

# *República de Panamá*

## ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución No. JD- 5393

Panamá, 4 de julio de 2005

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

### CONSIDERANDO:

1. Que mediante la Ley 26 de 29 de enero de 1996, se creó el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) como organismo autónomo del Estado, con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, electricidad, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad”, establece el régimen al que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 4 del artículo 20 de la Ley 6 mencionada anteriormente, preceptúa que le corresponde al ERSP establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia;
4. Que el numeral 1 del Artículo 98 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997, señala que el ERSP definirá periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada. Además indica que de acuerdo con los estudios que realice, el ERSP podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y podrá definir las metodologías para la determinación de tarifas;
5. Que por su parte, el numeral 2 del artículo 98 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997 establece que para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación del ERSP, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deben ceñirse a las fórmulas, topes y metodología establecidas por la Entidad Reguladora;
6. Que el artículo 100 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece la vigencia de las fórmulas tarifarias señalando que las mismas tendrán una vigencia de cuatro años, las cuales podrán ser modificadas excepcionalmente por causas contempladas expresamente en el artículo mencionado;
7. Que mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, esta Entidad aprobó el Reglamento de Transmisión, el cual contiene el

Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad, al cual deben acogerse aquellas empresas que cuenten con su respectiva concesión para la prestación de esa actividad;

8. Que las fórmulas tarifarias vigentes para el Servicio Público de Transmisión vencen el 30 de junio de 2005, por lo que es preciso aprobar un nuevo Ingreso Máximo Permitido y el correspondiente Pliego Tarifario a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. para el periodo del 1° de julio de 2005 al 30 junio de 2009;
9. Que el ERSP mediante la Resolución JD-5251 de 19 de abril de 2005, convocó a Consulta Pública para recibir Comentarios sobre la Propuesta de Ingreso Máximo Permitido a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. para la actividad de transmisión y para el Servicio de Operación Integrada y el correspondiente Pliego Tarifario para el periodo del 1° de julio de 2005 al 30 de junio de 2009;
10. Que de la Propuesta del Ingreso Máximo Permitido a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., esta Entidad recibió los Comentarios de las siguientes empresas:
  - Bahía Las Minas Corp. (BLM)
  - Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S.A. (FORTUNA)
  - Elektra Noreste, S.A. (ELEKTRA)
  - Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET)
  - Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI)
  - Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)
11. Que respecto al Pliego Tarifario de Transmisión para el periodo tarifario del 1° de julio de 2005 al 30 de junio de 2009, recibimos los Comentarios de las siguientes empresas:
  - Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S.A. (FORTUNA)
  - AES Panamá, S.A. (AES)
  - Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)
12. Que el análisis de los comentarios y observaciones presentados en esta Consulta Pública con relación al **INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) A LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.**, se exponen a continuación:

### 12.1 Comentarios de BLM

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

### Respuesta del ERSP:

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

el cálculo de este valor de acuerdo a lo establecido, el cual está en proceso de revisión por el ERSP, previo a su aplicación en el próximo periodo tarifario.

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

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

#### **Respuesta del ERSP**

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

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

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

- a. Los proyectos que aparecen en el Anexo A de la Resolución JD-5160 de 17 de marzo de 2005, son aquellos proyectos que aun no han entrado en operación. La línea Guasquita-Fortuna entró en operación en junio de 2003, por lo cual no figura en el Anexo A de dicha Resolución. No obstante, la capitalización de dicho proyecto para efectos tarifarios sólo podrá ser realizada cuando entre en operación la línea Guasquita-Panamá II en su totalidad, según lo indicado en la Resolución JD-3455 de 13 de agosto de 2002.
- b. En virtud de lo expresado en el punto anterior no se requiere una nueva Resolución para corregir el Anexo A de la Resolución JD-5160 de 17 de marzo de 2005.
- c. La suma de B/ 2,523,000 es el valor registrado en los libros contables de ETESA al 31 de diciembre de 2004 (B/.

2,522,953). Los valores contables de los proyectos que entrarán en ejecución en el periodo “ajustados por eficiencia” son utilizados para el cálculo de la base de capital. El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de B/.2,857,216 es el reconocido para la línea Guasquitas-Fortuna para las actividades de Administración, Operación y Mantenimiento.

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

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

#### **Respuesta del ERSP**

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

#### **12.2 Comentarios de FORTUNA**

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

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

#### **Respuesta del ERSP**

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

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

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

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

#### **Respuesta del ERSP**

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

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

#### **Respuesta del ERSP**

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

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

#### **Respuesta del ERSP**

La propuesta de IMP para el 2005-2009, no incluye ingreso por generación obligada en la propuesta de IMP para el período 2005-2009. No obstante, es importante aclarar que posibles reconocimientos de generación obligada en el IMP de períodos tarifarios posteriores, podrían surgir como consecuencia de la aplicación del criterio de seguridad n-1 adoptado en el Reglamento de Transmisión que fue aprobado mediante Resolución JD-5216 de 17 de abril de 2005.

En el Reglamento de Transmisión se establece claramente que la generación obligada no incluirá aquellos costos adicionales que se

produzcan por un comportamiento ineficiente de ETESA en la operación del Sistema o en su desarrollo.

