o cualquier intento de fijar precios mediante acuerdos previos, entre vendedores, entre compradores o entre unos y otros.

Capítulo V

Tarifas Reguladas

Artículo 106. Tarifas para los clientes. Las ventas de electricidad a clientes finales, salvo a los grandes clientes, serán retribuidas, sin excepción, por medio de tarifas reguladas. Estas tarifas deben cubrir los costos en que incurre cada empresa de distribución para prestar el servicio a cada categoría de cliente, de acuerdo con las características propias de su consumo de energía, así: el costo reconocido por compras de energía en bloque, los costos correspondientes a los servicios de acceso y uso de las redes de transmisión y distribución, los costos de comercialización y los costos por concepto de los servicios de operación integrada.

Para fijar las tarifas aplicables a los clientes sujetos a regulación de precios en su zona de concesión, cada empresa distribuidora deberá presentar, para aprobación del Ente Regulador, un cuadro tarifario, elaborado con base en una metodología que tenga en cuenta las diferencias en los costos del servicio, relativas al nivel de tensión al cual se realiza la entrega de energía, el factor de carga y otros parámetros técnicos relevantes, y que se ciña a las fórmulas, topes y metodologías tarifarios establecidos por el Ente Regulador.

Previa aprobación del Ente Regulador, las empresas de distribución podrán diseñar y hacer públicas diversas opciones tarifarias que tomen en cuenta diseños óptimos de tarifas. Cualquier cliente podrá exigir la aplicación de una de estas opciones aplicables a su caso, si asume los costos de los equipos de medición necesarios.

Artículo 107. Costo reconocido por compra en bloque. Las compras de electricidad por parte de las empresas distribuidoras deberán garantizar, mediante contratos de suministro, el servicio a los clientes atendidos directamente por ellas, por el término y las condiciones que establezca su contrato de concesión o, en su defecto, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Las compras de energía a la Empresa de Transmisión se remunerarán por medio de tarifas que reflejen los costos económicos de suministro y que cubran, en promedio, todos los costos de energía, potencia, servicios especiales y demás cargos en que incurra esta Empresa por concepto de las compras de energía a empresas generadoras contratadas, según los procedimientos establecidos en el Capítulo IV del Título III de esta Ley.

En caso de que la empresa distribuidora contrate el suministro de energía en bloque con una empresa diferente a la Empresa de Transmisión, se le asignará a este contrato, para efectos tarifarios, un costo calculado con base en el precio promedio de las compras de energía a la Empresa de Transmisión, excepto en los casos en que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos haya autorizado que se exceda el límite de quince por ciento (15%) señalado en el artículo 83. En estos últimos casos, la Autoridad Nacional de los Servicios

Públicos determinará el monto y el procedimiento para establecer que parte de las ventajas en el precio de compra se aplique en beneficio de los clientes regulados.

El costo reconocido por estas compras de potencia y/o energía será el precio ponderado de los contratos vigentes celebrados por la distribuidora y las compras de la distribuidora en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Artículo 108. Costos de comercialización. Se considerarán como costos de comercialización, entre otros, los costos de administración, medición, facturación, cobro, recaudación y los demás servicios permanentes no incluidos en los costos de distribución y que, de acuerdo con definiciones que formule el Ente Regulador, sean necesarios para garantizar que el cliente pueda disponer del servicio ininterrumpidamente y con eficiencia.

Artículo 109. Forma de aplicar subsidios tarifarios. El Órgano Ejecutivo podrá incluir, en el Presupuesto General del Estado, subsidios tarifarios para el consumo de electricidad, de acuerdo con las siguientes reglas:

1. Deberá indicarse específicamente el tipo de servicio subsidiado.
2. Se señalará el distribuidor que repartirá el subsidio.
3. El reparto debe hacerse entre los clientes elegibles, como un descuento en el valor de la factura que estos deban cancelar. Dicho descuento se aplicará solamente en la medida en que haya sido recibido por el distribuidor.
4. El subsidio no excederá el valor del consumo básico o de subsistencia definido en el reglamento.
5. El subsidio no excederá el veinte por ciento (20%) del costo del servicio.

Título V

Clientes de Servicios Públicos de Electricidad

Artículo 110. Derechos. Todas las personas, naturales o jurídicas, públicas o privadas, podrán tener acceso al servicio de energía eléctrica, de acuerdo con lo establecido en la presente Ley, sus reglamentos, las resoluciones y disposiciones aplicables. Sin perjuicio de lo contemplado en otras disposiciones legales, los clientes de estos servicios tienen derecho a:

1. Exigir al prestador la eficiente prestación de los servicios, conforme a los niveles de calidad establecidos en esta Ley, en su reglamento o por disposición del Ente Regulador, y a reclamar ante aquel si así no sucediera.
2. Recibir del prestador información general sobre los servicios que se presten, en forma suficientemente detallada, para ejercer los derechos de los clientes.

3. Obtener del prestador la medición de sus consumos reales mediante instrumentos tecnológicos apropiados, dentro de plazos y términos que, para los efectos, fije el Ente Regulador, con atención a la capacidad técnica y financiera de las empresas.
4. Exigir al prestador que haga conocer, con suficiente anticipación, el régimen tarifario aprobado y sus modificaciones.
5. Recibir la facturación con la debida antelación a su vencimiento. A tal efecto, el prestador deberá remitirlas en el tiempo apropiado y por medio idóneo.
6. Reclamar ante el prestador, cuando se compruebe que este no cumple con las metas cualitativas y cuantitativas fijadas.
7. Ser atendido por el prestador en las consultas o reclamos que formule, en el menor plazo posible.
8. Recurrir ante el Ente Regulador, cuando los niveles de servicio sean inferiores a los establecidos y el prestador no hubiera atendido su reclamación en tiempo oportuno, para que ordene a este la adecuación de los servicios.
9. Denunciar ante el Ente Regulador cualquiera conducta irregular u omisión del prestador, que pudiese afectar sus derechos o perjudicar los servicios o el ambiente.
10. Ser informado, con suficiente antelación y a través de un medio de comunicación social, de las áreas o comunidades que serán objeto de cortes de fluido eléctrico.
11. Solicitar y obtener información completa, precisa y oportuna sobre todas las actividades y operaciones que se realicen para la prestación de los servicios públicos, siempre que no se trate de información calificada como secreta o reservada por la ley o por el Ente Regulador y se cumplan los requisitos y condiciones que este señale.
12. Obtener los servicios en calidad o cantidad superior a las proporcionadas de manera masiva, siempre que ello no perjudique a terceros y que el cliente asuma los costos correspondientes.

Artículo 111. Obligaciones. Los clientes estarán obligados a:

1. Realizar a su cargo las instalaciones internas necesarias para permitir la prestación de los servicios de electricidad, de acuerdo con las normas vigentes, y mantener en buen estado estas instalaciones.
2. Pagar oportunamente el cargo por conexión, si lo hubiere, y el servicio con arreglo a las disposiciones del régimen tarifario.
3. Evitar el desperdicio y promover el ahorro de energía eléctrica.
4. Permitir acceso al personal del distribuidor para la lectura de medidores, mantenimiento o inspección de las instalaciones de propiedad del prestador.

Artículo 112. Oficina de atención a clientes. Para los efectos de los artículos anteriores, el distribuidor deberá habilitar oficinas atendidas por personal competente, en las cuales puedan ser recibidas y tramitadas las consultas y las reclamaciones de los clientes. Será considerada falta en el servicio la deficiente atención al público por el prestador.

Artículo 113. Medición del consumo. El distribuidor y el cliente tienen derecho a que los consumos se midan, a que se empleen para ello los instrumentos de medida que la técnica haya hecho disponibles y a que el consumo sea el elemento principal del precio que se cobre al cliente. Cuando, sin acción u omisión de las partes durante un periodo, no sea posible medir razonablemente con instrumentos los consumos, su valor podrá establecerse según normas pre establecidas por el distribuidor con la aprobación del Ente Regulador.

Artículo 114. Cobro de los servicios. El distribuidor será el responsable y encargado del cobro de los servicios a los clientes regulados y podrá cobrar otros servicios públicos cuando así se establezca mediante ley.

Artículo 115. Obligatoriedad de pago. Ninguna persona natural o jurídica, pública o privada, estará exenta del pago correspondiente por los servicios de electricidad que reciba.

Los clientes que se encuentren al dia en el pago del servicio de electricidad conforme a la reglamentación vigente y que presenten reclamos por inconsistencia de facturación o alto consumo podrán abstenerse del pago de la porción en reclamo hasta tanto la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos lo resuelva.

Las empresas distribuidoras dispondrán de un plazo no mayor de treinta días, contado a partir de la fecha de presentación de un reclamo, para resolverlo. Vencido este plazo sin que la empresa distribuidora resuelva el reclamo, se entenderá a favor del cliente.

Si el cliente no se encuentra satisfecho con la respuesta obtenida de su reclamo ante la empresa distribuidora, cuenta con treinta días calendario para presentar su reclamo ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Artículo 116. Suspensión de los servicios. El distribuidor estará facultado para proceder a suspender los servicios, en los siguientes casos:

1. Por el atraso de sesenta días o más en el pago de la totalidad de la factura por el servicio eléctrico y/o el servicio de aseo.
2. Por el consumo de energía sin contrato previo o autorización del distribuidor o cuando se haga uso de la energía eléctrica mediante fraude comprobado.
3. Por defectos de las instalaciones del distribuidor o del cliente, cuando se ponga en peligro la seguridad de personas o propiedades.

Terminada la causa de la desconexión, el distribuidor estará obligado a reconectar el servicio a la mayor brevedad posible, excepto en los casos de fraude comprobado.

Título VI

Uso y Adquisición de Inmuebles y Servidumbres

Artículo 117. Utilidad pública. Se declaran de utilidad pública todos los bienes inmuebles y sus mejoras, que sean necesarios, convenientes, útiles o usualmente empleados para las obras, instalaciones y actividades de generación, interconexión, transmisión y distribución de electricidad destinada al servicio público.

Artículo 118. Derechos. Las concesiones y licencias otorgadas para el ejercicio de cualquiera de las actividades destinadas al servicio público de electricidad gozarán de los derechos de uso, adquisición y servidumbre a que, por motivos de utilidad pública de acuerdo con esta Ley, estará sujeto todo inmueble con relación a los estudios, construcción, operación y mantenimiento de las obras, instalaciones y actividades relacionadas con la generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica para el servicio público.

Artículo 119. Adquisición por acuerdo. El uso o constitución de servidumbre sobre bienes de uso público o pertenecientes al Estado deberá ser objeto de acuerdo directo entre el titular de la concesión o licencia y la autoridad competente para administrar tales bienes o con la institución pública propietaria de los bienes.

Cuando se trate de bienes de particulares, el beneficiario de la concesión o de la licencia deberá gestionar directamente con el propietario del inmueble el derecho de uso, la adquisición voluntaria o la constitución de la servidumbre sobre dichos bienes.

El titular de la concesión o de la licencia deberá dar cuenta al Ente Regulador de cualquier convenio que hubiera celebrado respecto al uso, adquisición o constitución de servidumbre, por trato directo con el propietario del inmueble, acompañándole copia del referido convenio.

Artículo 120. Adquisición forzosa. Si el acuerdo directo o la diligencia a que se refiere el artículo anterior fallare, corresponde al Ente Regulador autorizar el uso, la adquisición forzosa de bienes e imponer las servidumbres forzosas, lo cual se tramitará y resolverá únicamente conforme a las disposiciones de esta Ley y lo que disponga el reglamento.

Artículo 121. Procedimiento. El beneficiario de la concesión o de la licencia que requiera el uso forzoso de bienes de propiedad pública o la disposición forzosa de inmuebles de propiedad privada, para los fines de la concesión o de la licencia, formulará su solicitud al

Ente Regulador indicando la naturaleza, ubicación y detalles del área de terreno requerida que permitan su debida identificación, el nombre del propietario o propietarios del inmueble o inmuebles y las construcciones que deba efectuar, acompañada de los correspondientes planos y memorandos descriptivos.

Artículo 122. Traslado. Si la solicitud implica la adquisición o constitución de servidumbre sobre propiedad privada, el Ente Regulador correrá traslado de ella al propietario, adjuntando copia de la petición, de los planos y memorandos descriptivos, para que este le exponga, dentro de los diez días siguientes a la notificación del traslado, lo que considere procedente.

Si la solicitud ha de afectar inmuebles que pertenezcan al Estado, municipios, entidades autónomas o semiautónomas, el Ente Regulador requerirá a la entidad propietaria que rinda informe dentro del mismo término indicado en el artículo anterior.

Artículo 123. Oposición. Cuando se trate de solicitud de adquisición o de constitución de servidumbre sobre un inmueble, el propietario podrá oponerse a la medida solicitada, en los siguientes casos:

1. Si las obras o instalaciones correspondientes pueden realizarse sobre terreno público, con una variación del trazado que no exceda del diez por ciento (10%) de la longitud de la parte que afecte su inmueble.
2. Si las obras o instalaciones correspondientes pueden realizarse sobre otro lugar del mismo predio, en forma menos gravosa o peligrosa, pero en las mismas condiciones técnicas y económicas.

Artículo 124. Contestación. Si por las causales previstas en el artículo anterior se formula oposición a lo solicitado, el Ente Regulador correrá traslado al peticionario para que conteste en el término de tres días y abrirá el incidente a pruebas por un plazo de diez días perentorios. Sustanciada la oposición, o si esta no se hubiera formulado, o si el solicitante se allanara a ella, o no contestara el traslado dentro del término señalado en el artículo anterior, el Ente Regulador expedirá la resolución que corresponda.

Artículo 125. Compensación por adquisición de inmueble. Cuando, con fundamento en esta Ley, se disponga la adquisición forzosa de un inmueble privado, para los fines de la concesión o de la licencia, el beneficiario de esta deberá abonarle a su propietario el valor que se determine de acuerdo con lo dispuesto en esta Ley y en su reglamento.

Si lo que se autoriza es la adquisición de parte de un inmueble, y la parte que haya de quedar en poder del dueño no pudiere ser utilizada por este de una manera conveniente, o si ha de desmerecer en valor, se aprobará la adquisición de todo el inmueble.



Artículo 126. Compensación por constitución de servidumbre. El dueño del predio sobre el cual se imponga una servidumbre conforme a esta Ley tendrá derecho a que se le abone:

1. La compensación por la ocupación de los terrenos necesarios para la constitución de la servidumbre.
2. La indemnización por los perjuicios o por la limitación del derecho de propiedad, que pudieran resultar como consecuencia de la construcción o instalaciones propias de la servidumbre.

Si al constituirse una servidumbre quedaran terrenos inutilizados para su natural aprovechamiento, la indemnización debe extenderse a esos terrenos.

Artículo 127. Fijación de la compensación. El valor del inmueble cuya adquisición se disponga y el monto de las compensaciones e indemnizaciones por la constitución de la servidumbre que deban ser abonados por el titular de la concesión o de la licencia serán fijados por peritos nombrados por cada una de las partes. Si los peritos no se pusieran de acuerdo, entre ambos nombrarán un tercer perito, que tendrá el carácter de dirimente. Si los peritos nombrados por las partes no se ponen de acuerdo en la designación del dirimente, la hará el Ente Regulador. La tasación efectuada por el perito dirimente es inobjetable.

Artículo 128. Pago. Fijado definitivamente el valor del inmueble o el monto de las compensaciones e indemnizaciones, en la forma establecida en esta Ley y en su reglamento, el titular de la concesión o de la licencia abonará la suma correspondiente al propietario del inmueble afectado o la consignará ante el Ente Regulador dentro del plazo que este señale.

Artículo 129. Falta de pago. Si el titular de la concesión o de la licencia no realiza oportunamente el pago o la consignación de la suma que corresponda o no llega a un arreglo de pago satisfactorio para el propietario del bien, se dejará sin efecto lo actuado al respecto y se ordenará el archivo del respectivo expediente.

Artículo 130. Adjudicación. Una vez se haya acreditado el pago o la consignación de la suma correspondiente o cuando las partes hayan llegado a un acuerdo sobre la forma de pago, el Ente Regulador adjudicará al interesado el inmueble o decretará la imposición de la servidumbre sobre el bien y lo pondrá en posesión de aquel o de esta, recurriendo a las autoridades de policía o a los medios legales que sean necesarios y procedentes.

La resolución en que se disponga la adjudicación del inmueble o la imposición de la servidumbre será inscrita en el Registro Público.



Artículo 131. Uso gratuito. El concesionario o titular de la licencia queda facultado, sujeto únicamente a las disposiciones de esta Ley y su reglamento, para usar, a título gratuito, el suelo, el subsuelo y el espacio aéreo de los caminos, carreteras y vías públicas, además de las aceras, calles y plazas, así como para cruzar ríos, caudales, puentes, vías férreas, líneas eléctricas, acueductos, oleoductos y otras líneas de conducción, para el debido cumplimiento de los fines de la concesión o de la licencia.

Asimismo, podrá recortar o cortar los árboles y vegetación que se encuentren próximos a las líneas aéreas y que puedan causar perjuicio a las instalaciones, previo permiso de la autoridad competente y notificación previa al propietario.

Artículo 132. Servidumbre gratuita. El concesionario o titular de la licencia no tendrá que reconocer compensación alguna cuando haga uso de una servidumbre en los siguientes casos:

1. Cuando se trate de líneas aéreas o subterráneas localizadas en el predio sirviente, dentro de la faja colindante con la vía pública, siempre que dicha servidumbre no cause interferencia con los derechos de propiedad y no vaya más allá de lo indispensable para la realización de los trabajos necesarios.
2. Para realizar instalaciones dentro de un predio, cuando ellas sean necesarias para prestar servicios dentro del mismo predio, aun en el caso de que dichas instalaciones también sean utilizadas para servir a terceros.

Artículo 133. Extinción. Una servidumbre se extinguirá si no se hace uso de ella o si se suspende su uso durante el plazo de diez años computado desde el día en que se impuso. En estos casos, el propietario del predio sirviente recobrará el pleno dominio del bien gravado y no estará obligado a devolver la suma recibida en concepto de compensación e indemnización.

Artículo 134. Ocupación temporal. El Ente Regulador podrá imponer, a favor de los concesionarios o titulares de licencias y a solicitud de estos, la servidumbre de ocupación temporal de los terrenos del Estado, de sus entidades, de los municipios o de particulares para la realización de estudios, para la instalación de almacenes, depósitos de materiales o cualesquiera otras actividades o servicios necesarios para la construcción o el mantenimiento de las obras o bien para efectuar y realizar operaciones preliminares u operaciones de emergencia.

La servidumbre de ocupación temporal dará derecho al propietario del predio sirviente al cobro de las correspondientes indemnizaciones y compensaciones, de acuerdo con esta Ley y su reglamento y durante el tiempo que fuera necesaria. En estos casos, la



servidumbre se extingue con la conclusión de los estudios, actividades, obras u operación que la hicieron necesaria.

Artículo 135. Servidumbre de paso. Si no existieran caminos adecuados, que unan el sitio ocupado por las obras e instalaciones con el camino público vecinal más próximo, el concesionario o titular de la licencia tendrá derecho a que el Ente Regulador imponga servidumbre de paso, a través de los predios que sea necesario cruzar para establecer la ruta de acceso más conveniente a los fines de la concesión o de la licencia.

Artículo 136. Reubicación de utilidades públicas. Cuando para el desarrollo de actividades, obras o proyectos del Estado se requiera la remoción, reubicación o colocación de postes, cableado o cualquier otro tipo de componentes relacionados con la prestación de servicios públicos o de facilidades de comunicación, las empresas prestatarias correspondientes deberán proceder con la acción pertinente dentro del plazo que, para tales efectos, se establezca en la reglamentación del presente artículo. Las acciones de remoción, reubicación o colocación serán coordinadas por la autoridad competente.

En caso de que no se cumpla con los plazos establecidos, se podrán remover libremente y quien no haya acatado la instrucción emitida debe sufragar los costos debidamente comprobados.

Artículo 137. Extensión de plazos. A petición de parte interesada, la institución titular de la actividad, obra o proyecto de que se trate podrá extender el plazo a que se refiere el artículo anterior, por una sola vez e igual periodo de tiempo, exclusivamente sobre la base de razones técnicas debidamente sustentadas y acreditadas en la solicitud. El peticionario deberá formalizar dicha solicitud dentro de un plazo no mayor de cinco días hábiles, contado a partir de la fecha en que reciba el requerimiento del promotor de la actividad, obra o proyecto de que se trate.

En caso de que no se cumpla con los plazos máximos establecidos en este artículo, se podrán remover libremente y quien no haya acatado la instrucción emitida en los términos de los artículos anteriores deberá sufragar los costos debidamente comprobados.

Artículo 138. Conflictos. Las cuestiones de cualquier naturaleza que se originen con posterioridad a la adjudicación de un inmueble o al establecimiento de las servidumbres que son materia del presente Título se tramitarán judicialmente.



Título VII
Infracciones, Sanciones y Procedimiento Sancionador

Artículo 139. Infracciones. Constituyen infracciones a lo establecido en esta Ley, por parte de los prestadores o de los clientes, además de las contempladas expresamente en otras disposiciones de esta Ley, las siguientes:

1. La prestación de servicios de electricidad sin la correspondiente concesión o licencia.
2. La interconexión a cualquier red o sistema de transmisión o distribución, o la conexión de equipos, sin la autorización correspondiente, en forma distinta a la autorizada, o en violación a las normas vigentes.
3. El ocasionar daños a las redes o sistemas de transmisión o distribución o a cualquiera de sus elementos, así como afectar, en cualquier otra forma, su funcionamiento, como consecuencia de conexiones o instalaciones no autorizadas, o debido a dolo, negligencia o incumplimiento de las leyes o reglamentos pertinentes.
4. La alteración o manipulación de las características técnicas, etiquetas, signos o símbolos de identificación de los equipos, o sistemas de medición, o su uso en forma distinta a la autorizada.
5. La utilización en forma fraudulenta o ilegal de los servicios de electricidad.
6. La negativa, resistencia o falta de colaboración, por parte de los prestadores de servicios, a entregar al Ente Regulador la información que este les solicite.
7. El incumplimiento de las normas de calidad de servicio establecidas en el respectivo contrato de concesión o que sean de aplicación general.
8. El incumplimiento de la obligación de dar servicio a quien lo solicite dentro de la correspondiente zona de concesión.
9. El incumplimiento de las normas vigentes en materia de electricidad.

Artículo 140. Sanciones a los prestadores del servicio. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos impondrá a quienes cometan algunas de las infracciones señaladas en esta Ley, sin perjuicio de las responsabilidades civiles y penales correspondientes, según la naturaleza y la gravedad de la falta, las siguientes sanciones:

1. Amonestación.
2. Multas de mil balboas (B/.1,000.00) hasta veinte millones de balboas (B/.20,000,000.00).
3. Multas reiterativas de cien balboas (B/.100.00) a diez mil balboas (B/.10,000.00) por día, cuando no den cumplimiento a una orden impartida por la Autoridad. En este caso la multa se causará por día hasta que se dé cumplimiento a la orden impartida por la Autoridad.

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos fijará el monto de la multa tomando en cuenta las circunstancias agravantes o atenuantes de la infracción, el grado de perturbación y alteración de los servicios, así como la cuantía del daño o perjuicio ocasionado. La sanción se impondrá sin perjuicio de la resolución administrativa del contrato de concesión o de la cancelación de la licencia en los casos que esto proceda.

El monto de las multas que se impongan a los prestadores del servicio se repartirá en beneficio de los clientes a través de las tarifas. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos establecerá el procedimiento para hacerlo efectivo.

Artículo 141. Sanciones a los clientes. Las infracciones de los clientes serán sancionadas por el Ente Regulador con:

1. Amonestación.
2. Multa de cincuenta balboas (B/.50.00) a cinco mil balboas (B/.5,000.00), dependiendo de la gravedad de la falta, sin perjuicio de la obligación de pagar el valor de la electricidad consumida fraudulentamente, y los daños ocasionados. El monto de la multa se fijará tomando en cuenta las circunstancias agravantes o atenuantes de la infracción, el grado de perturbación y alteración de los servicios, así como la cuantía del daño o perjuicio ocasionado.

El monto de las multas ingresará al Tesoro Nacional y se impondrán sin perjuicio de otras acciones legales a que haya lugar a favor de terceros.

Artículo 142. Procedimiento sancionador a los prestadores. El Ente Regulador impondrá a los prestadores las sanciones previstas en el numeral 2 del artículo 140, previo cumplimiento del procedimiento que se indica a continuación:

1. El procedimiento administrativo se impulsará de oficio, ajustándose a los principios de economía procesal, celeridad, eficacia, simplificación de trámites, ausencia de formalismo, publicidad e imparcialidad, todo ello con pleno respeto al derecho de iniciativa y de defensa del acusado.
2. Recibida la denuncia correspondiente, o de oficio por conocimiento de una acción u omisión que pudiese constituir una infracción de la presente Ley, el Ente Regulador designará un comisionado sustanciador, que adelantará las diligencias de investigación y ordenará cuantas pruebas y actuaciones conduzcan al esclarecimiento de los hechos y a la determinación de las responsabilidades correspondientes. El sustanciador podrá delegar estas facultades en un funcionario subalterno. Contra las decisiones del sustanciador, no procede recurso alguno. Para la investigación, se señala al sustanciador un término de hasta treinta días improrrogables.

3. Con vista en las diligencias practicadas, se formularán por escrito los cargos, exponiendo los hechos imputados; y se le notificará personalmente al acusado o a su representante, concediéndole un término de quince días para que conteste y para que en el mismo escrito de contestación proponga las pruebas y demás descargos. Si el acusado acepta los cargos formulados, se procederá, sin más trámite, a la imposición de la sanción administrativa correspondiente.
4. Los hechos relevantes para la decisión de la sanción podrán acreditarse por cualquier medio de prueba, con sujeción a las siguientes reglas:
 - a. El sustanciador del expediente acordará la apertura de un periodo probatorio que no será mayor de veinte ni menor de ocho días, a fin de que puedan practicarse cuantas pruebas se juzguen pertinentes.
 - b. Se comunicará al acusado, con la debida antelación, el inicio de las diligencias necesarias para la práctica de las pruebas que hubiesen sido admitidas.
 - c. En la notificación respectiva, se consignará el lugar, fecha y hora, en que se practicarán las pruebas.
5. Instruido el expediente, el acusado podrá presentar sus alegaciones por escrito, dentro de los diez días siguientes a aquel en que haya terminado el periodo probatorio correspondiente.
6. Recibidas por el funcionario sustanciador las alegaciones respectivas, el Ente Regulador deberá resolver el caso, haciendo una exposición suscinta de los hechos comprobados, de las pruebas relativas a la responsabilidad del acusado, de las disposiciones legales infringidas, o de la exoneración de responsabilidad, de ser el caso. Esta resolución deberá ser notificada personalmente al acusado. Las resoluciones serán siempre motivadas.
7. El Ente Regulador podrá, en caso de urgencia o daño irreparable, hasta tanto se agote la vía gubernativa, ordenar provisionalmente la suspensión del acto que motive el procedimiento sancionatorio.

Artículo 143. Procedimiento sancionador a los prestadores. El Ente Regulador impondrá las sanciones previstas en el numeral 3 del artículo 140, previa audiencia del infractor, mediante procedimiento sumario que no excederá de cinco días.

Impuesta la sanción, pagada la multa y cumplida la orden impartida por el Ente Regulador, se deberá suspender cualquier otra medida impuesta con motivo de esa infracción.



Artículo 144. Procedimiento sancionador a los clientes. El Ente Regulador impondrá a los clientes las sanciones previstas en el artículo 141, previo cumplimiento del procedimiento señalado a continuación:

1. Recibida la denuncia correspondiente, el Ente Regulador designará un comisionado sustanciador, que adelantará las diligencias de investigación y ordenará las pruebas que conduzcan al esclarecimiento de los hechos.
2. Recibida la denuncia, se dará traslado al afectado con indicación de la fecha de celebración de la audiencia. Esta no podrá celebrarse sin que hubiesen transcurrido cinco días hábiles, contados a partir del día del traslado y notificación al afectado de la respectiva denuncia.
3. En el caso de que una de las partes no concurra, la audiencia se llevará a cabo con la parte que asista y se decidirá conforme a las evidencias con que se cuente.

Artículo 145. Recursos. Contra las decisiones adoptadas en los procesos sancionatorios, solamente cabrá el recurso de reconsideración y, una vez resuelto este, queda agotada la vía gubernativa, dando acceso a la vía contencioso-administrativa.

Para interponer el recurso contencioso-administrativo contra las decisiones adoptadas por el Ente Regulador, con base en las disposiciones de este Título, el interesado deberá acompañar, si fuese el caso, prueba de haber cumplido con la suspensión prevista en el numeral 7 del artículo 142.

Título VIII
Normas Ambientales del Sector Eléctrico

Capítulo I
Conservación del Ambiente

Artículo 146. Ambiente sano y participación de la comunidad. Toda persona tiene derecho a gozar de un ambiente sano. El Estado garantizará el derecho de las comunidades a participar en las decisiones del sector eléctrico que puedan afectarla. Estas decisiones se tomarán previa consulta con tales comunidades.

Artículo 147. Manejo y aprovechamiento de recursos naturales. La Secretaría Nacional de Energía y la Empresa de Transmisión planificarán el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales con fines de generación de electricidad, de modo que se garantice su desarrollo sostenible, su conservación y restauración. Además, deberán prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental que resulten de obras del sector eléctrico.

Artículo 148. Obligación de mitigar impactos ambientales y sociales. Las empresas públicas, privadas o mixtas, del sector eléctrico, que emprendan proyectos susceptibles de

producir deterioro ambiental o dislocaciones sociales, tendrán la obligación de evitar, mitigar, reparar y compensar los efectos negativos sobre el ambiente natural y social, generados durante el desarrollo de sus actividades, de conformidad con las normas vigentes y las especiales que señalen las autoridades competentes.

Artículo 149. Autoridad del Ente Regulador. Mientras no exista una autoridad específica responsable de la protección del ambiente, el Ente Regulador será responsable de vigilar que todas las empresas y entidades del sector eléctrico cumplan con los requisitos y normas para la protección del ambiente que les sean aplicables. Podrá imponer sanciones y exigir la reparación de los daños causados.

Artículo 150. Información y consulta a comunidades afectadas. Durante la fase de estudio y como condición para ejecutar proyectos de generación y transmisión, las empresas propietarias de los proyectos deben informar a las comunidades afectadas lo siguiente: primero, los impactos ambientales y sociales anticipados; segundo, las medidas previstas en el plan de acción para mitigar los efectos ambientales y sociales; y tercero, los mecanismos necesarios para involucrarlas en la implantación del plan ambiental y de mitigación de efectos sociales adversos.

Artículo 151. Normas transitorias. Mientras no se desarrollen normas específicas para la protección ambiental y social, aplicables al sector eléctrico, este se regirá, en lo que respecta a emisiones, por las normas establecidas por la Organización Mundial de la Salud para este propósito; respecto a los otros aspectos ambientales y al reasentamiento y protección de las comunidades indígenas por lo establecido en la Ley 1 de 1994 y su reglamentación, así como por los procedimientos recomendados por el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y los del Banco Mundial como condición de su préstamo al sector eléctrico.

Capítulo II

Energías Renovables y no Convencionales

Artículo 152. Promoción. Es interés del Estado promover el uso de fuentes nuevas y renovables para diversificar las fuentes energéticas, mitigar los efectos ambientales adversos y reducir la dependencia del país de los combustibles tradicionales. Para estos efectos, la Empresa de Transmisión, en su función de contratante del suministro de potencia y energía en bloque, según se prevé en el artículo 69 de esta Ley, deberá dar una preferencia de cinco por ciento (5%) en el precio evaluado a las fuentes nuevas y renovables de energía, en cada uno de los concursos o licitaciones que efectúe para comprar energía y potencia. Los distribuidores quedan obligados a contratar con la Empresa de

Transmisión los suministros que tengan como base esta preferencia. Los distribuidores también estarán obligados a conceder la misma preferencia cuando efectúen compras directamente, según lo dispuesto en el artículo 81.

Para los efectos de este artículo, se entiende por energías nuevas y renovables las siguientes: energía de origen geotérmico, eólico, solar, cuando se trate de conversión directa a electricidad, la combustión de desechos y desperdicios de origen nacional y la energía hidroeléctrica, limitada esta última a tres MW de potencia continua en el año hidrológico promedio.

Para los efectos de este artículo, la Empresa de Transmisión también dará la misma preferencia al gas natural, ya sea este nacional o extranjero, durante los primeros diez años de vigencia de la presente Ley.

Artículo 153. Energía nuclear. Para la construcción y explotación de plantas o centrales eléctricas a base de energía nuclear, se requerirá legislación especial.

Capítulo III Conservación de Energía

Artículo 154. Uso racional de la energía. El instrumento principal que se utilizará para promover el uso racional de la energía será la señal de precios. Para este propósito, el Ente Regulador ejercerá la vigilancia del caso, a fin de que todas las tarifas respondan, en la medida de lo posible, a los costos de prestación del servicio.

Artículo 155. Información al consumidor. La Autoridad de Protección al Consumidor y Defensa de la Competencia desarrollará, dentro de los doce meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente Ley, un programa de información al consumidor, respecto a los consumos de energía de los artefactos eléctricos más comunes. Los vendedores y distribuidores de estos artefactos quedarán obligados a mantener, en lugar prominente en sus establecimientos, dicha información, una vez haya sido publicada.

Título IX Disposiciones Transitorias

Capítulo I Reestructuración del IRHE

Artículo 156. Término de reestructuración. Para adaptarse a las disposiciones de esta Ley, el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) será reestructurado dentro de un plazo máximo de veinte meses.

Artículo 157. Conversión del IRHE. La reestructuración del IRHE consistirá en su conversión a, por lo menos, seis empresas, las cuales se constituirán de conformidad con el Capítulo IV del Título II de esta Ley. Estas empresas serán:

1. Como mínimo, dos empresas de generación hidroeléctrica.
2. Como mínimo, una empresa de generación termoeléctrica.
3. Una empresa de transmisión.
4. Como mínimo, dos empresas de distribución, que incluirán sistemas aislados y pequeñas plantas generadoras hasta de quince MW de potencia instalada, asignadas según convenga para asegurar la mejor calidad posible de atención a los sistemas aislados.

Artículo 158. Traspaso de activos y pasivos del IRHE. El IRHE distribuirá y traspasará sus trabajadores permanentes y sus activos y pasivos entre las empresas a que se refiere el artículo anterior, de la manera que considere apropiada, para darles viabilidad efectiva y para que ellas puedan ejecutar las actividades para las cuales han sido creadas, en un plazo no mayor de veinte meses, a partir de la entrada en vigencia de esta Ley. Como compensación, estas empresas emitirán, a favor del Estado, las acciones que representen la totalidad de su capital social accionario.

Artículo 159. Venta de equipos de trabajo del IRHE a sus trabajadores. En los casos en que, durante el proceso de reestructuración, algunos de sus trabajadores, afiliados o no afiliados al sindicato, se organicen en sociedades mercantiles o cooperativas, con el propósito de dedicarse a prestar, a particulares y a empresas que surjan de esta reestructuración, servicios complementarios que no sean de generación, transmisión o distribución de electricidad, el IRHE podrá venderles a dichos trabajadores, sin necesidad de licitación pública, los equipos, maquinarias o herramientas de trabajo que la institución esté utilizando para prestar ese servicio complementario.

La venta de dichos equipos, maquinarias y herramientas solo podrá hacerse luego de que los trabajadores interesados hayan terminado su relación laboral con la institución.

Dichos equipos serán ofrecidos en venta, con el siguiente orden de prelación:

- 1.^o A los trabajadores involucrados en la actividad del sector en venta, para que los adquieran con el monto de la liquidación de sus prestaciones laborales, ahorros o cualquier otro medio de financiamiento, incluyendo el pago del precio a plazos, mediante cuotas mensuales y a tasas de interés de mercado.
- 2.^o A los trabajadores que no estén involucrados en la prestación del servicio de que se trate.



Artículo 160. Autorización de venta. El Órgano Ejecutivo queda autorizado para vender, mediante el proceso contemplado en la Sección 2.^a del Capítulo V del Título II de esta Ley, las acciones de las empresas de generación y de distribución a que se refiere el artículo 157.

El proceso de venta de las acciones deberá iniciarse en un plazo máximo de cuatro meses, contado a partir de la creación de las empresas antes mencionadas y la inscripción de los pactos sociales constitutivos en el Registro Público.

Artículo 161. Comisión de venta de acciones. Se crea una comisión especial, que dirigirá el proceso de venta de las acciones de las empresas eléctricas que se constituyan como consecuencia del proceso de reestructuración del IRHE. Esta comisión estará integrada por:

1. Un miembro de libre remoción, nombrado por el Órgano Ejecutivo, quien la presidirá.
2. El Ministro de Planificación y Política Económica, o quien él designe; y
3. El Ministro de Hacienda y Tesoro, o quien él designe.

El miembro de libre remoción por el Órgano Ejecutivo será nombrado a tiempo completo y ejercerá las funciones ejecutivas de la comisión.

La comisión podrá contratar expertos, incluyendo asesores técnicos, legales y financieros, para asistirla en este proceso. El Estado tomará las previsiones presupuestarias necesarias para asegurar el funcionamiento de esta comisión y el cumplimiento de las responsabilidades que le establece esta Ley.

Artículo 162. Suscripción de contratos. En forma simultánea, al inicio de sus operaciones, las empresas a que se refiere el artículo 157 deberán suscribir los contratos de compraventa de energía, contemplados en esta Ley, previa aprobación del Ente Regulador.

Artículo 163. Responsabilidad de suministro. Con el propósito de que haya continuidad y que se asegure el suministro ininterrumpido de energía al país, el IRHE tomará todas las medidas necesarias y continuará siendo responsable del suministro de energía, así como de hacer las inversiones necesarias, hasta el momento en que las empresas arriba indicadas asuman sus responsabilidades. Esta responsabilidad incluye la participación en empresas o sociedades de economía mixta, nacionales o extranjeras, que se dediquen a las actividades que regula esta Ley.

Artículo 164. Transición al nuevo régimen tarifario. Las normas sobre tarifas de electricidad, vigentes a la promulgación de esta Ley, continuarán en vigor hasta un máximo de veinticuatro meses después de iniciar su vigencia esta Ley, mientras terminan los procedimientos administrativos de estudio y establecimiento de metodologías y fórmulas tarifarias previstos en esta Ley.



Las normas de servicio eléctrico vigentes a la entrada en vigor de esta Ley continuarán aplicándose hasta que el Ente Regulador establezca y ponga en vigencia nuevas normas de servicio eléctrico.

Artículo 165. Adecuación. Todas las otras empresas que efectúan actividades de generación, transmisión y distribución, incluidos los autoproductores, que requieran de concesión o licencia, de acuerdo con las disposiciones de la presente Ley, deberán adecuarse a esta en un plazo de trescientos sesenta días calendario, a partir de su entrada en vigencia.

Capítulo II

Protección de los Derechos de los Trabajadores y su Participación en el Capital Social de la Empresa

Artículo 166. Trabajadores del IRHE. El IRHE transferirá todos sus activos y pasivos a las nuevas empresas que se constituyan como producto de su reconversión o reestructuración.

Desde el momento en que se haga efectiva dicha transferencia de activos y pasivos, las nuevas empresas, producto de la reestructuración del IRHE, asumirán a todos los trabajadores permanentes a esa fecha y su correspondiente pasivo laboral.

El Reglamento Interno de Trabajo vigente a la promulgación de esta Ley y la Ley 8 de 1975 continuarán rigiendo las relaciones laborales de estos trabajadores hasta la firma de la convención colectiva o la venta de las acciones de la empresa a que se refiere el artículo 35 de esta Ley, lo que ocurra primero, a partir de lo cual se aplicará el Código de Trabajo.

Una vez que las nuevas empresas eléctricas hayan asumido a los trabajadores del IRHE, se considerará al Sindicato de Trabajadores del IRHE (SITIRHE) sindicato de naturaleza industrial, y los trabajadores del IRHE afiliados a dicha organización social, que pasen a prestar servicios a las nuevas empresas eléctricas que resulten de la reestructuración del IRHE, mantendrán su afiliación sindical.

A este efecto, el SITIRHE dispondrá del término de un año, contado a partir de la fecha de la transferencia de los activos y pasivos del IRHE a las nuevas empresas, para realizar los cambios pertinentes en sus estatutos, dada su nueva naturaleza industrial.

Realizada la transferencia de los activos y pasivos del IRHE a las empresas nuevas, estas quedarán obligadas a negociar con el SITIRHE sendas convenciones colectivas de trabajo.

Todo lo relativo a la plena vigencia del principio de libertad sindical y del instituto de la negociación colectiva se regirá por el Código de Trabajo, las leyes y convenios internacionales adoptados por la República de Panamá, que regulan la materia.

A partir de la entrada en vigencia de la presente Ley y hasta la declaratoria de venta del bloque de acciones a la que se refiere el artículo 35 de esta Ley, todos aquellos



trabajadores que sean despedidos injustificadamente, que desean terminar sus relaciones de trabajo por mutuo consentimiento o se acojan al plan de retiro voluntario que implemente el IRHE para las empresas reestructuradas, tendrán derecho al pago de todas sus prestaciones y a una indemnización igual a la señalada en el artículo siguiente.

Artículo 167. Derechos de los trabajadores. A partir de la declaratoria de venta del bloque de acciones a que se refiere el artículo 35 de esta Ley y hasta la firma del contrato de compraventa respectivo, los trabajadores permanentes de las empresas que surjan del proceso de reestructuración del IRHE tendrán las siguientes opciones:

1. Mantenerse en sus puestos de trabajo y continuar acumulando sus prestaciones laborales, con todos sus derechos y con la garantía de la misma relación;
2. Solicitar la liquidación de sus prestaciones laborales, incluyendo la indemnización correspondiente. Los trabajadores que opten por su liquidación podrán utilizar lo que reciban por estos conceptos para comprar acciones de la empresa, pudiendo recibir un máximo de cincuenta por ciento (50%) de esa suma en efectivo. A estos trabajadores se les ofrecerá una nueva relación de trabajo, bajo las mismas condiciones salariales que tenían a esa fecha; o
3. Terminar voluntariamente su relación de trabajo por mutuo consentimiento, en cuyo caso se les cancelarán las prestaciones legales y se les reconocerá una indemnización igual a la establecida en este artículo.

En el caso de los trabajadores contemplados en el numeral 2 de este artículo, las empresas no podrán dar por terminada la relación laboral sin que medie causa justificada prevista por la ley y según las formalidades de esta. En consecuencia, no se les aplicará lo dispuesto en el numeral 1 del artículo 212 del Código de Trabajo, conforme ha sido subrogado por la Ley 44 de 1995.

Durante un periodo de veinticuatro meses, contado a partir de la fecha de la firma del contrato de venta del primer bloque de acciones en una determinada empresa, regirá con carácter temporal un régimen especial de terminación de las relaciones laborales, consistente en que, de producirse una terminación sin causa justificada, el trabajador tendrá derecho a recibir la prima de antigüedad que señale el Código de Trabajo y una indemnización conforme a la escala especial siguiente:

- a. Por el tiempo de servicios hasta diez años, el salario de 6.8 semanas por cada año de trabajo.
- b. Por el tiempo de servicios de diez años hasta veinte años, el salario de dos semanas por cada año de trabajo.
- c. Por el tiempo de servicios de veinte a veintiséis años, el salario de dos y media semanas por cada año de trabajo.



- d. Por el tiempo de servicios por más de veintiséis años, el salario de 3.5 semanas por cada año de trabajo.

Esta escala se aplicará en forma combinada, distribuyendo el tiempo de servicios prestados en cada uno de los numerales anteriores, según corresponda. Esta escala especial no llevará recargos de ninguna clase.

En caso de que el trabajador a quien se le haya comunicado la terminación entablare demanda ante los tribunales competentes por razón del despido y el empleador no probare la causa justificada, la sentencia ordenará, en todo caso, el pago de la indemnización especial y el pago de los salarios caídos hasta por un máximo de dos meses y medio a partir de la fecha del despido.

Este artículo se aplicará a los trabajadores de la Empresa de Transmisión, en el evento en que el Estado decida vender sus acciones de acuerdo con lo establecido en esta Ley.

Artículo 168. Participación de los trabajadores en el capital social de las empresas. El Estado reservará el diez por ciento (10%) del total de las acciones de las empresas que resulten de la reestructuración del IRHE, con excepción de la empresa de generación hidráulica de la cual reservará el dos por ciento (2%) del total de sus acciones, con el propósito de ofrecerlas en venta a los trabajadores permanentes de las respectivas empresas. Estos trabajadores tendrán el derecho de adquirir acciones, utilizando el monto equivalente a sus prestaciones, incluyendo la indemnización, a la fecha de la venta del bloque de acciones al sector privado.

Estas acciones se reservarán por el término de un año, contado a partir de la firma del contrato de compraventa del bloque de acciones a que se refiere el artículo 35 de esta Ley, y se venderán con el seis por ciento (6%) de descuento respecto al precio unitario pagado en la adquisición del bloque de acciones. Este descuento solo se reconocerá en las acciones que los trabajadores adquieran con el monto equivalente a sus prestaciones, incluyendo las indemnizaciones.

En el caso de que el monto total de las prestaciones laborales de los trabajadores, en una empresa determinada, sea superior al valor del diez por ciento (10%), o del dos por ciento (2%), del total de las acciones de la empresa, según sea el caso, los trabajadores podrán adquirir, con el saldo de sus prestaciones, acciones de otras empresas en las que el valor del diez por ciento (10%) o del dos por ciento (2%) del total de las acciones, según sea el caso, supere el monto total de las prestaciones de sus trabajadores.

En el caso de una empresa en la que la totalidad de las acciones reservadas para la venta a sus trabajadores no hubiese sido adquirida por sus propios trabajadores, con la liquidación de sus prestaciones laborales conforme al numeral 2 del artículo 167, el Estado podrá otorgar a dichos trabajadores facilidades de financiamiento o pago con un plazo de

hasta cinco años y a tasas de interés de mercado, para que adquieran el resto de las acciones anteriormente reservadas. Los trabajadores tendrán derecho a comprar acciones adicionales con las facilidades de pago a que se refiere este párrafo, en proporción al número de acciones que hayan comprado de su empresa empleadora, conforme al numeral 2 del artículo 167.

Las acciones compradas con descuento no podrán ser enajenadas mediante ningún título, en un término de tres años, salvo aquellos casos en que cese la relación laboral antes de este plazo.

En este último caso, si el trabajador desea vender estas acciones a la empresa, esta estará obligada a comprarlas a un precio no inferior al que se pagó por la adquisición del bloque de acciones señalado en el artículo 35.

Vencido el término de un año, contado a partir de la declaratoria de venta del bloque de acciones señalada en el artículo 35, cesará el derecho de los trabajadores, y el Órgano Ejecutivo podrá vender las acciones remanentes a través de los procedimientos señalados en el artículo 37 de esta Ley.

Título X Disposiciones Finales

Artículo 169. Derogatoria. Al entrar en vigencia esta Ley, quedan derogados el Decreto Ley 31 de 1958, el Decreto Ejecutivo 535 de 1960, el Decreto de Gabinete 215 de 1970, la Ley 66 de 1973, el Decreto Ejecutivo 20 de 1980 y el artículo 1 de la Ley 6 de 1995.

A los veinte meses de entrar en vigencia esta Ley, queda derogado el Decreto de Gabinete 235 de 1969.

Artículo 170. Entrada en vigencia. Esta Ley entrará en vigencia a partir de su promulgación.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.

Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, ordenado por el artículo 9 de Ley 58 de 30 de mayo de 2011.

El Presidente,

Héctor E. Aparicio Díaz

El Secretario General,

Walter E. Quintero G.



República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 2920 -Elec Panamá, 28 de julio de 2009

“Por la cual se resuelve el Recurso de Reconsideración presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. en contra de la Resolución AN No. 2718-Elec del 30 de junio de 2009.”

**El Administrador General
en uso de sus facultades legales,**

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reestructuró el Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 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 cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que en el numeral 4 del artículo 20 la citada Ley, preceptúa que le corresponde a esta Autoridad 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 Sectorial de Electricidad, señala que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos definirá periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada y que de acuerdo con los estudios que realice puede 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 de ese mismo artículo antes referido, establece que para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación de esta Autoridad, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deben ceñirse a las fórmulas, topes y metodología establecidas;
6. Que conforme al artículo 100 de la Ley 6 de 1997, las fórmulas tarifarias tienen una vigencia de cuatro años, las cuales podrán ser modificadas excepcionalmente por causas contempladas expresamente en el artículo mencionado;
7. Que mediante la Resolución AN No. 2718 - Elec del 30 de junio de 2009 se aprobó 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 periodo tarifario del 1 de julio de 2009 al 30 de junio de 2013, la cual fue notificada el 3 de julio de 2009;

N. S.



Resolución AN No. 2820 -Elec
de 28 de julio de 2009
página 2 de 9

8. Que en tiempo oportuno la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., interpuso un recurso de Reconsideración en contra de la Resolución AN No. 2718 – Elec del 30 de junio de 2008, con el propósito de que esta Autoridad modifique la decisión adoptada;
 9. Que en su escrito de reconsideración, el apoderado especial de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., refiriéndose al análisis efectuado por esta Autoridad a los comentarios respecto a la **Empresa Comparadora**, alega lo siguiente:
 - 9.1 Se efectuó una equiparación con el esquema organizativo y de gestión de TRANSBA que a su juicio, no tiene sustento jurídico ni material pues se pretende asimilar el pago de impuestos, o el cumplimiento de normas laborales o de seguridad industrial, o de regulación sectorial en el tema eléctrico, a los esquemas de control de una empresa pública.
 - 9.2 Explica que la mayor y más costosa diferencia de ETESA, frente a TRANSBA, es que la empresa comparadora tiene absoluta independencia del manejo administrativo, presupuestario, contable, comercial y financiero, mientras que ETESA, en virtud de su naturaleza jurídica y características, propias de un ente público derivadas de la propiedad del Estado del 100% de sus acciones, está sujeta a control previo de todos sus gastos por parte de la Contraloría General de la República; en cuanto a sus contrataciones y adquisición de bienes, servicios y obras, a la Ley 22 de 2006 de Contratación Pública, la Dirección General de Contrataciones Públicas, el sistema "Panamacompra" y al Tribunal de Contrataciones Públicas. En adición, tiene obligatoriedad de incluir cada año su presupuesto dentro de la Ley de Presupuesto General del Estado y por lo tanto, presentar el mismo ante las entidades correspondientes.
 - 9.3 Sobre lo anterior, concluye que el hecho de no tomar en consideración la activa intervención estatal en ETESA en diversos temas y ámbitos derivados de su naturaleza jurídica establecida en la Ley 6 de 1997, para ponderar los parámetros de eficiencia debido a las marcadas asimetrías existentes, no permiten a esta empresa mantener una gestión comparable con otras empresas que no tienen estas restricciones, tal como ocurre con la empresa comparadora TRANSBA.
 10. Que respecto a los **parámetros de eficiencia de gastos de AOYM/VNR**, el apoderado especial adujo lo siguiente:
 - 10.1 Al excluir los activos de valores nulos de depreciación, en la **Homologación por depreciación acumulada**, el porcentaje de depreciación acumulada, respecto a los activos brutos de TRANSBA 2000, es de 10%, en lugar de 39.8 % indicado por la ASEP en la Resolución impugnada. La relación de antigüedad de los activos de ETESA - 2000 (46%), respecto a la de TRANSBA - 2000 (10%), sigue siendo de 1:4.
 - 10.2 En adición, considera que el ajuste de 0.08% realizado por la ASEP, no refleja el ajuste por el mayor tiempo de uso de los activos de ETESA, respecto a los de la empresa comparadora y que dicho ajuste tampoco refleja los gastos adicionales que debe enfrentar ETESA por ser una empresa estatal de Panamá, con la legislación vigente.
 - 10.3 En atención a lo anterior solicita que esta Autoridad establezca 3%, sobre Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), para el conjunto de los

卷之三



Resolución AN No. 2220-Elec
de 28 de julio de 2009
página 3 de 9

parámetros de eficiencia AOYM, con lo cual se estaría reconociendo un ajuste menor a un punto porcentual de sólo 0.82%.

11. Que en su exposición, el recurrente indica que en el análisis de los comentarios al **Plan de Expansión**, se presentan diversas omisiones y errores de activos en la **Base de Capital** como sigue:

11.1 La **línea de transmisión subterránea Panamá-Cáceres** (LIT 115-37) fue omitida en los cálculos de la Base de Capital.

11.1.1 La referida línea de transmisión subterránea fue aprobada mediante las resoluciones JD-5393 de 4 de julio de 2004, con la cual se aprobó el IMP del periodo 2005-2009, con un valor estimado de 2.1 millones y la Resolución AN No. 2296-Elec de 30 de diciembre de 2008, como parte del Plan de Expansión de 2008 (PESIN/2008), con un valor actualizado de 2.5 millones de Balboas.

11.1.2 Que este sistema fue energizado con carga, por diez horas el 16 de noviembre de 2008 y que en diciembre de 2008 de ese mismo año, dicho sistema fue operado por el Centro Nacional de Despacho, para superar una condición de sobrecarga en la línea 115-12, por lo que fue capitalizado parcialmente.

11.1.3 Indica que posteriormente y debido a problemas técnicos con una funda del conductor subterráneo, el sistema fue declarado sólo de emergencia y que las ampliaciones en las subestaciones Panamá y Cáceres y línea 115-37, fue declarada en operación comercial, a partir del 6 de marzo de 2009, por lo que solicitan la incorporación del Sistema de Transmisión Panamá - Cáceres en el cálculo del IMP 2009-2013, del monto pendiente de capitalizar, correspondiente a la Sub estaciones Panamá y Cáceres por un valor de B/.942,649.86, a partir del 6 de marzo de 2009.

11.2 En cuanto a la **flota vehicular**, el apoderado especial de la Empresa de Transmisión Eléctrica, señala que en el archivo de cálculo del IMP, se registró un valor de B/.512,000.00, mientras que en el Flujo de desembolsos, se aprobó un monto por B/.612,000.00, por lo que solicitan corregir el error del monto de inversión del año 2010 el cual debe decir B/.612,000.00.

11.3 El recurrente solicitó registrar el inicio de operación comercial de la Línea 230-20 del **Sistema de Transmisión Fortuna -Changuinola**, a partir del 1 de enero del 2009 y de la subestación Changuinola a partir del 8 de abril de 2009, debido a que a partir del 31 de diciembre de 2008, la línea 230-20 fue energizada y de haber estado algún agente consumidor o generador listo para conectarse, hubiese podido transportar la energía en condiciones normales ya que el pasado 8 de abril se llevó parte de la carga de la ciudad de Changuinola (6.4 MW) por dos horas, se reiteró la disponibilidad operativa de la Línea 230-20 y se demostró que la S/E Changuinola estaba lista para su puesta en operación comercial.

11.4 Por otra parte, requiere se incluya en la Base de Capital, el tramo 3 de la **línea de Transmisión Changuinola-Frontera**, que corresponde a los 13 Km desde la subestación Changuinola, hasta la Frontera y cuyo estimado es de 2,093,600.00 balboas a precios del 2001 y cuyo inicio de operaciones se ha programado para el 16 de octubre del 2009.

W
JL



Resolución AN No. 2820 -Elec
de 28 de julio de 2009
página 4 de 9

- 11.5 También solicitan incluir el estimado de **inversiones de comunicaciones** por la suma de B/.580,00.00, para la incorporación de 24 nuevos agentes identificados en el Plan Indicativo de Generación ya que la Autoridad sólo aprobó inversiones en las mejoras y migraciones de sistema y que la inclusión de estas inversiones en los cálculos tarifarios se fundamenta en el considerando 9.14 de la Resolución AN-1705-Elec de 16 mayo de 2008, en la cual la ASEP indicó a ETESA que los costos de incorporación de los nuevos usuarios del sistema de comunicación debían ser recuperados en tarifas, cuando se realizara la próxima revisión tarifaria y en los artículos 75 y 82 del Reglamento de Transmisión.
- 11.6 En cuanto al **reemplazo del transformador para servicios auxiliares de la subestación Llano Sánchez**, el apoderado especial explica que los transformadores están clasificados como equipos eléctricos y tienen una vida útil promedio de 30 años por lo que desde el punto de vista técnico-regulatorio, así como el contable, no es correcto considerarlos como gasto, por lo que solicitan se incluya como parte de las inversiones a considerar en el periodo 2005-2009, con fecha reprogramada para el 1º de noviembre de 2009.
12. Que en atención a que la nueva subestación Las Guías corresponde al seccionamiento inicial de un circuito de la Línea Llano Sánchez-Chorrera, el cual será construido por la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A., como una obra de conexión, solicitan **se corrija el nombre del proyecto en la Hoja de Plan de Expansión del Modelo de cálculo del IMP, por "Refuerzo de la S/E Las guías 230 KV"**.
13. Que en relación a los **resultados del cálculo del IMP**, ETESA indica que los datos del Cuadro No. 18 del Anexo A- Informe Final, página. 25, no concuerda con los datos de la hoja IMP de archivo Excel, ni con el detalle impreso dicha hoja presentado en el Anexo B, por lo tanto se solicita la corrección, con los datos que resulten del cálculo, luego del procesamiento de las correcciones solicitadas por ETESA.
14. Que analizados los argumentos expuestos por el apoderado especial de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., esta Autoridad Reguladora procede a resolver la acción interpuesta, previo al siguiente pronunciamiento:

Empresa Comparadora

- 14.1 La equiparación que hace esta Autoridad entre ETESA y la **empresa comparadora** TRANSBA tiene sustento en la Ley 6 de febrero de 1997, toda vez que el régimen establecido para la prestación del servicio público de electricidad, tiene por finalidad propiciar el abastecimiento de la demanda de los servicios de la energía eléctrica, dentro de los cuales se incluye la transmisión de energía eléctrica, bajo el criterio de eficiencia económica.
- 14.2 De acuerdo a lo dispuesto en su artículo 97 de dicha normativa, se entiende por eficiencia económica, que el régimen de tarifas procura que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo y, entre otras cosas, que las fórmulas tarifarias no puedan trasladar a los clientes los costos de una gestión ineficiente.
- 14.3 Visto que en la regulación no se exceptúa la aplicación del criterio de eficiencia, la administración de la Empresa de Transmisión, S.A., deberá procurar con su gestión alcanzar tal fin y en el caso de tener que cumplir con algunos requisitos adicionales, por estar sometida al



Resolución AN No. 2720 -Elec
de 28 de julio de 2009
página 5 de 9

control de dependencias estatales, debe entonces conciliar el tiempo adicional en sus procesos, a efectos de realizar sus mantenimientos y desarrollar sus inversiones a tiempo y a bajo costo.

Parámetros de Eficiencia de Gastos de AOYM/VNR

- 14.4 En cuanto a la **Homologación por depreciación acumulada** debemos indicar que el resultado de 1:4 de la relación de antigüedad de los activos que hace ETESA, resulta de una comparación de los activos de TRANSBA del año 2000 con los de ETESA de ese mismo año. Este no es un indicador estable en el tiempo y esta Autoridad para confirmar el resultado ha comparado además los activos actualizados al año 2008 de ambas empresas, como sigue.

ETESA 2008				
ACTIVO FIJO	VALOR BRUTO	VALOR NETO	DEPRECIACIÓN ACUMULADA	
CONEXIÓN	23,626,919	11,710,982	11,915,937	50.4%
TRANSMISIÓN	298,205,409	197,052,427	101,152,982	33.9%
PLANTA GENERAL	29,278,383	8,262,532	21,015,851	71.8%
	351,110,711	217,025,941	134,084,770	38.2%

TRANSBA 2008				
ACTIVO FIJO	VALOR BRUTO	VALOR NETO	DEPRECIACIÓN ACUMULADA	
Terrenos	761,397	761,397	-	0.0%
Vehículos	8,236,817	2,037,437	6,199,380	75.3%
Muebles y útiles	782,194	317,557	464,637	59.4%
Equipamiento de informática	1,984,453	575,168	1,409,285	71.0%
Líneas de alta tensión	295,042,545	194,670,196	100,372,349	34.0%
Equipo eléctrico	254,337,914	174,852,734	79,485,180	31.3%
Edificios	48,917,646	35,491,115	13,426,531	27.4%
Laboratorios	2,596,160	1,548,161	1,047,999	40.4%
Elementos de comunicaciones	20,058,851	17,441,860	2,616,991	13.0%
Varios	1,091,042	96,241	994,801	91.2%
Obras de curso	11,539,087	11,539,087	-	0.0%
Repuestos	11,065,154	11,065,154	-	0.0%
Anticipos	6,176,955	6,176,955	-	0.0%
	662,590,215	456,573,062	206,017,153	31.1%

- 14.5 De lo anterior se observa que el promedio de la depreciación acumulada de la empresa comparadora TRANSBA es de 31.1%, comparada con la de ETESA de 38.3%, lo que resulta en una relación de 1 a 1 y no de 4 a 1 como señala el recurrente es su escrito de oposición, por lo que no procede la solicitud del recurrente ya que debe mantenerse el 2.18% como el porcentaje de AOYM que se le aplica a el Valor Nuevo de Reemplazo de los activos.

Plan de Expansión y los activos en la Base de Capital

- 14.6 Al momento de revisar la información que sirvió de base para la Resolución AN No. 2718-Elec de 30 de junio de 2009, esta Autoridad verificó que la **línea de transmisión subterránea Panamá-Cáceres** fue capitalizada por ETESA por un valor de B/.931,100 y esta capitalización se presentó junto con la Línea 115-12 Panamá- Cáceres cuyo valor es de B/.85,930 que suman un valor total B/.1,017,036. Estos equipos formaron parte de los activos para el cálculo del IMP y se muestran en el cuadro de VNR de Líneas dentro del modelo de IMP.
- 14.7 Si bien, mediante la nota No. ETE-DEOI-PLAN-108-2009 de 24 de junio de 2009, ETESA solicitó la incorporación de activos por un monto de 2.1 millones de Balboas, con valores estimados para la

Resolución AN No. 2820 -Elec
28 de julio de 2009
pagina 6 de 9

línea de transmisión subterránea de 115 KV Panamá-Cáceres, de B/.658,000 y la adición de Interruptores Panamá - Cáceres por B/.1,469,000, esta Autoridad no incluyó el monto pendiente de capitalizar del Sistema de Transmisión Panamá - Cáceres en el IMP, debido a que esta solicitud se hizo sin la sustentación ni explicaciones adecuadas que permitieran analizar estos valores.

- 14.8 Para sustentar este recurso, ETESA presentó información adicional sobre estas inversiones y la ASEP verificó que esta obra se ha capitalizado parcialmente y que, de un costo total de B/.1,763,393.19, la empresa aún no ha capitalizado la suma de B/.942,648.86 correspondientes a parte de los costos de la adición de estos interruptores, por lo cual se sumará este valor a las inversiones que entrarán a partir de marzo de 2009.
- 14.9 Por otra parte, respecto a la **flota vehicular** debemos indicar que se corregirá el monto de inversión del año 2010, el cual en efecto debe decir B/.612,000.00.
- 14.10 La fecha de entrada en operación de la **línea de transmisión Fortuna-Changuinola** depende de la entrada en operación de la subestación, ya que las subestaciones eléctricas son las que permiten transformar y controlar la energía de alto voltaje que será distribuida a los consumidores, por lo tanto la línea no tendría uso hasta que entre en operación la subestación.
- 14.11 Por esta razón la ASEP decidió mantener como fecha de inicio de operación de la Línea de transmisión Fortuna-Changuinola en abril de 2009 para que coincida con el inicio de operaciones de la subestación de Changuinola.
- 14.12 Dentro de la información de Bienes e Instalaciones en Servicio a diciembre de 2008, que corresponde con los Estados Financieros, ETESA incluyó la **línea de transmisión de 230 KV Fortuna-Changuinola-Frontera**, por un valor de B/.18,174,978.00, sin hacer la observación que aún estaba pendiente por construir un tramo de dicha línea.
- 14.13 Adicionalmente, ETESA presentó el VNR de dicha línea con valor de B/.18,841,960.00 el cual representa el costo de construcción del total del proyecto, corrigiendo la longitud a 117 kilómetros en vez de los 119 kilómetros informados inicialmente.
- 14.14 Tanto los costos de los bienes a diciembre de 2008 como el VNR de la línea de transmisión coinciden con el costo total del proyecto Fortuna-Changuinola-Frontera, aprobado en el Plan de Expansión de 2008.
- 14.15 ETESA presenta como única justificación del costo del tramo pendiente, un valor estimado de VNR por los 13 kilómetros adicionales, basado en costos unitarios por equipamiento y no como un balance del costo del contrato de la obra que se está ejecutando, por tal razón no se acepta la solicitud de incluir este valor como parte del costo del tramo pendiente de capitalizar.
- 14.16 Por otro lado, cabe indicar que con respecto al tramo faltante, la línea de Transmisión Changuinola-Frontera programado por ETESA para iniciar operaciones el 16 de octubre de 2009, la ASEP no prevé que sea puesto en operación antes de mediado del año 2011, por problemas en la conexión con Costa Rica.

Resolución AN No. 2920 -Elec
de 28 de julio de 2009
página 7 de 9

SERVICIOS PÚBLICOS

14.17 Respecto a las **inversiones en comunicaciones**, debemos indicar que el considerando 9.14 de la Resolución AN-No.1705-Elec de 16 de mayo de 2008 se refiere a que cada cuatro años, con la revisión del Régimen Tarifario se incorporan los activos que están en operación o funcionamiento a efectos de hacer los ajustes tarifarios correspondientes, mas no a los presupuestos de equipos que se requieren adicionar para dar el servicio de telecomunicaciones y que están pendientes de compra.

14.18 El presupuesto estimado para el suministro e instalación de los seis (6) proyectos de diferentes equipos de comunicación, necesarios para incorporar los 24 nuevos agentes que han sido identificados en el Plan Indicativo de Generación, debieron preverse dentro del presupuesto de inversiones de Comunicación del mismo Plan de Expansión tal y como lo señala el artículo 75 del Reglamento de Transmisión, que citamos a continuación:

"Artículo 75. "El Plan de Expansión, que tendrá como fecha objetivo de aprobación el 30 de octubre del año previo a su vigencia, será presentado para su aprobación mediante el siguiente procedimiento:

....

(iii) Plan de Expansión del Sistema de Transmisión en general: 31 de mayo es su fecha de terminación. Consistirá de:

*....
(iii.5) Plan de Expansión de la Planta General que califiquen como ampliaciones mayores y del Sistema de Comunicaciones.*

....

14.19 Como se observa, el numeral (iii.5) del artículo 75 es claro al señalar que el plan de expansión del Sistema de Comunicaciones debe incluirse en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión general, independientemente de si se tratan de ampliaciones menores o mayores. Obsérvese que ese mismo párrafo, si hace la excepción para la expansión de la Planta General, cuando en establece que deben incluirse sólo aquellas que califiquen como ampliaciones mayores.

14.20 Visto lo anterior llegamos a la conclusión de que, ETESA hizo interpretaciones muy particulares de lo dispuesto en los Artículos 75, 81 y 82 del Reglamento de Transmisión y consideró que las inversiones menores de B/.200,000.00 no debían ser presentadas en el Plan de Expansión, por lo cual no se incorporó en el Plan del 2008 el valor de los equipos de comunicaciones que suman un total de B/.580,000, por lo que no podemos incluir en el cálculo tarifario el referido monto.

14.21 En relación al **reemplazo del transformador de Servicios Auxiliares de la subestación Llano Sánchez**, hemos verificado que esta inversión forma parte del Plan de Reposición de Corto Plazo del Plan de Inversión del 2008 y que la nueva fecha de inicio de operación es el 9 de noviembre de 2009, por lo que se incluirá dentro de las inversiones en esa fecha. Esta inversión no fue considerada en

Resolución AN No. 2820 -Elec
de 28 de julio de 2009
página 8 de 9

la Base de Capital porque no había entrado en operación en la fecha indicada.

Refuerzo de la S/E Las Guías 230 KV y resultados del cálculo del IMP

14.22 Finalmente, debemos señalar que en atención a las observaciones formuladas por el recurrente, se sustituirá en la Hoja de Plan de Expansión del Modelo de cálculo del IMP, el nombre “Nueva S/E Las Guías 230 KV” por “Refuerzo de la S/E Las Guías 230KV” y se actualizaran los Anexos A y B de la Resolución AN No.2718-Elec de 30 de junio de 2009, conforme el resultado del cálculo del Ingreso Máximo Permitido.

15. Que vistas las consideraciones que se dejan anotadas en los párrafos que anteceden, el Administrador General;

RESUELVE:

PRIMERO: ACEPTAR parcialmente el Recurso de Reconsideración interpuesto por ETESA contra la Resolución AN No.2718-Elec del 30 de junio de 2009 que 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 periodo tarifario del 1 de julio de 2009 al 30 de junio de 2013.

SEGUNDO: MODIFICAR el Anexo A de la Resolución AN No.2718-Elec de 30 de junio de 2009, conforme al Anexo 1 de la presente resolución, de la cual forma parte integral, para:

- Incorporar el monto pendiente de capitalizar por la suma de B/.942,648.86 del Sistema de Transmisión Panamá-Cáceres, como una inversión a realizarse en marzo de 2009.
- Corregir el valor de la inversión de la flota vehicular en el año 2010.
- Incluir el monto de B/.60,000.00 referente a la inversión del proyecto de reemplazo de transformadores para Servicios Auxiliares de la subestación Llano Sánchez, para el periodo 2005- 2009.
- Corregir la nomenclatura de "Nueva S/E Las Guías 230 KV" por "Refuerzo de S/E Las Guías 230 KV".

TERCERO: MODIFICAR el Anexo B de la Resolución AN No.2718-Elec de 30 de junio de 2009, conforme al Anexo 2 de la presente resolución, de la cual forma parte integral.

CUARTO: MODIFICAR el resuelto segundo de la Resolución AN No.2718-Elec de 30 de junio de 2009, así:

IMP	Valor Presente Neto (En Miles de Balboas)
Sistema Principal de Transmisión	143,979
Sistema de Conexión	11,875
Servicio de Operación Integrada	23,036
CND	13,337
Hidrometeorología	9,700
Total	178,890

Resolución AN No. 2820-Elec
de 28 de julio de 2009
página 9 de 9



QUINTO: ADVERTIR que el resto de la Resolución AN No.2718-Elec de 30 de junio de 2009, queda vigente e inalterable.

SEXTO: ORDENAR a la Empresa de transmisión Eléctrica, S.A. que con la información contenida en esta Resolución y sus Anexos, y en la Resolución AN No.-2722-Elec de 7 de julio de 2009, prepare el Pliego Tarifario de Transmisión que regirá a partir del 1 de julio de 2009

SÉPTIMO: COMUNICAR que la presente resolución rige a partir de su notificación y con la misma se agota la vía gubernativa.

Fundamento de Derecho: Ley 26 de 29 de enero de 1996 y sus modificaciones, Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,

Víctor Carlos Urrutia G.
VÍCTOR CARLOS URRUTIA G.
Administrador General

En Bogotá a 28 - 29 -
2009
Diciembre de 2009
Notifico al P. *Jorge Rivero Staff.* de la
Resolución con antelación
4.700.865

El presente Documento es fiel copia de su Original Según
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad
Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 8 días del mes de Septiembre de 2011

FIRMA AUTORIZADA



ANEXO A

MODELO DE CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO DE ETESA

JULIO 2009

IMP

PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS							
PARAMETROS	UNIDAD	2008	2009	2010	2011	2012	2013
OMT	%	10.71%	1.42%	1.42%	1.42%	1.42%	1.42%
ADMAT	%	2.18%	0.76%	0.76%	0.76%	0.76%	0.76%
RRT	%	2.18%	2.18%	2.18%	2.18%	2.18%	2.18%
ACTIVOS RECONOCIDOS (al final del año)							
ACTSPT (Sistema Principal)	B./MILES	287,823	317,369	324,627	361,040	387,472	388,264
ACTCT (Conexión)	B./MILES	23,032	23,032	23,032	36,259	43,187	43,187
ACTH (Hidrometeorología)	B./MILES	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001
ACTNSPT (Nuevo Sistema Principal)	B./MILES	173,832	194,290	191,048	217,250	231,739	219,971
ACTNTC (Neto Conexión)	B./MILES	11,190	10,598	10,006	22,428	28,268	27,072
ACTTNH (Neto Hidromet.)	B./MILES	549	479	409	339	269	199
ACTIVOS EFICIENTES (al final del año)							
ACTSPTer (Sistema Principal)	B./MILES	424,887	456,675	469,586	510,048	536,480	537,272
ACTCTef (Conexión)	B./MILES	31,848	31,848	31,848	45,075	52,003	52,003
ACTIVOS INCORPORADOS PARCIALMENTE							
ACTSPTef (Sistema Principal)	B./MILES	-	17,521	610	19,155	13,267	-
ACTCTef (Conexión)	B./MILES	-	-	-	8,278	3,849	-
INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS							
PRINCIPAL		2008	2009	2010	2011	2012	2013
Operación y Mantenimiento		39,243	41,360	43,397	43,397	43,397	43,397
Administración	B./MILES	6,280	6,491	6,938	7,429	7,615	7,615
Depreciación	B./MILES	3,382	3,495	3,736	4,000	4,101	4,101
Rentabilidad sobre Activos	B./MILES	9,088	10,500	10,210	11,943	12,560	12,560
CONEXIÓN							
Operación y Mantenimiento	B./MILES	2,486	2,423	3,639	4,970	5,360	5,360
Administración	B./MILES	452	452	570	694	738	738
Depreciación	B./MILES	243	243	307	374	397	397
Rentabilidad sobre Activos	B./MILES	592	592	805	1,088	1,197	1,197
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA							
Operación y Mantenimiento	B./MILES	5,404	5,587	5,681	5,758	5,888	5,888
Administración	B./MILES	2,698	2,698	2,698	2,698	2,698	2,698
Depreciación	B./MILES	2,706	2,890	2,984	3,060	3,191	3,191
TOTAL		47,133	49,370	52,717	58,789	60,343	60,343

IMP ETESEA 2009- 2013

Página 1

RESUMEN		2009	2010	2011	2012	2013
INGRESO ANUAL (Año Calendario)						
SISTEMA PRINCIPAL						
CONEXIÓN						
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA						
Centro Nacional de Despacho (sin inversiones)	39,243	41,360	43,397	48,060	49,095	
Hidrometeorología	2,486	2,423	3,639	4,970	5,360	
INGRESO ANUAL (AÑO TARIFARIO)(1)						
SISTEMA PRINCIPAL						
CONEXIÓN						
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA						
Centro Nacional de Despacho (con inversiones)	5,404	5,587	5,681	5,758	5,888	
Hidrometeorología	2,698	2,658	2,698	2,698	2,698	
2009-2010	2,706	2,890	2,984	3,060	3,191	
2010-2011						
40,302	42,378	45,728	48,578	24,547		
2,454	3,031	4,305	5,165	2,680		
6,185	8,883	6,629	6,313	2,944		
3,386	5,946	3,607	3,188	1,349		
2,798	2,937	3,022	3,125	1,595		
0,94917	0,95735	0,77441	0,63949	0,63183		
Valor Presente IMP (2)	143,979	36,253	36,333	35,413	33,980	15,510
SISTEMA PRINCIPAL	118,853	31,578	29,993	29,233	28,050	12,803
230kV	25,126	6,676	6,341	6,180	5,930	2,707
115kV	11,875	2,329	2,599	3,334	3,613	1,693
CONEXIÓN						
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA						
Centro Nacional de Despacho	23,036	5,871	7,616	5,134	4,416	1,860
Hidrometeorología	13,337	3,215	5,098	2,793	2,230	652
TOTAL	9,700	2,656	2,516	2,340	2,186	1,008
	178,890	46,454	46,547	43,880	42,009	19,063

(1) El Año Tarifario comprende del 1º de julio al 30 de junio del año siguiente
 (2) Referido al 1º de julio de 2009

14 SEPTIEMBRE 2011
Referido al 1º de julio de 2009

ACTIVOS

ACTIVOS

ACTIVOS RECONOCIDOS
Valores en Miles de Balboas de Diciembre de 2008

Sistema Principal

Activo / incluye Comunicaciones	Unidades	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	%	%	3.16%	3.16%	3.16%	3.16%	3.16%
Tasa de depreciación activos	%		2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Tasa de depreciación retiros		269,216	269,216	269,216	269,216	269,216	269,216
Activos brutos al comienzo del año	Miles Balboas	168,825	160,324	151,824	143,324	134,823	134,823
Activos netos al comienzo del año		(8,500)	(8,500)	(8,500)	(8,500)	(8,500)	(8,500)
Depreciación Anual							
Retiros							
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	269,216	269,216	269,216	269,216	269,216	269,216
Activos netos al final del año		160,324	151,824	143,324	134,823	126,323	126,323
Depreciación Acumulada		(108,892)	(117,392)	(125,893)	(134,393)	(142,894)	(142,894)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	160,324	151,824	143,324	134,823	126,323	126,323
Inversiones							
Inversión anual							
Tasa de depreciación	Miles Balboas	23,141	665	35,110	25,839	-	-
Tasa de depreciación	%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas	-	23,141	22,586	56,963	80,460	80,460
Depreciación Anual			(1,220)	(732)	(2,342)	(2,941)	(2,941)
Activos netos al final del año	Miles Balboas	-	23,141	22,586	56,963	80,460	77,520
Activos brutos al final del año							
Depreciación Acumulada							
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	-	23,141	22,586	56,963	84,755	84,755
ACTSPT	Miles Balboas	269,216	292,357	293,022	328,132	353,971	353,971
ACTNSPT	Miles Balboas	168,825	183,455	174,410	200,287	215,243	205,342
Depreciación	Miles Balboas	-	(8,500)	(9,720)	(9,233)	(10,842)	(11,441)
General sin artículo 180 del RT (valores contables)							
Activos existentes	Unidades	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Tasa de depreciación activos	%		3.16%	3.16%	3.16%	3.47%	3.47%
Tasa de depreciación retiros			2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Activos brutos al comienzo del año	Miles Balboas	29,278	29,278	29,278	27,593	27,593	27,593
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas	8,263	7,338	6,414	3,803	2,845	2,845
Depreciación Anual		(924)	(624)	(924)	(958)	(958)	(958)
Retiros							
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	29,278	29,278	27,593	27,593	27,593	27,593
Activos netos al final del año		7,338	6,414	3,803	2,845	1,887	1,887
Depreciación Acumulada		(21,940)	(22,865)	(23,789)	(24,747)	(25,706)	(25,706)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	8,263	7,338	6,414	3,803	2,845	1,887

ACTIVOS

	Miles Balboas	%	Miles Balboas	%	Miles Balboas	%	Miles Balboas	%
Inversiones								
Inversión anual	6,405	3.0%	7,471	3.0%	2,160	3.0%	593	3.0%
Tasa de depreciación								
Activos netos al comienzo del año								
Depreciación Anual								
Activos netos al final del año								
Activos brutos al final del año								
Depreciación Acumulada								
Activos netos al final del año (verificación)								
ACTSPT - Planta General	29,278	35,683	43,154	43,629	44,222	45,014		
ACTNSPT - Planta General	8,263	13,743	20,097	19,231	18,385	17,720		
Depreciación - Planta General	-	(924)	(1,117)	(1,341)	(1,439)	(1,459)		

Conexión

	Unidades	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Activos existentes	%	%					
Tasa de depreciación			2.57%	2.57%	2.57%	2.57%	2.57%
Tasa de depreciación retiros			2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Activos brutos al comienzo del año			23,032	23,032	23,032	23,032	23,032
Activos netos al comienzo del año			11,190	10,598	10,006	9,201	8,510
Depreciación Anual			(592)	(592)	(805)	(691)	(592)
Retiros							
Activos brutos al final del año							
Activos netos al final del año							
Depreciación Acumulada							
Activos netos al final del año (verificación)							
Inversiones							
Inversión anual							
Tasa de depreciación							
Activos netos al comienzo del año							
Depreciación Anual							
Activos netos al final del año							
Activos brutos al final del año							
Depreciación Acumulada							
Activos netos al final del año (verificación)							
ACTCT	23,032	23,032	36,259	43,187			
ACTNCT	11,190	10,598	22,428	28,268			
Depreciación	-	(592)	(592)	(1,088)	27,072		

ACTIVOS

ACTIVOS

Hidrometeorología		ACTIVOS				
Activos existentes		Unidades	2008	2009	2010	2011
Tasa de depreciación	%		3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
Tasa de depreciación retiros	%		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	549	479	409	339	269
Depreciación Anual	(70)	(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
Activos netos al final del año	Miles Balboas	479	409	339	269	199
Depreciación Acumulada	(1,522)	(1,592)	(1,662)	(1,732)	(1,802)	(1,802)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	549	409	339	269	199
Inversiones						
Inversión anual	Miles Balboas					
Tasa de depreciación	%		3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas	-	-	-	-	-
Depreciación Anual	Miles Balboas	-	-	-	-	-
Activos netos al final del año	Miles Balboas	-	-	-	-	-
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	-	-	-	-	-
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	-	-	-	-	-
ACTCT	Miles Balboas	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001
ACTNCT	Miles Balboas	549	479	409	339	269
Depreciación	Miles Balboas	(70)	(70)	(70)	(70)	(70)
ACTIVOS EFICIENTES						
SPY						
Sistema Principal (Incluye Planta Chal. España)	Miles Balboas	426,887	466,675	469,586	510,046	536,480
230 kV (Incluye Planta Chal. España y Obras de Comunicaciones)	Miles Balboas	350,739	350,739	350,739	350,739	350,739
115 kV	Miles Balboas	74,148	74,148	74,148	74,148	74,148
Correcciones	Miles Balboas	31,848	31,848	31,848	31,848	31,848
SPY (Incluye Activo)						
SPY (Incluye Activo)	-	25,383	31,701	70,861	96,700	96,700
OBRAS PLAN DE EXPANSIÓN INDICATIVO DE GENERACIÓN (PROYECTOS ESTRÁTÉGICOS)						
PROPIUESTA MODIFICACIÓN ART. 181: VA SOLO AL VNR PARA REMUNERAR ADMTSPi Y OMTSPi						
INICIO OPER.						
MMB/						
jun-09	3,845					
Jul-10	8,100					
SE CONCEPCION CALDERA 115/34.5 KV						
SE CONCEPCION 230/34.5 KV						
TOTAL	11,945					
IMP ETESA						

OBRAS PLAN DE EXPANSIÓN INDICATIVO DE GENERACIÓN (PROYECTOS ESTRÁTÉGICOS)
 PROPIUESTA MODIFICACIÓN ART. 181: VA SOLO AL VNR PARA REMUNERAR ADMTSPi Y OMTSPi
INICIO OPER. **MMB/** **Incorporación parcial**
 jun-09 2,243 4,050
 jul-10 8,100
SE CONCEPCION CALDERA 115/34.5 KV
SE CONCEPCION 230/34.5 KV
TOTAL 11,945

VERIFICACIÓN DEL ART. 180

A) *Activos contables eficientes*

Unidad de medida	2007	2006	2005	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Activos Eficientes (AE)				292.249	315.389	316.054	364.391	397.158	397.158
Activos NCE (Retiradas) (ANE)				18.607	25.012	32.483	32.957	33.550	34.342
ANETAE				6.37%	7.93%	10.28%	9.04%	8.45%	8.65%
Tope 18%				29.225	31.539	31.605	36.439	39.716	39.716
Total				18.687	23.012	31.265	32.955	33.550	34.342
Total								34.342	34.342

Planta General con ajuste del artículo 180 del RT

Activos Planta sin Comunicaciones	Unidades	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Tasa de depreciación activos	%		3.16%	3.16%	3.16%	3.67%	3.67%
Tasa de depreciación retiros	%		2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Activos brutos al comienzo del año	Miles Balboas	18.607	18.607	18.607	18.607	16.921	16.921
Depreciación Anual	Miles Balboas	5.007	5.007	4.420	4.420	1.559	1.559
Retiros	Miles Balboas	(588)	(588)	(588)	(588)	(621)	(621)
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	18.607	18.607	18.607	18.607	16.921	16.921
Activos netos al final del año	Miles Balboas	5.007	4.420	3.832	3.832	1.559	1.559
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	(13.600)	(14.187)	(14.775)	(15.362)	(15.983)	(16.605)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	5.007	4.420	3.832	3.832	3.179	3.179
Inversiones							
Inversión anual	Miles Balboas	6.405	6.594	2.988	2.988	593	593
Tasa de depreciación	%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas	-	6.405	12.806	12.806	15.405	15.405
Depreciación Anual	Miles Balboas	-	(192)	(390)	(480)	(497)	(497)
Activos netos al final del año	Miles Balboas	6.405	12.806	15.405	15.518	15.813	15.813
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	6.405	12.999	15.987	16.580	17.372	17.372
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	-	(192)	(582)	(1.062)	(1.559)	(1.559)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	6.405	12.806	15.405	15.518	15.813	15.813
AGESPT - Planta General	Miles Balboas	18.607	31.605	32.908	33.501	34.293	34.293
ACTNSPT - Planta General	Miles Balboas	5.007	10.825	16.639	16.963	16.456	16.129
Depreciación - Planta General	Miles Balboas	-	(588)	(780)	(977)	(1.101)	(1.119)

ACTIVOS EFICIENTES	2008	2009	2010	2011	2012	2013

		ACTIVOS	
		ACTIVOS	
Activos eléctricos (incluye Equipo de Comun	Miles Balboas	438,128	461,268
ANE			461,933
Tope 10% s/valores brutos		43,813	46,127
Valor estimado libros		18,607	25,012
Mínimo		18,607	25,012
RETIROS DE ACTIVOS			
		31,605	31,605
		32,908	32,908
		33,501	33,501
		34,293	34,293

A) Retiros de Planta General al momento de entrada en operación del nuevo edificio de ETESA (año 2011)

MONTOS ESTIMADOS PLAN DE EXPANSIÓN

Rubro

Construcción del edificio

Sistemas especiales

Sub total

Imprevistos

Total

	B/.
(1)	6,439,946
(2)	2,102,450
(3) = (1) + (2)	8,542,395
(4)	1,551,019
(5) = (3) + (4)	10,093,414



EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A. BIENES E INSTALACIONES CAPITALIZADOS EN EL - 2005-2006-2007 (En Balboas)			
DETALLE	MONTO US\$	PORCENTAJE	MONTO AJUSTADO US\$
COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCIÓN			
SUMINISTRO OBRAS CIVILES	21,598,891	36.9%	
MONTAJE	12,997,076	22.2%	
COSTO BASE DEL EQUIPAMIENTO	134,621	0.2%	
COSTO INDIRECTO DE CONSTRUCCIÓN	34,730,588	59.3%	34,730,588
		% DEL COSTO DEL EQUIPAMIENTO REAL	
DISEÑO	2,358,089	6.8%	
INDEMNIZACIONES	2,369,937	6.8%	
MITIGACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL	152,844	0.4%	
SERVIDUMBRE	225,163	0.6%	
EIA (ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL)	720,671	2.1%	
GASTO ADMINISTRATIVO DE ETESA	2,660,102	7.7%	
INGENIERÍA Y SUPERVISIÓN	2,666,782	7.7%	
INSPECCIÓN	2,360,984	6.8%	
GASTO FINANCIERO	3,505,952	10.1%	
GASTOS LEGALES	6,770,851	19.5%	
SUB-TOTAL	23,791,375	40.7%	
GRAN TOTAL	58,521,963	100.0%	10,511,462
			45,242,050
<i>Fuente: Planeamiento Energético EP - Planeamiento</i>			
<i>B.1) Año 2008 (FUENTE: CAPITALIZACIÓN 2008 ENVIADO A ASEPA.XLS)</i>			
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A. BIENES E INSTALACIONES CAPITALIZADOS EN EL 2008 (En Balboas)			
DETALLE	MONTO US\$	% DEL COSTO DEL EQUIPAMIENTO REAL	MONTO AJUSTADO US\$
COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCIÓN			
SUMINISTRO			
OBRAS CIVILES			
18,987,860	60.7%		
1,209,188	3.9%		

ART. 177

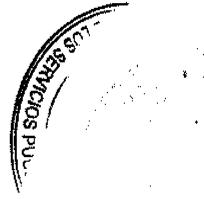
MONTAJE		910,471	2.9%	100%	21,107,519
COSTO DIRECTO TOTAL		21,107,519	67.5%		
COSTO INDIRECTO DE CONSTRUCCIÓN					
DISEÑO					
INDEMNIZACIONES					
SERVIDUMBRE					
EIA (ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL)					
GASTO ADMINISTRATIVO DE ETESA					
INGENIERÍA Y SUPERVISIÓN (ETESA)					
INSPECCIÓN					
TERRENO					
GASTO FINANCIERO					
OTROS GASTO					
SUB-TOTAL		10,160,824	32.5%		
GRAN TOTAL		31,268,343			

C) Resumen de anistes

Capitalizaciones (adiciones) 2005 - 2008	89,714,678	2005-2007	13,279,913
Capitalizaciones auditadas (2005 - 2008)	89,790,306	2008	-5,458,823
		Total	18,738,716
	100%		

ART.177

EMPRESA DE TRANSMISION, S.A.			
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO			
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008			
ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACION	VALOR NETO
CONEXIÓN	23,629,919	11,918,937	11,710,982
SISTEMA PRINCIPAL	298,205,409	101,152,982	197,052,427
SUB TOTAL	321,835,328	113,071,919	208,763,409
HIDRO	4,770,994	2,336,926	2,434,068
PROPIEDADES Y PLANTA	29,278,383	21,015,851	8,262,532
CND	7,307,322	6,518,847	788,475
PLANTA GENERAL NO PRODUCTIVO (incluye Terren	6,366,085	4,089,824	2,276,261
TOTAL COSTO HISTORICO	369,558,112	147,033,367	222,524,745
SPT + Planta General + Conexión	351,113,711	134,087,770	217,025,941



IMP ETESA

AK 1.177

BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO-VALORES AJUSTADOS
EMPRESA DE TRANSMISION, S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

EMPRESA DE TRANSMISION, S.A.			
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO VALORES AJUSTADOS			
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008			
ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIAZION	VALOR NETO
CONEXIÓN	23,032,303	11,842,652	11,189,651
SISTEMA PRINCIPAL	274,097,411	32,975,411	181,122,000
SUB TOTAL	297,129,714	104,818,063	192,311,651
HIDRO	4,770,994	2,336,926	2,434,068
PROPIEDADES Y PLANTA	29,278,383	21,015,851	8,262,532
CND	7,307,322	6,518,847	788,475
PLANTA GENERAL NO PRODUCTIVO	6,366,085	4,089,824	2,276,261
TOTAL COSTO HISTORICO	344,852,498	138,779,510	206,072,988
SPT + Planta General + Conexión	326,408,097	125,833,914	200,574,184

IMPETESA



EMPRESA DE TRANSMISIÓN, S.A.
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006

ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACIÓN	VALOR NETO
TRANSMISIÓN	351,113,711	134,067,770	217,026,941
CONEXIÓN	23,829,919	11,918,937	11,710,982
SUBESTACIONES	20,276,682	10,101,931	10,174,751
LÍNEAS	3,353,237	1,817,006	1,536,231
SISTEMA PRINCIPAL	327,483,792	122,168,833	205,314,959
SUBESTACIONES	112,096,837	44,093,003	68,013,834
LÍNEAS	186,108,572	57,069,979	129,038,593
PLANTA GENERAL	29,278,383	21,015,851	8,262,532
HIDROMETEOROLOGÍA	4,776,594	2,336,926	2,434,067
CND	7,307,322	6,518,847	788,476
PLANTA GENERAL NO PROYECTIVO	5,366,085	4,089,824	2,276,261
TOTAL	369,559,111	147,032,387	222,526,746

SUBESTACIONES Y LÍNEAS, SEGÚN CONEXIÓN Y SISTEMA PRINCIPAL, POR NIVEL DE VOLTAJE

CONEXIÓN	COSTO	DEPRECIACIÓN	VALOR NETO
SUBESTACIONES	20,276,682	10,101,931	10,174,751
<u>115 KV</u>			
PATIO 115 KV-CHARCO AZUL	12,587,668	5,885,705	6,721,984
PATIO 115 KV-LLANO SÁNCHEZ	1,338,575	958,139	378,436
PATIO 115 KV-PANAMA II	4,446,725	2,823,211	1,623,515
PATIO 115 KV-PROGRESO	5,811,626	1,394,601	4,417,025
PATIO 115 KV-PROGRESO	992,742	689,754	302,988
<u>34,5 KV</u>			
PATIO 34,5 KV-CHORRERA	7,689,014	4,235,227	3,452,787
PATIO 34,5 KV-LLANO SÁNCHEZ	5,198,137	3,406,861	1,791,476
PATIO 34,5 KV-MATA DE NANCE	719,885	448,179	271,686
PATIO 34,5 KV-PROGRESO	1,314,635	95,623	1,219,012
LÍNEAS	458,378	285,764	170,614
<u>115 KV</u>			
L/T 115 KV-CALDERA-ESTRELLA-17	3,353,237	1,817,006	1,536,231
L/T 115 KV-CALDERA-LOS VALLES-18	715,784	383,930	331,854
L/T 115 KV-CALDERA-PAJA DE SOMBREDO-19	787,490	96,388	691,122
L/T 115 KV-PROGRESO-CHAMPO AZUL-25	41,700	33,964	7,736
	1,002,253	1,302,744	599,519
SISTEMA PRINCIPAL	260,205,403	101,152,382	159,052,421
LÍNEAS	186,108,972	57,069,979	129,038,593
<u>230 KV</u>			
Líneas 230KV-Bayano-Pacora (230-1A)	166,519,367	50,936,608	115,582,762
Líneas 230KV-Chorrera-Llano Sánchez (230-3B, 230-4B)	5,007,768	3,689,430	1,318,337
Líneas 230KV-Llano Sánchez-Veladero (230-14, 230-15)	14,599,502	10,883,439	3,716,063
Líneas 230KV-Llano Sánchez-Veladero (230-5A, 230-6A)	17,449,558,32	7,052,593,07	15,396,965
Líneas 230KV-Mata de Nance-Progreso (230-9)	20,814,874,85	10,083,254,27	5,731,621
Líneas 230KV-Panamá II-Llano Sánchez (230-12, 230-11)	3,392,746	2,577,289	1,315,456
Líneas 230KV-Panamá II-Panamá II (230-1C, 230-2B)	55,781,808	5,251,556	50,530,252
Líneas 230KV-Panamá II-Panamá II (230-1C, 230-2B)	1,550,740	1,112,154	438,586
Líneas 230KV-Panamá II-Chorrera (230-3A, 230-4A)	4,093,193	3,012,046	1,081,147
Líneas 230KV-Pacora-Panamá II (230-1B)	1,859,809	1,419,915	439,894
L/T 230 KV-PROGRESO-FRONTERA (COSTA RICA) (230-10)	1,093,987	877,428	1,116,580
Líneas 230KV-Veladero-Guasquitas (230-18, 230-17)	13,567,160	1,538,195	12,028,965
L/T 230 KV-GLASQUITAS-FORTUNA-18	3,236,658	638,434	2,598,524
Líneas 230KV-Mata de Nance-Fortuna (230-7, 230-8)	4,496,285	2,800,872	1,695,413
<u>115 KV</u>			
Línea 115Kv-CPSA-BLM2 (115-4B)	19,589,205	6,133,373	13,455,831
Líneas 115Kv-BLM1-Santa Rita (115-1B, 115-2B)	2,005,655	1,134,783	870,872
Línea 115KV-Panamá CPSA (115-4A)	2,763,815	343,456	2,420,359
Líneas 115Kv-Mata de Nance-Caldera (115-15, 115-16)	4,255,963	2,214,873	2,041,090
Líneas 115Kv-Panamá-Cáceres (115-12)	3,451,704	1,745,717	1,705,987
Líneas 115Kv-Santa Rita-Cáceres (115-1A, 115-2A)	978,533	107,703	870,830
	6,133,534	586,841	5,546,692
SUBESTACIONES	112,096,837	44,083,003	68,013,834
<u>230 KV</u>			
PATIO 230 KV-CHORRERA	98,681,630	38,515,896	58,165,734
PATIO 230 KV-GUASQUITAS	7,736,975	4,257,743	3,479,232
PATIO 230 KV-LLANO SÁNCHEZ	5,432,496	995,017	4,437,479
PATIO 230 KV-MATA DE NANCE	17,399,549	5,475,896	11,923,652
PATIO 230 KV-PANAMA	16,324,679	8,546,722	7,777,958
	21,030,973	2,338,060	8,698,913



PATIO 230 KV-PANAMA II	10,578,347	2,743,258	7,835,090
PATIO 230 KV-PROGRESO	5,027,347	2,214,758	2,812,589
PATIO 230 KV-VELADERO	10,974,115	1,944,442	9,029,673
PATIO 230 KV-NAVE 3 FORTUNA	2,171,149	0	2,171,149
115KV	14,867,949	5,540,835	9,327,114
PATIO 115 KV-CACERES	6,508,238	2,886,011	3,622,227
PATIO 115 KV-CALDERA	3,485,740	2,081,385	1,404,356
PATIO 115 KV-PANAMA	1,125,974	4,609	1,121,365
PATIO 115 KV-SANTA RITA	3,747,996	568,829	3,179,167
34.5 KV	547,258	26,272	520,986
PLANTA GENERAL	29,278,383	21,015,851	8,262,532
EDIFICIOS Y MEJORAS	2,479,685	1,213,828	1,265,857
EQUIPO DE COMUNICACION	10,671,573	7,416,235	3,255,338
EQUIPO DE INFORMATICA	6,748,574	5,704,100	1,044,474
EQUIPO DE LABORATORIO	1,362,026	1,244,327	117,700
EQUIPO DE TRANSPORTE	4,685,821	3,940,416	745,405
EQUIPO ELECTRICO MISCELLANEO	263,541	66,015	197,526
EQUIPO MECANICO	8,516	1,433	5,083
EQUIPO Y MOBILIARIO DE OFICINA	2,503,091	1,429,498	1,073,594
TERRENOS	557,555	0	557,555
HIDROMETEOROLOGIA	4,770,994	2,336,926	2,434,067
EQUIPO DE COMUNICACION	651	406	245
EQUIPO DE HIDROMETEOROLOGIA	745,255	447,882	297,373
EQUIPO DE INFORMATICA	835,995	88,915	747,080
EQUIPO DE TRANSPORTE	364,934	190,371	174,563
EQUIPO ELECTRICO MISCELLANEO	9,464	7,737	1,728
EQUIPO Y MOBILIARIO DE OFICINA	248,926	141,546	107,378
ESTACIONES HIDROLOGICAS	1,490,680	1,157,770	332,910
ESTACIONES METEOROLOGICAS TIPO A, B C	1,075,089	302,298	772,791
CND	7,307,322	6,518,847	788,476
EDIFICIOS Y MEJORAS	1,379,281	973,266	406,015
EQUIPO DE COMUNICACION	528,690	526,284	2,407
EQUIPO DE INFORMATICA	5,021,352	4,832,593	188,759
EQUIPO DE TRANSPORTE	73,181	53,017	20,164
EQUIPO ELECTRICO AUXILIAR	129,178	12,015	117,163
EQUIPO ELECTRICO MISCELLANEO	5,004	4,143	861
EQUIPO Y MOBILIARIO DE OFICINA	170,636	117,529	53,107
PLANTA GENERAL - NO PRODUCTIVOS	6,366,085	4,089,824	2,276,261
TOTAL	369,558,111	147,033,367	222,524,745

Fuente: Gerencia de Contabilidad/ETESA



ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

TASA DE DEPRECIACIÓN

Determinación de tasa de depreciación media por tipo de activo
2007

Activo	Costo bruto al 31/12/06	Depreciación y amortizaciones periodo 1/1/07 - 31/12/07 (1)	Tasa de depreciación media	Costo bruto al 31/12/07
Sistema Principal de Transmisión	261,611,970	8,175,144	3.12%	261,271,299
Conexión	29,400,126	964,343	3.28%	29,415,653
2006				
Activo	Costo bruto al 31/12/05	Depreciación y amortizaciones periodo 1/1/06 - 31/12/06 (1)	Tasa de depreciación media	
Sistema Principal de Transmisión	203,956,106	7,607,302	3.73%	261,611,970
Conexión	29,603,423	916,632	3.10%	29,400,126
2005				
Activo	Costo bruto al 31/12/04	Depreciación y amortizaciones periodo 1/1/05 - 31/12/05 (1)	Tasa de depreciación media	
Sistema Principal de Transmisión	206,512,417	5,405,642	2.62%	203,956,106
Conexión	29,320,498	391,222	1.33%	29,603,423
Promedio 2005 - 2007				
Sistema Principal de Transmisión				
Conexión			3.16%	
Promedio ponderado				
Sistema Principal de Transmisión				
Conexión	672,080,493	21,188,088	3.15%	
	88,324,047	2,272,197	2.57%	



PLAN DE EXPANSIÓN RESUMEN

PLAN DE EXPANSIÓN RESUMEN

PLAN DE INVERSIONES - ETESA	MMB./	Fecha operación
Sistema de Transmisión Bocas del Toro	21.6	abr-09
Nueva S/E Las Guías 230 KV	3.3	jul-11
Refuerzo Santa Rita - Panamá II 115 KV	15.8	jul-11
Refuerzo Guasquitas - Fortuna - Changuinola	8.7	jul-11
Banco de capacitores 120 MVAR S/E Panamá II	3.6	jul-11
6. Adición Interruptores S/E Cáceres	0.9	
TOTAL PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO	53.8	
Refuerzo Panamá Etapa 1	5.5	jul-12
Refuerzo Fortuna - Guasquitas	5.6	jul-12
Transformadores	8.0	jul-12
Capacitores	2.7	jul-12
TOTAL PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO	21.8	
TOTAL PLAN DE COMUNICACIONES	1.5	ene-11
TOTAL PLANTA GENERAL	17.4	jul-11
TOTAL PLAN REPOSICIÓN - SISTEMA PRINCIPAL	7.5	
TOTAL PLAN REPOSICIÓN - SISTEMA CONEXIÓN	20.2	
TOTAL GENERAL	122.3	

PLAN DE EXPANSIÓN RESUMEN

PLAN DE EXPANSIÓN RESUMEN



PLAN DE INVERSIONES - ETESA		MMB/.:	Fecha operación
Sistema de Transmisión Bocas del Toro		21.6	abr-09
Nueva SIE Las Guias 230 KV		3.3	jul-11
Refuerzo Santa Rita - Panamá II 115 KV		15.8	jul-11
Refuerzo Guasquitas - Fortuna - Changuinola		8.7	jul-11
Banco de capacitores 120 MVAR SIE Panamá II		3.6	jul-11
6. Adición Interruptores SIE Cáceres		0.9	
TOTAL PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO	53.9		
Refuerzo Panamá Etapa 1		5.5	jul-12
Refuerzo Fortuna - Guasquitas		5.6	jul-12
Transformadores		8.0	jul-12
Capacitores		2.7	jul-12
TOTAL PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO	21.8		
TOTAL PLAN DE COMUNICACIONES	1.5		ene-11
TOTAL PLANTA GENERAL	17.4		jul-11
TOTAL PLAN REPOSICIÓN - SISTEMA PRINCIPAL	7.5		
TOTAL PLAN REPOSICIÓN - SISTEMA CONEXIÓN	20.2		
TOTAL GENERAL	122.3		



Valores en Balboas de Diciembre 2008
Valores en Balboas de Diciembre 2008

Valores en Balboas de Diciembre 2008

Sistema Principal			ETESA			
	Lineas	Nº del Circuito	Longitud (km)	Nº Total de Torres	VNR	Costo por km
			Lineas de 230 KV			
			883			
			Lineas de 115 KV			
Doble Circuito	Bayano - Pacora - Panamá II	230 - 1A, 1B	68	136	12,925,900	189,696
	Bayano - Panamá II	230 - 2A	13	35	2,454,670	189,696
	Panamá II - Panamá	230 - 1C Y 2B	39	107	6,989,340	179,214
	Chorrera - Llano Sánchez	230 - 3A Y 4A	142	353	25,482,400	179,214
	Llano Sánchez - Veladero	230 - 3B Y 4B	109	274	19,598,810	179,214
	Veladero - Mata de Nance	230 - 5A Y 6A	84	219	15,141,770	179,214
	Mata de Nance - Fortuna	230 - 5B Y 6B	38	96	6,720,510	179,214
	Veladero - Llano Sánchez	230 - 7 Y 8	110	274	25,204,670	228,988
	Veladero - Guasquitas	230 - 14 Y 15	84	232	19,303,660	228,988
	Llano Sánchez - Panamá II	230 - 16 Y 17	195	571	44,652,590	228,988
			Lineas de 115 KV			
Circuito Sencillo	Bahía Las Minas No.1 - Santa Rita	115 - 1BY 2B	6	19	1,000,990	161,450
	Santa Rita - Cáceres (1)	115 - 1A Y 2A	47	145	9,006,450	191,627
	Panamá - Cemento Panamá - Bahía Las Minas No.2 (2)	115 - 4A, 4B	-	-	-	-
	Panamá - Bahía Las Minas No.2 (2)	115 - 3	54	147	8,718,330	161,451
	Mata de Nance - Caldera	115 - 15 Y 16	25	66	4,036,260	161,450
				Lineas de 230 KV		
	Mata de Nance - Progreso	230 - 9	54	154	6,380,420	118,156
	Progreso - Frontera	230 - 10	10	29	1,146,110	118,156
	Guasquitas - Fortuna	230 - 18	16	42	3,141,680	196,355
	Fortuna - Changuiñola-Frontera (3)	230	117	-	17,490,300	149,490
			Lineas de 115 KV			
			Panamá - Cáceres (4)	0.8	6	1,017,036
			Total - Sistema Principal			1,271,295
						230,411,896
			ETESA			
	Lineas	Nº del Circuito	Longitud (km)	Nº Total de Torres	VNR	Costo por km
			Lineas de 115 KV			
Circuito Sencillo	Caldera - La Estrella	115 - 17	6	17	623,020	107,417
	Caldera - Los Valles	115 - 18	2	6	214,830	107,415
	Caldera - Peja de Sombrio	115 - 19	1	2	53,710	107,420
	Progreso - Chiricó Azul	115 - 25	30	80	3,222,520	107,417
	Total - Conexión					4,114,080

IMP ETESA



VNR SUB ESTACIONES

**VNR - Subestaciones - Por Sistema Principal y Por Conexión
Valores en Balboas de Diciembre 2008**

Sistema Principal	VNR	Sistema de Conexión	VNR
Patio 230KV-Panamá II	11,534,767	Patio 115KV-Llano Sánchez	10,442,596
Patio 230KV-Panamá	20,410,922	Patio 115KV-Progreso	766,364
Patio 230KV-Chorrera	6,395,117	Patio 115KV-Chancó Azul	1,694,110
Patio 230KV-Llano Sánchez	21,649,643	Patio 34,5 KV-Chorrera	7,141,394
Patio 230KV-Veladero	18,745,610	Patio 34,5 KV-Llano Sánchez	700,791
Patio 230KV-Mata de Nance	13,975,359	Patio 34,5 KV-Mata de Nance	2,140,822
Patio 230KV-Progreso	6,172,969	Patio 34,5 KV-Progreso	1,376,849
Patio 115KV-Panamá *	15,433,069	Patio 34,5 KV-Chorrera	3,027,628
Patio 115KV-Mata de Nance	3,529,167	Patio 115 KV-Changuinola	443,221
Patio 115KV-Santa Rita	4,681,939	Subtotal	27,733,774
Patio 115KV-Cáceres	6,680,265		
Patio 230KV-Guasquitas	6,722,670		
Patio 115KV-Caldera	3,925,855		
Patio 230KV-Changuinola	5,887,044	Sistema Principal	165,196,416
Patio 230KV-Fortuna Nave 3	3,333,804	Sistema de Conexión	27,733,774
Patio 115KV-Panamá II	16,118,477	Total	192,930,190
Subtotal	165,196,416		

*incluye salida 115kv Panamá-Locería



RESUMEN VNR LÍNEAS Y SUBESTACIONES

VNR 2008	Líneas	SE	TOTAL
SPT	230,411,896	165,196,416	395,608,312
Conexión	4,114,080	27,733,774	31,847,854
TOTAL	234,525,976	192,930,190	427,456,166
<hr/>			
SPT	Líneas	SE	TOTAL
230 KV	206,632,830	114,827,594	321,460,424
115 KV	23,779,066	50,368,822	74,147,888
TOTAL	230,411,896	165,196,416	395,608,312

PLAN DE EXPANSIÓN

PLAN DE SISTEMA DE COMUNICACIÓN		Migración VHF a UHF			
PLAN DE PLANTA GENERAL					
Adquisición equipo de monitoreo en línea de transformadores					
Automatización e integración de subestaciones					
Edificio ETESA					
Equipo de informática					
Reemplazo flota vehicular					
TOTAL PLANTA		-			
1. Proyectos		-			
Reemplazo y ac.		0.487			
Reemplazo y adquisición de protección diferencial Etsa II		-			
2. Subestaciones		-			
Rep. Transf. Servicios auxiliares SIE Llano Sánchez		0.060			
Rep. Parcial int.		0.000			
Reemplazo de transformadores de potencial		-			
Reimp. interruptores 115 KV SIE Panamá		0.665			
Reimp. interruptores 115 KV SIE Mata de Nance		-			
1. Subestaciones		-			
Reimp. transformador T2 SIE Mata de Nance		-			
TOTAL SISTEMA		0			
Nueva SIE Las Guias 230 KV		-			
Nueva SIE Anton 230 KV		-			
Adición T3 SIE Llano Sánchez		-			
Adición T3 SIE Chorrera		-			
Reemplazo interruptores 34.5 KV SIE Mata de Nance		-			
Reemplazo interruptores 115 KV SIE Llano Sánchez		-			
Reemplazo interruptores 34.5 KV Llano Sánchez		-			
TOTAL SISTEMA		-			
TOTAL		0.487			
PLAN DE REPOSICIÓN		-			
Sistema de Conexión		-			
LARGO		CORTO PLAZO			



PLAN DE EXPANSIÓN



IMPETESA

PLAN DE EXPANSIÓN

PRESIDENTES



1.518	
0.419	
0.207	
10.600	
4.225	
1.970	
17.424	
0.487	
1.479	
0	
0.06	
0	
0.665	
0.695	
0.695	
3.306	
84.7545653	
3.329	
3.329	
6.569	
6.159	
0.176	
0.417	
0.176	
20.195	
122.331	



INVERSIONES		2009	2010	2011	2012	2013	Total
SPT							
Total Anual		23.1	0.7	35.1	25.8	-	84.8
230 KV		22.1	0.7	19.3	25.8	-	67.9
115 KV				15.8	-		15.8
Incorporación Parcial		17.5	0.6	19.2	13.3	-	
PLANTA GENERAL							
Total Anual		6.4	7.5	2.2	0.6	0.8	17.4
Incorporación Parcial		0.5	0.8	1.1	0.0	0.1	2.6
CONEXIÓN							
Total Anual		-	-	13.2	6.9	-	20.2
Incorporación Parcial		-	-	8.3	3.8	-	
TOTAL		29.5	8.1	50.5	33.4	0.8	122.3

INVERSIONES		2009	2010	2011	2012	2013	Total
SPT							
Total Anual		23.1	0.7	35.1	25.8	-	84.8
230 KV		22.1	0.7	19.3	25.8	-	67.9
115 KV		-	-	15.8	-		15.8
Incorporación Parcial		17.5	0.6	19.2	13.3	-	50.6
PLANTA GENERAL							
Total Anual		6.4	7.5	3.0	0.6	0.8	18.2
Incorporación Parcial		0.5	0.8	1.1	0.0	0.1	2.6
CONEXIÓN							
Total Anual		-	-	13.2	6.9	-	20.2
Incorporación Parcial		-	-	8.3	3.8	-	12.1
TOTAL		29.5	8.1	51.3	33.4	0.8	123.2
TOTAL		18.1	1.5	28.5	17.2	0.1	65.3



PLAN DE EXPANSIÓN

Descripción	Enero	Febrero	Marzo	Abri	Mayo	Junio	Julio	2009	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abri	
1. Sistema de Transmisión Bocas del Toro	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	12	11	10	9	9	
L/T 230 KV Fortuna - Changuinola - Frontera																		
SIE Changuinola 230 KV																		
2. Nueva SIE Las Guías 230 KV																		
3. Refuerzo Santa Rita - Panamá II 115 KV																		
Línea Santa Rita - Panamá II 115 KV																		
Línea Santa Rita - Cáceres 115 KV																		
SIE Santa Rita 115 KV																		
Adición SIE Panamá II 230 KV																		
4. Refuerzo Guasquitas - Fortuna - Changuinola																		
L/T Guasquitas - Fortuna - Changuinola. Adición 2do. Circuito 230 KV																		
Adición SIE Changuinola 230 KV																		
5. Banco de capacitores 120 MVAR SIE Panamá II																		
6. Adición Interruptores SIE Cáceres	0.942	0	0	0.942	21.652	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL PLAN DE	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
1. Líneas y subestaciones																		

Refuerzo Panamá Etapa 1

L/T Subl. Panamá doble cto. (Sección ANTON - PAN II 230 KV

Adición SIE Panamá 230 KV

Refuerzo Fortuna - Guasquitas

L/T Guasquitas - Fortuna 1 cto. 230 KV

Adición SIE Guasquitas 230 KV

Adición SIE Fortuna 230 KV

Refuerzo Guasquitas - Llano Sánchez - Panamá II Etapa

L/T Guasquitas - Llano Sánchez doble cto. 1 cto inicial.

L/T Llano Sánchez - Panamá II doble cto. 1 cto inicial

Adición SIE Guasquitas 230 KV

Adición SIE Llano Sánchez 230 KV

Adición SIE Panamá

2. Transformadoras

T4 SIE Panamá

3. Cañerías

Adición 90 MVAR SIE Llano Sánchez

TOTAL PLAN DE

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

PLAN DE EXPANSIÓN

LARGO PLAZO



IMPERIA



PLAN DE EXPANSIÓN

ESTESA



PLAN DE EXPANSIÓN

PLAN DE SISTEMA DE COMUNICACIÓN		Migración VHF a UHF	
<u>Adquisición de equipo de monitoreo en línea de transformadores</u>			
PLAN DE PLANTA GENERAL		Automatización e integración de subestaciones	0.121
		Edificio ETESA	0.298
		Equipos de informática	0.036
		Reemplazo flota vehicular	
		TOTAL PLANTA	
1. Protecciones			
Reemplazo y ac	0.487		
Reemplazo y adquisición de protecciones diferenciales Etapa II			
2. Subestaciones			
Rep. Transf. Servicios auxiliares SIE Llano Sánchez	0.060		
Rep. Parcial ini	0.000		
Reemplazo de transformadores de potencial			
Reemp. Interruptores 115 KV SIE Panamá			
Reemp. Interruptores 115 KV SIE Mata de Nance			
1. Subestaciones			
Reemp. transformador T2 SIE Mata de Nance			
TOTAL SISTEMA	0		
Nueva SIE Las Guías 230 KV			
Nueva SIE Anton 230 KV			
Adición T3 SIE Llano Sánchez			
Adición T3 SIE Choneca			
Reemplazo interruptores 34.5 KV SIE Mata de Nance			
Reemplazo interruptores 115 KV SIE Llano Sánchez			
Reemplazo interruptores 34.5 KV Llano Sánchez			
TOTAL SISTEMA			
TOTAL	0.487	0.000	0.942
<u>Sistema de Conexión</u>			
PLAN DE REPOSICIÓN	LARC	CORTO PLAZO	



PLAN DE EXPANSIÓN

WPTESA



PLAN DE EXPANSION

IMPETESA





PLAN DE INVERSIONES CND 2009 - 2013. PROPUESTA AJUSTADA RESUMEN.

PLAN DE INVERSIONES

2009 - 2013

En Balboas

ITEM	Detalle	2009-2010		2010-2011		2011-2012		2012-2013		Total	Participación
		2009	2010	2010	2011	2011	2012	2012	2013		
1	MEJORAS AL EQUIPO INFORMATICA									0	0.0%
2	SOFTWARE									0	0.0%
3	RENOVACIÓN DEL SISTEMA SCADA	215,000		2,922,000	450,000		190,000		3,777,000	70.8%	
4	PROYECTO DE FORTALECIMIENTO	325,000		316,500	419,500		190,000		1,251,000	23.4%	
5	SISTEMA MEDICIÓN TIEMPO REAL	120,000		0	30,000		0		150,000	2.8%	
6	EQUIPOS AUXILIARES	30,000		10,000	10,000		110,000		160,000	3.0%	
7	INTEGRACION DE MERCADOS	0							0	0.0%	
TOTAL		690,000		3,248,500	909,500		490,000		5,338,000	100.0%	



INVERSIONES CND SOLICITADAS

PLAN DE INVERSIONES CND SOLICITADO

2009 - 2013

En Balboas

Detalle	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	Total
MEJORAS AL EQUIPO INFORMATICA	72,500	48,500	58,500	62,500	240,000
Renovación de Lan 1 Mbp	40,000				40,000
Renovación de Computadoras Portátiles	2,500	12,000		16,000	30,000
Renovación de Computadoras Personales	22,500	13,500	13,500	31,500	81,000
Actualización de Servidor de Aplicaciones CNDAPP1, Plan de Contingencia	4,000		15,000		19,000
Actualización de Servidor de Aplicaciones MEMPA	4,000		30,000		34,000
Actualización de Servidor de Datos NAS		10,000		15,000	25,000
Estante con llave para fuentes y licencias		5,000			5,000
Actualización de Servidor de Base de Datos BDI		6,000			6,000
SOFTWARE	56,000	18,000	18,000	72,000	164,000
Actualización de 55 Licencias Office	26,000			26,000	52,000
Actualización de Otras licencias; AutoCad, Acrobat, Project, Visual.net	20,000			10,000	30,000
Mantenimientos por Licencias de Terceros: Oracle, PI, Antivirus	8,500	18,000	18,000	36,000	80,500
Software para Respaldo de Información	1,500				1,500
RENOVACION DEL SISTEMA SCADA	330,000	3,797,350	585,000	255,000	4,967,350
Actualización de Ranger NMR5, mantenimiento 168 horas al año 24x7.		3,654,000			3,654,000
Mobiliario para el Despacho		30,000			30,000
Gastos Administrativos (visitas a Fabrica 2.5%) y Capacitaciones periódicas		91,350	20,000	40,000	151,350
Video Wall	300,000				300,000
Centro de Control de Respaldo y adecuación			540,000		540,000
Actualización SCADA, repuestos, licencias y aumento de recurso				200,000	200,000
Capacitación a operadores en manejo de datos históricos, y modelos DTS.	30,000		25,000	15,000	70,000
Medidores Sincrofasores		22,000			22,000
PROYECTO DE FORTALECIMIENTO AL CND	323,500	396,500	274,500	605,000	1,599,500
Procesos de Integración de Base de Datos	30,000			7,000	37,000
Plataforma Hw y SW y servicio para Integración.					
Licencias PI, para Intercambio de Información con los Agentes.	150,000				150,000
Procesos de Sistema de Transacciones Comerciales	20,000	15,000	10,000		45,000
Servidor Web para Intercambio de Información	7,000		3,000		10,000
Sistema de Medición de señales para la supervisión del SIN		200,000	150,000	150,000	500,000
Modelo para verificar el desempeño de las curvas P/Q de generación		35,000	40,000		75,000
Modelo de coordinación de Esquemas de protección	75,000	75,000			150,000
Modelo de despacho de Corto Plazo		60,000	60,000	400,000	520,000
Certificado SSL para el Servidor Web (comunicación segura) y renovaciones anuales	3,000	1,500	1,500	3,000	9,000
Capacitación del Personal	38,500	10,000	10,000	30,000	88,500
SISTEMA DE MEDICIÓN A TIEMPO REAL	160,000	0	160,000	60,000	380,000
Patrón Portátil	50,000		50,000		100,000
Generador Portátil	50,000		50,000		100,000
Medidores por Calidad de Servicio	60,000		60,000	60,000	180,000
EQUIPOS AUXILIARES	30,000	170,000	50,500	321,000	571,500
Sistema de Extinción de llama en el Generador de Emergencias, Cuarto de Baterías y Salón de Computadoras		30,000	10,000	10,000	50,000
Portón Eléctrico Automático			10,000	500	11,500
Reemplazo de UPS de 70KVA			150,000		150,000
Planta de emergencia				150,000	150,000
Sistema de control de acceso, grabación de voz, circuito cerrado de video			40,000		40,000
Aire Acondicionado Central				150,000	150,000
Vehículo -Reemplazo del pick-up				20,000	20,000
INTEGRACION DE MERCADOS	0	0	25,000	0	25,000
Consultorías y desarrollo de servicios			25,000		25,000
Total	972,000	4,428,360	1,171,600	1,376,500	7,847,360



GASTOS FUNCIONAMIENTO CND

Centro Nacional de Despacho

Valores en miles de Balboas de Diciembre de 2008

	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Gastos	2,538	2,538	2,538	2,538	2,538	12,692
Alquiler	159	159	159	159	159	796
Inversiones						5,338
TOTAL	2,698	2,698	2,698	2,698	2,698	18,826

Dotación de Personal 60 60 60 60 60

INVERSIONES (NO SE DISPONE DE LA INFORMACIÓN ANIO POR ANIO)

2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	Total
690,000	3,248,500	909,500	490,000	5,338,000

Centro Nacional de Despacho

Valores en miles de Balboas de Diciembre 2004

	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Gastos	2,309	2,309	2,309	2,309	2,309	11,543
Alquiler	147	147	147	147	147	735
Inversiones	595	340	0	236	0	1,171
TOTAL	3,051	2,796	2,456	2,692	2,456	13,449

Dotación de Personal 60 60 60 60 60

Incrementos

Gastos	10%
Alquiler	8%
Inversiones	356%
TOTAL	40%

10%

Centro Nacional de Despacho

Valores en miles de Balboas de Noviembre de 2008

Rubro	2009	2010	2011	2012	2013
Gastos de funcionamiento	2,538	2,538	2,538	2,538	2,538
Alquiler	159	159	159	159	159
Inversiones		690	3,249	910	490
TOTAL	2,698	3,388	5,946	3,607	3,188

INVERSIONES CND AJUSTADO



PLAN DE INVERSIONES CND AJUSTADO

2009 - 2013

En Balboas

ITEM	Detalle	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	Total
1	MEJORAS AL EQUIPO INFORMATICA					
	Renovacion de Lan 1 Mbp	0.00				0
	Renovación de Computadoras Portátiles	0.00	0.00		0.00	0.00
	Renovación de Computadoras Personales	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Actualización de Servidor de Aplicaciones CNDAPP1, Plan de Contingencia	0.00		0.00		0.00
	Actualización de Servidor de Aplicaciones MEMPA	0.00		0.00		0.00
	Actualización de Servidor de Datos NAS	0.00		0.00		0.00
	Estante con llave para fuentes y licencias		0.00		0.00	0.00
	Actualización de Servidor de Base de Datos BDI		0.00			0.00
2	SOFTWARE					
	Actualización de 55 Licencias Office	0.00				0
	Actualización de Otras Licencias; AutoCad, Acrobat, Project, Visual.net	0.00			0.00	0.00
	Mantenimientos por Licencias de Terceros: Oracle, PI, Antivirus	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Software para Respaldo de Información	0.00				0.00
3	RENOVACION DEL SISTEMA SCADA	215,000	2,922,000	450,000	190,000	3,777,000
	Actualización de Ranger NMR5, mantenimiento 168 horas al año 24x7.		2,900,000			2,900,000
	Mobiliario para el Despacho		0			0
	Gastos Administrativos (visitas a Fabrica 2.5%) y capacitaciones periódicas		0	0	0	0
	Video Wall	215,000				215,000
	Centro de Control de Respaldo y adecuación			450,000		450,000
	Actualización SCADA, repuestos, licencias y aumento de recurso				190,000	190,000
	Capacitación a operadores en manejo de datos históricos, y modelos DTS.	0				0
	Medidores Sincrofases		22,000			22,000
4	PROYECTO DE FORTALECIMIENTO AL CND	325,000	316,500	419,500	190,000	1,251,000
	Procesos de Integración de Base de Datos	30,000			7,000	37,000
	Plataforma Hw y Sw y servicio para Integración. Licencias PI, para Intercambio de Información con los Agentes.	150,000			15,000	165,000
	Procesos de Sistema de Transacciones Comerciales	20,000	15,000	10,000		45,000
	Servidor Web para Intercambio de Información	7,000		3,000		10,000
	Sistema de Medición de señales para la supervisión del S/N		150,000	150,000	150,000	450,000
	Modelo para verificar el desempeño de las curvas P/Q de generación		35,000	40,000		75,000
	Modelo de coordinación de Esquemas de protección	50,000	50,000			100,000
	Modelo de despacho de Corto Plazo	50,000	50,000	200,000	0	300,000
	Certificado SSL para el Servidor Web (comunicación segura) y renovaciones anuales	3,000	1,500	1,500	3,000	9,000
	Fondo contingencia para consultorías imprevistas	15,000	15,000	15,000	15,000	60,000
5	SISTEMA DE MEDICIÓN TIEMPO REAL	120,000	0	30,000	0	150,000
	Patrón Portátil	30,000		30,000		60,000
	Generador Portátil	30,000				30,000
	Medidores por Calidad de Servicio	80,000				60,000
6	EQUIPOS AUXILIARES	30,000	10,000	10,000	110,000	160,000
	Sistema de Extinción de llama en el Generador de Emergencias, Cuarto de Baterías y Salón de Computadoras	30,000	10,000	10,000		50,000
	Portón Eléctrico Automático		0	0	0	0
	Reemplazo de UPS de 70KVA		0			0
	Planta de emergencia		0			0
	Sistema de control de acceso, grabación de voz, circuito cerrado de video			50,000	50,000	
	Aire Acondicionado Central			0		0
	Vehículo Reemplazo del pick-up			40,000	40,000	
7	INTEGRACION DE MERCADOS				20,000	20,000
	Consultorías y desarrollo de servicios					0
	TOTAL	690,500	3,245,500	505,600	195,000	5,334,600



GASTOS FUNCIONAMIENTO CND

GASTOS DE FUNCIONAMIENTO 2009-13

1.124

	Rubro de gastos	Monto
1.751	Salario mensual medio	2,573
	Total personal	60
	Costo anual de personal	1,852,918
0.37	Otros gastos	685.580
	Gastos CND	2,538,497
	Auditoría	-
	TOTAL	2,538,497

GASTOS DE FUNCIONAMIENTO 2005-09

	Rubro de gastos	Monto
1.558	Salario mensual medio	2,290
	Total personal	60
	Costo anual de personal	1,649,570
0.37	Otros gastos	610 008
	Gastos CND	2,258,677
	Auditoría	50,000
	TOTAL	2,308,677

Empresa de Transmisión S.A. - Hidrometeorología

Bienes e instalaciones en servicio al 31 de diciembre de 2000 (valores en Balboas)

Activo fijo	Costo	Depreciación acumulada	Valor neto
Estaciones Pluviométricas	14,923	995	13,928
Estaciones Fluviográficas	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 de Laboratorio	115,060	11,506	103,554
Equipo Informática	13,712	1,244	12,468
Equipo de Transporte	28,936	7,234	21,702
Mobiliario y Otros Equipos	292,383	14,414	237,969
Total activo fijo	2,000,900	821,301	1,179,599

INVERSIONES SOLICITADAS	2009	2010	2011	2012	2013	Total
PROYECTO						
Alerta Temprana	250,000	330,000	425,000	435,000	351,000	1,791,000
Automatización de la red	534,000	796,000	779,000	624,000	576,500	3,309,500
Automatización de Procesos	366,500	113,000	95,000	45,000	96,000	715,500
Descargas atmosféricas				200,000		200,000
Remodelación sinóptica	30,000				30,000	30,000
Total	1,180,500	1,239,000	1,299,000	1,304,000	1,023,500	6,046,000

PRESUPUESTO HIDROMET



HIDROMET - PRESUPUESTO DE GASTOS DE FUNCIONAMIENTO E INVERSIONES

I) GASTOS DE FUNCIONAMIENTO

APROBADO 2005-2009			
AÑO	GASTOS DE FUNCIONAMIENTO	PERSONA	Por empleado
2005	1,431,246	33	43,371.09
2006	1,802,432	45	40,054.04
2007	2,143,570	57	37,608.49
2008	2,532,241	69	36,699.14
2009	3,013,638	80	37,670.48
Total	10,923,127	24.8%	39,080.25

PERÍODO 2009 - 2013

REAL			
AÑO	25%	EJECUTADO	PERSONAL Por empleado
2005		1,071,707	30
2006		1,373,429	42
2007		1,635,341	42
2008 (e)		633,060	1,899,181
2009 (e)		978,801	56
Total	total	2,034,837	60
		8,014,494.27	19%
	Promedio anual	1,602,898.85	35,037.77

HIDROMET - GASTOS DE FUNCIONAMIENTO SOLICITADOS
PERÍODO 2009 - 2013

RECONOCIDOS			
PERÍODO 2009 - 2013			
AÑO	GASTOS DE FUNCIONAMIENTO	PERSONA	Por empleado
2009	2,199,200	74	29,719
2010	2,509,717	88	28,520
2011	2,804,014	98	28,612
2012	2,958,613	103	28,724
2013	3,107,332	107	29,040
Total	13,578,876	9.7%	28,923

RECONOCIDOS			
PERÍODO 2009 - 2013			
AÑO	FUNCIONAMIENTO	PERSONAL	Por empleado
2009	1,734,000	60	28,900
2010	1,907,400	66	28,900
2011	2,109,700	73	28,900
2012	2,312,000	80	28,900
2013	2,543,200	88	28,900
Total	10,606,300	10.0%	28,900

Reducción
-21.2%
-24.0%
-24.8%
-21.9%
-18.2%
-21.9%

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA,S.A.
GERENCIA DE HIDROMETEOROLOGÍA
PRESUPUESTO DE INVERSIÓN 2009 -2013

CONCEPTO	PROYECTO	Año 2009			Año 2010			Año 2011			Año 2012			Año 2013		
Estaciones Sinópticas Automáticas	Automatización de la red	2	76,000	2	76,000	2	76,000	2	76,000	2	76,000	2	76,000			
Estaciones Meteorológicas Automáticas Tipo A	Alerta Temprana	6	210,000	8	280,000	12	420,000	11	385,000	10	350,000					
Estaciones Meteorológicas Automáticas Tipo PD (1)	Automatización de la red	6	24,000			12	48,000	12	48,000	12	48,000					
Estaciones Hidrológicas Automáticas	Automatización de la red	6	180,000	12	360,000	12	360,000	10	300,000	10	300,000					
Equipos convencional para calibración de estaciones automáticas	Automatización de la red			2	30,000			2	30,000							
Estación Receptora de Imágenes Satelitales Meteorológicas	Automatización de la red	1			100,000				75,000							
Receptor y Antena satelital del sistema Metlab	Automatización de Procesos		30,000													175,000
Presupuesto de equipos de comunicaciones	Automatización de la red		23,000						10,000							
Presupuestos estacionales, receptor de datos satelitales	Alerta Temprana		15,000						5,000							
Instalación de la estación receptora de datos	Alerta Temprana		25,000		50,000											
Receptores estaciones automáticas	Automatización de la red		25,000		35,000				35,000							
Repuestos estaciones convencionales	Automatización de la red		60,000						40,000							
Sensores de calidad del agua	Automatización de la red	3	30,000	3	30,000	2	20,000	1	10,000	1	10,000					40,000
Computadoras y licencias de software	Automatización de Procesos		25,000		25,000				25,000		25,000					140,000
Impresoras láser e Inyección de tinta/escáner	Automatización de Procesos		14,000		13,000				5,000		5,000					100,000
Equipos para predicción numérica hidrológica y actualizaciones	Automatización de Procesos		50,000													125,000
																50,000



AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

INFORME FINAL

**INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LA EMPRESA DE
TRANSMISIÓN ELECTRICA, S. A. PARA EL PERÍODO
2009-2013**

ANEXO B

RESOLUCIÓN AN No. 2820 de 28 de julio de 2009



AUTORIDAD NACIONAL LOS SERVICIOS PÚBLICOS

INFORME FINAL

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. PARA EL PERÍODO 2009-2013

METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Julio 2009

REALIZADO CON LA ASESORÍA DE LA FIRMA
MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES, S.A.



CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA EL PERÍODO 2009-2013

CONTENIDO

PARTE I – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN.....	5
CAPÍTULO I: ANÁLISIS Y PROPUESTA DE EMPRESA COMPARADORA PARA ETESA	5
1. CONCLUSIONES PARA SELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA	5
2. PARÁMETROS COMPARADORES PARA TRANSMISIÓN	7
CAPÍTULO II: ESTIMACIÓN DE LA TASA RAZONABLE DE RENTABILIDAD	7
1. ANÁLISIS DE LA TASA	8
2. CONCLUSIONES	9
CAPÍTULO III: CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN	10
1. COMPONENTES	10
2. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN	12
3. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DE CONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	25
PARTE II – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA.....	30
CAPÍTULO I: REVISIÓN Y REDEFINICIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA DEL CND	30
1. EMPRESA COMPARADORA PARA EL CND:.....	30
CAPÍTULO II: INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA ..	30
1. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO.....	30
2. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DE HIDROMETEOROLOGÍA	37
3. SÍNTESIS DE LOS RESULTADOS.....	41
ANEXOS.....	43
ANEXO I: INGRESO MAXIMO PERMITIDO	44
ANEXO II: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN	46
1. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA VIGENTE Y DE ETESA	46
1.2. CARACTERIZACIÓN DEL CONTEXTO DE LA GESTIÓN DE TRANSBA	47
1.3. GESTIÓN TÉCNICA	48
1.4. GESTIÓN DE COSTOS	56
1.5. CONCLUSIONES DE LA GESTIÓN DE ETESA	59
2. ELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN	60
3. RESUMEN DE CONCLUSIONES DE ESTUDIO	71
ANEXO III: RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN EN PANAMÁ ..	74
1. METODOLOGÍA	75
2. DESARROLLO	79
2.1. RENDIMIENTO DEL CAPITAL PROPIO	79
2.2. COSTO DE ENDEUDAMIENTO	86
2.3. ESTRUCTURA DE CAPITAL - COSTO PROMEDIO DE CAPITAL (WACC)	87
ANEXO IV: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CND	92
1. METODOLOGÍA	92
2. ANÁLISIS DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO	92
3. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE CND	96
4. DEFINICIÓN DE LOS INDICADORES DE COSTO DEL CND PARA 2009-2013	99
5. RESUMEN DE CONCLUSIONES DE ESTUDIO	101



ESTRUCTURA ORGÁNICA DE CAMMESA	103
APÉNDICE 3	104
DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES DE CAMMESA	104
GERENCIA DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS	104
GERENCIA DE ATENCIÓN A AGENTES	105
GERENCIA DE COORDINACIÓN	106
GERENCIA DE INFORMÁTICA	107
GERENCIA DE PROGRAMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	109
GERENCIA DE ANÁLISIS Y CONTROL DE LA PRODUCCIÓN	111
GERENCIA DE OPERACIONES	113
PRESUPUESTO DE FUNCIONAMIENTO E INVERSIÓN DE HIDROMETEOROLOGÍA	115



INTRODUCCION

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) correspondiente al período julio 2009 – junio 2013, 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, modificado mediante Resolución No. AN-2504 de 18 de marzo de 2009. El Artículo 96 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 la Autoridad de los Servicios Públicos (ASEP) 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, la ASEP 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 de la ASEP, 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 ASEP.

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 una 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 límite 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



comparadores para la empresa comparadora llamados comparadores.

Se establece la nueva tasa de rentabilidad para la actividad de transmisión.

- Se calculan los Ingresos Máximos Permitidos a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) por el servicio de transmisión y por el servicio de operación integrada.

En el ANEXO 1 se presentan los cuadros que resumen el cálculo del IMP para cada año 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 la determinación de los costos eficientes del sistema de transmisión el Reglamento de Transmisión, en su artículo 173, establece que debe seleccionarse una empresa comparadora con el fin de medir la eficiencia en la gestión de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. Asimismo, deben definirse indicadores para la empresa comparadora llamados comparadores.

Los comparadores son parte de los elementos para el cálculo de los ingresos máximos permitidos de ETESA. Finalmente se establece que los indicadores que se aplican en un periodo tarifario permanecerán vigentes en los siguientes períodos tarifarios hasta que no haya indicaciones fehacientes de que se deben modificar los mismos, en cuyo caso se deberá efectuar un nuevo análisis de los mismos.

La empresa comparadora desde el año 2001 es la Empresa de Transmisión de Buenos Aires (TRANSBA). Para el período actua', se realizó una investigación sobre empresas transmisoras considerando que estén organizadas con criterio de eficiencia y 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.

Se analizó las siguientes empresas de transmisión que dan servicio similar a ETESA y que tienen un alto nivel de eficiencia:

- TRANSBA de Argentina
- Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica TRANSELEC de Chile
- ISA de Colombia

Del documento "Costs of constructing new transmission assets at 380kV within the European Union, Norway and Switzerland" se obtuvo información de las siguientes empresas de la Unión Europea:

- Eltra/Elkraft de Dinamarca
- Fingrid de Finlandia
- Terna de Italia
- Tennet de Holanda
- Statnett de Noruega



- Rede Eléctrica Nacional de Portugal (REN)
Red Eléctrica de España (REE)
▪ Svenska Kraftnats de Suecia

Del análisis realizado, los indicadores calculados para TRANSBA se encuentran por debajo de los indicadores de las empresas del benchmarking.

Cumpliendo con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, se evalúo la gestión de ETESA para el periodo 2005-2007 a lo efectos de comprobar si la empresa alcanzó los objetivos de eficiencia previstos en la regulación. Este análisis se realiza a través de:

- Análisis de la gestión técnica a través de los indicadores de calidad de servicio previstos en el Reglamento de Transmisión.
- Análisis de la gestión de costos.

A la vez, se analizó la eficiencia de la gestión de la empresa comparadora para ETESA utilizada en la revisión tarifaria anterior (TRANSBA) para efectos de determinar si existen evidencias fehacientes para modificar los indicadores utilizados.

A partir del análisis de los puntos anteriores se fijaron indicadores (comparadores) de costos eficientes de ETESA para el periodo tarifario 2009 - 2013.

Los resultados del estudio fueron los siguientes. Con respecto a:

- ETESA ha logrado mejorar el indicador global de costos eficientes de administración, operación y mantenimiento de 3,46% en 2003 al 2,47% en 2007. Esta ganancia significativa en la eficiencia se explica básicamente por el aumento significativo de activos con una reducción del gasto operativo. La composición del gasto muestra una elevada participación de los gastos de administración (52%) en el total de gastos de la empresa que supera el valor del 35% fijado como meta eficiente.
- En el periodo 2004-2007 TRANSBA recibió una recomposición parcial de sus ingresos regulatorios (aumento promedio 25%) sin haberse realizado aún y con fecha incierta la revisión integral comprometida en el proceso de renegociación del contrato. Los costos operativos se incrementaron un 78% debido a la recomposición de salarios y otros gastos impulsados por el contexto inflacionario. Respecto de las redes eléctricas el crecimiento de la demanda sin la realización de las obras para la ampliación de la infraestructura trajo crecientes dificultades para disponer de las instalaciones para mantenimiento debido a la falta de reserva de transmisión y transformación.

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. TRANSBA mantiene su liderazgo en materia de eficiencia de gestión de costos como lo demuestra el benchmarking internacional y donde se han incluido los datos de la revisión tarifaria del año 2006 de la empresa TRANSELEC de Chile.



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. La composición del gasto de TRANSBA, con un gasto de 18% para los gastos de administración y el 82% para Operación y Mantenimiento son de una calidad superior a los fijados en la Regulación del 35% y 65% respectivamente, lo que muestra el mantenimiento de la excelencia en la empresa comparadora.
- 1.5. El indicador de costos eficientes de TRANSBA ajustado por los diferenciales de contaminación salina y nivel isoceráunico resulta de un indicador de costos eficientes para ETESA de 2.1% que es igual al determinado en la revisión tarifaria anterior.
- 1.6. 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.

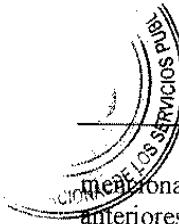
2. PARÁMETROS COMPARADORES PARA TRANSMISIÓN

- 2.1. Para 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



menionada 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, tanto en mercados nacionales como internacionales.

En el presente estudio, al igual que en la revisión tarifaria llevada a cabo en el año 2005, se aplicó una metodología CAPM / WACC. El CAPM permite determinar el costo del capital propio, esto es, el rendimiento solicitado por los accionistas; y efectuar la comparación del caso bajo análisis con empresas que pertenecen a la misma industria y desarrollan actividades en condiciones similares de riesgo. Por otra parte, y considerando que la expansión, operación y mantenimiento de redes se financia con capital propio y endeudamiento, en la mayoría de las prácticas regulatorias se prefiere la estimación de la tasa de retorno a través del cálculo de la WACC. Así, el método adiciona al costo del capital propio, previamente calculado por CAPM, el costo marginal de endeudamiento, y pondera ambos componentes en función del endeudamiento óptimo para la actividad.

En el ANEXO III se explica en forma detallada el cálculo del costo de capital en el mercado. Según las estimaciones realizadas, la tasa de retorno real en el mercado resulta igual a 10.71 % antes de impuestos. La siguiente tabla resume los principales resultados del estudio.

CUADRO No. 1
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.
COSTO DE CAPITAL REAL (%)

Componentes	Concepto/Fórmula	Fuente	Esc Promedio Mayo 08 - Abril 09
Costo Nominal del Capital después de impuestos (%)	WACC $k_E * (1-W_D) + k_D * W_D$		8.89
Inflación en USD largo plazo [%]	PiUSA	Inflación esperada de Largo Plazo en dólares	Spread Indexed UST-20 vs Nominal UST-20. Federal Reserve.
Costo Real del Capital antes de impuestos (%)	WACC_R $[(1+WACC) / (1+Pi)]-1$		10.71

1. ANÁLISIS DE LA TASA

Según se indicó anteriormente, la Ley 6 fija bandas de variación posibles para la tasa de retorno sobre capital y 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) 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:



CUADRO No. 2
RENDIMIENTO DE LOS UST 30

FECHA:	UST30 (rendimiento)
Mayo-08	4.60
Junio-08	4.69
Julio-08	4.56
Agosto-08	4.50
Septiembre-08	4.27
Octubre-08	4.16
Noviembre-08	3.98
Diciembre-08	2.86
Enero-09	3.13
Febrero-09	3.59
Marzo-09	3.64
Abril-09	3.76
Promedio	3.98

De este modo el valor medio según la Ley resulta 10.98 %, según el siguiente cálculo:

Tasa de Bono Tesoro de EE.UU. 30 años (%)	3.98
Premio por riesgo de Transmisión en el país (%)	7.00
TASA DE RETORNO media según la Ley (%)	10.98

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 (%)	10.98
Banda Artículo 101 de la Ley 6 – Máxima (%)	12.98
Banda Artículo 101 de la Ley 6 – Mínima (%)	8.98
RETORNO ESTIMADO DE REFERENCIA- WACC (%)	10.71

2. CONCLUSIONES

Como se puede observar, la tasa de retorno estimada mediante el análisis de mercado con el método de cálculo planteado es superior a la banda mínima que resulta de la aplicación del Artículo 101 de la Ley 6. Por lo tanto, se justifica utilizar una tasa de rentabilidad mayor a la banda mínima.

En el presente estudio tarifario se utiliza el **costo de capital del mercado**, es decir una tasa real antes de impuestos de 10.71% para el cálculo de los Ingresos Máximos Permitidos a la Empresa de Transmisión Eléctrica para el período de 1 de julio de 2009 al 30 de junio de 2013. Se observa un aumento de 73 puntos, aproximadamente 7%, con respecto a la tasa de retorno aplicada en la revisión tarifaria anterior.



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:

$$\text{IPT} = \text{IPSPT} + \text{IPCT}$$

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 se conformó para cada año del período 2009-2013 sumando los siguientes componentes:

- Activos del Sistema Principal de Transmisión y los bienes de Planta General en libros al 31 de diciembre del 2008, ajustando las capitalizaciones del período 2005-2008 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 la ASEP.
- Los retiros de activos previstos por ETESA

La Base de Capital para cada año del período, tomó en consideración los activos valorados en libros al 31 de diciembre del 2008, ajustando las capitalizaciones del período 2005-2008 de acuerdo a criterios de eficiencia establecidos en el régimen. No fueron considerados los activos fijos calificados como No Productivos.

El siguiente cuadro presenta el valor total de los activos de ETESA al 31 de diciembre de 2008, de acuerdo a información contable:



CUADRO No. 3			
EMPRESA DE TRANSMISION, S.A.			
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO			
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008			
(en Balboas)			
ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIACION	VALOR NETO
CONEXION	23,629,919	11,918,937	11,710,982
SISTEMA PRINCIPAL	298,205,409	101,152,982	197,052,427
SUB TOTAL	321,835,328	113,071,919	208,763,409
HIDRO	4,770,994	2,336,926	2,434,068
PROPIEDADES Y PLANTA	29,278,383	21,015,851	8,262,532
CND	7,307,322	6,518,847	788,475
PLANTA GENERAL NO PRODUCTIVO (incluye Terren	6,366,085	4,089,824	2,276,261
TOTAL COSTO HISTORICO	369,558,112	147,033,367	222,524,745
SPT + Planta General + Conexión	351,113,711	134,087,770	217,025,941

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 del período del 31 de diciembre de 2004 a diciembre de 2007. El cuadro a continuación resume el cálculo:

CUADRO No. 4
TASA DE DEPRECIACION PROMEDIO :AÑOS 2005-2007

Activo	Costo Bruto		Depreciación y Amortizaciones	Tasa de Depreciación Media
SPT	dic.2004	26,512,417	dic.2005	5,405,642
		29,320,498		391,222
SPT	dic.2005	203,956,106	dic.2006	7,607,302
		29,603,423		916,632
SPT	dic.2006	261,611,970	dic.2007	8,175,144
		29,400,126		964,343
SPT	Tasa de Depreciación		2005-2007	3.16%
Conexión	Promedio			2.57%

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 10.71%.

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:

¹ Bienes e Instalaciones en Servicio al 31/12/07, con tasas de depreciación estimadas para cada rubro de activos



Año 1 [Jul09-Jun10]: $Fd_1 = 1 / (1 + r / 2)$

Año 2 [Jul10-Jun11]: $Fd_2 = 1 / (1 + r / 2) * 1 / (1 + r)$

Año 3 [Jul11-Jun12]: $Fd_3 = 1 / (1 + r / 2) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$

Año 4 [Jul12-Jun13]: $Fd_4 = 1 / (1 + r / 2) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$

Los factores de descuento anuales son las siguientes:

JUL09 / JUN10	JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13
0.94917	0.85735	0.77441	0.69949

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:

$$IPSPT_i = ADMTSP_i + OMTSP_i + ACTSPT_i * DEP\% + ACTNSPT_i * RRT + GA$$

2.1. Costos de Administración y Costos de Operación y Mantenimiento

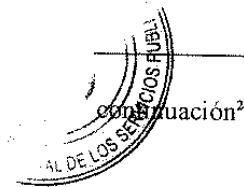
Los ingresos permitidos para cubrir los costos de administración ADMTSP_i y los de operación y mantenimiento OMTSP_i se obtienen de multiplicar el coeficiente eficiente respectivo indicado en el numeral 1.4 anterior por los activos brutos eficientes (VNR) de la empresa.

De acuerdo a la normativa, los activos eficientes al comienzo del período tarifario se calculan como el VNR de los activos del Sistema Principal de Transmisión.

ETESA presentó a la ASEP valores de VNR para sus instalaciones en dos oportunidades: *i)* en septiembre de 2008 y *ii)* en febrero de 2009. Del análisis de costos realizado resultan diferencias de valores. Adicionalmente, la empresa no ha justificado adecuadamente el incremento de VNR.

Las siguientes tablas detallan el VNR de las instalaciones eficientes de ETESA sin considerar la Planta General.

Para calcular el VNR se tomó como punto de partida las estimaciones de ETESA en base a precios de licitaciones realizadas en el período 2005-2007, cuya síntesis se presenta a



CUADRO No. 5
VNR DE LAS LINEAS DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
Valores en Balboas de Diciembre de 2008

	Lineas	Nº del Circuito	Longitud (km)	Nº Total de Torres	VNR	Costo por km		
883								
Doble Circuito	Lineas de 230 kV							
	Bayano - Pacora - Panamá II	230 - 1A, 1B	68	186	14,187,450	208,210		
	Bayano - Panamá II	230 - 2A						
	Panamá II - Panamá	230 - 1C Y 2B	13	35	2,694,241	208,210		
	Panamá - Chorrera	230 - 3A Y 4A						
	Chorrera - Llano Sánchez	230 - 3B Y 4B	39	107	7,581,313	194,393		
	Llano Sánchez - Veladero	230 - 5A Y 6A						
	Veladero - Mata de Nance	230 - 5B Y 6B	109	274	21,258,778	194,393		
	Mata de Nance - Fortuna	230 - 7 Y 8						
	Veladero - Llano Sánchez	230 - 14 Y 15	84	219	16,424,233	194,393		
	Veladero - Guasquitas	230 - 16 Y 17						
	Llano Sánchez - Panamá II	230	195		48,794,548			
Círculo Sencillo	Lineas de 115 kV							
	Bahía Las Minas No.1 - Santa Rita	115 - 1BY 2B	6	19	1,072,289	172,950		
	Santa Rita - Cáceres (1)	115 - 1A Y 2A						
	Panamá - Cemento Panamá - Bahía Las Minas No.2 (2)	115 - 4A, 4B	47	145	9,751,493	207,479		
	Panamá - Bahía Las Minas No.2 (2)	115 - 3						
	Mata de Nance - Caldera	115 - 15 Y 16	59	147	10,273,220	172,950		
Círculo Sencillo	Lineas de 230 kV							
	Mata de Nance - Progreso	230 - 9	54	154	6,835,555	126,584		
	Progreso - Frontera	230 - 10						
	Guasquitas - Fortuna	230 - 18	10	29	1,227,868	126,584		
Círculo Sencillo	Fortuna - Changuinola (3)	230						
	Lineas de 115 kV							
	Panamá - Cáceres (4)	115 - 12	16	42	3,472,794	217,050		
	Total - Sistema Principal							
			119		19,344,374			
			6		4,076,900			
			251,588,105		1,282,167			

² Cálculo de VNR de Lineas y Subestaciones. ETESA, Feb. 2009.



CUADRO No. 6
VNR Subestaciones- Sistema Principal
Valores en Balboas de Diciembre de 2008

Sistema Principal	VNR
Patio 230KV-Panamá II	12,917,251
Patio 230KV-Panamá	25,862,834
Patio 230KV-Chorrera	8,939,995
Patio 230KV-Llano Sánchez (1)	29,550,347
Patio 230KV-Veladero	27,685,341
Patio 230KV-Mata de Nance	25,789,504
Patio 230KV-Progreso	12,027,666
Patio 115Kv-Panamá	19,933,304
Patio 115Kv-Mata de Nance	5,333,090
Patio 115Kv-Santa Rita	5,633,367
Patio 115Kv-Cáceres	7,848,070
Patio 230KV-Guasquitas	7,520,407
Patio 115Kv-Caldera	4,787,885
Patio 230KV-Changuinola	7,511,617
Patio 230KV-Fortuna Nave 3	3,748,230
Total	205,088,907

Al analizar los valores presentados se encontró que la empresa no ha justificado el incremento de 10% en los VNR de las líneas y de 20% en los VNR de las subestaciones que se dio de octubre de 2008 a los entregados en febrero de 2009. Se consideró que de preverse un ajuste para este periodo el mismo debería ser a la baja por la importante caída del precio de los commodities, por lo cual se espera que en el corto plazo los precios de los equipos baje y no lo contrario. Por tal razón se tomaron para análisis los valores presentados en octubre de 2008.

Adicionalmente, se encontró que en los VNR de las sub-estaciones se dieron incrementos de entre un 60% y 80% con respecto al periodo tarifario pasado.

Por lo tanto, se ajustaron los valores estimados por ETESA basados en las cotizaciones presentadas y en el comportamiento de los precios de los commodities.

Adicionalmente, se hizo un ajuste 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)
 - Se disminuyó el porcentaje de imprevistos a un 5% sobre el costo base de equipamiento (frente al 10% previsto por ETESA).
 - Se estableció en 15,000 US\$/km el costo medio de las indemnizaciones, frente a un valor original de 10,000 US\$/km previsto por ETESA, para ser consistentes con los valores aprobados en el Régimen Tarifario vigente.
 - Se reconoció el valor de B/2,500 por km en Estudios de Impacto Ambiental (EIA).

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



Subestaciones

- Se igualó el porcentaje total de costos indirectos (sobre el costo base de los equipamientos) al fijado por el nuevo régimen (14%).
- Se ajustaron los VNR de las Sub-Estaciones 230 KV de La Chorrera, Llano Sánchez, Veladero, Mata de Nance, Progreso, Patio 115 KV Mata de Nance, y Patio 34.5 KV Llano Sánchez, Mata de Nance y Progreso para adecuar sus costos a los incrementos de precios internacionales durante el período 2004-2008.
- Se disminuyó el porcentaje por imprevistos a un 5% sobre el costo base de los equipamientos (frente a un 10% previsto por ETESA).
- Los patios 115 KV-Panamá II y salida en 115 KV Panamá-Locería pasaron del Sistema de Conexión al Sistema de Transmisión.

Los VNR resultantes del ajuste anterior se resumen en los siguientes cuadros:

CUADRO No.7
VNR - Líneas de Transmisión
Valores en Balboas de Diciembre 2008

Sistema Principal			ETESA			
	Lineas	Nº del Circuito	Longitud (km)	Nº Total de Torres	VNR	Costo por km
883						
Líneas de 230 KV						
Doble Circuito	Bayano - Pacora - Panamá II	230 - 1A, 1B	68	186	12,925,900	189,696
	Bayano - Panamá II	230 - 2A	13	35	2,454,670	189,696
	Panamá II - Panamá	230 - 1C Y 2B	39	107	6,989,340	179,214
	Panamá - Chorrera	230 - 3A Y 4A	142	353	25,482,400	179,214
	Chorrera - Llano Sánchez	230 - 3B Y 4B	109	274	19,598,810	179,214
	Llano Sánchez - Veladero	230 - 5A Y 6A	84	219	15,141,770	179,214
	Veladero - Mata de Nance	230 - 5B Y 6B	38	96	6,720,510	179,214
	Mata de Nance - Fortuna	230 - 7 Y 8	110	274	25,204,670	228,988
	Veladero - Llano Sánchez	230 - 14 Y 15	84	232	19,303,660	228,988
	Veladero - Guasquitas	230 - 16 Y 17	195	571	44,652,590	228,988
	Llano Sánchez - Panamá II	230				
Líneas de 115 KV						
	Bahía Las Minas No. 1 - Santa Rita	115 - 1BY 2B	6	19	1,000,990	161,450
	Santa Rita - Cáceres (1)	115 - 1A Y 2A	47	145	9,006,450	191,627
	Panamá - Cemento Panamá - Bahía Las Minas No.2 (2)	115 - 4A, 4B	54	147	8,718,330	161,451
	Panamá - Bahía Las Minas No.2 (2)	115 - 3				
	Mata de Nance - Caldera	115 - 15 Y 16	25	66	4,036,260	161,450
Líneas de 230 KV						
Círculo Sencillo	Mata de Nance - Progreso	230 - 9	54	154	6,380,420	118,156
	Progreso - Frontera	230 - 10	10	29	1,146,110	118,156
	Guasquitas - Fortuna	230 - 18	16	42	3,141,680	196,355
	Fortuna - Changuinola-Frontera (3)	230	117		17,490,300	149,490
Líneas de 115 KV						
	Panamá - Cáceres (4)	115 - 12	0.8	6	1,017,036	1,271,295
Total - Sistema Principal						230,411,896



CUADRO No.8
VNR SUB-ESTACIONES-SISTEMA PRINCIPAL
(Valores en Balboas de diciembre de 2008)

Sistema Principal	VNR
Patio 230KV-Panamá II	11,534,757
Patio 230KV-Panamá	20,410,922
Patio 230KV-Chorrera	6,395,117
Patio 230KV-Llano Sánchez	21,649,643
Patio 230KV-Veladero	18,745,610
Patio 230KV-Mata de Nance	13,975,059
Patio 230KV-Progreso	6,172,969
Patio 115Kv-Panamá	15,433,069
Patio 115Kv-Mata de Nance	3,529,167
Patio 115Kv-Santa Rita	4,681,989
Patio 115Kv-Cáceres	6,680,265
Patio 230KV-Guasquitas	6,722,670
Patio 115Kv-Caldera	3,925,855
Patio 230KV-Changuinola	5,887,044
Patio 230kV-Fortuna Nave 3	3,333,804
Patio 115Kv-Panamá II	16,118,477
Subtotal	165,196,416

Para la estimación del VNR de las instalaciones eficientes, adicionalmente fueron incorporados los siguientes conceptos:

- *Planta General.* De acuerdo a la modificación introducida en el Art. 180 del RT, en el caso que los valores contables de la Planta General superen 10% con respecto a el VNR de los Activos Eléctricos eficientes, corresponde tomar dicho porcentaje como tope máximo. Para estimar este tope no se consideran los activos de comunicación.
- *Proyectos Estratégicos.* Corresponde a las obras contenidas en el Plan de Expansión Indicativo de generación contenida en el Plan SIN 2008 – 2022. De acuerdo a la modificación introducida en el Art. 181 del RT los activos de proyectos estratégicos se consideran únicamente para remunerar *ADMTSPi* y *OMTSPi*, con lo cual debe incluirse en el VNR del SPT.

PROYECTOS ESTRATÉGICOS SEGÚN EL PLAN DE EXPANSIÓN 2008-2022

PROYECTO	INICIO OPER.	MMB/.	2009	2010
Ampliación S/E Caldera 115/34.5 KV	Jun.09	3.845	2.243	
S/E Concepción 230/34.5 KV	Jul. 10	8.100		4.050
TOTALES		11.945	2.243	4.050

Los porcentajes globales de reducción con respecto a la estimación de ETESA, han resultado de un aumento de 0.7 % para líneas y disminución de 5.6% para Subestaciones.

2.2. Base de Capital del Sistema Principal de Transmisión

La Base de Capital se conformó para cada año del período 2009-2013 sumando los siguientes componentes:

- Activos del Sistema Principal de Transmisión y los bienes de Planta General en libros al 31 de diciembre del 2008, ajustando las capitalizaciones del período 2005-2008 de acuerdo a criterios de eficiencia establecidos en el régimen



Los activos del Sistema Principal que se incorporan en el periodo tarifario, de acuerdo al Plan de Inversiones de ETESA.

- Los retiros de activos previstos por ETESA.

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 periodo bajo un criterio de costos eficientes.

No fueron considerados los activos fijos calificados como No Productivos.

Las tasas de depreciación son las detalladas en el numeral 1.2.

2.2.1. Activos al 31 de Diciembre de 2008

Los cuadros a continuación presentan el valor total y el detalle de los activos de transmisión (brutos y netos) al 31 de diciembre de 2008, de acuerdo a la información contable presentada por ETESA.

En el cuadro No.9 se presentan los bienes y las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión. En este cuadro se incluye la línea 230 KV Fortuna -- Changuinola - Frontera que están actualmente en construcción, el patio 34.5 KV- Chorrera que pasa a conexión y el patio 230 KV- Nave Fortuna el cual está en operación y en proceso de compra por ETESA. En el cuadro No.10 se muestran los bienes e instalaciones de la Planta General.



CUADRO No. 9
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008

(Balboas)

	VALORES	VALORES	VALORES
LÍNEAS	186,108,572	57,069,979	129,038,593
230 KV	166,519,367	50,936,806	115,582,782
Líneas 230KV-Bayano-Pacora (230-1A)	5,007,768	3,689,430	1,318,337
Líneas 230KV-Chorrera-Llano Sánchez (230-3B, 230-4B)	14,559,502	10,883,439	3,716,063
Líneas 230KV-Llano Sánchez-Veladero (230-14, 230-15)	17,449,558,32	2,052,593,07	15,396,965
Líneas 230KV-Llano Sánchez-Veladero (230-5A, 230-6A)	20,814,874,85	15,083,254,27	5,731,621
Líneas 230KV-Mata de Nance-Progreso (230-9)	3,892,746	2,577,289	1,315,456
Líneas 230KV-Panamá II-Llano Sánchez (230-12, 230-13)	55,781,808	5,251,556	50,530,252
Líneas 230KV-Panamá II-Panamá (230-1C, 230-2B)	1,550,740	1,112,154	438,586
Líneas 230KV-Panamá-Chorrera (230-3A, 230-4A)	4,093,193	3,012,046	1,081,147
Líneas 230KV-Pacora-Panamá II (230-1B)	1,859,809	1,419,915	439,894
L/T 230 KV-PROGRESO-FRONTERA (COSTA RICA) (230-10)	1,993,987	877,428	1,116,560
Líneas 230KV-Veladero-Guasquitas (230-16, 230-17)	13,567,160	1,538,195	12,028,965
L/T 230 KV-GUASQUITAS-FORTUNA-18	3,236,958	638,434	2,598,524
L/T 230 KV FORTUNA - CHANGUINOLA - FRONTERA	18,174,978	0	18,174,978
Líneas 230KV-Mata de Nance-Fortuna (230-7, 230-8)	4,496,285	2,800,872	1,695,413
115 KV	19,589,205	6,133,373	13,455,831
Línea 115Kv-CPSA-BLM2 (115-4B)	2,005,655	1,134,783	870,872
Líneas 115Kv-BLM1-Santa Rita (115-1B, 115-2B)	2,763,815	343,456	2,420,359
Línea 115KV-Panamá CPSA (115-4A)	4,255,963	2,214,873	2,041,090
Líneas 115Kv-Mata de Nance-Caldera (115-15, 115-16)	3,451,704	1,745,717	1,705,987
Líneas 115Kv-Panamá-Cáceres (115-12)	978,533	107,703	870,830
Lineas 115Kv-Santa Rita-Cáceres (115-1A, 115-2A)	6,133,534	586,841	5,546,692
SUBESTACIONES	112,098,837	44,083,003	68,013,834
230 KV	96,881,630	38,515,886	58,165,734
PATIO 230 KV-CHORRERA	7,736,975	4,257,743	3,479,232
PATIO 230 KV-GUASQUITAS	5,432,496	995,017	4,437,479
PATIO 230 KV-LLANO SANCHEZ	17,399,549	5,475,896	11,923,652
PATIO 230 KV-MATA DE NANCE	16,324,679	8,546,722	7,777,956
PATIO 230 KV-PANAMA	21,036,973	12,338,060	8,698,913
PATIO 230 KV-PANAMA II	10,578,347	2,743,258	7,835,090
PATIO 230 KV-PROGRESO	5,027,347	2,214,758	2,812,589
PATIO 230 KV-VELADERO	10,974,115	1,944,442	9,029,673
PATIO 230 KV-NAVE 3 FORTUNA	2,171,149	0	2,171,149
115 KV	14,867,949	5,540,835	9,327,114
PATIO 115 KV-CACERES	6,508,236	2,886,011	3,622,227
PATIO 115 KV-CALDERA	3,485,740	2,081,385	1,404,356
PATIO 115 KV-PANAMA	1,125,974	4,609	1,121,365
PATIO 115 KV-SANTA RITA	3,747,996	568,829	3,179,167
34.5 KV	547,258	26,272	520,986



CUADRO N°10

EMPRESA DE TRANSMISIÓN, S.A.
BIENES E INSTALACIONES PLANTA GENERAL
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008

{Balboas}

ACTIVO FÍSICO	COLOCACIÓN	DEPRECIACIÓN	VALOR NETO
EDIFICIOS Y MEJORAS	2,479,585	1,213,828	1,265,857
EQUIPO DE COMUNICACION	10,671,573	7,416,235	3,255,338
EQUIPO DE INFORMATICA	6,748,574	5,704,100	1,044,474
EQUIPO DE LABORATORIO	1,362,026	1,244,327	117,700
EQUIPO DE TRANSPORTE	4,685,821	3,940,416	745,405
EQUIPO ELECTRICO MISCELLANEO	263,541	66,015	197,526
EQUIPO MECANICO	5,516	1,433	5,083
EQUIPO Y MOBILIARIO DE OFICINA	2,503,091	1,429,498	1,073,594
TERRENOS	557,555	0	557,555

El análisis realizado en la Revisión Tarifaria anterior, para evaluar las capitalizaciones de activos para el periodo 2001-2004, mantiene vigencia. Durante el periodo 2005-2008, las capitalizaciones se ajustaron en base a criterios de eficiencia del Régimen Tarifario.

El Artículo 177 del Reglamento de Transmisión 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 la ASEP para aquellas actividades realizadas por ETESA, como son Diseño, Ingeniería, Administración e Inspección.

A dichos efectos, se considerará como eficientes los siguientes costos:

- 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

ETESA reportó información de casi la totalidad de las capitalizaciones realizadas el periodo 2005-2008. En base a esta información presentada se hicieron los ajustes de acuerdo a estos parámetros regulatorios.

Adicionalmente, se reconocen los costos de indemnización por servidumbres y los costos por mitigación del impacto ambiental. Se reconoció B/.15.000 por kilómetro de línea como indemnización por servidumbres. Los costos de mitigación del impacto ambiental son razonables por cuanto se reconocieron en su totalidad.

Se reconocen los costos por EIA por un valor de B/2,500 por kilómetro de línea. Se reconocen los gastos financieros por 6% que cubre intereses sobre financiamiento de proyectos.

No se reconocen los gastos legales, debido que el monto presentado se dio por un caso particular de litigio no aplicable a proyectos.



2.2 Capitalizaciones 2005-2008:

Continuación se presenta la información de capitalizaciones presentada por la empresa para el periodo 2005 – 2007 por un lado y para el año 2008, por otro. Para cada uno se presentan en forma separada, los montos de inversiones correspondiente al Costo Base del Equipamiento y los Costos Indirectos de Construcción (Diseño, Indemnizaciones, servidumbre, Gastos Administrativos, Ingeniería & Supervisión, etc.). Para el periodo 2005-2007 los ajustes realizados reducen el costo de los activos del Sistema Principal en aproximadamente 13.3 millones de Balboas, mientras que para 2008, los ajustes realizados reducen el costo de los activos del SPT en aproximadamente 5.4 millones de Balboas.

CUADRO No. 11

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA S.A. BIENES E INSTALACIONES CAPITALIZADOS EN EL - 2005-2006-2007 (En Balboas)				
DETALLE	MONTO US\$	PORCENTAJE		MONTO AJUSTADO US\$
COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCIÓN				
SUMINISTRO	21,598,891	36.9%		
OBRAS CIVILES	12,997,076	22.2%		
MONTAJE	134,621	0.2%		
COSTO BASE DEL EQUIPAMIENTO	34,730,588	59.3%		34,730,588
COSTO INDIRECTO DE CONSTRUCCIÓN		% DEL COSTO DEL EQUIPAMIENTO REAL ART. 177		
DISEÑO	2,358,089	6.8%	3.0%	1,041,918
INDEMNIZACIONES	2,369,937	6.8%		2,925,000
MITIGACION DE IMPACTO AMBIENTAL	152,844	0.4%		152,844
SERVIDUMBRE	225,163	0.6%		
EIA (ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL)	720,671	2.1%		487,500
GASTO ADMINISTRATIVO DE ETESA	2,660,102	7.7%	4.0%	1,389,224
INGENIERIA Y SUPERVISION	2,666,782	7.7%	4.0%	1,389,224
INSPECCIÓN	2,360,984	6.8%	3.0%	1,041,918
GASTO FINANCIERO	3,505,952	10.1%	6.0%	2,083,835
GASTOS LEGALES	6,770,851	19.5%		
SUB-TOTAL	23,791,375	40.7%		10,511,462
GRAN TOTAL	58,521,963	100.0%		45,242,050

CUADRO No. 12

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA S.A. BIENES E INSTALACIONES CAPITALIZADOS EN EL 2008 (En Balboas)				
DETALLE	MONTO US\$	% DEL COSTO DEL EQUIPAMIENTO		MONTO AJUSTADO US\$
		REAL	ART. 177	
COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCIÓN				
SUMINISTRO	18,987,860	60.7%		
OBRAS CIVILES	1,209,188	3.9%		
MONTAJE	910,471	2.9%		
COSTO DIRECTO TOTAL	21,107,519	67.5%	100%	21,107,519
COSTO INDIRECTO DE CONSTRUCCIÓN				
DISEÑO	562,785	2.7%	3.0%	562,785
INDEMNIZACIONES	3,006,419	14.2%		1,785,000
SERVIDUMBRE	3,986,560	18.9%		
EIA (ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL)	247,768	1.2%		297,500
GASTO ADMINISTRATIVO DE ETESA	608,894	2.9%	4.0%	608,894
INGENIERIA Y SUPERVISION (ETESA)	683,475	3.2%	4.0%	683,475
INSPECCIÓN	399,623	1.9%	3.0%	399,623
TERRENO	300,576	1.4%		0
GASTO FINANCIERO	364,724	1.7%	6.0%	364,724
OTROS GASTO				
SUB-TOTAL	10,160,824	32.5%		4,702,001
GRAN TOTAL	31,268,343			25,809,520



El ajuste por eficiencia de los montos capitalizados lleva a los valores de bienes e instalaciones de servicio reconocidos al 31 de diciembre de 2008 para el cálculo del IMP:

CUADRO No. 13

EMPRESA DE TRANSMISIÓN, S.A. BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO-VALORES AJUSTADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008			
ACTIVO FIJO	COSTO	DEPRECIAZION	VALOR NETO
CONEXIÓN	23,032,303	11,842,652	11,189,651
SISTEMA PRINCIPAL	274,097,411	92,975,411	181,122,000
SUB TOTAL	297,129,714	104,818,063	192,311,651
HIDRO	4,770,995	2,336,926	2,434,069
PROPIEDADES Y PLANTA	29,278,380	21,015,851	8,262,529
CND	7,307,323	6,518,847	788,476
PLANTA GENERAL NO PRODUCTIVO	6,366,085	4,089,824	2,276,261
TOTAL COSTO HISTORICO	344,852,497	138,779,510	206,072,987
SPT + Planta General + Conexión	326,408,094	125,833,914	200,574,181

Los porcentajes globales de reducción con respecto a los valores contables de ETESA, han resultado de 8 % para el Sistema Principal y 2.5% para Conexiones.

2.2.3. *Activos que se incorporan a la Base de Capital en el Período 2009-2013*

Los activos que se incorporan a la base de capital corresponden a las inversiones del Plan de Expansión para el periodo 2009 – 2013 propuesto por ETESA y aprobado por la ASEP. En la siguiente tabla se detallan los montos de inversión (en millones de B/.) del Plan de Expansión y de reposición de corto y largo plazo, plan de conexión, plan de comunicaciones y el plan de planta general.

Las inversiones que se activarán en el próximo periodo tarifario, de acuerdo al plan de inversiones de ETESA aprobado por la ASEP mediante la Resolución AN No. 2296 - Elec de 30 de diciembre de 2008 no incluye el proyecto Refuerzo Guasquitas-Llano Sánchez-Panamá II. El siguiente cuadro muestra el resumen de las inversiones:



CUADRO No. 14
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
PLAN DE EXPANSIÓN 2009-2013

PLAN DE INVERSIONES - ETESA	MMB/.	Fecha operación
Sistema de Transmisión Bocas del Toro	21.6	abr-09
Nueva S/E Las Guías 230 KV	3.3	jul-11
Refuerzo Santa Rita - Panamá II 115 KV	15.8	jul-11
Refuerzo Guasquitas - Fortuna - Changuinola	8.7	jul-11
Banco de capacitores 120 MVAR S/E Panamá II	3.6	jul-11
6. Adición Interruptores S/E Cáceres	0.9	
TOTAL PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO	53.9	
Refuerzo Panamá Etapa 1	5.5	jul-12
Refuerzo Fortuna - Guasquitas	5.6	jul-12
Transformadores	8.0	jul-12
Capacitores	2.7	jul-12
TOTAL PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO	21.8	
TOTAL PLAN DE COMUNICACIONES	1.5	ene-11
TOTAL PLANTA GENERAL	17.4	jul-11
TOTAL PLAN REPOSICIÓN - SISTEMA PRINCIPAL	7.5	
TOTAL PLAN REPOSICIÓN - SISTEMA CONEXIÓN	20.2	
TOTAL GENERAL	122.3	

La inversión de la L/T 230 KV Fortuna - Changuinola - Frontera por 15 millones de Balboas, aunque fue capitalizada por la empresa, no se ha considerado en la base de capital inicial ya que dicha línea entrará en operación una vez que esté operando la S/E Changuinola 230 KV en abril 2009. En contrapartida se adiciona dicha inversión en el Sistema de Transmisión Bocas del Toro.

De las inversiones propuestas en el Plan de Expansión, las siguientes no fueron consideradas en la base de capital:

- Adición 3 nave de Fortuna por 1.5 millones de B/, puesto que ya su costo de traspaso de Fortuna a ETESA estaba considerado en los bienes capitalizados de la empresa al 31 de diciembre de 2008.
- El refuerzo Guasquitas-Llano Sánchez-Panamá II pasa para el siguiente período tarifario.
- Parte de la inversión en la Planta General, correspondiente al año 2011, se difiere para los años 2012 y 2013 por la aplicación del límite máximo del 10% de para los Activos No Eléctricos (ANE) de acuerdo a lo que establece el artículo 180 del RT.
- Reposición parcial de 115 KV S/E Caldera, por un monto de 144 mil Balboas ya que corresponde a gastos de mantenimiento.

Las inversiones que se activarán en el período tarifario, una vez realizados los ajustes anteriormente mencionados tienen un monto de 122.3 millones de Balboas.

Cabe recordar que para 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 período efectivo de disponibilidad.



El siguiente cuadro sintetiza las inversiones totales reconocidas y los montos de incorporación parcial resultantes para el período 2009 – 2013:

CUADRO No. 15
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
MONTO ANUAL DE LAS INVERSIONES:2009-2013
(Millones de balboas de Diciembre de 2008)

INVERSIONES	2009	2010	2011	2012	2013	Total
SPT						
Total Anual	23.1	0.7	35.1	25.8	-	84.8
230 KV	22.1	0.7	19.3	25.8	-	67.9
115 KV			15.8			15.8
Incorporación Parcial	17.5	0.6	19.2	13.3	-	
PLANTA GENERAL						
Total Anual	6.4	7.5	2.2	0.6	0.8	17.4
Incorporación Parcial	0.5	0.8	1.1	0.0	0.1	2.6
CONEXIÓN						
Total Anual	-	-	13.2	6.9	-	20.2
Incorporación Parcial	-	-	8.3	3.8	-	
TOTAL	29.5	8.1	50.5	33.4	0.8	122.3

CUADRO No. 16
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
INCORPORACIÓN PARCIAL DE LAS INVERSIONES:2009-2013
(Millones de balboas de Diciembre de 2008)

INVERSIONES	2009	2010	2011	2012	2013	Total
SPT	17.5	0.6	19.2	13.3	-	50.6
PLANTA GENERAL	0.5	0.8	1.1	0.0	0.1	2.6
CONEXIÓN	-	-	8.3	3.8	-	12.1
TOTAL	18.1	1.5	28.5	17.2	0.1	65.3

2.2.4. *Retiro de Activos*

ETESA presentó información con respecto a los retiros de activos correspondientes al Plan de Reposición. En todos los casos justifican que la reposición se realiza sobre activos cuyo valor neto es cero o próximo a cero. En consecuencia no se realiza ningún ajuste adicional. De acuerdo al cronograma de inversiones presentado la nueva planta general comenzaría a operar en el año 2011. La empresa no presentó información acerca de cual será el uso, a partir del año 2011, de la planta actualmente en operación. En consecuencia se supuso que la mitad de las instalaciones actualmente en uso (edificios y mejoras y sistemas especiales) seguirán en actividad y la otra mitad serán retiradas de operación.

2.2.5. *Ajuste de la Base de Capital por Actividades No Reguladas*

Los ingresos de ETESA derivados de actividades no reguladas y los activos afectados a las mismas 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 Artículo 178 del Reglamento de Transmisión.

2.2.6. *Evolución de la Base de Capital*



Evolución de los activos al 31 de diciembre de 2008 reconocidos y las incorporaciones de activos netos al comienzo del año previstas en el Plan de Inversiones, se presenta a continuación la evolución proyectada para la Base de Capital del sistema de transmisión.

CUADRO No. 17-A
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
ACTIVOS RECONOCIDOS DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
 (Miles de balboas de Diciembre de 2008)

Activo /incluye Comunicaciones	Unidades	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Tasa de depreciación activos	%		3.16%	3.16%	3.16%	3.16%	3.16%
Tasa de depreciación retiros	%		2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Activos brutos al comienzo del año	Miles Balboas	269,216	269,216	269,216	269,216	269,216	269,216
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas	168,825	160,324	151,824	143,324	134,823	126,323
Depreciación Anual	Miles Balboas	(8,500)	(8,500)	(8,500)	(8,500)	(8,500)	(8,500)
Retiros	Miles Balboas						
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	269,216	269,216	269,216	269,216	269,216	269,216
Activos netos al final del año	Miles Balboas	168,825	160,324	151,824	143,324	134,823	126,323
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	(100,392)	(108,892)	(117,392)	(125,893)	(134,393)	(142,894)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	168,825	160,324	151,824	143,324	134,823	126,323
Inversiones							
Inversión anual	Miles Balboas		23,639	665	35,110	25,839	-
Tasa de depreciación	%		3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas	-	23,639	23,081	57,444	80,926	
Depreciación Anual	Miles Balboas	-	(1,222)	(747)	(2,357)	(2,956)	
Activos netos al final del año	Miles Balboas	-	23,639	23,081	57,444	80,926	77,970
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	-	23,639	24,304	59,414	85,253	85,253
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	-	-	(1,222)	(1,970)	(4,327)	(7,282)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	-	23,639	23,081	57,444	80,926	77,970
ACTSPT	Miles Balboas	269,216	292,855	293,520	328,630	354,469	354,469
ACTNSPT	Miles Balboas	168,825	183,963	174,905	200,768	215,749	204,293
Depreciación	Miles Balboas	-	(8,500)	(9,723)	(9,248)	(10,857)	(11,456)

CUADRO No. 17-B
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
ACTIVOS RECONOCIDOS DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
 (Miles de balboas de Diciembre de 2008)

Activos Planta sin Comunicaciones	Unidades	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Tasa de depreciación activos	%		3.16%	3.16%	3.16%	3.67%	3.67%
Tasa de depreciación retiros	%		2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Activos brutos al comienzo del año	Miles Balboas	18,607	18,607	18,607	16,921	16,921	
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas	5,007	4,420	3,832	1,559	938	
Depreciación Anual	Miles Balboas	(588)	(588)	(588)	(621)	(621)	
Retiros	Miles Balboas			(1,686)			
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	18,607	18,607	18,607	16,921	16,921	
Activos netos al final del año	Miles Balboas	5,007	4,420	3,832	938	317	
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	(13,600)	(14,187)	(14,775)	(15,362)	(15,983)	(16,605)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	5,007	4,420	3,832	938	317	
Inversiones							
Inversión anual	Miles Balboas		6,405	6,643	2,888	593	792
Tasa de depreciación	%		3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas	-	6,405	12,856	15,353	15,468	
Depreciación Anual	Miles Balboas	-	(192)	(391)	(478)	(496)	
Activos netos al final del año	Miles Balboas	-	6,405	12,856	15,353	15,468	15,764
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	-	6,405	13,048	15,936	16,529	17,321
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	-	-	(192)	(584)	(1,062)	(1,558)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	-	6,405	12,856	15,353	15,468	15,764
ACTSPT - Planta General	Miles Balboas	18,607	25,012	31,685	32,857	33,450	34,242
ACTNSPT - Planta General	Miles Balboas	5,007	10,825	16,888	16,912	16,405	16,080
Depreciación - Planta General	Miles Balboas	-	(588)	(780)	(979)	(1,099)	(1,117)



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 preveen costos por esta razón en el periodo 2009-2013.

2.4. CÁLCULO DEL IMP

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

CUADRO No. 18
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
CÁLCULO DEL IMP DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
(Miles de Balboas)

CONCEPTO	2009	2010	2011	2012	2013
Operación y Mantenimiento	6,280	6,491	6,938	7,429	7,615
Administración	3,382	3,495	3,736	4,000	4,101
Depreciación	9,088	10,500	10,210	11,943	12,560
Rentabilidad sobre Activos	20,494	20,874	22,513	24,688	24,819
TOTAL INGRESO	39,243	41,360	43,397	48,060	49,095
POR AÑO TARIFARIO	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014
TOTAL INGRESO	40,302	42,378	45,728	48,578	24,547

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:

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

3.2. 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 periodo tarifario se calculan como el VNR de los activos del Sistema de Conexión.

Se tomó como punto de partida las estimaciones de VNR presentadas por ETESA en base a precios de licitaciones realizadas en el periodo 2005-2007, cuya síntesis se presenta a continuación⁴:

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



CUADRO No. 19
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

VNR DE LAS LINEAS DEL SISTEMA DE CONEXIÓN
 Valores en Balboas de Diciembre de 2008

Circuito Sencillo	Lineas	Nº del Circuito	Longitud (km)	Nº Total de Torres	VNR	Costo por km
	Lineas de 115 kV					
	Caldera - La Estrella	115 - 17	2	17	659,338	329,669
	Caldera - Los Valles	115 - 18	6	6	227,358	39,200
	Caldera - Paja de Sombrero	115 - 19	1	2	56,839	113,679
	Progreso - Charco Azul	115 - 25	30	80	3,410,369	113,679
	Total - Conexión				4,353,904	

CUADRO No.20
VNR Subestaciones- Sistema de Conexión
 Valores en Balboas de Diciembre de 2008

Sistema de Conexión	VNR Feb -09
Patio 115Kv-Panamá II	21,353,338
Patio 115Kv-Llano Sánchez	13,614,863
Patio 115Kv-Progreso	914,497
Patio 115Kv-Charco Azul	2,020,631
Patio 34.5 KV-Chorrera	9,685,830
Patio 34.5 KV-Llano Sánchez	1,289,381
Patio 34.5 KV-Mata de Nance	3,808,210
Patio 34.5 KV-Progreso	2,442,543
Salida en 115kV - Panamá - Locería	953,599
Patio 34.5 KV-Chorrera	4,349,350
Patio 115 KV-Chaguinola	623,825
Subtotal	61,056,066

Al analizar los valores presentados en febrero de 2009 resulta que los costos de suministros, obra civil y montaje incluidos en los VNR se consideran considerablemente altos con respecto a los entregados en octubre de 2008, sin presentar cotizaciones que lo justifiquen. Adicionalmente 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 disminuyó a un 5% por imprevistos sobre el costo base de los equipamientos frente a un 10% presentados por la empresa.
 - Se reconoció B/.15,000 por km. de línea en concepto de indemnizaciones, tal como se aprobó en el Régimen Tarifario vigente.
- Subestaciones
 - Se pasó el Patio 115 kv-Panamá II y la salida en 115 kv Panamá-Locería al Sistema Principal.

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



- 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 VNR resultantes del ajuste anterior se resumen en los siguientes cuadros:

CUADRO No. 21
VNR LÍNEAS DE TRANSMISIÓN-SISTEMA DE CONEXIÓN
Valores en Balboas de Diciembre de 2008

	Conexión		ETESA			
	Lineas	Nº del Circuito	Longitud (km)	Nº Total de Torres	VNR	Costo por km
Lineas de 115 KV						
Círcuito Sencillo	Caldera - La Estrella	115 - 17	6	17	623,020	107,417
	Caldera - Los Valles	115 - 18	2	6	214,830	107,415
	Caldera - Paja de Sombrero	115 - 19	1	2	53,710	107,420
	Progreso - Charco Azul	115 - 25	30	80	3,222,520	107,417
		Total - Conexión				4,114,080

CUADRO No. 22
VNR DE SUB-ESTACIONES-SISTEMA DE CONEXIÓN
Valores en Balboas de Diciembre de 2008

Sistema de Conexión	VNR
Patio 115Kv-Llano Sánchez	10,442,596
Patio 115Kv-Progreso	766,364
Patio 115Kv-Charco Azul	1,694,110
Patio 34.5 kV-Chorrera	7,141,394
Patio 34.5 KV-Llano Sánchez	700,791
Patio 34.5 KV-Mata de Nance	2,140,822
Patio 34.5 KV-Progreso	1,376,849
Patio 34.5 KV-Chorrera	3,027,628
Patio 115 KV-Changuinola	443,221
Subtotal	27,733,774

Las diferencias en porcentajes con respecto a la estimación de ETESA, resultan en un aumento de 4% para Líneas y, considerando los cambios en la denominación de equipos, se da una disminución de 39% en los VNR de conexión de las Subestaciones.

3.3. Base de Capital del Sistema de Conexión

Para calcular la depreciación $ACTCT_i * DEP\%$ y la rentabilidad $ACTNCT_i * RRT$, 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.

3.3.3. Activos al 31 de Diciembre de 2008

Los cuadros a continuación presentan el valor total y el detalle de los activos de transmisión (brutos y netos) al 31 de diciembre de 2008, de acuerdo a la información contable presentada por ETESA:



CUADRO No. 23
BIENES E INSTALACIONES-SISTEMA DE CONEXIÓN
AL 31 de Diciembre de 2008
(en balboas)

ACTIVOS	2008	DEPRECIACIÓN	VALOR NETO
CONEXIÓN			
SUBESTACIONES	20,276,682.42	10,101,931.27	10,174,751.15
115 KV	12,587,668.21	5,865,704.53	6,721,963.68
PATIO 115 KV-CHARCO AZUL	1,336,574.92	958,139.20	378,435.72
PATIO 115 KV-LLANO SANCHEZ	4,446,725.24	2,823,210.56	1,623,514.68
PATIO 115 KV-PANAMA II	5,811,626.14	1,394,601.12	4,417,025.02
PATIO 115 KV-PROGRESO	992,741.91	689,753.65	302,988.26
34.5 KV	7,689,014.21	4,236,226.74	3,452,787.47
PATIO 34.5 KV-CHORRERA	5,198,137.35	3,406,661.03	1,791,476.32
PATIO 34.5 KV-LLANO SANCHEZ	719,864.56	448,178.61	271,685.95
PATIO 34.5 KV-MATA DE NANCE	1,314,634.60	95,623.05	1,219,011.55
PATIO 34.5 KV-PROGRESO	456,377.70	285,764.05	170,613.65
LINEAS			
115 KV	3,353,236.71	1,817,005.82	1,536,230.89
L/T 115 KV-CALDERA-ESTRELLA-17	715,784.16	383,929.90	331,854.26
L/T 115 KV-CALDERA-LOS VALLES-18	787,489.69	96,367.99	691,121.70
L/T 115 KV-CALDERA-PAJA DE SOMBREDO-19	41,700.00	33,963.81	7,736.19
L/T 115 KV-PROGRESO-CHARCO AZUL-25	1,808,262.86	1,302,744.12	505,518.74
TOTALES	23,629,919.13	11,918,837.09	11,710,982.04

El ajuste por eficiencia explicado sobre los Activos del Sistema de Conexión conduce a los siguientes valores de bienes e instalaciones en servicio reconocidos al 31 de diciembre de 2008 para el cálculo del IMP se observa en el cuadro No.24.

CUADRO No. 24
ACTIVOS RECONOCIDOS EN EL SISTEMA DE CONEXIÓN

Activos existentes	Unidades	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Tasa de depreciación	%	2.57%	2.57%	2.57%	2.57%	2.57%	2.57%
Tasa de depreciación retiros	%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Activos brutos al comienzo del año	Miles Balboas	23,032	23,032	23,032	23,032	23,032	23,032
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas	11,190	10,598	10,006	9,201	8,510	
Depreciación Anual	Miles Balboas	(592)	(567)	(605)	(691)	(592)	
Retiros	Miles Balboas						
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	23,032	23,032	23,032	23,032	23,032	
Activos netos al final del año	Miles Balboas	11,190	10,598	10,006	9,201	8,510	7,918
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	(11,843)	(12,435)	(13,027)	(13,831)	(14,522)	(15,114)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	11,190	10,598	10,006	9,201	8,510	7,918
Inversiones							
Inversión anual	Miles Balboas	-	-	-	13,227	6,928	-
Tasa de depreciación	%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas	-	-	-	-	13,227	19,758
Depreciación Anual	Miles Balboas	-	-	-	-	(397)	(605)
Activos netos al final del año	Miles Balboas	-	-	-	13,227	19,758	19,154
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	-	-	-	13,227	20,155	20,155
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	-	-	-	-	(397)	(1,001)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	-	-	-	13,227	19,758	19,154
ACTCT	Miles Balboas	23,032	23,032	23,032	36,259	43,187	43,187
ACTNCT	Miles Balboas	11,190	10,598	10,006	22,428	26,268	27,072
Depreciación	Miles Balboas	-	(592)	(605)	(805)	(1,088)	(1,197)



3.4. Retiro de Activos

Los han incluido retiros de activos previstos por ETESA para el período 2009-2013.

3.3.5. Evolución de la Base de Capital

En función de los activos al 31 de diciembre de 2008 reconocidos y los retiros previstos para el período 2009-2013, se presenta a continuación la evolución proyectada para la Base de Capital del sistema de conexión de transmisión:

3.4. CÁLCULO DEL IMP

El Ingreso anual por año calendario y por año tarifario relacionado con el Sistema Principal de Transmisión corresponde a:

CUADRO No. 25
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
CÁLCULO DEL IMP DEL SISTEMA DE CONEXIÓN
(Miles de Balboas)

CONCEPTO	2009	2010	2011	2012	2013
Operación y Mantenimiento	452	452	570	694	738
Administración	243	243	307	374	397
Depreciación	592	592	805	1,088	1,197
Rentabilidad sobre Activos	1,198	1,135	1,958	2,814	3,028
TOTAL INGRESO	2,486	2,423	3,639	4,970	5,360
POR AÑO TARIFARIO	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014
TOTAL INGRESO	2,454	3,031	4,305	5,165	2,680



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

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

1. EMPRESA COMPARADORA PARA EL CND:

En el ANEXO IV se explica la metodología utilizada para determinar cual empresa comparadora se utilizaría en el periodo julio 2009-junio 2013. 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.

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:

$$IPSOI_i = IPCND_i + IPHM_i$$

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*

Los gastos operativos eficientes por el Servicio de Operación Integrada (SOI) relacionados con el CND, fueron calculados a partir de los respectivos costos operativos de la empresa comparadora específica para esta actividad (CMMESA).

Para la determinación de los costos eficientes del CND el Reglamento de Transmisión (RT) determina que se deberá seleccionar una empresa comparadora con el fin de medir la eficiencia en la gestión del CND mediante indicadores. Asimismo, el RT establece que los Indicadores que se aplican en un Periodo Tarifario permanecerán vigentes en los siguientes periodos tarifarios hasta que no haya indicaciones fehacientes de que se deben modificar los mismos, en cuyo caso se deberá efectuar un nuevo análisis de los mismos.

En consecuencia, y para los efectos de cumplir lo establecido en el RT, se realizaron los



Sigue este análisis:

1.1 **Análisis de la gestión del CND.** Se analizó la gestión del CND para el periodo 2005-2007 para comprobar si la empresa alcanzó los objetivos de eficiencia previstos en la regulación.

Este análisis se realiza a través del:

- Análisis del grado de cumplimiento de los procesos que desarrolla el CND de acuerdo a sus obligaciones reglamentarias.
- Análisis de la gestión de costos.
 - Se analizó la eficiencia de la gestión de la empresa comparadora para el CND utilizada en la revisión tarifaria anterior (CAMMESA) a los efectos de determinar si existen evidencias fehacientes para modificar los indicadores utilizados.
 - A partir del análisis de los puntos anteriores se fijaron los ingresos del CND para el periodo tarifario 2009 - 2013.

Los resultados del estudio fueron los siguientes. Con respecto a:

- **Análisis de la gestión del CND.** El servicio prestado por el CND, según el informe de auditoría realizado en el año 2006, muestra que algunos subprocesos del CND adolecen de defectos. Se observa que los costos reales son 9,2% inferiores a los máximos permitidos. La cantidad de personal del CND ha aumentado pero todavía no se llega a la estructura mínima recomendada (60 empleados) en la revisión tarifaria anterior. Finalmente se constata que el porcentaje de Otros Gastos respecto del costo salarial se encuentra alejado del 37% fijada como meta eficiente.
- **Análisis de la gestión de la empresa comparadora para el CND.** La gestión de CAMMESA muestra indicadores eficientes en su gestión de costos, calidad, operativa y de servicio tanto en lo que respecta a su comparación en el tiempo como en lo que respecta a su comparación con otros centros de despacho nacionales (AMM, CENACE y XM). Asimismo CAMMESA mantiene la certificación de la Norma ISO 9001-2000 lo que asegura transparencia en el proceso de certificación de su gestión de calidad. En consecuencia se recomienda mantener a dicha empresa como comparadora para el CND y no modificar la estructura mínima de personal propuesta en la revisión tarifaria anterior. En el ANEXO IV se explica con más detalle la determinación de CAMMESA como empresa comparadora.
- **Propuesta de ingresos permitidos del CND para el periodo 2009 – 2013.** De acuerdo a lo establecido las actividades que debe realizar el CND y el análisis de costos realizado se recomienda asignar una remuneración anual de B/.2,697,651 (en balboas de 2007).

Los parámetros considerados para la determinación de los gastos operativos eficientes fueron:

- La cantidad eficiente de personal y su nivel salarial medio.
- La relación porcentual de Otros Gastos con respecto al costo salarial.



Dichos parámetros se utilizaron para determinar el ingreso eficiente del CND por gastos operativos, para cada año del período, en proporción al personal previsto. El total de gastos de funcionamiento anual no varía en virtud que la dotación de personal previsto se mantiene estable durante todo el período tarifario (60 personas). El salario mensual medio para el CND fue estimado de la siguiente manera:

- Salario mensual medio de ETESA en el año 2007 de B/1,751.00 que se obtiene del cociente del total mensual de gastos salariales (incluye aportes sociales) y la cantidad de empleados de ETESA en ese año (395 personas).
- El valor anterior se multiplicó por un factor de 1.47 (proporción de empleados de CAMMESA por empleado de TRANSBA) para obtener el salario mensual medio del CND de B/2,573.00.

La siguiente tabla resume el cálculo de dichos gastos para cada año del período 2009 - 2013.

CUADRO No.26
GASTOS ANUALES RECONOCIDOS AL CND- PERÍODO 2009 - 2013
 (Valores en Balboas de Diciembre 2008)

Rubro de gastos	Monto
Salario mensual medio	2,573
Total personal	60
Costo anual de personal	1,852.918
Otros gastos	685,580
Gastos CND	2,538,497

No se incluyen gastos de Auditoría ya que los mismos pasan a ser cargo de la ASEP.

Los Otros Gastos reconocidos por B/.685,580 anuales son para cubrir gastos como los siguientes:

- Mejoras al equipo de informática por B/.60,000 anuales para un total de B/240,000 en el período.
- Actualización de licencias y software por B/.40,000 anuales, para un total de B/164,000 en el período.
- Capacitación a personal por B/. 50,000 anuales, para un total de B/.200,000 en el período.
- Consultorías y desarrollo de servicios por B/.25,000 anuales
- Compra de otros equipos menores como reemplazo de UPS
- 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: mobiliario y papelería, etc.

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 propuesto del CND que se presenta en el siguiente cuadro:



PLAN DE INVERSIONES CND SOLICITADO
2009 - 2013
En Balboas

Detalle	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	Total
MEJORAS AL EQUIPO INFORMATICA	72,500	46,500	58,500	62,500	249,000
Renovación de Lan 1 Mbp	40,000				40,000
Renovación de Computadoras Portátiles	2,000	12,000		16,000	30,000
Renovación de Computadoras Personales	22,500	13,500	13,500	31,500	81,000
Actualización de Servidor de Aplicaciones CNDAPP1, Plan de Contingencia	4,000		15,000		19,000
Actualización de Servidor de Aplicaciones MEMPA	4,000		30,000		34,000
Actualización de Servidor de Datos NAS		10,000		15,000	25,000
Estante con llave para fuentes y licencias		5,000			5,000
Actualización de Servidor de Base de Datos BDI		6,000			6,000
SOFTWARE	56,000	18,000	18,000	72,000	164,000
Actualización de 55 Licencias Office	26,000			26,000	52,000
Actualización de Otras Licencias; AutoCad, Acrobat, Project, Visual net	20,000			10,000	30,000
Mantenimientos por Licencias de Terceros: Oracle, PI, Antivirus	8,500	18,000	18,000	36,000	80,500
Software para Respaldo de Información	1,500				1,500
RENOVACION DEL SISTEMA SCADA	330,000	3,787,350	586,000	255,000	4,967,350
Actualización de Ranger NMRS, mantenimiento 168 horas al año 24x7.		3,654,000			3,654,000
Mobiliario para el Despacho		30,000			30,000
Gastos Administrativos (vistas a Fabrica 2.5%) y capacitaciones periódicas		81,350	20,000	40,000	151,350
Video Wall	300,000				300,000
Centro de Control de Respaldo y adecuación			540,000		540,000
Actualización SCADA, repuestos, licencias y aumento de recurso				200,000	200,000
Capacitación a operadores en manejo de datos históricos, y modelos DTS.	30,000		25,000	15,000	70,000
Medidores Sincronizadores		22,000			22,000
PROYECTO DE FORTALECIMIENTO AL CND	323,500	396,500	274,500	608,000	1,599,500
Procesos de Integración de Base de Datos	30,000			7,000	37,000
Plataforma Hw y SW y servicio para Integración, Licencias PI, para Intercambio de Información con los Agentes.	150,000				
Procesos de Sistema de Transacciones Comerciales	20,000	15,000	10,000		45,000
Servidor Web para Intercambio de Información	7,000		3,000		10,000
Sistema de Medición de señales para la supervisión del SIN		200,000	150,000	150,000	500,000
Modelo para verificar el desempeño de las curvas P/Q de generación		35,000	40,000		75,000
Modelo de coordinación de Esquemas de protección	75,000	75,000			150,000
Modelo de despacho de Corte Plazo		60,000	60,000	400,000	520,000
Certificado SSL para el Servidor Web (comunicación segura) y renovaciones anuales	3,000	1,500	1,500	3,000	9,000
Capacitación del Personal	38,500	10,000	10,000	30,000	88,500
SISTEMA DE MEDICIÓN A TIEMPO REAL	160,000	0	160,000	60,000	380,000
Patrón Portátil	50,000		50,000		100,000
Generador Portátil	50,000		50,000		100,000
Medidores por Calidad de Servicio	60,000		60,000	60,000	180,000
EQUIPOS AUXILIARES	30,000	170,000	50,500	321,000	571,500
Sistema de Extinción de llama en el Generador de Emergencias, Cuarto de Baterías y Salón de Computadoras					
Portón Automático	30,000	10,000	10,000		50,000
Portón Automático		10,000	500	1,000	11,500
Reemplazo de UPS de TOKVA		150,000			150,000
Planta de emergencia				150,000	150,000
Sistema de control de acceso, grabación de voz, circuito cerrado de video			40,000		40,000
Aire Acondicionado Central				150,000	150,000
Vehículo - Reemplazo del pick-up				20,000	20,000
INTEGRACION DE MERCADOS	0	0	26,000	0	26,000
Consultores y desarrollo de servicios			25,000		25,000
Total	372,000	4,428,858	1,171,500	1,376,600	7,947,356



La ASEP envió una nota⁶ a ETESA solicitándole una justificación técnica de las inversiones del CND y el sustento de los valores proporcionados a través de cotizaciones, facturas, etc. El 3 de octubre de 2008 ETESA contestó la nota de ASEP. De la misma surge que el monto de algunas inversiones no son sustentadas o son sustentadas por montos menores.

Se analizó el Plan de Inversiones de ETESA y realizaron ajustes en base a los siguientes criterios:

Mejoras al Equipo de Informática:

Se reconoce en gastos eficientes del CND.

Compra de Software y Licencias:

Se reconoce en los gastos eficientes del CND.

Renovación al Sistema SCADA

- Soporte y actualización Ranger NMR5 multianual, se incluye mantenimiento, capacitación y ensayos y puesta en marcha, cotización presentada por B/.2,900,000.
- Medidores para el sistema SCADA (B/22,000)
- Video Wall cotización presentada por B/215,000
- Actualización SCADA, repuestos y licencias (B/190,000)
- Centro de respaldo y adecuación cotización presentada por B/.450,000.
- Los gastos administrativos, compra de mobiliario y capacitaciones se contemplan en los gastos eficientes del CND.

Proyecto de Fortalecimiento del CND

No corresponde considerar los montos que se prevén por contratación de consultorías ni capacitación dado que los mismos ya fueron incluidos en los ingresos eficientes del CND. Se prevé un fondo de contingencia para consultorías imprevistas por B/.15,000 anuales.

- Procesos de integración de base de datos (B/.37,000).
- Plataforma HW y SW y servicios de integración e intercambio de información (B/.165,000).
- Procesos de sistema de Transacciones Comerciales (B/.45,000).
- Servidor web para intercambio de información (B/.10,000).
- Certificado SSL para el servidor web y renovaciones anuales (B/.9,000).
- Fondo de contingencia para consultorías imprevistas: se ha incluido un fondo de B/.15,000 anuales para cubrir imprevistos que requieren asesorías de corta duración.

⁶ Nota DSAN-2378-08 del 14 de agosto de 2008.



Área de Compra de Modelos:

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.

- Sistema de Medición de Señales (B/.450,000)
- Modelo de Verificación de las curvas P/Q de generación (B/.75,000)
- Modelo de Coordinación de Esquemas de Protección (B/.100,000).
- Modelo de Despacho de Corto Plazo: incluye la compra del modelo para realizar la planificación operativa de corto plazo y la contratación de una consultoría con expertos en planificación de corto plazo de sistemas hidrotérmicos que permita asesorar al CND sobre el modelo óptimo a emplear (B/300,000).

Sistema de Medición en Tiempo Real:

- Patrón portátil cotización presentada por B/.60,000.
- Generador portátil cotización presentada por B/.30,000.
- Medidores por calidad de servicio cotización presentada por B/60,000.

Compra de Equipos Auxiliares:

- Sistema de Extinción de llama (B/.50,000)
- Planta de emergencia, cotización presentada por B/.50,000.
- Vehículo reemplazo del pick up (B/.20,000).
- Otros equipos: El fondo de alquiler por el edificio debe responder por mejoras al edificio tales como el aire acondicionado, portón eléctrico automático, sistema de control de acceso, circuito cerrado, etc.

Proyecto de Integración de Mercados

- La consultoría y desarrollo de servicios para este proyecto no se justifica ya que es parte del trabajo del personal del CND.

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



PLAN DE INVERSIONES CND AJUSTADO

2009 - 2013

En Balboas

ITEM	DETALLE	2009-2010	2011-2012	2012-2013	TOTAL	
1	MEJORAS AL EQUIPO INFORMATICA				0	
	Renovacion de Lan 1 Mbp	0.00			0.00	
	Renovacion de Computadoras Portátiles	0.00	0.00	0.00	0.00	
	Renovacion de Computadoras Personales	0.00	0.00	0.00	0.00	
	Actualización de Servidor de Aplicaciones CNDAPP1, Plan de Contingencia	0.00		0.00	0.00	
	Actualización de Servidor de Aplicaciones MEMPA	0.00		0.00	0.00	
	Actualización de Servidor de Datos NAS		0.00	0.00	0.00	
	Estante con llave para fuentes y licencias		0.00		0.00	
	Actualización de Servidor de Base de Datos BDI		0.00		0.00	
2	SOFTWARE				0	
	Actualización de 55 Licencias Office	0.00		0.00	0.00	
	Actualización de Otras licencias; AutoCad, Acrobat, Project, Visual.net	0.00		0.00	0.00	
	Mantenimientos por Licencias de Terceros: Oracle, PI, Antivirus	0.00	0.00	0.00	0.00	
	Software para Respaldo de Información	0.00			0.00	
3	RENOVACION DEL SISTEMA SCADA	215,000	2,922,000	450,000	190,000	3,777,000
	Actualización de Ranger NMRS, mantenimiento 168 horas al año 24x7.		2,900,000			2,900,000
	Mobiliario para el Despacho	0				0
	Gastos Administrativos (Viudas a Fabrica 2.5%) y capacitaciones periódicas		0	0	0	0
	Video Wall	215,000				215,000
	Centro de Control de Respaldo y adecuación			450,000		450,000
	Actualización SCADA, repuestos, licencias y aumento de recurso				190,000	190,000
	Capacitación a operadores en manejo de datos históricos, y modelos DTS.	0				0
	Medidores Sincrofases		22,000			22,000
4	PROYECTO DE FORTALECIMIENTO AL CND	325,000	318,500	419,500	190,000	1,251,000
	Procesos de Integración de Base de Datos	30,000			7,000	37,000
	Plataforma Hw y SW y servicio para Integración, Licencias PI, para Intercambio de Información con los Agentes.	150,000			15,000	165,000
	Procesos de Sistema de Transacciones Comerciales	20,000	15,000	10,000		45,000
	Servidor Web para Intercambio de Información	7,000		3,000		10,000
	Sistema de Medición de señales para la supervisión del SIN		150,000	150,000	150,000	450,000
	Modelo para verificar el desempeño de las curvas P/Q de generación		35,000	40,000		75,000
	Modelo de coordinación de Esquemas de protección	50,000	50,000			100,000
	Modelo de despacho de Corto Plazo	50,000	50,000	200,000	0	300,000
	Certificado SSL para el Servidor Web (comunicación segura) y renovaciones anuales	3,000	1,500	1,500	3,000	9,000
	Fondo contingencia para consultorías imprevistas	15,000	15,000	15,000	15,000	60,000
5	SISTEMA DE MEDICIÓN TIEMPO REAL	120,000	0	30,000	0	150,000
	Patrón Portátil	30,000		30,000		60,000
	Generador Portátil	30,000				30,000
	Medidores por Calidad de Servicio	60,000				60,000
6	EQUIPOS AUXILIARES	30,000	10,000	10,000	110,000	160,000
	Sistema de Extinción de llama en el Generador de Emergencias, Cuarto de Baterías y Salón de Computadoras	30,000	10,000	10,000		50,000
	Portón Eléctrico Automático		0	0	0	0
	Reemplazo de UPS de 70KVA		0			0
	Planta de emergencia				50,000	50,000
	Sistema de control de acceso, grabación de voz, circuito cerrado de video			0		0
	Aire Acondicionado Central				40,000	40,000
	Vehículo Reemplazo del pick-up				20,000	20,000
7	INTEGRACION DE MERCADOS					0
	Consultorías y desarrollo de servicios			0.00		0.00
	Total	630,000	3,248,240	300,000	480,000	6,338,000



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 B/. 159.000 por alquiler anual de edificios.

1.2. Cálculo del IMP del CND

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

**Centro Nacional de Despacho: Costos Reconocidos
(Valores en miles de Balboas de Diciembre de 2008)**

	2009	2010	2011	2012	2013
Gastos	2,538	2,538	2,538	2,538	2,538
Alquiler	159	159	159	159	159
Inversiones		690	3,248.50	909.5	490
TOTAL	2,698	3,388	5,946	3,607	3,188

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:



HIDROMET
BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2000
(valores en Balboas)

Activo Fijo	Costo	Depreciación acumulada	Valor neto
Estaciones Pluviométricas	14,923	995	13,928
Estaciones Fluiográficas	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 de Laboratorio	115,060	11,506	103,554
Equipo Informática	13,712	1,244	12,468
Equipo de Transporte	28,936	7,234	21,702
Mobiliario y Otros Equipos	252,383	14,414	237,969
Total Activo Fijo	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 2004 reconocidos, ajustando la depreciación acumulada al 31 de diciembre de 2008, se presenta a continuación la evolución proyectada 2009-2013 para la Base de Capital:

HIDROMET
ACTIVOS RECONOCIDOS PERÍODO 2009 -2013
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2000

Activos existentes	Unidades	2009	2010	2011	2012	2013
Tasa de depreciación	%	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	549	479	409	339	269
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
Activos netos al final del año	Miles Balboas	479	409	339	269	199
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	(1,522)	(1,592)	(1,662)	(1,732)	(1,802)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	479	409	339	269	199
ACTCT	Miles Balboas	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001
ACTNCT	Miles Balboas	479	409	339	269	199
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:



A continuación se presenta el Presupuesto de Inversión 2009 – 2013 elaborado por la Gerencia de Hidrometeorología de ETESA.

HIDROMET
INVERSIONES SOLICITADAS: 2009 –2013
 (en Balboas)

PROYECTO	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Alerta Temprana	250,000	330,000	425,000	435,000	351,000	1,791,000
Automatización de la red	534,000	796,000	779,000	624,000	576,500	3,309,500
Automatización de Procesos	366,500	113,000	95,000	45,000	96,000	715,500
Descargas atmosféricas				200,000		200,000
Remodelación sinóptica	30,000					30,000
Total	1,180,500	1,239,000	1,299,000	1,304,000	1,023,500	6,046,000

Más de la mitad de las inversiones propuestas corresponden al proyecto de Automatización de la red. Las inversiones más importantes corresponden a la adquisición de 47 Estaciones Meteorológicas Automáticas Tipo A un costo unitario de B/.35,000 (total 1.6 millones de Balboas) y 30 Estaciones Hidrológicas Automáticas a B/.30,000 cada una (total 1.5 millones de Balboas). Se ajustaron las inversiones solicitadas, a saber:

- *Reducción en la cantidad de nuevas estaciones a construir.* Se redujo la cantidad de inversiones en Estaciones Sinópticas Automáticas, Estaciones Meteorológicas Automáticas Tipo A, Estaciones Meteorológicas Automáticas Tipo PD (1) y Estaciones Hidrológicas Automáticas, debido a que gran parte de estas fueron aprobadas en el presupuesto del período anterior.
- *Gastos de funcionamiento cargados a inversiones.* Fueron eliminados del plan de inversiones aquellos rubros que corresponden a gastos de funcionamiento tales como gastos en computadoras y licencias, impresoras y tintas, reingeniería base datos y web, formación de personal, consultores, imprevistos, censores descargas eléctricas y gastos varios de operación y mantenimiento.

La siguiente tabla muestra los montos de inversión reconocidas para el período tarifario:

HIDROMET
INVERSIONES RECONOCIDAS: 2009 –2013
 (en Balboas)

PROYECTO	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Alerta Temprana	250,000	260,000	215,000	260,000	176,000	1,161,000
Automatización de la red	428,000	586,000	545,000	382,000	372,500	2,313,500
Automatización de Procesos	135,000	15,000				150,000
Descargas atmosféricas						0
Remodelación sinóptica	30,000					30,000
Total	843,000	861,000	760,000	642,000	548,500	3,654,500

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



2.2.2. *Gastos de funcionamiento*

A continuación se presenta los gastos de funcionamiento solicitados por HIDROMET para el periodo 2009 – 2013.

HIDROMET
GASTOS DE FUNCIONAMIENTO Y PERSONAL SOLICITADOS: 2009 –2013
 (en Balboas)

AÑO	GASTOS DE FUNCIONAMIENTO	PERSONAL SOLICITADO	POR EMPLEADO
2009	2,199,200	74	29,719
2010	2,509,717	88	28,520
2011	2,804,014	98	28,612
2012	2,958,613	103	28,724
2013	3,107,332	107	29,040
Total	13,578,876	9.7%	28,923

De acuerdo a la información reportada por el Sistema Uniforme Regulatorio de Cuentas para el Sector Eléctrico, durante el periodo 2005 – 2007 HIDROMET ha tenido gastos de funcionamiento reales aproximadamente 25% inferiores a los reconocidos. Esto se debe fundamentalmente, a que no se contrató el personal aprobado. Por ejemplo, para el año 2007, se reconocieron gastos de funcionamiento para un personal de 57 personas; sin embargo, el personal al 31 de diciembre de 2007 fue de 42 personas.

En consecuencia se ajustó la cantidad de personal propuesto por HIDROMET para el año 2009, manteniendo la tasa de crecimiento anual propuesta por la empresa en la incorporación de personal (10%) y el nivel de gastos de funcionamiento promedio por empleado solicitado (\$28,900 empleado/año). El siguiente cuadro resume los ajustes realizados.

HIDROMET
GASTOS DE FUNCIONAMIENTO Y PERSONAL APROBADOS: 2009 –2013
 (en Balboas)

AÑO	GASTOS DE FUNCIONAMIENTO	PERSONAL	POR EMPLEADO
2009	1,734,000	60	28,900
2010	1,907,400	66	28,900
2011	2,109,700	73	28,900
2012	2,312,000	80	28,900
2013	2,543,200	88	28,900
Total	10,606,300	10.0%	28,900



De esta manera se reconoce un total de 10.6 millones de Balboas en gastos de funcionamiento. La reducción de gastos de funcionamiento con respecto a la propuesta de ETESA es de 22%.

2.3. Cálculo del IMP de HIDROMET

A continuación se detallan los montos anuales reconocidos de $IPHM_i$, a partir del Plan de Funcionamiento de la Gerencia de Hidrometeorología y Estudios de ETESA.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELECTRICA S. A.
GERENCIA DE HIDROMETEOROLOGÍA
PRESUPUESTO DE FUNCIONAMIENTO E INVERSIÓN 2009-2013
Valores en Balboas de diciembre de 2008

CONCEPTO	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012	Año 2013
INVERSIONES	843,000	861,000	760,000	642,000	548,500
GASTOS DE FUNCIONAMIENTO	1,734,000	1,907,400	2,109,700	2,312,000	2,543,200
TOTAL	2,577,000	2,768,400	2,869,700	2,954,000	3,091,700
Proyección de Personal 2009-2013					
Personal existente	60				
Personal nuevo		6	7	7	8
PERSONAL mínimo requerido	60	66	73	80	88

3. Síntesis de los Resultados

En el ANEXO I se presentan los resultados obtenidos en la estimación de los Ingresos Máximos Permitidos para la empresa de Transmisión, en el período tarifario 2009-2013. La siguiente tabla presenta un análisis de los parámetros más relevantes a los efectos de la comparación de los resultados del período 2005-2009 y los del 2009-2013. A dichos efectos, los valores monetarios han sido corregidos con la fórmula de actualización por inflación asumida en el régimen tarifario⁷.

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO: COMPARACIÓN DE RESULTADOS

INDICADOR	2005-2009	2009-2013	DIFERENCIA
IMP	164,368	178,890	8.90%
VNR Promedio (incluye planta y conexión)	422,414	522,964	23.80%
Extensión de Líneas (Kms.)	1,761	2,279	29.40%
Carga Máxima (MW)	925	1,081	16.90%
IMP / VNR	0.39	0.34	-12.20%
IMP / MW (miles de B-/MW)	178	166	-6.90%
T.C. potencia 2009-2013 (punta a punta)		27.10%	
T.C. potencia 2009-2013 (promedio anual)		6.20%	

Como puede observarse, el IMP del período ha aumentado 8.9% en términos reales. Cuando se

⁷ Se aplica la fórmula $(0.33+0.67*\text{IPC}_i-1/\text{IPC}_0)$ para calcular el ajuste anual por inflación, siendo IPC el Índice de Precios al Consumidor del mercado interno. Se estimó una inflación media anual del 3.27% para el período 2005-2009 (13.7% para todo el período).



Consideran valores unitarios relativos a dos variables relevantes (Valor Nuevo de Reposición del Sistema y Carga Máxima Transportada), se observan disminuciones de 12.2 % y 6.9% respectivamente. Ello muestra mejoras de eficiencia en la tarifa, debido a una mejor gestión del sistema (eficiencia productiva) y a las economías de escala derivadas del incremento de la capacidad de transporte.



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 HIDROMETEOROLOGÍA.



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 de Diciembre de 2008)							
PARAMETROS	UNIDAD	2008	2009	2010	2011	2012	2013
OMT	%		1.42%	1.42%	1.42%	1.42%	1.42%
ADMT	%		0.76%	0.76%	0.76%	0.76%	0.76%
RRT	%	10.71%	2.18%	2.18%	2.18%	2.18%	2.18%
ACTIVOS RECONOCIDOS (al final del año)							
ACTSPT (Sistema Principal)	B/MILES	287,823	317,369	324,627	361,040	387,472	388,264
ACTCT (Conexión)	B/MILES	23,032	23,032	23,032	36,259	43,187	43,187
ACTH (Hidrometeorología)	B/MILES	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001
ACTNSPT (Neto Sistema Principal)	B/MILES	173,832	194,290	191,048	217,250	231,739	219,971
ACTNTC (Neto Conexión)	B/MILES	11,190	10,598	10,006	22,428	28,268	27,072
ACTNH (Neto Hidromet.)	B/MILES	549	479	409	339	269	199
ACTIVOS EFICIENTES (al final del año)							
ACTSPTef (Sistema Principal)	B/MILES	424,887	456,675	469,586	510,048	536,480	537,272
ACTCTef (Conexión)	B/MILES	31,848	31,848	31,848	45,075	52,003	52,003
ACTIVOS INCORPORADOS PARCIALMENTE							
ACTSPTef (Sistema Principal)	B/MILES	-	17,521	610	19,165	13,267	-
ACTCTef (Conexión)	B/MILES	-	-	-	8,278	3,849	-
INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS							
		2008	2009	2010	2011	2012	2013
PRINCIPAL							
Operación y Mantenimiento	B/MILES		39,243	41,360	43,397	48,080	49,095
Administración	B/MILES		6,280	6,491	6,938	7,429	7,615
Depreciación	B/MILES		3,382	3,495	3,736	4,000	4,101
Rentabilidad sobre Activos	B/MILES		9,088	10,500	10,210	11,943	12,560
	B/MILES		20,494	20,874	22,513	24,688	24,819
CONEXION							
Operación y Mantenimiento	B/MILES		2,486	2,423	3,639	4,970	5,360
Administración	B/MILES		452	452	577	694	738
Depreciación	B/MILES		243	243	307	374	397
Rentabilidad sobre Activos	B/MILES		592	592	805	1,088	1,197
	B/MILES		1,198	1,135	1,958	2,814	3,028
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA							
Centro Nacional de Despacho (sin inversiones)	B/MILES		5,404	5,507	5,681	5,753	5,888
Hidrometeorología	B/MILES		2,698	2,698	2,698	2,698	2,698
	B/MILES		2,706	2,890	2,984	3,060	3,191
TOTAL			47,133	49,370	52,717	58,789	60,343

IMP de Transmisión para el período 2009-2013



EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
CÁLCULO DEL VPN DEL INGRESO PERMITIDO PARA EL PERÍODO TARIFARIO
(Miles de Balboas)

RESUMEN		2009	2010	2011	2012	2013
INGRESO ANUAL (Año Calendario)						
SISTEMA PRINCIPAL		39,243	41,360	43,397	48,060	49,095
CONEXIÓN		2,486	2,423	3,639	4,970	5,360
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA		5,404	5,587	5,681	5,758	5,888
Centro Nacional de Despacho (sin inversiones)		2,698	2,698	2,698	2,698	2,698
Hidrometeorología		2,706	2,890	2,984	3,060	3,191
INGRESO ANUAL (AÑO TARIFARIO)(1)		2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014
SISTEMA PRINCIPAL		40,302	42,378	45,728	48,578	49,547
CONEXIÓN		2,454	3,031	4,305	5,165	2,680
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA		6,185	8,883	6,629	6,313	2,944
Centro Nacional de Despacho (con inversiones)		3,388	5,946	3,607	3,188	1,349
Hidrometeorología		2,798	2,937	3,022	3,125	1,595
FACTOR DE ACTUALIZACIÓN		0.94917	0.85735	0.77441	0.69949	0.63183
Valor Presente IMP (2)	VPN(2)					
SISTEMA PRINCIPAL	143,979	38,253	36,333	35,413	33,980	15,510
230kV	118,853	31,578	29,993	29,233	28,050	12,803
115kV	25,126	6,676	6,341	6,180	5,930	2,707
CONEXIÓN	11,875	2,329	2,599	3,334	3,613	1,693
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	23,036	5,871	7,516	5,134	4,416	1,860
Centro Nacional de Despacho	13,337	3,215	5,098	2,793	2,230	852
Hidrometeorología	9,700	2,656	2,518	2,340	2,186	1,008
TOTAL	178,890	46,454	46,547	43,880	42,009	19,063

IMP de Transmisión para el periodo 2009-2013



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

1. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA VIGENTE Y DE ETESA

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

A los efectos de verificar la vigencia de la empresa comparadora para el período tarifario julio 2009-junio 2013, se realizó una comparación internacional de los principales indicadores de gestión de TRANSBA con otras empresas consideradas eficientes.

A los efectos de caracterizar el contexto en el que la empresa comparadora debió desempeñar su gestión se describen los principales acontecimientos regulatorios y económicos sucedidos en el período 2004-2007 ya que el impacto del derrumbe económico-financiero sufrido por Argentina a fines de 2001 y principios de 2002 tuvieron un impacto directo en la empresa de referencia.

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. Asimismo, y de acuerdo al inciso d) del artículo 42 de la referida Ley, se eliminaron 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. Este hecho trajo como consecuencia una brusca variación en los ingresos de la empresa.

En resumen el período 2002-2006 estuvo caracterizado por una fuerte distorsión de los precios relativos especialmente motivado por el impacto de la devaluación en la componente no transable (principalmente mano de obra), y luego una recuperación debido principalmente al incremento de los costos laborales con motivo de las presiones sindicales y al mejor desempeño de la economía. Adicionalmente dicho período estuvo caracterizado por las restricciones presupuestarias en que debió desarrollar TRANSBA su gestión operativa dado que el ENRE no realizó la Revisión Tarifaria Integral (RTI) para el ajuste del ingreso tarifario de la empresa.

Por lo indicado no se incluyó en el análisis el período 2002 – 2006, caracterizado por fuertes



ajustes estructurales en los costos, y se tomó como referencia el año 2007 con los ajustes requeridos para tener en cuenta las restricciones presupuestarias y la evolución de salarios con los mismos criterios que los utilizados en la revisión tarifaria anterior.

Sobre la base del contexto indicado se analiza la evolución de la gestión técnica, y de costos de la empresa comparadora.

CARACTERIZACIÓN DEL CONTEXTO DE LA GESTIÓN DE TRANSBA

A raíz del brusco cambio en las condiciones macroeconómicas que sufrió Argentina en los inicios de la década del 2000, se creó la ley de emergencia económica y reforma del régimen cambiario N° 25,561 que modificó además el contrato de concesión de TRANSBA, pues a partir de su entrada en vigencia todos los ingresos de las empresas fueron determinados a la relación de un (1) peso igual a un (1) dólar estadounidense, eliminando, además las cláusulas de ajuste de las tarifas conforme los índices de precios al consumidor y del precio del productor y de acuerdo al inciso d) del artículo 142 de dicha ley.

Sin embargo, durante el año 2005 la empresa concluyó el proceso de renegociación del contrato de concesión con la UNIREN (Unidad de Renegociación de Contratos).

Con fecha 2 de Febrero de 2005 se firmó una Carta de Entendimiento que contenía acuerdos preliminares en un denominado periodo de transición contractual y con vistas a alcanzar un acuerdo integral y definitivo. El 17 de mayo de 2005 se firmó el Acta Acuerdo de adecuación del Contrato de Concesión con la UNIREN.

El Acta Acuerdo previó un régimen tarifario de transición a partir del 1 de junio de 2005 con un aumento promedio del 25%, la realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI) a cargo del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), previéndose su culminación el 31 de marzo de 2006 y su entrada en vigencia a partir de Mayo de 2006, la ejecución de un Plan de Inversiones, la modificación del Régimen de Calidad de Servicio, la realización de una Auditoría Técnica y Económica de los Bienes afectados al servicio público y el desistimiento por parte de TRANSBA y sus accionistas de los derechos que pudiera invocar y las acciones entabladas o en curso que la empresa lleve adelante, como consecuencia de la situación de Emergencia establecida por ley 25,561 con respecto al contrato de concesión.⁸

Dado que el proceso de Revisión Tarifaria Integral no se concretó el 18 de mayo de 2006 el ENRE emitió la Resolución N° 424/2006 que prorrogó a partir del 1 de mayo de 2006 y hasta que se concluya la RTI los cargos por conexión, capacidad y energía eléctrica transportada y demás obligaciones dispuestas para el periodo de transición contractual firmada en el Acta Acuerdo firmada con la UNIREN.

TRANSBA realizó sucesivas presentaciones al ENRE reclamando se procediera a la regularización del procedimiento para la Revisión Tarifaria Integral presentando las pretensiones tarifarias y regulatorias aunque al día de la fecha no existe certeza de cuando se realizará la Audiencia Pública a los efectos de dar tratamiento a las propuestas presentadas.

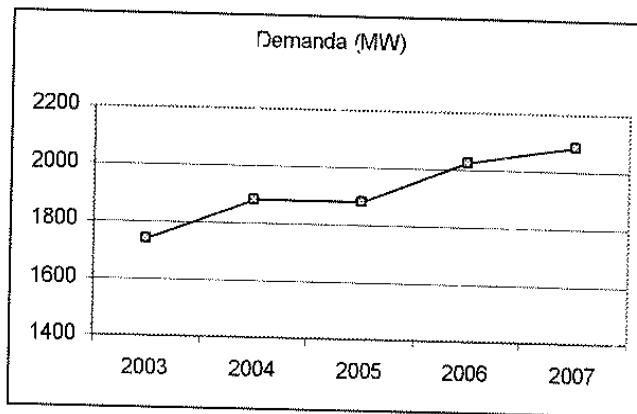
El crítico contexto regulatorio estuvo enmarcado en un nivel de gastos crecientes por el incremento de los costos operativos y por las crecientes presiones por la recomposición de salarios impulsada por el contexto inflacionario.

⁸ Ver: Memoria y Balance 2005-TRANSBA: "Estado de situación"



respecto a la red eléctrica el periodo estuvo caracterizado por el incremento de la demanda de potencia como lo muestra el siguiente gráfico:

Evolución de Demanda TRANSBA



Desde el año 2003 al 2007 el incremento de la demanda fue del 20%. Los análisis técnicos de TRANSBA indican que se siguió acentuando el virtual estado de saturación en importantes áreas del Sistema de Transporte por Distribución Troncal en la Región Eléctrica de Buenos Aires y no hubieron avances sustanciales de las obras vitales para asegurar el suministro y la Energía No Suministrada ante la ocurrencia de contingencias simples. El contexto indicado ha caracterizado falta de capacidad de reserva de transmisión y transformación contribuyó a incrementar las dificultades para disponer de las instalaciones para tareas de mantenimiento.

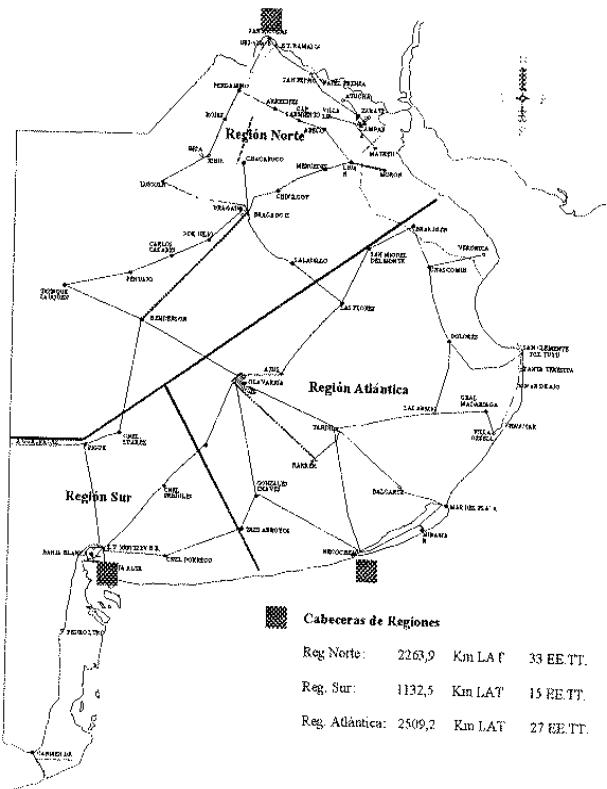
GESTIÓN TÉCNICA

TRANSBA S.A. cuenta con 83 EE.TT., 6000 Km de líneas de 220, 132 y 66 kV (108 líneas de transmisión) y una potencia de transformación instalada de 4700 MVA con 145 Transformadores en servicio. Lo anterior implica además unos 500 interruptores de alta tensión, aproximadamente 1,000 de media tensión, más de 3,000 seccionadores, más de 100 equipos de servicios auxiliares de CC y CA, más de 2,000 relés de protección, aproximadamente 3.000 transformadores de medida, sistemas SCADA, comunicaciones, etc.

En la siguiente ilustración se presenta un mapa de la provincia de Buenos Aires mostrando, el recorrido de las líneas de transmisión de TRANSBA.



Sistema eléctrico de TRANSBA

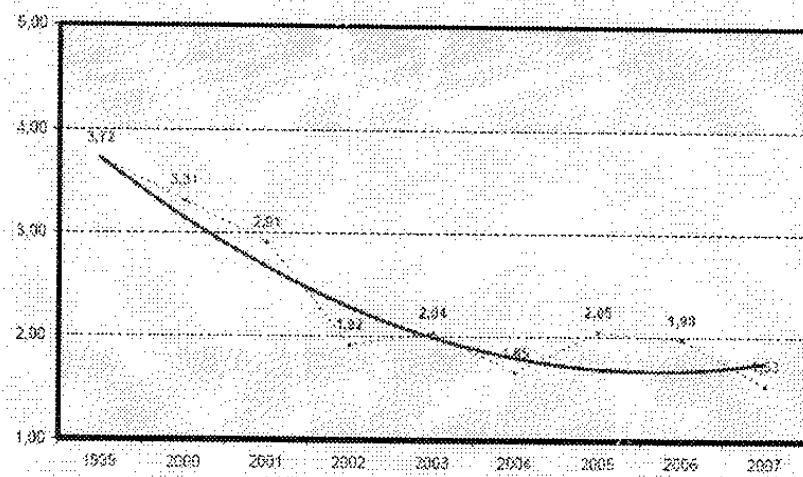


Los resultados de la gestión operativa de TRANSBA se pueden evaluar a través de los indicadores técnicos que surgen de las estadísticas de la empresa.

En el siguiente gráfico se presenta la evolución de la tasa de falla específica para las líneas de transmisión. Se destaca que el nivel de fallas límite para la pérdida de concesión es de 7 eventos cada 100 km por cada año, mientras que el límite que determina la duplicación de las penalidades es de 4 fallas/(100 km·año).



Evolución de tasa de fallas TRANSBA
Índice de indisponibilidades forzadas en líneas



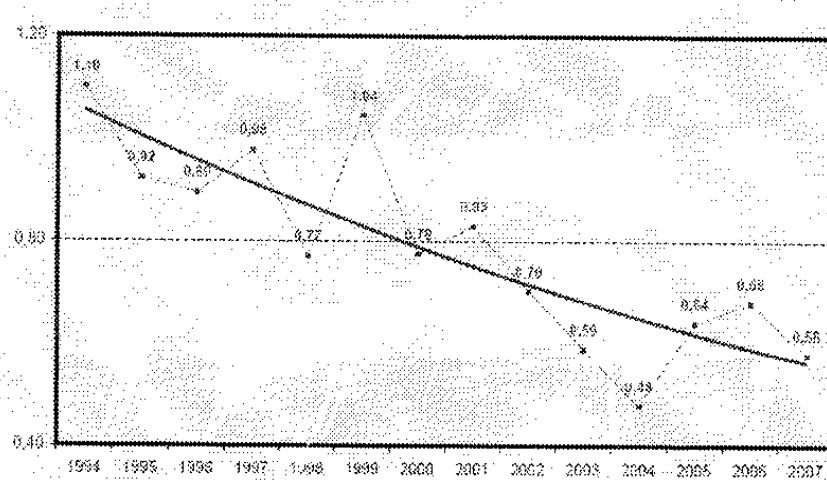
Se aprecia que, los índices se encuentran sensiblemente por debajo del límite de 7 fallas/(100 Km.-año), con tendencia a permanecer por debajo del umbral de 2 fallas/(100 Km.-año)

Cabe destacar que en el contexto operacional de la provincia de Buenos Aires para el nivel de tensión de 132 kV, por diseño, es aceptable entre 6 y 15 fallas con recierre automático cada 100 Km de línea por año, por lo que se considera que TRANSBA a alcanzado óptimo nivel de calidad de servicio y ha mejorado respecto del año 2005.

En el siguiente gráfico se presenta la evolución del Índice de desconexión de transformadores:

Evolución de desconexión transformadores

Desconexión de Transformadores

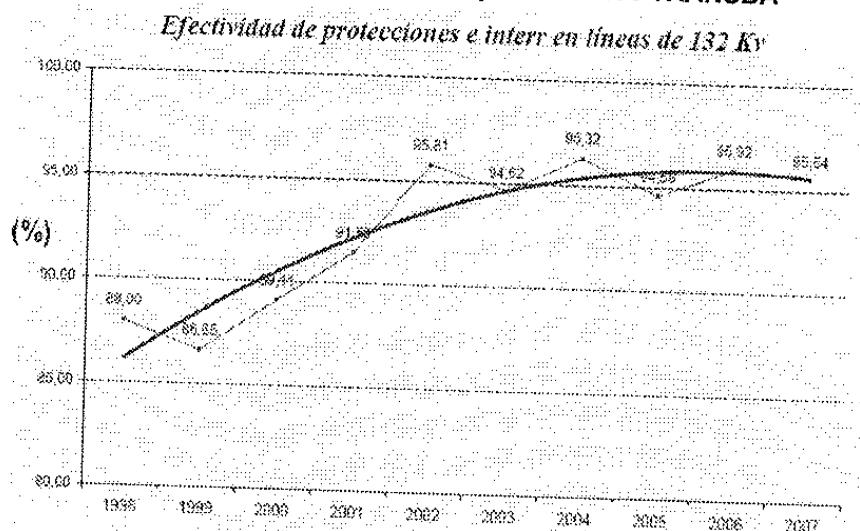




Se observa la tendencia a la mejora de este indicador con valores cercanos a 0,58.

En el siguiente grafico se presenta la evolución de la Efectividad de protecciones e interruptores en líneas de 132 kV:

Evolución de efectividad de protecciones TRANSBA



La evolución de este indicador ha seguido mejorando respecto de 2005 y ha alcanzado niveles cercanos al 95%.

Uno de los factores clave para la mejora continua de la gestión operativa mostrada anteriormente es el sistema de gestión de la empresa.⁹

La principal herramienta de gestión es su Sistema de Aseguramiento de la Calidad que mantiene certificado desde julio de 2007 conforme a Normas ISO 9001 2000 y alcanza a todas las actividades que desarrolla la Compañía

La estructura del sistema de gestión de mantenimiento esta compuesta por:

- Procedimientos Generales de Mantenimiento que indican “que se hace”
- Procedimientos de Planificación y programación que indican “cuándo se hace”.
- Sistema de Órdenes de Trabajo que son “un registro” ó evidencia objetiva de que lo que debía hacerse efectivamente se hizo, dando rastreabilidad al mantenimiento.
- Instructivos de mantenimiento que normalizan los métodos de trabajo, indican “cómo se hace”

Los Procedimientos Generales definen estrategias y asignan responsabilidades, indican “que

⁹ Ver: R. Ferrelli-TRANSBA S., “La gestión de mantenimiento en una empresa de transmisión de energía eléctrica”. Indicadores de gestión técnica”, XII ERIAC, Foz Iguazú, Brasil, 20 a 24 de mayo de 2007.



“se hace” en mantenimiento y quién es el responsable de que se cumpla.

1.2. Análisis de las condiciones particulares de ETESA

En la revisión tarifaria anterior se reconoció que el nivel isoceráunico y la contaminación salina a que están sometidas las instalaciones en Panamá podrían constituir elementos diferenciales de costo entre TRANSBA y ETESA. Utilizando la metodología de la EM y mediante simulaciones matemáticas se calculó el impacto que tendría en los costos de TRANSBA si esta empresa desarrollara sus operaciones con el nivel isoceráunico y la contaminación salina que existen en el territorio Panamá.

1.3. Gestión técnica

El Sistema de Transmisión de ETESA¹⁰ está conformado por líneas de 230 y 115 KV. La longitud total de líneas de 230 KV es de 883 Km. en líneas de doble circuito y 79.7 Km. en líneas de circuito sencillo. Para las líneas de 115 KV, la longitud total de líneas de doble circuito es de 131.8 Km. y para líneas de circuito sencillo de 39.1 Km.

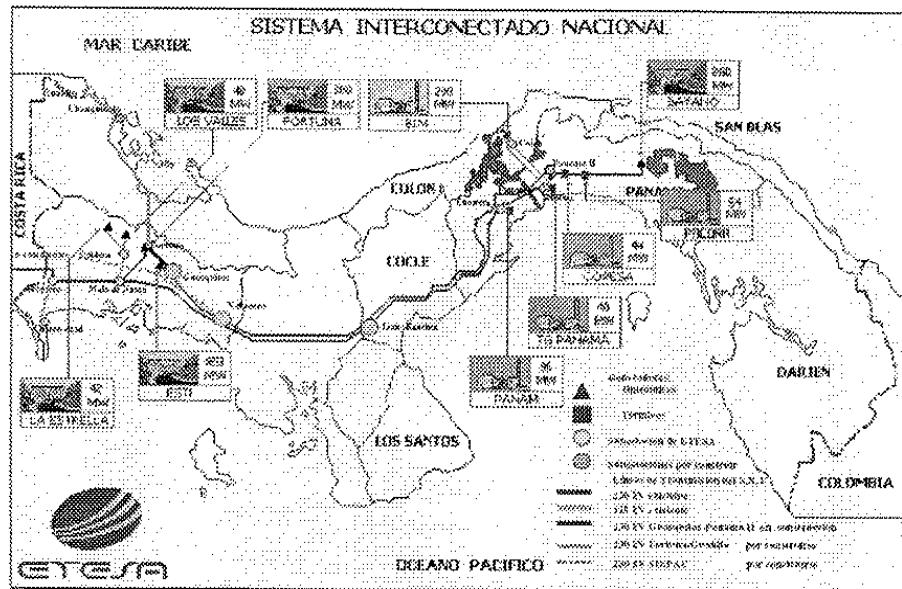
Al final de este Anexo se presenta una tabla con las líneas de transmisión de ETESA, su año de entrada en operación, longitud y capacidad en MVA, tanto para condiciones de operación normal como en contingencia. ETESA cuenta con un total de doce subestaciones, tres de ellas seccionadoras a nivel de 115 KV: Cáceres, Caldera y Santa Rita y dos seccionadoras a nivel de 230 KV: Guasquitas y Veladero. Fosee siete subestaciones reductoras: Panamá II, Panamá, Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance, Progreso y Charco Azul. Además se presenta el detalle de los transformadores de ETESA.

En la siguiente ilustración se presenta un mapa de Panamá mostrando la ubicación aproximada de las subestaciones de ETESA, el recorrido de las líneas de transmisión y ubicación de las distintas centrales de generación.

¹⁰ Ver “Plan de expansión del Sistema Interconectado Nacional 2007-2021”, Gerencia de Planeamiento de ETESA, del 15.10.07.



SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL DE PANAMÁ



El Reglamento de Transmisión, en su Título VII: Normas de Calidad del Servicio para el Sistema de Transmisión, sección VII.1.1: Confiabilidad del Sistema Principal de Transmisión establece los indicadores que deben cumplir los prestadores del Servicio Público de Transmisión

Estos indicadores son el **FMIK** (Frecuencia Media de Interrupción) y el **TTIK** (Tiempo Total de Interrupción).

Para calcularlos se utilizan las siguientes expresiones matemáticas:

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVA_{fsi}}{kVA_{\max}}$$

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVA_{fsi} * T_{fsi}}{kVA_{\max}}$$

Donde:

- ***kVA_{fsi}*** = kVA instalado interrumpido en el punto de interconexión. En los casos en que no exista equipamiento de transformación, se computará la potencia que estaba siendo transportada antes de la interrupción a través de la instalación afectada. De no resultar posible su determinación se la considerará igual a la potencia máxima transportada por la instalación afectada en el período controlado.
- ***KVA_{máx}*** = kVA máximo instalado en el punto de interconexión. En los casos en que no exista equipamiento de transformación se considerará la potencia máxima transportada por la instalación afectada en el período controlado.



Tfsi = Duración de cada interrupción.

• *N* = número de interrupciones en el período.

Los límites de referencia para cada uno de estos indicadores se estipulan en el Artículo 103 del referido Reglamento y son:

Límites de FMIK y TTIK		
Vigencia de la norma		
Antes del 1-01-06		A partir del 1-01-06
<i>FMIK</i>	2/año	1.5/año
<i>TTIK</i>	8 hr./año	6 hr./año

Los puntos de entrega del Sistema Principal de Transmisión donde se calculan los Índices *FMIK* y *TTIK* son los siguientes:

- 115-6, 115-8 y 115-22
- 115-7, 115-9, 115-10, 115-3B Y 115-4B
- Grandes Clientes.

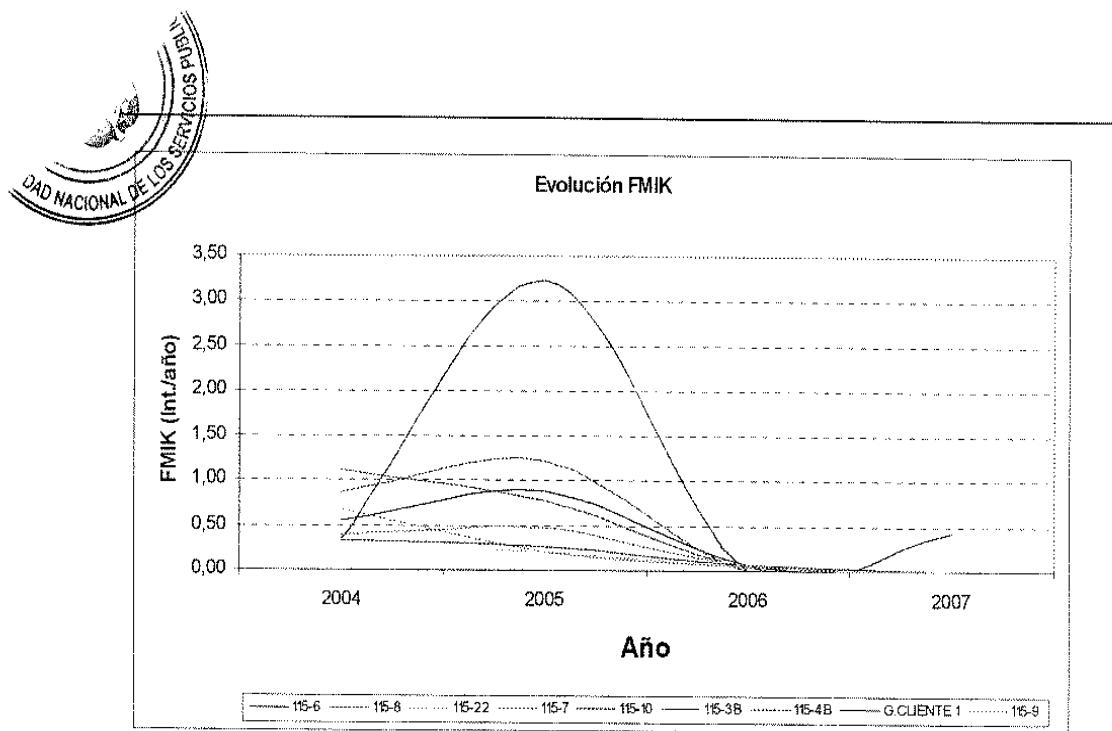
Los criterios, para establecer si un evento es válido o no para el cálculo de los Índices de Confiabilidad son los siguientes:

- Ser un evento responsabilidad de ETESA.
- Ocurrir en el Sistema Principal de Transmisión (SPT).
- Tener una duración mayor a los tres (3) minutos.
- No haber sido aceptados por la Autoridad como Caso Fortuito o Fuerza Mayor.

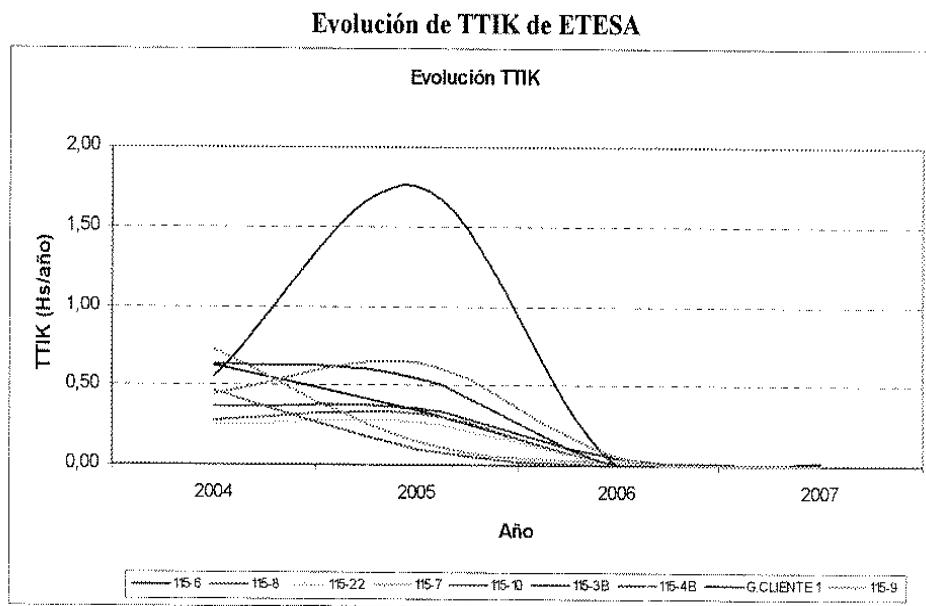
Los últimos dos puntos se estipulan en la Resolución JD-3110 del 19 de diciembre de 2001 que trata sobre los eventos eximentes de responsabilidad para el cálculo de indicadores.

Los valores de los indicadores *FMIK* y *TTIK* para el período 2004-2007 según lo informado por la empresa ETESA en el documento: "Estadísticas de calidad del servicio del sistema de transmisión 1999-2007"

En el gráfico siguiente se presenta la evolución del indicador *FMIK*. Evolución de *FMIK* de ETESA:



En el gráfico siguiente se presenta la evolución del indicador TTIK:



Se observa que los indicadores de calidad de servicio fueron mejorando llegando a valores que se encuentran dentro de los límites establecidos para este periodo en todos los puntos de entrega del Sistema Principal de Transmisión (SPT).

Para el Sistema de Conexión (SC) los indicadores de calidad de servicio no están reglados por los límites establecidos en el RT, pero a los efectos de su evaluación en la siguiente tabla se muestra un resumen de los mismos para el indicador FMIK.



VALORES PARA INDICADORES DE FMIK PARA EL SC

FMIK (int/año)	MEDIO	MAX	MIN
2005	0,3913	1,3541	0,0201
2006	0,1812	0,6051	0,0000
2007 (hasta 30.9)	0,1045	0,9516	0,0000

De manera similar se presentan en la siguiente tabla un resumen del indicador TTIK para el SC:

VALORES PARA INDICADORES DE TTIK PARA EL SC

TTIK (horas/año)	MEDIO	MAX	MIN
2005	0,3563	0,7723	0,0108
2006	0,1048	0,4733	0,0000
2007 (hasta 30.9)	0,0375	0,3021	0,0000

En ambos casos se observa que los indicadores se encuentran por debajo de los límites exigidos para el Sistema Principal de Transmisión.

GESTIÓN DE COSTOS

En la revisión tarifaria de 2004 y como resultado de la comparación con TRANSBA fueron aprobados para ETESA los siguientes indicadores de costos eficientes:

- $ADMT\%i = 1,42\%$
- $OMT\%i = 0,76\%$

Donde:

- $ADMT\%i$: es el indicador para el año i de costos de administración como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión
- $OMT\%i$: es el indicador para el año i de costos de operación y mantenimiento como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión.

El indicador de costos eficientes de administración, operación y mantenimiento (ADOMT%) resulta de la suma de los coeficientes anteriores es decir 2,18% tanto para el Sistema Principal de Transmisión (SPT) como para las Conexiones de Transmisión (CT).

La definición de los indicadores implica que la participación del costo de administración en el total de costos en una gestión eficiente debe ser del 35%.

Sobre la base de los coeficientes anteriores y el valor bruto de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión y de conexión al final de cada año se calcularon los costos operativos eficientes de operación, mantenimiento y administración.

En la tabla siguiente se presentan los costos eficientes aprobados para el periodo 2005-2009 a



Precios de diciembre de 2004¹¹.

COSTOS APROBADOS ETESA REVISIÓN ANTERIOR
PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS

(Miles de Balboas de Diciembre de 2004)

PARÁMETROS	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%
ACTIVOS EFICIENTES (al final del año)							
ACTSPTef (Sistema Principal)	B./Miles	288,287	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
Total	B./Miles	318,719	370,587	394,761	397,115	397,312	397,659
COSTOS EFICIENTES ANUALES							
Operación y Mantenimiento	B./Miles		4,702	5,346	5,619	5,637	5,640
Administración	B./Miles		2,532	2,878	3,026	3,035	3,037
Total	B./Miles		7,234	8,224	8,644	8,673	8,677

Para evaluar la gestión real de costos de ETESA se requiere comparar los costos eficientes aprobados versus los costos reales incurridos por la empresa de transmisión.¹²

Para que la comparación sea homogénea se realiza un ajuste para expresar los costos incurridos en valores del año 2004 utilizando la fórmula indicada en la Sección IX.3.2 del Reglamento de Transmisión:

$$Iaj = [(0.33 + 0.67(IPCi / IPCo))]$$

Donde:

- *IPCo*: es el Índice de Precios al Consumidor a la fecha base de cálculo publicado por la Contraloría General de la República.
- *IPCi*: es el Índice de Precios al Consumidor a diciembre del año *i-1* publicado por la Contraloría General de la República.
- *El valor del IPC_i de diciembre de 2007 es de 113.8 y el IPC₀ de diciembre de 2004 es de 101.3*

¹¹ Ref.: Informe "Cálculo de Ingresos Máximos Permitidos para el período 2005-2009", Agosto de 2005.

¹² Los costos incurridos fueron relevados del Anexo ER-02- Cuenta: Gastos de Operación, Mant. y Administrativos del Sistema Principal y del de Conexión del Sistema Uniforme Regulatorio de Cuentas



En la tabla siguiente se presenta la comparación realizada:

EVOLUCIÓN DE COSTOS DE ETESA

Ítem	Unidad	ETESA REAL (2003)	ETESA REAL (2007)	ETESA REG (2007)
Km. De circuito	Km.	1,413.5	2,148	2,148
Km. De linea	Km.	765.9	1,134	1,134
Área de Servicio	km2	75,517	75,517	75,517
Empleados	#	306	303	NA
Costo Administración	MUSD	4,318	5,050	3,026
Costo de Op.y Mantenimiento	MUSD	6,719	4,732	5,619
Costo Adm. Op y Mant. (AOYM)	MUSD	11,037	9,782	8,644
Km. De linea por empleado	Km./empl	2,50	3,74	NA
Km. De circuito por empleado	Km./empl	4.62	7.09	NA
Activo Fijo Bruto Eficiente	MUSD	318,719	395,825	395,825
Costo AOYM/Km. Línea	MUSD/Km.	14.41	8.63	7.63
Costo AOYM/Km. Circuito	MUSD/Km.	7.8	4.6	4.0
ADMT%	%	1.35%	1.28%	0.76%
OMT%	%	2.11%	1.20%	1.42%
ADOMT%	%	3.46%	2.47%	2.18%

- ETESA REAL: son los costos incurridos por ETESA (en Balboas de 2004)
- ETESA REG: son los costos aprobados en la revisión tarifaria de 2003 (en Balboas de 2004).
- NA: No Aplica.



Se observa que ETESA ha mejorado la eficiencia de su gestión de costos ya que el indicador de costos eficientes (ADOMT%) pasó del 3.46% en 2003 al 2.47% en 2007.

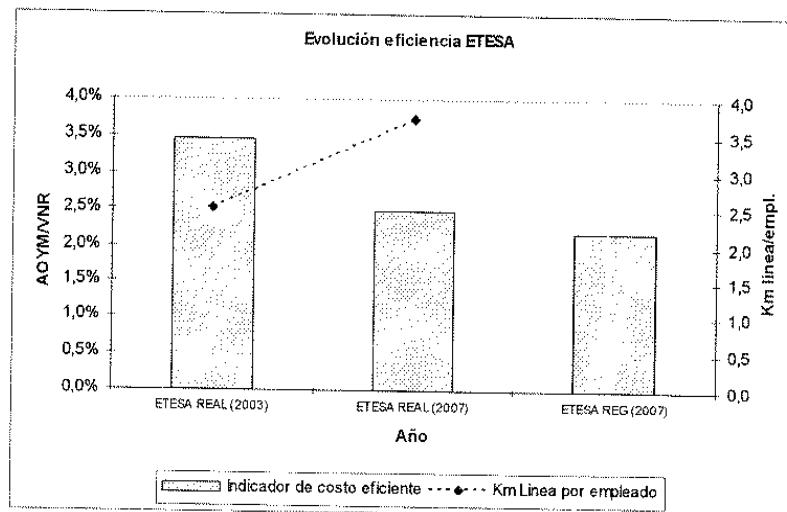
Esta mejora se debe principalmente a que ETESA ha incrementado significativamente la cantidad de activos físicos sin modificar sustancialmente la cantidad de empleados, reduciendo sus costos operativos y manteniendo los niveles de calidad de servicio encuadrados dentro de las tolerancias permitidas por la regulación.

En efecto el indicador de Km de línea por empleado paso de 2.5 en 2003 a 3.74 en 2007, y los costos operativos totales de 14.41 MUSD/Km a 8.63 en el mismo periodo.

No obstante la mejora indicada el indicador de costos eficientes de ETESA no alcanzó la meta eficiente fijada que es del 2.18% y debe seguir mejorando su gestión para alcanzar los objetivos especificados.

En el gráfico siguiente se aprecian las mejoras comentadas:

EVOLUCIÓN DE LA EFICIENCIA DE ETESA



Respecto de la composición del gasto se observa que ETESA tiene una elevada participación de los gastos de administración que es mucho mayor a la eficiente.

CONCLUSIONES DE LA GESTIÓN DE ETESA

Las conclusiones de la gestión de ETESA en el periodo 2003-2007 son las siguientes:

- Los indicadores de calidad de servicio han mejorado y se encuentran por debajo de los límites previstos en el Reglamento de Transmisión.
- El indicador de costos eficientes totales ha pasado del 3.46% en 2003 al 2.47% en 2007 con una mejora significativa en la eficiencia explicado básicamente por el aumento significativo de activos con una reducción de los gastos operativos.
- No obstante la mejora del indicador de costos eficientes la empresa ETESA no alcanzó la meta eficiente fijada que es del 2.18% y debe seguir mejorando su gestión para alcanzar los objetivos especificados.



Los costos de administración mantienen una elevada participación (52%) en el total de gastos de la empresa y se encuentran alejados del comparador eficiente (35%).

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 2009-junio 2013.

2. ELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN

2.1. Información Utilizada

El primer punto a desarrollar es la estimación del indicador de costos eficientes para la empresa comparadora a los efectos de verificar si existen indicaciones fehacientes para modificar el mismo según lo establecido en el Art 173 del Reglamento de Transmisión.

A los efectos de mantener las mismas denominaciones que en la revisión tarifaria anterior se utilizarán los siguientes términos:

- Costos AOYM: son los costos de administración, operación y mantenimiento
- VNR. es el Valor a Nuevo de Reemplazo¹³

Para la estimación del VNR se consideraron aquellas instalaciones en operación que resultan más representativas desde el punto de vista de las instalaciones de las empresas (líneas, campos, transformadores, etc.). Las mismas fueron valorizadas de acuerdo a información de costos disponible por el Consultor.

Por lo indicado al inicio de este Anexo no se incluyó en el análisis el período 2002 – 2006, ya que fue caracterizado por fuertes ajustes estructurales en los costos, y se tomó como referencia el año 2007 con los ajustes requeridos para tener en cuenta las restricciones presupuestarias y la evolución de salarios con los mismos criterios que los utilizados en la revisión tarifaria anterior.

Para el año 2002, los costos fueron ajustados considerando el impacto de la devaluación que sufrió Argentina durante diciembre de 2001, en virtud de esto, se consideraron componentes de costo de instalación discriminados en moneda local y en moneda extranjera para los distintos activos, tal como se indica en la siguiente tabla:

¹³ En la regulación de Panamá se denomina "Activo bruto fijo eficiente"


COMPOSICIÓN DE COSTOS EN EL VNR PARA LAS INSTALACIONES

Instalaciones	Componente en moneda local	Componente en moneda extrajera
Estaciones Transformadoras	15%	85%
Líneas	55%	45%

VNR TRANSBA	Unidad	2000	2001	2002	2007
Estaciones Transformadoras	MMUSD	404	420	385	503
Líneas	MMUSD	558	577	401	640
Total	MMUSD	962	998	786	1,143

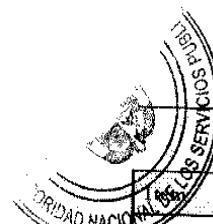
En la tabla anterior se destaca una caída del VNR del año 2002 respecto del año 2001 motivado por el impacto de la devaluación del peso (se consideró igual cantidad de activos físicos). Los costos obtenidos de los balances contienen los costos relacionados con el desarrollo de la actividad regulada y los costos incurridos por la prestación de actividades no reguladas, por lo que para la comparación se ha estimado los costos de la actividad no regulada en el 3% del total de los costos operativos.

El incremento del VNR en 2007 se debe a:

- La recuperación de los costos laborales en Argentina, sumado al incremento de los precios de los materiales eléctricos en los mercados internacionales ambos con impacto directo en el costo de las unidades constructivas
- El crecimiento de los activos de la empresa.

Los costos de AOYM fueron informados por TRANSBA y contienen exclusivamente los costos relacionados con el desarrollo de la actividad regulada.

En el cuadro siguiente se muestra la evolución de los costos de Administración, Operación y Mantenimiento, los activos físicos, y la estructura de personal de TRANSBA:



EVOLUCIÓN DE ACTIVOS Y COSTOS DE TRANSBA

Ítem	Unidad	2000	2001	2002	2007
AOYM	MUSD	19,557	20,769	8,797	15,707
VNR	MMUSD	962	998	786	1,143
Km. de Red	Km.	5,703	5,901	5,901	6,068
# Estaciones	#	75	78	78	83
# Personal	#	245	250	255	310
% AOYM/VNR	%	2.0%	2.1%	1.1%	1.37%
Km. de Red/Empl	Km/Empl	23.3	23.6	23.1	19.6
Salario Medio (Incluye contribuciones sociales y otros gastos salariales)	MUSD/año	43.0	44.3	18.7	32.6

El indicador de costos de AOYM/VNR para el año 2001 es similar al indicador del año 2000; en cambio para el año 2002 se puede observar una reducción significativa del indicador que no se debe a ganancias de eficiencia sino al impacto de la macro devaluación sufrida en Argentina en su estructura de costos y las restricciones presupuestarias motivada por la emergencia económica.¹⁴

En el año 2007 se produce una recuperación del nivel de personal, de los gastos operativos aunque los mismos expresados en dólares no alcanzan aún a los niveles del año 2001.

En la tabla siguiente se observa la evolución del gasto de TRANSBA separando los salarios del resto de los costos de la empresa:

EVOLUCIÓN DE COSTOS DE TRANSBA					
Ítem	Unidad	2000	2001	2002	2007
Personal	MUSD	10,531	11,074	4,777	10,096
Otros Gastos	MUSD	9,026	9,694	4,021	5,610
AOYM Total	MUSD	19,557	20,768	8,798	15,707

El incremento de los gastos se produce principalmente por el incremento de los costos salariales (ver evolución del salario medio en la tabla anterior) que se vio estimulado por el proceso inflacionario y fue definido mediante acuerdos con la entidad gremial FATLYF (Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza). También el mayor nivel de gasto se debe a la recomposición en los gastos de mantenimiento debido a la flexibilización (aunque no eliminación) de las restricciones presupuestarias de la empresa.

No obstante lo anterior el indicador de costo AOYM/VNR para el año 2007 se mantiene por debajo del valor histórico del 2.1% sin que haya habido ganancias de eficiencia tal como se aprecia en la evolución del indicador de Km de línea por empleado.

La explicación de la reducción del indicador de costos al 1.37% del año 2007 respecto de los

¹⁴ Ver detalles del impacto de la devaluación Argentina en los costos de AOYM de TRANSBA: "Análisis para Empresa Comparadora de Transmisión", Informe M-0755-P 244-03 de Mercados Energéticos de agosto de 2005.



valores históricos (2.1%) se debe a los siguientes factores:

- 1) Evolución diferente de la estructura de costos del numerador (AOYM) respecto del denominador (VNR).
- 2) Las restricciones presupuestarias todavía vigentes por la falta de recomposición de ingreso tarifario.
- 3) La afectación de los factores indicados a la reducción del indicador se explica a continuación.

Evolución diferente de la estructura de costos

En primer término se define el concepto de costos transables y no transables. Los insumos transables son aquellos que se pueden obtener de los mercados internacionales aunque puedan ser producidos localmente, los precios de estos insumos se establecen por lo general en los mercados internacionales.

Los insumos no transables son aquellos cuya adquisición en el exterior es prácticamente imposible o muy costosa tales como edificaciones, mano de obra, transporte, etc. Los precios de esta clase de insumos se fijan básicamente por las condiciones del mercado interno y no tanto por la situación de los mercados internacionales.

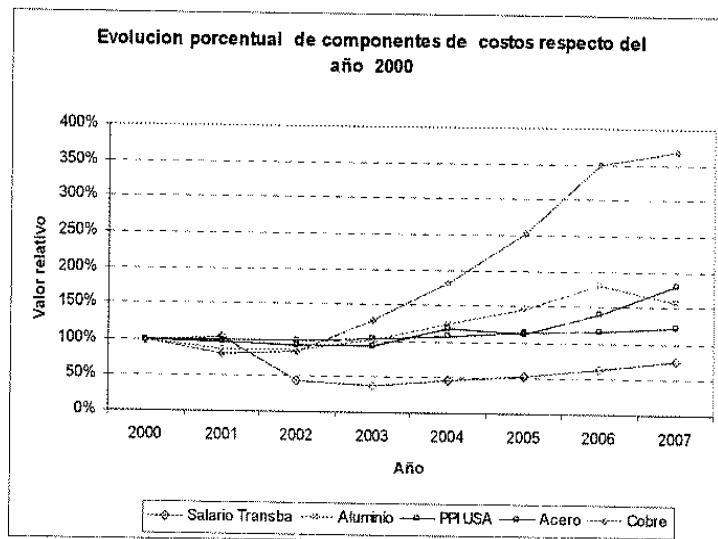
La estructura de costo de AOYM depende principalmente de componentes de costo no transables como los salarios que representan en el caso de TRANSBA el 64% del total de gastos operativos.

La estructura del costo del VNR esta relacionada principalmente al precio de los materiales eléctricos que dependen de componentes transables en el mercado internacional como el precio de las materias primas (acero, cobre, aluminio) y otros componentes ligados a la evolución del Índice de Precio al Productor de EEUU (PPI).

En el gráfico siguiente se presenta la evolución de precio de las materias primas y del PPI tomando como referencia el año 2000:



EVOLUCIÓN DE COMPONENTES DE COSTOS



Se observa que los precios de las materias primas han experimentado un fuerte crecimiento en los últimos años. La escalada de los precios de las materias primas que comenzó a mediados del 2003 produjo un incremento sustancial en el precio de los materiales eléctricos utilizados para transmisión.

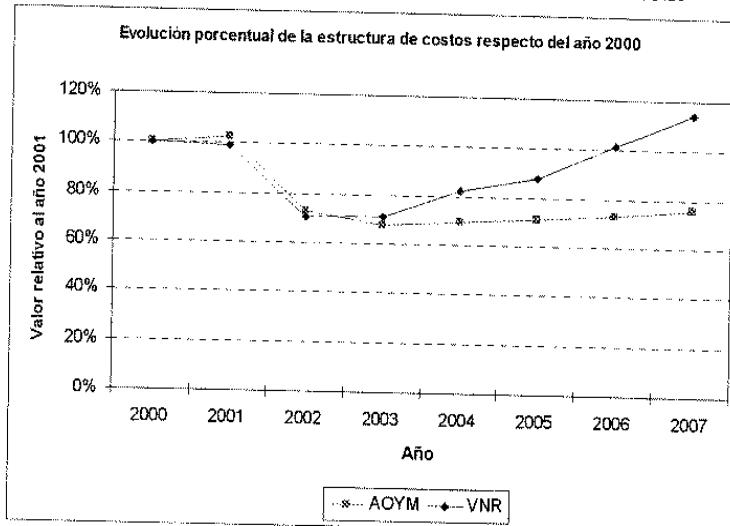
La causa del aumento de los precios de las materias primas se explica por el fuerte crecimiento de la demanda que ha impulsado dichos precios al alza. Las causas de este incremento de la demanda se deben, de acuerdo a los analistas, a la rápida expansión del producto bruto interno de las economías del "BRIC" (Brasil, Rusia, India y China) y, en particular, por la República Popular China.

En el mismo gráfico se presenta la evolución de los salarios de TRANSBA que se observa por debajo de la curva de evolución de los precios de las materias primas.

Sobre la base de la evolución de las variables descritas se ha estimado la evolución de la estructura de costos de AOYM y VNR respecto del año 2000 que se muestra en el gráfico siguiente:



EVOLUCIÓN DE ESTRUCTURA DE COSTOS AOYM Y VNR



Se observa una disparidad en la evolución de la estructura de costos del VNR respecto del AOYM debida a la diferente evolución de sus componentes.

Se destaca una caída del VNR del año 2002 respecto del año 2001 motivado por el impacto de la devaluación en la componente no transable (principalmente mano de obra), pero luego debido en parte a la recuperación de los costos laborales y especialmente al fuerte incremento del precio de las materias primas se recupera y supera el nivel del año 2001.

El AOYM tuvo en el 2002 una caída significativa también explicada por el impacto de la devaluación y luego una recuperación debido principalmente al incremento de los costos laborales aunque sin alcanzar los niveles del 2001.

Por lo anteriormente indicado es posible concluir que la evolución de la estructura de costos del VNR tuvo un incremento relativo mucho mayor que el AOYM y en consecuencia generó una reducción en el indicador de eficiencia de costos.

- Restricciones presupuestarias

A pesar de la recomposición de gastos y salarios todavía no se han recuperado a los niveles de 2001 por las restricciones presupuestarias en la que TRANSBA debe gestionar la empresa tal como se explicó en este informe.

En la siguiente tabla se presenta la evolución del costo de AOYM de TRANSBA abierto en sus principales rubros:



ESTIMACIÓN COSTOS RAZONABLES EFICIENTES AOYM DE TRANSBA

AOYM (en USD)	2001	2002	2007	2007 (1)
Sueldos	11,074	4,777	10,096	13,325
Seguros	280	197	407	407
Mantenimiento General	4,803	1,572	2,467	5,506
Comunicaciones	638	279	151	151
Otros Gastos	2,983	1,510	1,981	1,981
Honorarios	990	463	605	605
Total	20,768	8,798	15,707	21,974
VNR	998	786	1,143	1,143
AOYM/VNR (%)	2.08	1.12	1.37	1.92
%AOYM Administración	14.0	14.0	18.0	
%AOYM Operación-Mant.	86.0	86.0	82.0	

Si bien hubo una recuperación de los costos salariales y “Mantenimiento General” este último con un fuerte componente de costos no transables (materiales y repuestos) se estima que los mismos no han recuperado totalmente los niveles requeridos.

Los gastos de sueldos fueron estimados utilizando la cantidad de personal informado por TRANSBA en el año 2007 (310 personas) multiplicado por el salario medio del año 2001 (43 MUSD/año) y los gastos eficientes y razonables de “Mantenimiento General” para TRANSBA en el año 2007 (1) fueron estimados utilizando la relación de los gastos de Mantenimiento General aplicado al VNR de TRANSBA del año 2007/VNR del año 2001.

A este efecto se adoptó para este rubro el nivel de gastos del año 2001 que se ajustó por el incremento de los activos y la evolución de los precios de los materiales y repuestos en el mercado internacional.

La columna 2007 (1) muestra el nivel de gastos razonable de TRANSBA luego de los ajustes indicados. El ratio AOYM/VNR resultante (1.92%) es aún todavía menor que el estimado en la revisión tarifaria anterior (2.1%) debido a que persiste el efecto provocado por el cambio relativo en la estructura de costos del AOYM respecto del VNR.

Respecto a la composición del gasto real de TRANSBA resulta un 18% para Administración y un 82% para Operación y Mantenimiento. Estos indicadores son de mayor exigencia que los indicadores exigidos por la regulación que son del 35% y 65% respectivamente lo que muestra que TRANSBA mantiene su excelencia en la gestión.

A los efectos de estimar el Indicador de costos eficientes para ETESA se incrementa el indicador de TRANSBA en un 8% para tener en cuenta el impacto de las características diferenciales de ETESA respecto a TRANSBA tales como la contaminación salina y el nivel isoceráunico de la misma manera que lo realizado en revisión tarifaria anterior.

Con el ajuste indicado resulta para ETESA un indicador de 2.07% que a los efectos prácticos es igual al reconocido en la revisión anterior.



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	Km Red	AOYM/VNR %
Finlandia - Fingrid	6,326	3.1
Netherlands - Tennet	2,686	3.1
Portugal - REN	3,834	1.4
Suecia - Svenska K	15,665	2.2
TRANSELEC - Chile	4,155	2.1
TRANSBA- Argentina	6,003	1.92
Dinamarca - Eltra/Elkraft	1,866	1.80
Italia - Terna	22,852	4.00
Noruega - Statnett	7,783	3.90
España - REE	31,224	3.8
Colombia - ISA	10,000	2.0
Promedio		2.67

Se ha incluido en la tabla la referencia de la empresa TRANSELEC de Chile sobre la base de los resultados de su última revisión tarifaria realizada por la Comisión Nacional de Energía en el año 2006.¹⁵

La información de Colombia-ISA incluye Km. de red en Colombia únicamente (fuente: Memoria Anual 2007) y valor del AOYM% es el Valor regulatorio fijado por la CREG que se aplica sobre el Costo de Reposición. En el caso de que la empresa sufra de contaminación salina dicho porcentaje máximo es de 2,5% (fuente: Resolución CREG 082/2002).

Como puede observarse en la tabla anterior, los indicadores calculados para TRANSBA se encuentran por debajo de los indicadores de las empresas del benchmarking.

A continuación se presentan los cálculos realizados para determinar el AOYM/VNR% de las empresas en comparación. 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
	Lineas	Cables Subt	Cables Subt	Lineas	Cables Subt		Lineas + Cables	Lineas + 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%

¹⁵ Ref.: "Informe Final del Estudio de Transmisión Troncal", Parte II "Determinación del Valor Anual por Tramo", realizado para TRANSELEC por el consorcio: Synex-CESI-Electronet Ltda, en agosto de 2006.



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 se hizo 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 salariales¹⁶ para los países que intervienen en la comparación:

País	Ingresos (USD/Año)	Horas por semana	USD/hora
Dinamarca	72,000	34	44
Finlandia	55,800	33	35
Italia	31,700	36	18
Netherlands	54,600	35	32
Noruega	74,000	34	45
Portugal	35,700	36	21
España	39,200	36	23
Suecia	48,100	36	28
Chile	22,900	43	11
Buenos Aires	20,400	43	10

Utilizando la información de la tabla anterior, el porcentaje de salarios (y otros gastos no comoditizables) tanto del VNR como de los costos de AOYM se construye la siguiente tabla para la homologación de los indicadores de costos:

País	R. el Mo (P.U)	Hom Salarios (%)	AOYM Origen (%)	AOYM Norm1 (%)	Hom Redes (%)	AOYM Norm2 (%)
Dinamarca	4.4	154%	2.5%	1.62%	110.9%	1.8%
Finlandia	3.5	147%	4.1%	2.80%	109.3%	3.1%
Italia	1.8	123%	4.6%	3.75%	106.6%	4.0%
Netherlands	3.3	144%	4.0%	2.77%	111.2%	3.1%
Noruega	4.6	155%	5.8%	3.73%	104.1%	3.9%
Portugal	2.1	128%	1.7%	1.33%	104.8%	1.4%
España	2.3	131%	4.6%	3.50%	107.2%	3.8%
Suecia	2.8	139%	2.7%	1.95%	110.6%	2.2%
Chile	1.1	104%	2.1%	2.06%	103.2%	2.1%

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). 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.

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.

¹⁶ Referencia: Prices and Earnings- 2006 Edition- Incomes and working hours of engineers. Publicada por UBS (Union de Bancos Suizos).



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 para obtener el porcentaje final del indicador de costos eficientes.

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%

2.3. Análisis de la Gestión Técnica de TRANSBA

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. Conclusiones de la gestión de TRANSBA

Del análisis de los puntos anteriores se tienen las siguientes conclusiones:

2.4.1 La gestión de TRANSBA en el periodo 2004-2007 estuvo caracterizada por:

Ingresos regulatorios: una recomposición parcial de la remuneración del transportista (promedio 25%) seguido de la suspensión del proceso de Revisión Tarifaria Integral



para la recomposición total de los ingresos por parte del ENRE (Ente Regulador de la Electricidad).

Costos: un incremento del 78% respecto de 2002 debido principalmente a la recomposición de salarios impulsada por el contexto inflacionario.

Redes eléctricas: un importante y sostenido crecimiento de la demanda (20% en el período 2003-2007) enmarcado en un creciente estado de saturación en importantes áreas de la provincia de Buenos Aires y las consecuentes mayores dificultades para disponer de las instalaciones para mantenimiento debido a la falta de reserva de transmisión y transformación.

- 2.4.2 La gestión operativa continuó con la aplicación del sistema de gestión auditado y certificado (ISO 9001-2000) complementado con estrategias de gestión bien definidas, y estrategias de mantenimiento basadas en la aplicación del RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad). Lo anterior sumado al buen estado y condición de los activos ha permitido mantener y en algunos casos mejorar los indicadores de calidad de servicio superando las posibles restricciones presupuestarias impuestas por la falta de adecuación de la remuneración del transportista debido a la suspensión del proceso de revisión tarifaria.
- 2.4.3 El indicador de costos eficientes razonable estimado para TRANSBA al año 2007 sería del 1.92%. A pesar de la reducción de los indicadores de AOYM/VNR de TRANSBA en el año 2007 (1.92%) respecto del estimado en la revisión tarifaria anterior (2.1%) no se pudo constatar una mejora significativa de eficiencia en la gestión que pueda explicar la reducción del indicador de costos mencionado. La reducción del indicador de costos se debe a la disparidad en la evolución relativa de la estructura de costos del VNR respecto del AOYM debido al fuerte incremento del precio de los materiales eléctricos sufridos en el período 2004-2007.
- 2.4.4 La composición del gasto de TRANSBA con un 18% para los gastos de Administración y el 82% para Operación y Mantenimiento son de una calidad superior a los fijados en la regulación del 35% y 65% respectivamente lo que muestra el mantenimiento de la excelencia de la empresa comparadora.
- 2.4.5 TRANSBA mantiene su liderazgo en materia de eficiencia de gestión de costos como lo demuestra el benchmarking internacional realizado donde se han incluido los datos de la revisión del año 2006 de la empresa TRANSELEC de Chile y la información de ISA -Colombia.
- 2.4.6 El indicador de costos eficientes de TRANSBA ajustado por los diferenciales de contaminación salina y nivel isoceráunico resulta en un indicador de costos eficientes para ETESA de 2.1% que es a los efectos prácticos igual al determinado en la revisión tarifaria anterior.

2.5. Selección de Empresa Comparadora para Transmisión

Luego del análisis realizado surgen las siguientes conclusiones:

- 2.5.1. 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.



-
- 2.5.2. 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.
- 2.5.3. 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.
- 2.5.4. Por lo anteriormente expresado se recomienda mantener a TRANSBA como empresa comparadora de ETESA.
- 2.5.5. Como empresa comparadora se deben tomar los costos e indicadores de TRANSBA 2001.
- 2.5.6. 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. RESUMEN DE CONCLUSIONES DE ESTUDIO

Respondiendo a los objetivos del estudio planteado en este informe resulta:

1) Análisis de la gestión de ETESA

ETESA ha logrado mejorar el indicador global de costos eficientes de administración, operación y mantenimiento del 3.46% en 2003 al 2.47% en 2007 con una ganancia significativa en la eficiencia explicado básicamente por el aumento significativo de activos con una reducción del gasto operativo. Sin embargo la composición del gasto muestra una elevada participación de los gastos de administración (52%) en el total de gastos de la empresa que supera el valor del 35% fijado como meta eficiente.

2) Análisis de la gestión de TRANSBA

En el periodo 2004-2007 el transportista recibió una recomposición parcial de sus ingresos regulatorios (aumento promedio 25%) sin haberse realizado aún y con fecha incierta la revisión integral comprometida en el proceso de renegociación del contrato.

Los costos operativos se incrementaron un 78% debido a la recomposición de salarios y otros gastos impulsados por el contexto inflacionario.

Respecto de las redes eléctricas el crecimiento de la demanda sin la realización de las obras para la ampliación de la infraestructura trajo crecientes dificultades para disponer de las instalaciones para mantenimiento debido a la falta de reserva de transmisión y transformación

En el contexto indicado la gestión de TRANSBA en el periodo 2004-2007 estuvo caracterizada por:

- Mantener el sistema de gestión auditado y certificado (ISO 9001-2000) incorporando estrategias de mantenimiento centradas en confiabilidad que permitieron seguir mejorando la efectividad de su gestión operativa.
- Mantener y mejorar los indicadores de calidad de servicio de líneas, transformadores y protecciones.



El indicador de costos eficientes y razonables para TRANSBA al 2007 muestra que la empresa mantiene su liderazgo de eficiencia comparados con otras transportistas en el contexto internacional.

El indicador de costos eficientes de TRANSBA ajustado por los diferenciales de contaminación salina y nivel isoceráunico resulta en un indicador de costos eficientes para ETESA de 2.1% que es similar al fijado para la revisión tarifaria anterior.

3) Indicadores de costo eficiente para el periodo tarifario 2009-2013

Por los motivos indicados resulta que no hay indicaciones fehacientes para modificar los comparadores de la revisión anterior por lo que se deben mantener los mismos para el periodo tarifario 2009-2013.


TABLA LÍNEAS Y TRANSFORMADORES DE ETESA
LÍNEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA

LÍNEAS	NUMERACION	SUBESTACIONES	AÑO	LARGO (Km)	CAPACIDAD (MVA)	
					MONOF	TRIF
LÍNEAS DE 230 KV DÓBLE CIRCUITO						
230-1A,B,2A		ESTANAS - PACORA - PANAMA II	1978	58.14	166.0	350.0
230-1C,2B		PANAMA II - PANAMA	1976	12.84	198.0	350.0
230-3A,4A		PANAMA - CHI SIREPA	1976	38.90	198.0	350.0
230-3B,4B		CHI SIREPA - LL SANCHEZ	1976	142.19	198.0	350.0
230-5A,6A		LL SANCHEZ - VELADERO	1978	108.36	198.0	350.0
230-5B,6B		VELADERO - MATA NANCE	1979	34.49	198.0	350.0
230-7A		MATA NANCE - FORTUNA	1984	87.50	198.0	350.0
230-12,13		LL SANCHEZ - PANAMA II	2006	125.00	225.0	450.0
230-14,15		VELADERO - LL SANCHEZ	2004	110.07	225.0	450.0
230-16,17		GUASQUITAS - VELADERO	2004	84.39	225.0	450.0
		TOTAL		882.99		
CIRCUITO SENCILLO						
230-9		MATA NANCE - PROGRESO	1966	34.00	198.0	350.0
230-10		PROGRESO - FRONTERA	1966	9.76	198.0	350.0
230-18		FORTUNA - GUASQUITAS	2003	16.00	225.0	450.0
		TOTAL		79.76		
LÍNEAS DE 115 DÓBLE CIRCUITO						
115-1A,2A		CACERES - STA. RITA	2004	48.80	150.0	175.0
115-1B,2B		STA. RITA - BLMINAS	2004	8.20	150.0	175.0
115-3A,B,4A,B		PANAMA - CHI SIREPA - BLM	1972	52.00	93.0	175.0
115-15,18		MATA NANCE - CALDERA	1979	25.00	93.0	175.0
		TOTAL		131.80		
CIRCUITO SENCILLO						
115-12		PANAMA - CACERES	1976	0.80	93.0	175.0
115-17		CALDERA - LA ESTRELLA	1979	5.80	93.0	175.0
115-18		CALDERA - LOS VALLES	1978	2.00	93.0	175.0
115-19		CALDERA - PAJA DE SOMERERO	1982	6.80	93.0	175.0
115-20		PROGRESO - CHI SIREPA	1988	30.00	93.0	175.0
		TOTAL		58.10		

TRANSFORMADORES DE ETESA

SUBESTACION	No.	CAPACIDAD(MVA)			TIPO	VOLTAJES (KV)		
		DA	TA	FOA		ALTA	BAJA	TERCIARIO
PANAMA	1	103	140	175	REDUCTOR	230	115	13.8
PANAMA	2	103	140	175	REDUCTOR	230	115	13.8
PANAMA	3	210	280	380	REDUCTOR	230	115	13.8
PANAMA II	1	105	140	175	REDUCTOR	230	115	13.8
CHORRERA	1	105	140	175	REDUCTOR	230	115	13.8
CHORRERA	2	30	40	50	REDUCTOR	230	115	24.5
LLANO SANCHEZ	1	42	55	70	REDUCTOR	230	115	34.5
LLANO SANCHEZ	2	42	55	70	REDUCTOR	230	115	34.5
MATA DE NANCE	1	42	55	70	REDUCTOR	230	115	34.5
MATA DE NANCE	2	42	55	70	REDUCTOR	230	115	34.5
MATA DE NANCE	3	42	55	70	REDUCTOR	230	115	34.5
PROGRESO	1	30	40	50	REDUCTOR	230	115	34.5
PROGRESO	2	30	40	50	REDUCTOR	230	115	34.5
CHARCO AZUL	1	18	24	24	REDUCTOR	230	115	34.5
TOTAL MVA		778	1004	1324			4.10	



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

Como suele ocurrir en la mayoría de las experiencias regulatorias en materia de tasa de retorno al capital, el régimen económico bajo el cual opera la actividad de transmisión de electricidad promueve, para las empresas que presenten los servicios regulados, un retorno sobre el capital invertido razonable de acuerdo con el riesgo que asuman en sus actividades.

En Panamá, la Ley N° 6 del 3 de febrero de 1997, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, establece en su artículo 97 los siguientes criterios para definir el régimen tarifario:

"El régimen tarifario estará orientado, en el siguiente orden de prioridad, por los criterios de suficiencia financiera, eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia."

Se entiende que existe suficiencia financiera cuando las fórmulas de tarifas garantizan la recuperación de costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitan remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma como lo habría remunerado una empresa en un sector de riesgo comparable; y permitan utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus clientes..."

Específicamente, en lo referido a las tarifas de transmisión, el artículo 101 de la mencionada Ley determina:

"Las tarifas asociadas con el acceso y uso de las redes de transmisión cubrirán los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento de la red nacional de transmisión, necesarios para atender el crecimiento previsto de la demanda, en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad y de desarrollo sostenible. Los costos se calcularán bajo el supuesto de eficiencia económica en el desarrollo del plan de expansión y en la gestión de la Empresa de Transmisión. Para los efectos de este cálculo, no se considerarán los costos financieros de créditos concedidos al concesionario."

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".

Así, 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, tanto en mercados nacionales como internacionales.

La discusión medular en materia regulatoria se centra en el grado de discrecionalidad en la fijación del nivel del costo de capital. Es claro que si el método de estimación de la tasa de retorno es excesivamente discrecional, el riesgo regulatorio es alto y eso afecta la capacidad para atraer capital al sector y por lo tanto su sustentabilidad.

Las prácticas regulatorias intentan utilizar enfoques lo menos discretionales posibles, existiendo cada vez mayor consenso en el uso de métodos estandarizados como los más adecuados. Por el contrario, la determinación de la tasa de manera discrecional es cada vez menos utilizada.

Los métodos estandarizados, en la búsqueda por fortalecer las buenas prácticas regulatorias en sectores de servicios públicos por redes, promueven la transparencia y ofrecen mayor certidumbre sobre cuáles son los elementos determinantes de la tasa de retorno reconocida. De



esta manera, mediante la observación de reglas estándar, claras y transparentes, se pretende elevar la competencia por los flujos de inversión así como la certidumbre al interior de la industria. Entre los métodos estandarizados, el que mayor consenso ha adquirido es el CAPM/WACC, tanto en su uso estrictamente financiero como regulatorio. En Latinoamérica, ha sido utilizado como mecanismo regulatorio para la fijación de la tasa de retorno en Argentina, Brasil, Colombia, entre otros.

El marco de discrecionalidad también está definido por la reglamentación existente, siendo que la tasa de retorno reconocida deberá ser consistente con el Art. 101 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

El CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) permite determinar el costo del capital propio, esto es, el rendimiento solicitado por los accionistas; y efectuar la comparación del caso bajo análisis con empresas que pertenecen a la misma industria y desarrollan actividades en condiciones similares de riesgo.

Por otra parte, y considerando que la expansión, operación y mantenimiento de redes se financia con capital propio y endeudamiento, en la mayoría de las prácticas regulatorias se prefiere la estimación de la tasa de retorno a través del cálculo de la WACC (*Weighted Average Cost Of Capital*). Así, el método adiciona al costo del capital propio, previamente calculado por CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), el costo marginal de endeudamiento, y 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 óptima, dado que el grado de endeudamiento y el costo del mismo no corresponden con los presentes en las empresas, sino con los que resultan adecuados en función de un análisis de *benchmarking* financiero¹⁷.

Este método ya fue aplicado como referencia en el marco de la primera y segunda revisión Tarifaria en Panamá como referencia en la definición de la tasa de retorno.

En abril de 2001, mediante Resolución N° JD 2708 del por entonces ERSP (Ente Regulador de los Servicios Públicos de Panamá), se aprobó una tasa de retorno para ETESA de 12.24 % para el segundo período tarifario (2001 – 2005). Posteriormente, en julio de 2005, la ASEP (Autoridad de los Servicios Públicos de Panamá) aprobó una tasa de 9.98 %.

1. METODOLOGÍA

Este ejercicio permite obtener una tasa de referencia que permita definir a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos 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 período tarifario de julio de 2009 a junio de 2013, 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 y segunda revisión

¹⁷ Se define: Endeudamiento (CEN) como $D/(D+E)$ y apalancamiento (CAP) como D/E , donde D representa la deuda, y E es equity (patrimonio). Asimismo $CAP=CEN/(1-CEN)$



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 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.

Existen dos tipos básicos de inversiones de las que se ocupa el modelo: un valor libre de riesgo cuyo rendimiento durante el período de retención se conoce con certeza; y un portafolio de acciones comunes, compuesto por todos los valores disponibles en manos del público, ponderadas de acuerdo con sus valores de mercado.

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 periodo a periodo. 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.

La determinación de los parámetros necesarios para el cálculo es el mayor problema del método CAPM.

En Panamá, como en la mayoría de los países latinoamericanos, el mercado accionario no posee gran dinamismo en materia de transacciones de empresas distribuidoras eléctricas. Por ello, el mercado accionario carece de una historia lo suficientemente extensa como para poder ofrecer rendimientos históricos de los títulos con suficiente confiabilidad. Por esta razón se ha decidido utilizar estadísticas internacionales para determinar el premio por riesgo y el riesgo sistemático de la industria, antes definido. Ésta es una práctica usual en los cálculos regulatorios de los países con mercados de capitales no suficientemente desarrollados.

Los elementos analizados son:



Tasa Libre de Riesgo

En general, para determinar la tasa libre de riesgo se utilizan los rendimientos de instrumentos llamados "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*

Al estimar el costo del capital en un país emergente, resulta necesario aplicar un adicional por riesgo local. Esto se debe a que las inversiones en este tipo de economías suele ser más riesgosa que en economías más desarrolladas y estables económicamente, como la utilizada para estimar la tasa libre de riesgo. Los mercados emergentes están sujetos a fluctuaciones específicas del mercado doméstico y de variables de índole político – institucional, económica y regulatoria que inciden sobre los proyectos de inversión, lo que lleva a considerar una prima por el riesgo adicional que podrían causar estos factores.

De esta manera, los factores económicos, financieros y político - institucionales que intervienen en la determinación de la prima por riesgo país son, en su mayoría, difíciles de cuantificar. El riesgo político - institucional es probablemente el menos cuantificable y se refiere al riesgo de exposición inherente al contexto político en que se desarrolla la actividad. Los factores que afectan esta variable son la amenaza de guerra, la inestabilidad social, las transferencias desordenadas de poder político, la violencia política, las disputas internacionales, los cambios de régimen y la volatilidad institucional. También pueden considerarse la calidad profesional del aparato burocrático, la transparencia y justicia del sistema político, los niveles de corrupción y la criminalidad.

Debido a esta dificultad en la cuantificación de las variables que determinan el riesgo país, se utilizan una serie de métodos diferentes para estimar su valor. El más difundido actualmente es el modelo de *spread* por riesgo país (*country spread model*), que consiste en calcular un *spread* específico por país y agregarlo al costo del capital, que se estima utilizando datos del mercado financiero de EUA. Más específicamente, este *spread* es la diferencia entre el rendimiento de un bono soberano local (lo suficientemente representativo) y el rendimiento del Bono del Tesoro de EUA que tenga una duración similar al nacional.



Otra forma de determinar esta prima por el riesgo sistemático del país es mediante la utilización de un indicador denominado EMBI + País (*Emerging Market Bond Index Plus*) que mide la evolución de los bonos de un país y representa la sobretasa que paga un país determinado por endeudarse en el mercado externo sobre el rendimiento de bonos del Tesoro de Estados Unidos. Este indicador, estimado por JP Morgan, es de amplia utilización y reconocimiento en el ámbito de las finanzas; y está compuesto por una canasta de bonos nominados en dólares de los Estados Unidos, de distinta vida promedio.

En el caso de los países latinoamericanos, el riesgo país es una variable de elevada volatilidad, que fluctúa entre valores extremos en un mismo país en cortos períodos de tiempo. En un contexto macroeconómico estable, el *spread* tiende a reducirse, mientras que durante un período en el que el ciclo económico o político no es favorable, se incrementa.

Para estimar la prima por riesgo país en Panamá se optó por determinar el *spread* entre el Bono Global 29 con el UST-20.

• *Riesgo Sistemático de la Industria*

La metodología CAPM utiliza el término beta para referirse a la asociación entre el retorno de una determinada inversión con el retorno del mercado en su conjunto. Beta es la medida de riesgo sistemático de una acción o una cartera en comparación con el mercado.

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.

Para estimar el beta 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. Hay numerosas empresas de reconocido prestigio internacional que realizan este tipo de análisis. Entre las más importantes pueden citarse Merrill Lynch, Ibbotson Associates, Value Line, Bloomberg, Standard & Poor's y Compustat entre otras.

• *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, 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.



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 (nominal después de impuestos)
- 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 criterio adoptado en el presente informe consiste en la optimización de la utilización de financiamiento externo y el impacto del mismo en los costos empresarios, por lo cual se procederá a calcular la tasa de rentabilidad como promedio de las fuentes de capital, estimado por el WACC.

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 óptima.

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:

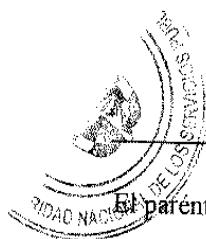
2.1. Rendimiento Del Capital Propio

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. En función de la forma en que se compute se puede agregar un suplemento por riesgo regulatorio.
- r_m : Retorno de una cartera diversificada.



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

En términos simplificados, la ecuación expresa que el rendimiento esperado de un valor con riesgo es una combinación de la tasa libre de riesgo más una prima por el riesgo. El paréntesis $(r_m - r_f)$ es el premio de mercado o por riesgo. En otras palabras, es el rendimiento en exceso, esto es, el rendimiento esperado menos el rendimiento libre de riesgo. Esta prima por el riesgo es necesaria para inducir a los inversionistas con aversión al riesgo a que compren un valor con riesgo.

Puede incorporarse al riesgo sistemático un suplemento por riesgo regulatorio. El riesgo regulatorio es el compañero de la discrecionalidad regulatoria que caracteriza a los regímenes de regulación tipo precio máximo. Esta discrecionalidad deviene de la imposibilidad de escribir contratos completos para alcanzar el óptimo social al menor costo posible. Dada esta situación, es importante comprender las consecuencias del riesgo regulatorio y el comportamiento de los inversores. Ese riesgo regulatorio no se puede diversificar completamente, y por lo tanto el CAPM clásico no lo toma en cuenta¹⁸.

El riesgo regulatorio surge de los distintos sistemas de regulación aplicados (*price cap* o *cost plus*), que impacta en el beta asociado al cálculo del costo de capital propio. Esto se debe a que el sistema de regulación tipo precio tope, al no poder ajustarse las tarifas de acuerdo a los cambios en la economía, implica alta volatilidad en los beneficios de las empresas.

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 enero de 2008 a diciembre de 2008, 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)
Mayo-08	4.60
Junio-08	4.69
Julio-08	4.56
Agosto-08	4.50
Septiembre-08	4.27
Octubre-08	4.16
Noviembre-08	3.98
Diciembre-08	2.86
Enero-09	3.13
Febrero-09	3.59
Marzo-09	3.64
Abril-09	3.76
Promedio	3.98

¹⁸ Ver, por ej., Grout, P. A. and Zalewska, A. (2006), “The Impact of Regulation on Market Risk”, *Journal of Financial Economics*, Vol. 80, issue 1: 149-184.



2.1.2. *Prima de Riesgo País*

La prima de riesgo país obtenida utilizando el Global 29 y el UST20 resulta en 361 puntos básicos. A continuación, se muestra una tabla donde se computa la prima por riesgo país utilizada en el presente cálculo.

Fecha	Rendimientos Comparados (%)	
	Global 29	UST20
Mayo-08	6.31	4.60
Junio-08	6.51	4.74
Julio-08	6.62	4.62
Agosto-08	6.57	4.53
Septiembre-08	6.77	4.32
Octubre-08	8.67	4.45
Noviembre-08	9.50	4.27
Diciembre-08	8.91	3.18
Enero-09	8.34	3.46
Febrero-09	8.32	3.83
Marzo-09	8.37	3.78
Abril-09	8.04	3.84
Promedio		
SPREAD = PRIMA RP (P. Básicos)	361	

Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas – FED

El Global 29 es un bono emitido por el Gobierno de la República de Panamá en enero de 2003 y que vence en 2017. Este fue el bono utilizado en la revisión tarifaria anterior. A modo de referencia, en la siguiente tabla se muestran las calificaciones de deuda soberana realizadas por diversas empresas especializadas, así como el valor del EMBI + Paramá.

Calificaciones de la deuda soberana de países emergentes

S&P	Moody's	Fitch	OECD	EMBI (prom 08)
BB+	Ba1	BB+	3 (mínimo 0, máximo 7)	211

Fuente: Standard & Poors, Moody's, Fitch Ratings, OECD, JP Morgan

2.1.3. *Riesgo Sistemático de la Industria*

Tipicamente, beta es estimado econométricamente 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, que expresa 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

para la determinación del riesgo sistemático o 'beta' (β) se ha recurrido a estadísticas internacionales, y específicamente al mercado de Estados Unidos.

Para calcular el beta a aplicar para el caso de referencia se debe en primer lugar desapalancar el beta (usando la tasa impositiva de ganancias del mercado al que corresponden las betas estimadas y el nivel de endeudamiento promedio de las empresas utilizadas como referencia) y posteriormente volver a calcular el beta ajustado por el apalancamiento empresario propuesto y la alícuota impositiva en Panamá.

El beta sin apalancamiento se calcula usando la ecuación de Hamada:

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

Donde:

β_U : Beta del activo o desapalancada

β_L : Beta del patrimonio o apalancada

D : Nivel de endeudamiento de mediano/largo plazo

E : Patrimonio Neto

t : Tasa de impuestos (Impuestos a la renta)

La importancia de esta ecuación¹⁹ estriba en que permite separar el riesgo del negocio, imbuido en el beta desapalancando β_U del beta apalancando β_L , el cual contiene el riesgo financiero de la estructura de capital. El β_L crece en forma lineal con la estructura de deuda.

En el presente estudio se tomo como referencia el cálculo hecho por *Value Line* para distintas Utilities Eléctricas de Estados Unidos, y se calculó un promedio de los resultados obtenidos de los últimos cuatro años.

Como resultado, el valor del beta sin apalancamiento (*unleveraged beta* o "beta del activo") promedio de los cuatro años da como resultado un valor de 0.553.

En las tablas siguientes se muestran los datos correspondientes a cada año:

¹⁹ La ecuación de Hamada ha sido criticada por no tomar en cuenta el riesgo de quiebra. Ver, por ej., Cohen, R. D. (2007): "Incorporating Default Risk into Hamada's Equation for Application to Capital Structure", MPRA Paper N° 3190, <http://mpra.ub.uni-muenchen.de/3190/>. Si bien Cohen propone una solución para corregir la estimación del coeficiente beta, hasta tanto no exista mayor consenso con relación a cómo corregir el tema del riesgo de quiebra en la ecuación de Hamada, este Consultor sugiere no innovar respecto a lo que es la práctica estándar por la mayoría de los reguladores.



Firmas por Sector 2007	Cantidad de Firmas	Leveraged Beta promedio	D / E	Tasa Impositiva Efectiva Promedio	Unleveraged Beta
Electric Utility (Central)	23	0.93	0.73	25.97	0.637
Electric Utility (East)	25	0.84	0.50	30.57	0.560
Electric Utility (West)	15	0.88	0.60	31.50	0.587
TOTAL ELECTRIC UTILITY	63	0.88	0.61	29.35	0.594

Firmas por Sector 2006	Cantidad de Firmas	Leveraged Beta promedio	D / E	Tasa Impositiva Efectiva Promedio	Unleveraged Beta
Electric Utility (Central)	24	0.94	0.70	26.93	0.637
Electric Utility (East)	29	0.87	0.56	28.01	0.593
Electric Utility (West)	15	0.97	0.60	30.79	0.663
TOTAL ELECTRIC UTILITY	68	0.93	0.62	28.58	0.624

Firmas por Sector 2005	Cantidad de Firmas	Leveraged Beta promedio	D / E	Tasa Impositiva Efectiva Promedio	Unleveraged Beta
Electric Utility (Central)	25	0.81	0.79	26.60	0.518
Electric Utility (East)	29	0.80	0.68	31.02	0.504
Electric Utility (West)	15	0.90	0.73	28.00	0.574
TOTAL ELECTRIC UTILITY	69	0.84	0.73	28.54	0.524

Firmas por Sector 2004	Cantidad de Firmas	Leveraged Beta promedio	D / E	Tasa Impositiva Efectiva Promedio	Unleveraged Beta
Electric Utility (Central)	24	0.79	0.92	29.16	0.486
Electric Utility (East)	30	0.74	0.82	27.97	0.435
Electric Utility (West)	15	0.85	0.82	27.17	0.510
TOTAL ELECTRIC UTILITY	69	0.79	0.85	28.10	0.469

PROMEDIO 2004-2007	0.553
--------------------	-------



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 1.03 para la actividad de transporte.

Unleveraged Beta	β_U	0.553
Tasa de impuestos	t	30%
Apalancamiento Óptimo	$D/(D+E)$	0.55
Beta ajustado por apalancamiento óptimo	β_L	1.03

Estos valores de Beta están calculados en base al mercado de los Estados Unidos, donde la regulación de las compañías eléctricas se basa en el enfoque *cost plus*, mientras que en Panamá el marco regulatorio establece un sistema de incentivos a través de la fijación de un precio máximo periódico. Este método de regulación implica un riesgo algo superior para las concesionarias reguladas, diferencia que se ve reflejada al examinar comparativamente los betas que se pueden llegar a obtener en países con mercados de capitales desarrollados y regulación por *price cap*, como el caso inglés²⁶. Para estimar este riesgo por la aplicación de distintos sistemas de regulación se incorpora al cálculo de riesgo sistemático un suplemento por riesgo regulatorio. Como fue explicado anteriormente, es de práctica generalizada usar el Beta desapalancado del Reino Unido como una aproximación al mayor riesgo sistemático de un régimen de regulación por precio tope. Para ello, se recurrió al estudio de determinación del costo de capital realizado por la OFGEM para la determinación de las tarifas de transmisión del período 2007-2013²¹. El OFGEM, en la mencionada revisión tarifaria (2006) utilizó un beta apalancado de 0.9. Para el presente estudio, se tomó este valor como referencia para la estimación del premio por riesgo regulatorio. Para ello, se estima el Beta desapalancado del Reino Unido en base a la estructura de capital de ese mercado, que es según lo adoptado en la última revisión tarifaria, 60 % deuda, con una tasa impositiva del 30%, dando como resultado 0.36.

Se observa que el beta aprobado por el OFGEM no es mayor el beta desapalancado estimado por Value Line para una muestra de *Utilities Eléctricas* de EUA, por lo cual en la presente estimación no se considera un ajuste del beta por tipo de regulación.

2.1.4. Determinación del Premio por Riesgo

Otro elemento necesario para determinar el CAPM es el rendimiento esperado por el premio por riesgo, ($r_m - r_f$), que sería el retorno que espera recibir un inversor para compensar el riesgo adicional que asumió al invertir en un determinado activo, en vez de hacerlo en un activo libre de riesgo. Por lo tanto, el premio por riesgo surge de la diferencia entre el rendimiento de mercado y la tasa libre de riesgo.

Existen dos formas de estimar este premio por riesgo: por un método prospectivo o por uno histórico. El método basado en pronóstico es más adecuado en términos teóricos, pero es poco

²⁶ Uno de los estudios más emblemáticos sobre regulación por precios máximos es el trabajo para el Banco Mundial realizado por Alexander, Mayer and Weeds (1996): "Regulatory Infrastructure and Risk: An International Comparison", *Policy Research Working Paper 1698*, World Bank.

²¹ OFGEM (December 2006), *Transmissior. Price Control Review: Final Proposals*, disponible en www.ofgem.gov.uk



usando, debido a su complejidad. En el caso del método histórico, se asume que los inversores consideran la misma prima de riesgo en el futuro que en el pasado.

A su vez, para determinar el premio por riesgo del mercado en el pasado, el debate se centra en dos aspectos:

- Cuál es el período histórico que se debe tomar como referencia para estimar el premio por riesgo del mercado;
- Si corresponde usar el promedio geométrico o el aritmético.

Con relación al primer punto, existe consenso en que se debe tomar un período lo suficientemente largo que elimine las anomalías propias del ciclo económico. En ese marco, hay al menos tres grandes opciones: (i) 1926-2006, (ii) 1946-2006, y (iii) 1976-2006; Las opciones (ii) y (iii) corresponden al período posterior a la Segunda Guerra Mundial y a los últimos 30 años, respectivamente. El período más largo, 1926-2006, es el elegido por los reguladores de Brasil (ANEEL)²² y Gran Bretaña (OFGEM).

El segundo punto refiere a la forma de calcular los promedios. Hay dos opciones: promedio aritmético y promedio geométrico. El promedio geométrico consiste en la tasa de retorno compuesta que iguala los valores de inicio y fin. Sin duda, el promedio geométrico refleja mejor los retornos ocurridos en el pasado. Sin embargo, el promedio aritmético es un estimador insesgado del parámetro. La confusión entre los dos criterios estriba en la diferencia entre "expectativas" y "resultados posibles". El CAPM trabaja con expectativas, y en ese sentido se usará el promedio aritmético. Consistente con ello, tanto la ANEEL como el OFGEM usan promedios aritméticos. Siguiendo la práctica regulatoria de estos reguladores, en este informe se usa el promedio aritmético.

Para determinar el premio por riesgo usando estadísticas internacionales, se ha elegido el mercado de Estados Unidos, debido básicamente a los grandes volúmenes que se transan en ese mercado, la competitividad que existe y la gran cantidad de datos estadísticos disponibles. Ésta es una práctica usual en países emergentes, sobre todo latinoamericanos.

Si bien existen diferentes métodos para determinar el premio por riesgo y distintas fuentes de información, uno de los estudios más utilizados en finanzas y regulación es el realizado por Ibbotson Associates²³ sobre el mercado norteamericano, que mide resultados históricos basándose en una cartera sumamente líquida y diversificada como es el "Índice Compuesto de Standard & Poor's 500". La ponderación de cada acción en el índice corresponde al precio de bolsa multiplicado por el número de acciones en circulación. Debido a que este índice no incluye consideraciones por dividendos, Ibbotson Associates realiza correcciones para incorporarlos a fin de obtener así los retornos reales de las acciones. Estima el premio por riesgo como la diferencia entre el retorno total del índice y el rendimiento del bono del tesoro de EUA a 20 años.

El período analizado abarca desde 1926 hasta 2006 y está fundamentado en datos de retornos mensuales.

De acuerdo al informe de Ibbotson (2007), el premio por riesgo de mercado para el período 1926-

²² La ANEEL toma el período 1928-2006.

²³ Ibbotson (2007), Stocks, Bonds, Bills, and Inflation Market Results for 1926-2006, 2007 Yearbook Classic Edition.



El rendimiento del mercado en 2006 es 6.5%, considerando la diferencia existente entre el rendimiento del mercado (representado por las acciones de compañías grandes de 12.3%) y un rendimiento libre de riesgo (Bonos de Largo Plazo del Tesoro de Estados Unidos de 5.8%).

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 14.26 %, según los siguientes cálculos:

Tasa Libre de riesgo: rendimiento de Bono Tesoro de EE.UU. 30 años (%)	r_f	3.98
Tasa de Riesgo país adoptada (361 puntos básicos) (%)	$r_{país}$	3.61
Producto de riesgo sistemático de la industria eléctrica y del premio por riesgo del mercado (%)		
Beta ajustado por apalancamiento β_d	1.03	$\beta_d * (r_m - r_f)$
Premio por riesgo del mercado $(r_m - r_f)$	6.50%	
Costo de Capital Propio después de impuestos(%)		r_{CAPM}
		14.26

2.2. Costo de Endeudamiento

Como ya ha sido mencionado, el costo de capital promedio, es decir aquel que considera las distintas fuentes de capital, básicamente la propia y el endeudamiento exógeno, se calcula a través del WACC, que como su sigla lo indica es un promedio ponderado de los costos de las distintas fuentes.

El costo de la deuda, por su parte, 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.

Para el caso del CAPM, el costo de la deuda se define como la tasa de interés a la cual la firma puede incrementar su deuda (costo marginal de la deuda). Esta tasa varía en función del riesgo de cesación de pagos de la empresa.

En este estudio, el costo de la deuda se calcula por medio de la metodología de CAPM, siendo consistente con el cálculo del costo del capital propio.

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.

Por lo tanto, para la estimación del costo de capital de terceros mediante la utilización de un CAPM de deuda se requiere definir los siguientes parámetros:



Tasa Libre de riesgo en moneda de USA: se utiliza el rendimiento del bono del Tesoro de EE.UU. a 5 años (UST-5), bajo la hipótesis que este es el plazo medio de endeudamiento de las empresas). De forma de resultar consistente con el período considerado en la presente estimación, se estima el rendimiento promedio de los promedios mensuales del UST-5 del período mayo 2008 – abril 2009, lo cual da como resultado 2.80%.

- Adicional por riesgo local: en este caso se consideró el valor adoptado para la estimación del costo del capital propio: 361 puntos básicos.
- Adicional por riesgo corporativo: considerando que se observa que las empresas especializadas no califican más bajo a las empresas privadas que a la deuda soberana (de hecho se observa que la calificación de la deuda privada es incluso mejor) no se considerado adicional por riesgo de crédito corporativo.

De esta forma, utilizando el bono UST5, que presenta un rendimiento promedio de 2.80 %, y considerando una tasa de riesgo país de 361 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 6.41 %, así:

FECHA:	UST5 (rendimiento)
Mayo-08	3.15
Junio-08	3.49
Julio-08	3.30
Agosto-08	3.14
Septiembre-08	2.88
Octubre-08	2.73
Noviembre-08	2.99
Diciembre-08	1.52
Enero-2009	2.52
Febrero-2009	2.87
Marzo-2009	2.82
Abril-2009	2.93
Promedio	2.80

Tasa Libre de riesgo: rendimiento de Bono Tesoro de EE.UU. 5 años (%)	r_f	2.80
Tasa de Riesgo país adoptada (361 puntos básicos) (%) Global 2029 Ministerio de Economía y Finanzas	$r_{país}$	3.61
Costo de Endeudamiento antes de impuestos (%)	r_d	6.41

2.3. Estructura de Capital - 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.

En general, la literatura financiera no provee una guía cuantitativa sobre cual debe ser un indicador de deuda óptimo, el cual adicionalmente depende de la actividad. En términos generales existen dos grandes caminos alternativos para determinar la estructura de capital:

- **Benchmarking financiero:** esta comparación puede hacerse sobre el mercado local o sobre el mercado de EUA. Una u otra alternativa tiene sus ventajas y desventajas. Utilizar información basada en el mercado de EUA implica privilegiar la calidad de la información, pero se podría obtener un parámetro con baja comparabilidad dadas las diferencias existentes entre los dos países, como por ejemplo la existencia de condiciones del entorno macroeconómico de los países donde las empresas operan que no permiten que las mismas puedan posicionarse en los mismos niveles de apalancamiento.
- **Definición endógena:** constituye un método de despeje del porcentaje de participación a partir de la definición de los niveles de cobertura de intereses de deuda en el flujo de caja de cada empresa. Este método resulta interesante y financieramente muy consistente y realista (pues es uno de los indicadores fundamentales que observan las instituciones financieras para continuar prestando). Sin embargo su utilización requiere de una evaluación caso por caso, y además intervienen variables fuera de la gestión de la empresa, como la evolución de la demanda, que hace que este método genere falsas precisiones y no compense la complejidad del mismo.

En el presente estudio, se optó por realizar un *benchmarking* regional. Para determinar la estructura de capital se analizó la regulación aplicada para la actividad de transmisión por la ANEEL (Brasil), OFGEM (Reino Unido), CREG (Colombia), así como la aplicada por la ANSP en Panamá en las dos primeras revisiones tarifarias.

En la tabla siguiente se muestran los valores mencionados:

ESTRUCTURA DE CAPITAL APROBADA EN REVISIONES TARIFARIAS BENCHMARKING REGIONAL				
Regulador	País	Nivel de Endeudamiento	Fuente	Año
ANEEL	Brasil	65%	Nota Técnica 044/2008 SER/ANEEL	2008
CREG	Colombia	40%	Resolución CREG	2008
OFGEM	Reino Unido	60%	Transmission Price Control Review, Final Propoposal Dec 2006	2006

Fuente: ANEEL, CREG, OFGEM.

El promedio simple de los tres valores da como resultado un nivel de apalancamiento de 55%, equivalente al valor utilizado en Panamá en las dos primeras revisiones tarifarias.

En este marco, se sugiere utilizar como estructura óptima de capital un porcentaje de deuda respecto al valor total de 55%.

Con las consideraciones realizadas se obtiene una tasa de **retorno (WACC) requerida nominal después de impuestos del orden de 8.89%**, según el siguiente cálculo.

Costo de Capital Propio (%)	r_{CAPM}	14.26	
Estructura de Capital	$E/(D+E)$	0.45	
		$\frac{E}{D+E} [r_{CAPM}]$	5.83
Costo marginal del endeudamiento (%)	r_d	6.41	
Impuesto ganancia (%)	T	30.00	
Nivel de Apalancamiento	$D/(D+E)$	0.55	
		$\frac{D}{D+E} r_d \cdot (1-t)$	1.84
WACC NOMINAL DESP. IMPUESTOS (%)	WACC		8.89

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.

La tasa nominal se puede utilizar para realizar análisis de rentabilidad si los flujos de fondos coinciden con el tipo de tasa que se aplica, sin embargo 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.

Para estimar el costo real del costo del capital es necesario descontar la inflación a largo plazo en el mercado de EUA, ya que la WACC se calculó en moneda norteamericana.

Para determinar la inflación a largo plazo en el mercado de EUA, se considera el *spread* entre los bonos del Tesoro de EUA indexados por inflación a 20 años (TIPS) y los bonos sin indexación (T-20 bonds). La diferencia existente entre estos dos tipos de bonos se debe a que el pago por el cupón y el principal de los TIPS se encuentran determinados por la inflación (ajustado por el Índice de Precios al Consumo de dicho país).

Fecha	UST20 indexado	UST20 Sin indexar
Mayo-08	2.00	4.60
Junio-08	2.19	4.74
Julio-08	2.09	4.62
Agosto-08	2.15	4.53
Septiembre-08	2.25	4.32
Octubre-08	2.87	4.45
Noviembre-08	3.00	4.27
Diciembre-08	2.32	3.18
Enero-09	2.46	3.46
Febrero-09	2.31	3.83
Marzo-09	2.26	3.78
Abril-09	2.22	3.84
Promedio	2.34	4.14
SPREAD = PRIMA		1.79

Actualmente, la diferencia (considerando el promedio de los rendimientos promedio mensuales del período mayo 2008 – abril 2009) es de 1.79%, por lo tanto, este valor representa la inflación a largo plazo en el mercado de EUA.

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.

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

Donde,

t : Tasa de impuestos (Impuestos sobre la renta)

π : inflación futura de Estados Unidos

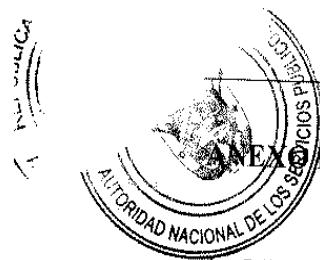
De este modo, se obtiene un retorno real después de impuesto que asciende a 10.71 %, así:



WACC Nominal después de Impuestos (%)	WACC _{nom,des impuestos}	8.89
Impuesto ganancia (%)	t	30.00
Inflación de la moneda americana (%)	π	1.79
WACC REAL ANTES DE IMPUESTOS (%)	WACC_{real, antes impuestos}	10.71

MUESTRA DE EMPRESAS UTILIZADAS POR VALUELINES 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	Vectren Corp.	Florida Public Utilities
Hawaiian Elec.	CMS Energy Corp.	Fortis Inc.
IDACORP Inc.	Cleco Corp.	PPL Corp.
MDU Resources	CenterPoint Energy	Maine & Maritimes Corp
PG&E Corp.	DPL Inc.	Westar Energy
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	UI Holdings	Pepco Holdings
Evergreen Energy Inc.	Alliant Energy	Excel Energy Inc.
Allegheny Energy	MGE Energy	
Constellation Energy	NiSource Inc.	
CH Energy Group	TECO Energy	
Cen. Vermont Pub. Serv.	Southern Co.	
Dominion Resources	OGI Energy	
Integrys Energy	Otter Tail Corp.	
Wilmington Capital Management	SCANA Corp.	
Energy East Corp.	Consol. Edison	
U.S. Energy Sys Inc	UNITIL Corp.	



I. METODOLOGÍA

1.1. Análisis de la Gestión de la Empresa Comparadora Actual

La Empresa Comparadora establecida para el período 2005-2009 es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, S.A. (CAMMESA) de Argentina. Fue seleccionada en 2001 y en el 2005 como referencia.

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 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 Auditoria del CND.

1.3. Definir los Indicadores de Eficiencia

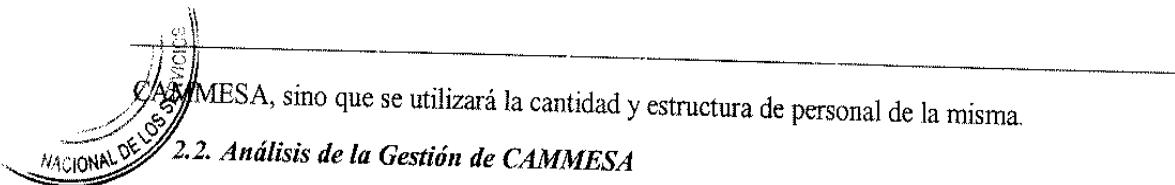
Se definen los indicadores de costo del CND para el período tarifario de julio 2009 – junio 2013 a partir de los indicadores de eficiencia de la empresa comparadora y de las recomendaciones del Informe de Auditoria del CND.

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 abril 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.

Al final de este Apéndice 3 se detallan las funciones de CAMMESA.

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

Áreas	2004	2005	2006	2007	% Per 2007
Directorio/Comité Ejecutivo	3	2	2	2	1
Gerencia General	5	8	6	5	3
Subgerencia General	2	20	18	18	12
Gerencia Administración y Finanzas	23	22	23	25	16
Gerencia Atención Agentes	10	10	11	12	8
Gerencia de Coordinación	7	7	7	8	5
Gerencia de Informática	22	25	27	30	19
Gerencia de Programación de la Producción	23	24	26	26	17
Gerencia Análisis y Control de la Producción	8	8	8	8	6
Gerencia de Producción	25	*	*	*	
Gerencia de Operaciones	19	19	20	21	13
Total	147	145	148	156	100%

(*) Las áreas de la Gerencia de Producción se distribuyeron de la siguiente manera:

- Área Transacciones Económicas depende directamente de la SGG



Área Control de la Operación y Post Operativo depende de la Gerencia de Análisis y Control de la Operación

- Área SMEC depende de la Gerencia de Informática
- Área Delegación Trelew se reasigna el personal en Gerencia Atención Agentes y Área Control de Operación y Post Operativo.

En el Apéndice 2 a este informe se presenta el detalle de la estructura orgánica de CAMMESA para el año 2007.

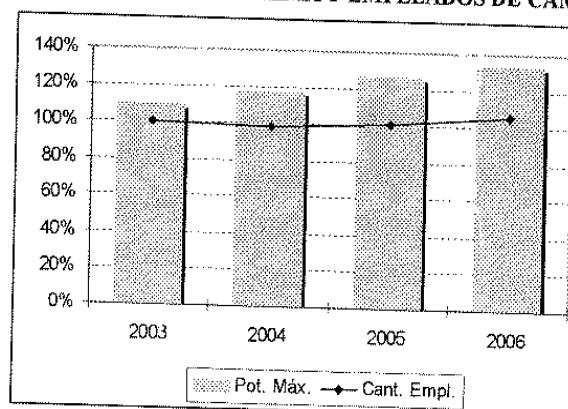
En la siguiente tabla se presenta la evolución de la potencia máxima, la cantidad de empleados y el ratio potencia máxima por empleado desde el año 2003 para CAMMESA:

EVOLUCIÓN DE EFICIENCIA DE CAMMESA

Parámetro	2003	2004	2005	2006	2007
Cantidad total de empleados	147	147	145	148	156
Potencia Máxima (MW)	13,754	15,032	16,143	17,395	18,345
MW por empleado	93.6	102.3	111.3	117.5	117.6

Para un mejor análisis de los resultados se presenta el gráfico siguiente:

EVOLUCIÓN POTENCIA MÁXIMA Y EMPLEADOS DE CAMMESA



La cantidad total de personal ha aumentado un 6% respecto de la última revisión tarifaria con un incremento de la potencia máxima del sistema del 33%.

El indicador de MW por empleado ha pasado de 93.6 (año 2003) a 117.6 (año 2007) con un incremento del 26%. Según lo informado por CAMMESA los gastos del organismo son del 36% de los costos de personal similares a los relevados en la revisión anterior.

Si bien el Indicador de MW por empleado y porcentaje de gastos sobre gastos de personal ha tenido una mejora no es posible inferir un aumento de la eficiencia sino el mantenimiento de la misma con alguna ganancia por las economías de escala propias del crecimiento de un organismo



que prestan servicios como CAMMESA²⁴.

2.3. Selección de la Empresa Comparadora

Se ha revisado la eficiencia de otras empresas que cumplen funciones similares a CAMMESA y el CND que son:

- XM de Colombia
- CENACE de Ecuador
- AMM de Guatemala

La siguiente tabla presenta los valores característicos de cada uno de los despachos evaluados del año 2007 y la evolución de los indicadores de CAMMESA.

Despacho	Potencia Máxima MW	Número de empleados	Relación Pot./No. Emp.	Gastos/Gastos Personal
AMM	1,471	58	25.4	53.7%
CENACE	2,641	95	27.8	46.6%
XM	8,503	164	51.8	38.6%
CAMMESA	18,345	156	117.6	37.0%

Se observa que CAMMESA mantiene altos indicadores de productividad laboral y eficiencia en la asignación de los otros gastos por lo que se propone definirla nuevamente como empresa comparadora.

2.4. Conclusiones de la Gestión de CAMMESA

Del análisis anterior surgen las siguientes conclusiones respecto de la gestión de CAMMESA en el periodo 2004-2007:

- 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

²⁴ La relación MW por empleado tiene una utilización muy restrictiva. No puede utilizarse como un indicador de productividad parcial para comparar diferentes empresas. Su utilización puede ser útil para comparar el desempeño relativo de una determinada empresa en el tiempo.



la revisión tarifaria anterior.

El mantenimiento de la certificación de la Norma ISO 9001-2000 implica el mantenimiento de la transparencia de la empresa que mantiene certificada su gestión de calidad.

3. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE CND

3.1. *Obligaciones del CND*

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

- Servicio de la operación integrada. Planificación de la operación del SIN (despacho económico de la energía) a mediano y corto plazo, la coordinación de los mantenimientos, coordinación de la operación de los intercambios internacionales y la supervisión y control de los equipos conectados en el SIN.
- Servicio de administración comercial del Mercado Mayorista de Electricidad (MME). Cálculo del Costo Marginal del Sistema (CMS). Liquidación de las transacciones de los Participantes en el mercado ocasional, Servicio Auxiliar Especial de Largo Plazo. Establece los compromisos deudor-acrededor, entre los participantes, con relación a las compensaciones diarias de potencia, Servicio Auxiliar de Corto Plazo, la Generación Obligada y el Banco de Gestión y Cobranza.
- Servicio de administración comercial con el Mercado Eléctrico Regional (MER). Coordinación de las transacciones del mercado de contratos y ocasional, liquidación de las transacciones internacionales de Panamá, Pagos o cobros de Panamá al Ente Operador Regional (EOR).
- Servicio de Certificación y Verificación de los medidores del Sistema de Medición Eléctrica Comercial (SMEC) y el Mantenimiento, Operación y Programación del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA), que supervisa las operaciones del SIN.



de igual manera que en la revisión tarifaria anterior se verifica que los servicios del despacho de CAMMESA y el CND son equivalentes²⁵.

3.2. Evaluación del Grado de Cumplimiento de los procesos del CND

De acuerdo lo establecido normativamente, ETESA encargó la realización de la Auditoría a Fundación Universidad Nacional de San Juan -Instituto de Energía Eléctrica que emitió su informe final en marzo de 2007. La evaluación y ponderación realizada de las actividades del CND se realizó sobre la base de la definición de un macroproceso que corresponde a toda la actividad del CND en su conjunto. La calificación de dicho macroproceso resultó de la media aritmética de los seis procesos que el Auditor reconoce como representativos de las actividades que desarrolla el CND para el cumplimiento de sus objetivos.

En la evaluación realizada se utilizó la media aritmética en lugar de calcular un FC para cada proceso. La siguiente tabla resume la calificación realizada a cada uno de los procesos auditados.

RESULTADOS DE LA AUDITORIA REALIZADA

Proceso	Calificación Proceso
TOTAL CND	0.82
Actividades Comunes	0.82
Administración del MME	0.80
Planeamiento y seguimiento operativo	0.80
Seguridad operativa	0.76
Operación tiempo real	0.89
Soporte técnico	0.83

3.3. Gestión de Costos

Como resultado de la comparación con CAMMESA en la revisión tarifaria de 2004 le fueron reconocidos al CND:

- 1) Una cantidad de eficiente de personal y su relación salarial (60 empleados)
- 2) La relación porcentual de otros gastos con respecto al costo salarial (37% sobre el costo de personal).

²⁵ Ver Descripción de las funciones de CAMMESA.



Los indicadores de costo eficiente señalados en los literales 1) y 2) se utilizaron para determinar el ingreso meta eficiente del CND para el periodo 2005-2009.

En la tabla siguiente se presentan los costos aprobados del CND para el periodo 2005-2009 a precios de diciembre de 2004²⁶.

COSTOS APROBADOS CND REVISIÓN 2003 (EN BALBOAS A PRECIOS DE 2004)

Rubro	Unidad	2005	2006	2007	2008	2009
Personal	MUSD	1,725	1,725	1,725	1,725	1,725
Otros Gastos	MUSD	638	638	638	638	638
Auditorias	MUSD	50	50	50	50	50
Total Gasto	MUSD	2,413	2,413	2,413	2,413	2,413
Alquileres	MUSD	147	147	147	147	147
TOTAL	MUSD	2,560	2,560	2,560	2,560	2,560

A los efectos de evaluar la gestión del CND se comparan los costos de la tabla anterior con los costos incurridos²⁷ por el CND.

Para obtener una comparación homogénea se expresan los costos incurridos a valores de 2004 para lo cual se ajustan los valores monetarios con la fórmula indicada en la Sección IX.3.2 del Reglamento de Transmisión:

$$Iaj = [(0.33 + 0.67(IPCi / IPCo))]$$

Donde:

- *IPCo*: es el Índice de Precios al Consumidor a la fecha base de cálculo publicado por la Contraloría General de la República.
- *IPCi*: es el Índice de Precios al Consumidor a diciembre del año *i-1* publicado por la Contraloría General de la República.

En la tabla siguiente se presenta la comparación realizada:

EVOLUCIÓN DE COSTOS DE CND

Ítem	Unidades	CND REAL (2003)	CND REAL (2007)	CND REG (2007)
Empleados	#	46	52	60
Costo CND	MUSD	2,488	2,323	2,560

- CND REAL: son los costos incurridos por ETESA (en balboas de 2004)
- CND REG: son los costos fijados en la revisión tarifaria de 2003, incluyendo alquileres y auditorias (en balboas de 2004).

²⁶ Ref.: Informe "Cálculo de Ingresos Máximos Permitidos para el periodo 2005-2009", Agosto de 2005.

²⁷ Los costos incurridos fueron relevados del Anexo ER-03- Cuenta: Gastos de Operación, Mant. y Administrativos del Centro Nacional de Despacho del Sistema Uniforme Regulatorio de Cuentas



Se observa que el CND tiene un nivel de gastos un 9.2 % inferior al consignado como meta Manifera.

En el Apéndice 1 se puede ver la evolución de la estructura de personal del CND. Si bien la cantidad de personal ha aumentado, todavía no se llega a la estructura mínima recomendada (60 empleados) en el informe de la revisión tarifaria anterior.

La falta de recursos humanos indicada también es ratificada por la auditoria realizada en el año 2007 por la Fundación Universidad Nacional de San Juan -Instituto de Energía Eléctrica. En efecto dicho informe respecto del tema recursos humanos concluye que: *"actualmente se advierte que existe déficit de recursos humanos formados para reforzar la Gerencia de Operaciones y en menor medida la Gerencia de Soporte Técnico"*²⁸

Respecto de la asignación de recursos se presenta la siguiente tabla de costos ²⁹:

ASIGNACIÓN DE RECURSOS CND

Ítem	Unidades	CND REAL (2007)
Costos Salariales	MUSD	1,019
Otros Gastos	MUSD	1,304
Total	MUSD	2,323

En la misma se observa que el porcentaje de Otros Gastos respecto del costo Salarial se encuentra alejado del 37% fijada como meta eficiente.

3.4. Conclusiones de la Gestión del CND

Surgen las siguientes conclusiones:

- El servicio prestado por el CND, según el informe de auditoria realizado en el año 2006, muestra índices que reflejan riesgos de afectación a los objetivos reglamentarios aún cuando para su determinación no se ha seguido con lo indicado al respecto en el RT.
- Si bien la cantidad de personal del CND ha aumentado, todavía no se llega a la estructura mínima recomendada (60 empleados) en el informe de la revisión tarifaria anterior.
- Se observa que el porcentaje de Otros Gastos respecto del costo Salarial se encuentra alejado del 37% fijada como meta eficiente.

4. DEFINICIÓN DE LOS INDICADORES DE COSTO DEL CND PARA 2009-2013

Dado que no existen ganancias de eficiencia de CAMMESA se considera apropiado mantener la estructura mínima de personal que fuera fijada en la revisión tarifaria anterior cual es de 60 personas, y un nivel de gasto que no debería superar el 37% del costo de personal.

²⁸ Referencia Informe Final "Servicio de Auditoria del Grado de Cumplimiento de los Procesos que Desarrolla el CND de acuerdo a sus obligaciones reglamentarias", Fundación Universidad Nacional de San Juan-Instituto de Energía Eléctrica, marzo de 2007.

²⁹ Referencia: Planilla "Costo Total del Salario", según archivo "Cnd-Hidromet-2005-2007f.xls"



Al los efectos de que el costo salarial para la prestación del servicio del Centro Nacional de Despacho este asociado al nivel y jerarquía requerida se mantiene el criterio de la revisión tarifaria anterior de asignar un nivel salarial superior al medio de la empresa del 47%. Hemos verificado que la relación salario medio CAMMESA - TRANSBA se ha mantenido en esa magnitud (ver tabla siguiente).

COMPARACIÓN SALARIO MEDIO CAMMESA - TRANSBA (AÑO 2007)

EMPRESA	Salarios	# Personal	Salario Medio
	Miles \$	# Empleados	Miles \$/Empleado
CAMMESA (1)	23,300	156	149
TRANSBA (2)	31,299	310	101
INDICADOR = (1)/(2)			47.9%

La comparación del 47,9% solo es indicativa del orden de magnitud de relación de los salarios medios entre empresas pero no necesariamente debe utilizarse la cifra exacta. Se mantiene la relación utilizada en la revisión tarifaria anterior de 47,0% ya que favorece la estabilidad y no hay indicios de que el incremento de los salarios medios CAMMESA/TRANSBA se deba a un cambio en la productividad del trabajo. Es probable que dicha evolución se deba a razones exógenas y/o de corto plazo (diferencias en los emplazamientos de las empresas, políticas laborales, etc.) más que a un incremento de la productividad.

Para realizar el cálculo de los indicadores para la nueva etapa es necesario disponer los costos salariales promedio para toda la empresa.

En el cuadro siguiente se muestra la evolución de los costos salariales de ETESA extraídos de los balances contables sin considerar la Prima por Antigüedad e Indemnizaciones³⁰.

**EVOLUCIÓN DE COSTOS LABORALES DE ETESA EN 2007
(EN BALBOAS)**

Ítem de costo laboral	2007
Salarios y otras remuneraciones	6,085,019
Representación	313,734
Prestaciones laborales y otros costos relacionados	1,899,462
Total Neto Costos de Personal	8,298,215
Número de empleados	395
Costo mensual por empleado	1,751

De acuerdo a lo establecido las actividades que debe realizar el CND y el análisis de costos realizado se le debe asignar una remuneración tal como se muestra en la siguiente tabla.

³⁰ Referencia "Notas a los estados financieros", de ETESA al 31 de diciembre de 2007.



**REMUNERACIÓN ASIGNADA AL CND
(EN BALBOAS DE 2007)**

Salario Medio Mensual ETESA	1,751
Indicador	1,47
Salario Medio Mensual CND	2,573
Total de Personal	60
Costo Anual de Personal	1,852,918
Otros Gastos 37% Salario	685,580
Gastos CND	2,538,498
Alquileres	159,153
TOTAL GASTOS	2,697,651

Es importante destacar que en "Otros gastos" se incluyen todos los costos operativos del CND que no sean de personal (e.g. áreas corporativas, organizacional, plataforma de tecnología informática, equipo de oficina y de intercambio de información). Se mantiene el criterio establecido en la revisión tarifaria anterior, de reconocer el costo eficiente de alquiler anual de edificios ya que a que en el cálculo de los ingresos no se reconoce a ETESA rentabilidad sobre los activos del CND. En esta instancia no se ha reconocido una partida para Auditorías ya que las mismas pasarían a ser a cargo de ASEPE.

5. RESUMEN DE CONCLUSIONES DE ESTUDIO

1) Análisis de la gestión del CND:

- a. El servicio prestado por el CND, según el informe de auditoría realizado en el año 2006, muestra que los subprocesos del CND adolece de defectos aún cuando en su evaluación no se siguieron los lineamientos de lo establecido en el RT.
- b. Si bien la cantidad de personal del CND ha aumentado, todavía no se llega a la estructura mínima recomendada (60 empleados) en el informe de la revisión tarifaria anterior.

2) Análisis de la gestión de CAMMESA

- c. 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.
- d. El mantenimiento de la certificación de la Norma ISO 9001-2000 implica el mantenimiento de la transparencia de la empresa que mantiene certificada su gestión de calidad.

3) Ingresos del CND para el próximo período

En función de las actividades que debe realizar el CND y al análisis de costos realizado se recomienda asignar una remuneración anual de **2.697.651 B/. (balboas de 2007)**.



ESTRUCTURA ORGÁNICA DE CND

ÁREA FUNCIONAL	POSIÓN	2005	2006	2007	2008
GERENCIA DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO	ADMINISTRADOR DE CENTRO DE TRABAJO	1	1	1	1
	ASISTENTE A LA GERENCIA	1	1	1	1
	CONDUCTOR DE VEHÍCULO / OFICINISTA	1	1	1	1
	GERENTE DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO	1	1	1	1
	OFICINISTA	1	1	1	1
	SECRETARIA EJECUTIVA	1	1	1	1
Total GERENCIA DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO		1	1	1	1
OPERACIONES	ASISTENTE ADMINISTRATIVO	6	6	6	6
	GERENTE DE OPERACIONES	1	1	1	1
Total OPERACIONES		1	1	1	1
SECCIÓN DE OPERACIONES	CONTROLADOR DE ENERGÍA	2	2	2	2
	CONTROLADOR DE ENERGÍA EN ENTRENAMIENTO	9	10	9	12
	JEFE DE OPERACIONES	4	4	4	1
Total SECCIÓN DE OPERACIONES		1	1	1	1
SECCIÓN DE SEGURIDAD OPERATIVA	ANALISTA DE DESPACHO	14	15	14	14
	ANALISTA DE ESTUDIOS DE LA RED ELÉCTRICA	1	2	2	2
	ASISTENTE DE ANALISTA DE DESPACHO	2	4	4	5
	JEFE DE SEGURIDAD OPERATIVA Y PLANEAMIENTO	1	0	1	0
	PLANEADOR DE DESPACHO DE ENERGÍA	1	1	1	1
Total SECCIÓN DE SEGURIDAD OPERATIVA		2	3	3	3
SOPORTE TÉCNICO	ANALISTA PROGRAMADOR	7	10	11	11
	ASISTENTE ADMINISTRATIVO	1	2	1	2
	GERENTE DE SOPORTE TÉCNICO	1	1	1	1
	INGENIERO PROGRAMADOR	1	1	1	1
Total SOPORTE TÉCNICO		1	1	1	1
SECCIÓN DE MANTENIMIENTO DE EQUIPO TÉCNICO	INGENIERO DE MANTENIMIENTO	4	5	4	5
	JEFE DE SECCIÓN MANTENIMIENTO DE EQUIPO TÉCNICO	5	5	5	4
	TECNICO DE MANTENIMIENTO	1	1	1	1
Total SECCIÓN DE MANTENIMIENTO DE EQUIPO TÉCNICO		1	1	1	1
GERENCIA DE MERCADO ELÉCTRICO	ANALISTA DE MERCADO I	7	7	7	6
	ANALISTA DE MERCADO II	2	2	2	3
	ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	2	2	2
	COORDINADOR DE LICUIMACIONES	1	1	1	1
	GERENTE DE MERCADO ELÉCTRICO	1	1	1	1
Total GERENCIA DE MERCADO ELÉCTRICO		7	7	7	8
	TOTAL	47	52	51	52



ESTRUCTURA ORGÁNICA DE CAMMESA

DIRECTORIO / COMITÉ EJECUTIVO		23
Directorio / Comité Ejecutivo		
Auditoría Normativa		
GERENCIA GENERAL		5
Gerencia General		
Jefatura de Personal		
Gerencia de Administración y Finanzas		25
Gerencia Administración y Finanzas		
Área de Administración Presupuesto y Control		
Área de Facturación		
Área de Finanzas		
Área de Administración de Personal		
Gerencia de Atención Agentes		12
Área de Atención Agentes		
Gerencia de Coordinación		8
Área Normativa y Proyectos Especiales		
Área Proyectos Especiales		
SUBGERENCIA GENERAL		18
SubGerencia General		
Área de Transacciones Económicas		
Gerencia de Informática		30
Gerencia Informática		
Área de SOTR y Comunicaciones		
Área de Programación Informática y Soporte Técnico		
Área de SMEC		
Gerencia de Programación de la Producción		26
Gerencia Programación de la Producción		
Área de Programación		
Área de Estudios		
Gerencia de Análisis y Control de la Producción		8
Gerencia Análisis y Control de la Producción+BI		
Área de Análisis y Control		
Área de Modelos		
Área de Control de la Operación y Pos Operativo		
Gerencia de Operaciones		21
Gerencia Operaciones		
Asistencia a la Operación		
Centro de Control de la Operación		



APÉNDICE 3

DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES DE CAMMESA

En el presente Anexo se describen las funciones de CAMMESA por área indicando la misión, y funciones de cada una de ellas.

GERENCIA DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

Misión

- Ser responsable de la gestión administrativa, financiera y de la administración de personal de la Compañía, manteniendo un adecuado sistema de información gerencial, conforme a las pautas fijadas por la Gerencia General.
- Elaborar los estados contables de acuerdo a normas legales, profesionales y con los requerimientos de auditoría externa.
- Desarrollar y mantener un sistema de elaboración y seguimiento de la ejecución presupuestaria, propendiendo a optimizar el uso de los recursos disponibles para el logro de los objetivos empresarios.

Funciones

- Entender en la elaboración del presupuesto de gastos e inversiones de la Compañía y en el seguimiento de su ejecución, asistiendo al efecto a las gerencias y áreas de la empresa y a la Gerencia General para la toma de decisiones en su ejecución y adecuación a las necesidades no contempladas.
- Entender en la Facturación de las Transacciones del MEM y control de la integración de los Fondos y Cuentas del MEM, conforme a las normas regulatorias y legales vigentes, realizando la emisión y entrega de los documentos respectivos, control de su ejecución y resolución de acciones previstas para los incumplimientos y desvíos, efectuando los registros contables y administrativos que respalden la operatoria.
- Entender en la verificación inicial y actualización de la situación tributaria de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, con motivo de su aplicación efectiva a las relaciones comerciales de los mismos en el ámbito del MEM.
- Entender en el abastecimiento de insumos, bienes y servicios, requeridos para el funcionamiento de la empresa, asistiendo en tal sentido a las gerencias y áreas internas en los procesos de especificación de necesidades, identificación y evaluación de proveedores, resolución de la compra y/o contratación y efectuar el seguimiento del proceso de provisión y realizando el pago efectivo de los productos/servicios adquiridos.



efectuar la administración del personal de la organización, supervisando los registros, pagos y retenciones establecidas por la legislación laboral, previsional e impositiva y efectuando la liquidación de viáticos y movilidad del personal de la empresa.

- Entender en el mantenimiento de las instalaciones físicas y asegurar la disponibilidad de los servicios esenciales.
- Entender en la verificación del cumplimiento de las normas y procedimientos de control administrativo, las de origen legal y de administración impositiva del MEM y CAMMESA, efectuando la registraciones contables y emisión de los respectivos estados contables, de acuerdo a normas legales y profesionales.
- Entender en la gestión financiera de CAMMESA y el MEM, efectuando la administración de cobros y pagos propios de CAMMESA y de proyectos especiales bajo gestión de la Compañía por cuenta y orden del mercado, en lo que respecta a la primera y efectuando los cobros y pagos resultantes de la facturación del MEM y las licitaciones para las colocaciones financieras por cuenta del MEM, con la consecuente propuesta de adjudicación a la Gerencia General. Realizar los registros contables requeridos y informes financieros que reflejen el desarrollo de la gestión financiera.
- Entender en la administración de las herramientas financieras que surjan como requerimiento de la autoridad de aplicación.

GERENCIA DE ATENCIÓN A AGENTES

Misión

Es responsable de planificar, implementar, orientar y controlar las acciones necesarias para asegurar que la relación de la Compañía con los Agentes y Participantes del MEM se desarrolle dentro de las condiciones y el espíritu de las regulaciones vigentes, propendiendo a mejorar los mecanismos de información que soportan dicha relación y a lograr la máxima satisfacción de los clientes por el servicio prestado.

Funciones

- Entender en la habilitación de ingresos y desvinculación de Agentes del MEM y mantener informados a los restantes Agentes, los organismos involucrados y las áreas internas de la empresa.
- Asistir a los potenciales nuevos agentes e inversores interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- Entender en la aprobación o propuesta de aprobación de ingreso de nuevos agentes del MEM y de las solicitudes de ampliación/acceso a/de la capacidad de transporte existente por parte de los agentes del MEM, o de nuevos agentes, asistida por otras áreas de la empresa, asegurando el cumplimiento de las normas respectivas.
- Promover el análisis de las necesidades y expectativas de los Agentes a fin de facilitar las relaciones y comunicaciones mutuas, participar en la elaboración de propuestas de nuevos productos o subproductos vinculados con los Agentes actuales y futuros.



- Entender en la comunicación con los agentes, participantes e instituciones estatales y privadas, nacionales o extranjeras, con motivo de la promoción y conocimiento de CAMMESA y el MEM, actividades involucradas, aspectos regulatorios, evolución y perspectiva del negocio eléctrico actual y a futuro. Promover al efecto actividades de capacitación, difusión, emisión de material impreso informativo del sector y participación en foros locales e internacionales específicos de la actividad eléctrica.
- Entender en la comunicación con los agentes y participantes del MEM, dirigida a mantener actualizada la información contractual vigente entre ellos y el intercambio de información rutinaria, necesaria para la operación del MEM y gestión interna de CAMMESA. Asistir en tal sentido a clientes externos y a las áreas técnicas de la empresa, para sistematizar el flujo de información y controlar su calidad y eficacia.
- Entender en el seguimiento de consultas, inquietudes y reclamos, asistiendo a otras áreas internas de la empresa para su atención y resolución en tiempo y forma, promoviendo la satisfacción del cliente externo, en el marco de la regulación vigente y política empresaria.
- Entender en las gestiones necesarias para adquisición y/o provisión de combustibles líquidos de acuerdo con las instrucciones recibidas de la autoridad de aplicación.

GERENCIA DE COORDINACIÓN

Misión

Ser responsable de mantener actualizada la capacidad de análisis normativo de la Compañía así como coordinar: proyectos y estudios especiales por cuenta y orden del MEM, la gestión interna del Plan de obras resultante de la Resolución SE N° 01/03, la aplicación de las Resoluciones SE N° 406/03 y otras Resoluciones que introduzcan cambios de envergadura en la operatoria comercial de la empresa respecto al mercado, los cuales deberá coordinar y supervisar en su aplicación, con énfasis en las áreas de transacciones económicas y facturación; y los Estudios de Análisis de riesgos, relacionados con el despacho y el abastecimiento de la demanda, que se realizan a efectos de cumplir con la Política de Gestión de Calidad de la Compañía.

Funciones

- Asegurar la aplicación de las normas regulatorias vigentes mediante la revisión de los procedimientos incorporados a los procesos desarrollados en CAMMESA, respecto a los requerimientos de dicha regulación.
- En particular, en tanto se mantenga la delegación realizada por la Gerencia General, deberá coordinar y supervisar la aplicación de la normativa tanto vigente como nueva, poniendo especial énfasis en el seguimiento funcional de las áreas de transacciones económicas y facturación.
- Coordinar y participar en la identificación de incorporación de nuevos aspectos regulatorios o modificación de los existentes. Para ello realizará el análisis de la normativa vigente desde el punto de vista del funcionamiento del mercado, proponiendo mejoras y participando en la implementación de nuevas resoluciones y procedimientos aplicables al MEM.



Al efecto coordinará la asistencia que le será brindada por otras áreas técnicas de la empresa con conocimiento y experiencia en los temas técnicos involucrados en cada caso.

Entender en el Análisis de riesgos, relacionados con el despacho y el abastecimiento de la demanda.

- Participar, cuando le sea requerido, en los procesos de adecuación de los procesos y especificación de sistemas informáticos de CAMMESA, requeridos a partir de la implementación de cambios o nuevos aspectos regulatorios.
- Promover el conocimiento de la regulación vigente, dirigiendo y participando en actividades de capacitación y difusión sobre temas normativos y efectuando la implementación y mantenimiento de una Biblioteca Electrónica de toda la legislación y regulación vigente en el MEM, procedimientos del sistema de calidad e indicadores de gestión de CAMMESA y el MEM. Periódicamente realizar la Publicación de Los Procedimientos para los operadores del mercado.
- Dirigir el análisis comparativo de la regulación Argentina, respecto a la de otros países con organizaciones de mercado eléctrico similares a la propia.
- Coordinar la ejecución de proyectos especiales desarrollados por cuenta y orden del mercado.
- Coordinar y supervisar la aplicación de las Resoluciones SE N° 406/03 y otras Resoluciones que introduzcan cambios de envergadura en la operatoria comercial de la empresa respecto al mercado.

GERENCIA DE INFORMÁTICA

Misión

- Elaborar, revisar y controlar la ejecución del Plan de Sistemas de la compañía. Realizar el análisis estratégico y funcional de las aplicaciones informáticas a desarrollar y de los mantenimientos de las existentes, produciendo las Especificaciones Funcionales de Sistemas.
- Realizar el desarrollo del software de las nuevas aplicaciones informáticas y el mantenimiento de las existentes, según las Especificaciones Funcionales elaboradas, y de acuerdo con el Plan de Sistemas. Administrará los recursos de hardware, software, redes y comunicaciones de la compañía, optimizando su utilización y garantizando la disponibilidad permanente del servicio.
- Realizará la prueba de los módulos y validación de las aplicaciones desarrolladas y capacitará y asistirá al usuario durante las pruebas de aceptación, procediendo una vez aceptado a la puesta en producción de la aplicación. Atender todas las funciones del SMEC asignadas regulatoriamente a CAMMESA .

Funciones

- Elaborar y mantener actualizado el Plan de Sistemas de la compañía, en función de los lineamientos definidos por la Gerencia General.



- Entender en la elaboración y actualización del Plan de Sistemas de la compañía, estableciendo los tiempos y prioridades de ejecución de las tareas de desarrollo, en función de los lineamientos definidos por la Gerencia General.
- Entender en la definición del Alcance, los Modelos Conceptuales y los Macrodiseños de Arquitectura de las aplicaciones a desarrollar.
- Entender en la preparación, con asistencia y acuerdo de los sectores usuarios, de las Especificaciones Funcionales de los sistemas a desarrollar y pruebas para aceptación por el usuario y realizar la definición de roles, responsabilidades y privilegios de acceso de los mismos y administradores de bases de datos y sistemas.
- Realizar el Diseño Técnico (visión orientada a la tecnología), la Programación del Software, la Documentación de Los Programas, la Documentación y capacitación del Usuario, y la Puesta en Producción de las nuevas aplicaciones informáticas y de las modificaciones de las aplicaciones existentes, de acuerdo con la Metodología de Desarrollo de Sistemas y según las Especificaciones Funcionales elaboradas y acordadas con el usuario.
- Efectuar la prueba y validación de las modificaciones y/o nuevos desarrollos informáticos, o ampliaciones de hardware, en sus tres etapas: especificaciones, prueba por módulo o bloque y validación de sistema, asistiendo al usuario en la etapa de capacitación para el uso y pruebas de aceptación final.
- Realizar la Administración y optimización de la utilización de los recursos de Hardware, Software y Redes de la compañía, incluidos el MEMNET y servicios de Internet disponibles en la empresa. Realizar los desarrollos y mantenimientos necesarios, Supervisar la Estrategia y Procedimiento de Respaldo (back-up) y Recuperación ante fallas (recovery) de las aplicaciones y sistemas y efectuar su aplicación rutinaria.
- Realizar la Administración y optimización de la utilización, mantenimiento y ampliación de los recursos de Hardware y Software del Sistema de Operación en Tiempo Real y del Sistema de comunicaciones de CAMMESA.
- Supervisar la utilización de los recursos de Microinformática y brindar soporte a usuarios en la utilización de los mismos.
- Entender en la operación del SMEC a partir de :
- Efectuar la administración del Centro Recolector CAMMESA-Pérez del SMEC y el mantenimiento de la Base de Datos del SMEC.
- Realizar el control de fallas en la recepción de archivos e identificación de faltantes en las mediciones recibidas, efectuando la gestión de su recuperación de la información faltante.
- Ejecutar la verificación de los proyectos de medición de los nuevos nodos SMEC y controlar el cumplimiento de normas vigentes de los nuevos equipos a instalar.
- Efectuar el control de consistencia de la información del SMEC, realizar la verificación y reclamo de datos faltantes y complementar con datos de Operación, conformando la base de precios horarios por nodo.

- Efectuar la especificación para, y supervisión de, los contratos de Auditoría Externa del SMEC y de las actividades contratadas: Habilitación / Rehabilitación Comercial, Auditoría de Calidad de medición, Lectura en Campo y Sincronización Horaria.
- Realizar el análisis de desvíos funcionales de los equipos del SMEC y elaborar el listado de aplicación de penalidades relativas al SMEC a incorporar en el Informe de Calidad de Servicio.

GERENCIA DE PROGRAMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Misión

Planificar, dirigir y controlar la ejecución de la programación estacional, semanal y diaria del SADI, tendiendo a garantizar la seguridad y economía de la operación, de acuerdo al marco regulatorio vigente. Ejecutar los estudios del Sistema de Potencia necesarios para evaluar nuevos accesos, guías de referencia, identificación de beneficiarios. Introducción de nuevos sistemas de control y evaluaciones de calidad.

Funciones

- Entender en la recolección y validación de la información necesaria para realizar la programación estacional, semanal y diaria, analizando / coordinando / supervisando:
- Con los operadores de centrales hidroeléctricas los modelos a utilizarse en la programación estacional y los resultados de los pronósticos de caudales realizados.
- Con los actores del MEM el riesgo aceptado en el SADI y establecer las restricciones del SADI, criterios de reserva por área y total del SADI, los planes de mantenimiento programado con el plan de operación previsto para optimizar el conjunto y su implicancia sobre el consumo de combustibles.
- Con los Generadores Térmicos la declaración de costos variables de producción correspondiente a los generadores térmicos y efectuar el cálculo de los precios de referencia para combustibles, ejecutar su seguimiento mensual, e informar a los Agentes para que procedan en consecuencia.
- Las restricciones a la operación del SADI informadas por los Transportistas, a los efectos de definir los criterios de su inclusión en las programaciones y declaraciones estacionales respecto del transporte, tales como déficit de reactivo, acciones para el control de tensión y manejo de la potencia reactiva.
- Entender en la recolección y validación de la información necesaria para realizar la programación estacional, semanal y diaria participando en la definición, desarrollo y mantenimiento de:
- Base de datos de Programación Estacional, manteniendo actualizados los datos de demanda, generación, pronósticos hidrológicos y consumos de combustibles.



Mejoras para los modelos de optimización utilizados en la programación y metodología para la estimación de la demanda horaria diaria.

La base de datos de parámetros eléctricos asociados a los cargos de transporte.

Coordinar el mantenimiento estacional de líneas y equipos en estaciones transformadoras y el análisis y estudios orientados a optimizar la operatividad y confiabilidad del SADI, minimizando restricciones al despacho económico y optimizando la seguridad.

- Realizar el seguimiento y control de la incorporación de nuevos equipos y/o alimentadores a la red del SADI y realizar estudios para detectar restricciones en la operación del SADI en el futuro, realizar evaluaciones del Riesgo de colapso, proponiendo soluciones para su minimización e investigando nuevas tecnologías para el incremento de la capacidad de transporte y la seguridad del SADI.
- Efectuar la programación estacional indicativa y suministro de sus bases para la valorización del agua por parte de los concesionarios de centrales hidráulicas optimizables y estacional mensual para la valorización de los embalses de características mensuales y semanales por parte de los concesionarios. Una vez definidos los eventuales ajustes, realizar la programación estacional definitiva con las restricciones del sistema de transporte atendiendo a las consignas de optimización del marco legal y regulatorio vigente. Incluyendo los precios estacionales a distribuidores calculados de acuerdo a los resultados de la programación y requerimientos de “Los Procedimientos”
- Supervisar el cumplimiento de la programación estacional y el funcionamiento del SADI, proponiendo modificaciones y ejerciendo la función de coordinación en su ejecución y efectuando el seguimiento del estado del parque, restricciones, indisponibilidades y reservas de combustibles en centrales. Elaborar los informes periódicos sobre la gestión operativa del SADI (mensual, semestral, anual), costos de producción y análisis de los desvíos observados y motivos que los originan.
- Entender en la definición de la programación semanal, sus reprogramas y programaciones diarias de acuerdo al marco legal y regulatorio vigente, efectuando:
- El establecimiento de la convocatoria de reserva fría semanal, y diaria.
- La Coordinación los requerimientos de retiros de equipos para mantenimiento atendiendo a la calidad, seguridad y economía del servicio, definiendo el carácter del mismo (correctivo o forzado autorizado).
- La determinación de la generación forzada y grupos convocados como Turbinas de Vapor de punta.
- La coordinación de los intercambios de energía con países limítrofes en un todo de acuerdo a la regulación vigente.
- Participar en el seguimiento y análisis de la operación a partir de realizar:
- El seguimiento del estado del parque generador, restricciones, indisponibilidades, reservas de combustibles y análisis de la situación en las próximas semanas y en la elaboración de



normas y recomendaciones sobre la operación y el despacho económico y evaluación del nivel de riesgo ante maniobras previstas en la programación diaria, estableciendo las estrategias operativas y definiciones ante situación de déficit en la planificación semanal y/o diaria, y el programa de restricciones previsto tomando en cuenta las garantías de suministro del Mercado a Término.

- El análisis de la operación prevista del SADI y sus vínculos internacionales para controlar la eficacia de las normas y recomendaciones, así como el desempeño de los esquemas de control, automatismos y protecciones. Controlando la calidad de servicio del SADI y participando en la preparación del el documento de calidad de servicio del transporte mensual y calculo de resarcimientos por transporte del MEM y MEMSP.
- Entender en la realización de estudios Eléctricos para análisis y definición de:
- Los límites de protección de áreas.
- Propuesta de aprobación de Ingreso y baja de Agentes del Mercado, asistiendo a la GAA.
- Guias de Referencia del Transporte.
- Propuesta de aprobación de solicitudes de acceso y/o ampliación a la capacidad de transporte del SADI e interconexiones internacionales, asistiendo a la GAA.
- Propuesta de aprobación de Ingreso y ensayos de nuevos generadores asistiendo a la GAA.
- La habilitación de grupos generadores para la Regulación de Frecuencia; efectivizar las habilitaciones correspondientes.
- El diagnóstico del amortiguamiento de oscilaciones interárea del SADI.
- El desempeño del Esquema de Estabilización Suplementaria
- La Administración y optimización de uso del Sistema de Monitoreo de Oscilaciones.
- La aplicación de nuevas tecnologías aplicables a estudios eléctricos.
- La Simulación de la Operación de Mediano y Largo Plazo y emisión de los informes correspondientes. Incluida la propuesta de alternativas de mejora.
- Entender en la determinación de los volúmenes de combustibles requeridos para la operación del sistema, sea gas natural o combustibles líquidos, incluyendo la logística de aprovisionamiento de los mismos a las centrales correspondientes.

GERENCIA DE ANÁLISIS Y CONTROL DE LA PRODUCCIÓN

Misión

- Efectuar el seguimiento de las principales variables que afectan el despacho, controlando que se introduzcan los factores de corrección necesarios para garantizar las condiciones de mínimo costo, seguridad y calidad establecidas en Los Procedimientos.

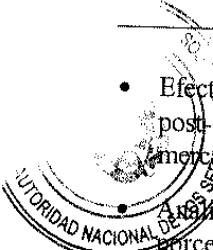


• Controlar la calidad y el ajuste respecto a Los Procedimientos de las Programaciones Estacionales, semanales y diarias, de la información post-operativa, del documento de transacciones económicas y de los informes de simulación de mediano y largo plazo.

- Analizar la adecuación de los procesos de programación y producción y sus controles sistemáticos, con respecto a los fines y objetivos que los motivan. En esta dirección, supervisará y participará en la definición de especificaciones de estos procesos, para su mejora y adecuación a los requerimientos regulatorios vigentes y/o nuevos que requieran un tratamiento multidisciplinario.
- Planificar, diseñar y mantener los modelos matemáticos de programación, de acuerdo con los requerimientos de la normativa vigente, los usuarios internos y los agentes del MEM.

Funciones

- Participar, cuando le sea requerido, en el análisis de adecuación de los procesos de programación de la producción y producción y sus controles de calidad y efectividad, tomando como referencia el objetivo que los fundamenta y la regulación aplicable. Promover acciones de mejora sobre los mismos.
- Efectuar el Análisis y control de la evolución de los fondos y cuentas del MEM.
- Analizar la gestión de la operación real respecto a la prevista en las programaciones, efectuando el cálculo de indicadores de calidad de producto y emitiendo informes de gestión.
- Entender en el análisis y definición de controles sistemáticos y manuales a efectuar por la GAC, sobre los procesos mencionados.
- Supervisar y participar en la definición de especificaciones de estos procesos, para su mejora y adecuación a los requerimientos regulatorios vigentes y/o nuevos que impacten a procesos que afecten más de una gerencia y requieran un tratamiento multidisciplinario.
- Asistir a las gerencias individuales en la adecuación de sus procesos, controles y especificación de herramientas informatizadas al efecto, cuando el proceso involucre a una sola gerencia.
- Participar en la implementación de nuevas resoluciones y procedimientos técnicos que afecten el circuito transaccional económico, estableciendo los hitos de control.
- Entender en el Diseño, adecuación y desarrollo de los Modelos Matemáticos necesarios para optimizar la Programación y el Despacho.
- Coordinar la ejecución y emisión de los estudios de mediano y largo plazo sobre evolución del SADI y del MEM.
- Entender en el análisis y control de los procesos de asignación de combustibles líquidos y gaseosos en el marco de las resoluciones aplicables al respecto, y del cierre económico.
- Entender en la confección y emisión del Parte Diario Pos-Operativo a partir de:

- 
- Efectuar el análisis de la operación del día anterior y de los datos a incorporar en el parte post-operativo. Controlar los redespachos e informar las posibles rectificaciones de precios de mercado y locales ante reclamos.
 - Analizar la asignación de Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia. Cálculos de porcentajes realizados y factores de eficiencia de regulación secundaria, reserva operativa realizada.
 - Definir las Transacciones de Energía y potencia por Generador, efectuar el cálculo de Regulación de Frecuencia Primaria y Secundaria, de los sobrecostos por generación forzada y cargos por arranque y parada. Controlar y resolver las Inconsistencias.
 - Efectuar la preparación del informe diario y la revista electrónica, realizando su publicación.

GERENCIA DE OPERACIONES

Misión

Supervisar la operación del SADI en el marco del Mercado Eléctrico Mayorista a través del Centro de Control de Operaciones de CAMMESA, siendo responsable de la seguridad y calidad operativa del Servicio Eléctrico del mismo.

Funciones

- Realizar el análisis y revisión de la Programación Diaria y las pautas de apartamiento surgidas de la Programación Semanal.
- Entender en la ejecución del despacho óptimo de la generación del MEM, de acuerdo a la Programación Diaria, ordenando la conexión, carga y desconexión de diversos Generadores. Realizar los redespachos necesarios ante cambios significativos de oferta o de demanda o de la red con respecto a lo previsto, vigilando las restricciones operativas (hidráulicas, eléctricas, de combustible, etc.).
- Realizar el cálculo de los nuevos Precios del Mercado Spot y Precios Locales, resultantes de los redespachos, e informar a los Agentes junto con los motivos que los originaron.
- Entender en la supervisión de la calidad del servicio a partir de:
- Efectuar la determinación de las consignas para la regulación primaria, secundaria y terciaria de la frecuencia del SADI, participando en el control de las mismas.
- Determinar el valor y optimizar la distribución de la reserva rotante operativa.
- Supervisar el perfil de tensiones y los flujos de potencia reactiva, participando en el control de los mismos para asegurar la calidad de servicio.
- Entender en la supervisión de la seguridad del servicio a partir de:
- Supervisar los flujos de potencia activa en el SADI, vigilando el cumplimiento de las restricciones de transporte vigentes y en especial el límite de seguridad para evitar el riesgo de colapso total.



• Supervisar la ejecución del programa de maniobras de los Transportistas, adecuando la configuración del SADI de modo que se cumpla el programa de cargas previsto.

• Coordinar con Centros de Control de otros países la operación de las Centrales Hidroeléctricas binacionales y de las interconexiones internacionales, despachando la importación y la exportación de energía.

- Autorizar y supervisar toda maniobra, energización y ensayo de nuevos equipos de generación, transmisión o compensación en el SADI.
- Coordinar las maniobras que involucren a diferentes Centros de Operaciones del SADI, para el retiro y vuelta al servicio de equipos con fines de mantenimiento o reparación, compatibilizando tales maniobras con los requerimientos del despacho de generación y maximizando la seguridad del SADI.
- Adoptar acciones correctivas para restablecer la operación normal ante situaciones de alerta, es decir, frente a la reducción de los márgenes de reserva en generación o transmisión o compensación, o bien ante el aumento de la probabilidad de fallas por razones meteorológicas u otras.
- Dirigir la recuperación y normalización del SADI ante situaciones de emergencia provocadas por perturbaciones diversas, adecuando el despacho de generación, ordenando las maniobras para la reposición de los equipos fallados y coordinando la sincronización de subsistemas después de la partición del SADI en islas.
- Ordenar restricciones al suministro ante situaciones extremas de déficits de energía o de potencia activa o de potencia reactiva, así como también la desconexión de generación en salvaguarda del Sistema.
- Supervisar el cumplimiento del Anexo N° 25 de “Los Procedimientos” y las Órdenes de Servicio del SADI.
- Participar en la evaluación de las Órdenes de Servicio propuestas por los Agentes y proponer a la Gerencia de Programación de la Producción las Órdenes de Servicio del OED necesarias para garantizar la seguridad y calidad operativas del SADI.



ANEXO V: PRESUPUESTO DE FUNCIONAMIENTO E INVERSIÓN DE HIDROMETEOROLOGÍA.

La Gerencia de Hidrometeorología plantea un Plan de Funcionamiento propuesto para el periodo 2009-2013, el cual se resume en la Tabla que sigue.

HIDROMET - GASTOS DE FUNCIONAMIENTO SOLICITADOS PERÍODO 2009 - 2013			
AÑO	GASTOS DE FUNCIONAMIENTO	PERSONAL	Por empleado
2009	2,199,200	74	29,719
2010	2,509,717	88	28,520
2011	2,804,014	98	28,612
2012	2,958,613	103	28,724
2013	3,107,332	107	29,040
Total	13,578,876	9.7%	28,923

El Plan de Funcionamiento ajustado a reconocer es el siguiente:

Se ha ajustado el año 2009 por la cantidad de personal real a la fecha y se ha reconocido un crecimiento de 10% anual, manteniendo el estimado de costo por empleado propuesto por la gerencia.

HIDROMET - GASTOS DE FUNCIONAMIENTO RECONOCIDOS PERÍODO 2009 - 2013			
AÑO	GASTOS DE FUNCIONAMIENTO	PERSONAL	Por empleado
2009	1,734,000	60	28,900
2010	1,907,400	66	28,900
2011	2,109,700	73	28,900
2012	2,312,000	80	28,900
2013	2,543,200	88	28,900
Total	10,606,300	10.0%	28,900

El Plan de Inversiones propuesto por ETESA y el Plan Ajustado por la ASEP se incluyen a continuación:

CONCEPTO	PROYECTO	PRESUPUESTO DE INVERSIÓN 2009 - 2013			Total
		Año 2009	Año 2010	Año 2011	
Estaciones Sísmicas Automáticas	Automatización de la red	2	76,000	2	76,000
Estaciones Meteorológicas Automáticas tipo A	Alerta Temprana	6	210,000	8	280,000
Estaciones Meteorológicas Automáticas tipo (1)	Automatización de la red	6	24,000	12	420,000
Estaciones Hidrológicas Automáticas	Automatización de la red	6	180,000	12	48,000
Equipos comunitarios para calibración de estaciones automáticas	Automatización de la red	6	360,000	12	360,000
Estación Receptora de imágenes Satelitales Meteorológicas	Automatización de la red	2	30,000	10	300,000
Receptor y Antena Vía de Sistema Merlab	Automatización de la red	1	100,000	2	30,000
Receptor de señales de comunicaciones	Automatización de Proce	30,000		75,000	
Receptores estación receptora de datos satelitales	Automatización de la red	23,000		10,000	
Rehabilitación de la estación receptora de datos satelitales de David	Alerta Temprana	15,000		5,000	
Receptores estaciones automáticas	Alerta Temprana	25,000		50,000	
Receptores estaciones convencionales	Automatización de la red	26,000		35,000	
Sensores de calidad del agua	Automatización de la red	60,000		40,000	
Computadoras, hardware de software	Automatización de la red	3	30,000	2	20,000
Computadoras base e impresión de impresoras tipo 1000	Automatización de Proce	25,000		25,000	
Equipos para predicción numérica hidrológica y soluciones	Automatización de Proce	14,000		13,000	
Equipos para pronósticos numéricos meteorológicos y	Automatización de Proce	50,000		5,000	
Reingeniería de la Base de Datos Y página Web	Automatización de Proce	15,000		15,000	
Software para pronósticos numéricos	Automatización de Proce	132,500		50,000	
Formación de personal y atención técnica	Automatización de Proce	40,000			
Equipos doble tracción con malaete	Automatización de la red	10,000		10,000	
Equipos tipo sección en corte	Automatización de la red	2	50,000	2	55,000
Equipos de hierómetroatura, trasp. metálico y sondas hidrol.	Automatización de la red	1	20,000	1	20,000
Equipos de calibración y reparación de instrumentos y sensores	Automatización de la red	10,000		5,000	
Habilitación de locales para oficinas, talleres y depósitos	Remodelación siniéptica	60,000			
Computadoras	Automatización de Proce	50,000			
Impresoras	Automatización de la red	10,000		50,000	
Sensores de densidad eléctricas automáticas	Desarrollo informático	—		10,000	
Instrumentos equipos, herramientas, y oficio	Automatización de la red	\$ 100		200,000	
Gastos varios de operación y mantenimiento	Automatización de la red	20,000		20,000	
		1,180,500		1,239,000	
					1,354,000
					1,123,500
					6,046,000

IMP de Transmisión para el periodo 2009-2013