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

#### **Respuesta del ERSP**

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

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

#### **Respuesta del ERSP**

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

### **12.3 Comentarios de ELEKTRA**

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

- a. Línea de transmisión, Llano Sánchez – Panamá II: la puesta en servicio de todo el proyecto Guasquitas-Panamá II no se dará hasta que se termine el refuerzo Fortuna-Guasquitas, el cual estará terminado hasta octubre 2006, consideran que los costos de este proyecto deben ser reconocidos a partir de octubre de 2006.
- b. Línea de transmisión Fortuna-Changuinola-Frontera y Subestaciones Chiriquí Grande y Changuinola: este proyecto había sido eliminado del Plan de Expansión de 2003 mediante Resolución JD-4565 de 16 de marzo de 2004 y fue reincorporado mediante Resolución JD-5160 de 17 de

marzo de 2005 basado en nuevos elementos señalados por ETESA relacionados a la interconexión regional. No obstante, este proyecto es dependiente de la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Bonyic, del cual no se conoce su programación. Adicionalmente, en la propuesta del cálculo del IMP aparece la Subestación Chiriquí Grande, pero la misma fue eliminada mediante Resolución JD-4565 de 16 de marzo de 2004.

### **Respuesta del ERSP**

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

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

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

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

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

- 12.3.2** ELEKTRA indica que el cálculo de los costos de Administración, Operación y Mantenimiento se basó en el valor más alto entre VNR y los Activos Reconocidos en libros al final

de cada año tarifario para el sistema principal. Se pregunta ELEKTRA ¿por qué se utiliza el VNR y no el valor de los Activos Reconocidos en libros? Además, indica que con este criterio se le está reconociendo a ETESA gastos superiores en operación y mantenimiento, el cual estiman en 4.3 millones.

#### **Respuesta del ERSP**

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

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

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

#### **Respuesta del ERSP**

Ver respuesta del Comentario 12.1.1.

### **12.4 Comentarios de EDEMET y EDECHI**

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

#### **Respuesta del ERSP**

Ver respuesta del Comentario 12.1.1.

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

#### **Respuesta del ERSP**

La línea 115-19 Caldera-Paja de Sombrero se encuentra incluida también en el listado de instalaciones que hace parte del contrato de concesión de ETESA, hecho que ha dificultado la determinación de quién debe ser el propietario de la misma. Mientras no se resuelva esto,



y dado que la magnitud de la misma es muy pequeña (0.015%) respecto al total de activos, se mantiene dicha línea como parte de los activos de ETESA, hasta tanto se resuelva legalmente esta situación.

## 12.5 Comentarios de ETESA

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

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

respecto al de ETESA, lo que implica un mayor grado de confiabilidad del sistema, que se traducen en: menor riesgo asociado al negocio, menor riesgo de incurrir en penalizaciones por indisponibilidad, menor riesgo de gastos asociados a la generación obligada relacionada con los sobrecostos del despacho, costos y tiempos menores asociados al desplazamiento de las unidades de mantenimiento y un mayor VNR por unidad de km o de demanda.

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

### **Respuesta del ERSP**

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

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

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

Específicamente indicamos que:

- a. En lo que respecta a los **factores macroeconómicos** la metodología de cálculo de los comparadores utilizada en 2001

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

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

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

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

- **Niveles de tensión:** La metodología de la empresa comparadora no utiliza indicadores de costos eficientes por km de línea sino que aplica indicadores porcentuales de eficiencia de AOYM/VNR que son tomados del indicador de eficiencia de la empresa comparadora homologada a la empresa comparada teniendo en cuenta los diferentes niveles de tensión. Sobre la base del porcentaje eficiente de costos de AOYM/VNR de la empresa eficiente homologada se calculan los costos de AOYM de ETESA, por lo que no corresponde efectuar ninguna corrección.
- **Tamaño de la red:** El mayor tamaño de la red de TRANSBA y los efectos que esto introduce son tenidos en cuenta cuando se realiza la homologación del indicador de eficiencia por tamaño de la red. La homologación por topología del indicador de eficiencia tiene en cuenta otras variables de escala como el número de subestaciones.

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

- **Condiciones ambientales:** El impacto de las condiciones de contaminación salina de ETESA en TRANSBA se consideró a partir de una detallada comparación de km de línea y subestaciones sometidos a contaminación salina en ambas empresas. Se evaluó adecuadamente la contaminación salina valorizando las tareas especiales de

mantenimiento como el lavado de aisladores tanto de líneas como de subestaciones que originan mayores costos de mantenimiento.

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

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

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

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

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

- **Grado de enmallamiento:** Las características de la red en cuanto a su topología y tamaño están adecuadamente consideradas en el proceso de homologación tal como se describió en respuestas anteriores.
- **Zonas atendidas:** La operación de TRANSBA no se realiza en un ambiente urbano, por el contrario el área de servicio es esencialmente rural. Lo anterior se ve reflejado

en el despliegue que requiere la empresa para la atención de sus instalaciones que significa el establecimiento de tres unidades regionales.

En efecto dada la magnitud del área de servicio 75,517 km<sup>2</sup> y para atender las instalaciones se requieren tres gerencias regionales (Norte, Atlántica y Sur) con las correspondientes bases operativas denominadas distritos que constituyen las bases técnicas desde donde se ejecutan las operaciones de mantenimiento de líneas y subestaciones.

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

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

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

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

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

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

endeudamiento de 40% el cual está más cercano a su realidad.

### **Respuesta del ERSP**

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

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

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

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

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

### **Respuesta del ERSP**

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

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

- a. Se debe mantener el mismo periodo para el cómputo de ambos indicadores y por eso se optó por un año.
- b. Se debe utilizar un instrumento de igual *duración*, ya que es el único camino defendible para operar con indicadores de riesgo, como es el rendimiento de un bono. El riesgo país no es más que una diferencia de rendimientos. Sólo se pueden

comparar (es decir, sumar, restar, etc.) rendimientos de instrumentos de igual *duración*. En este sentido es importante mencionar, que el EMBI+ es un indicador sintético de riesgo país que contiene un portafolio de bonos de un país de distinta *duración*. En general, la *duración* del EMBI+ es menor que la de bonos de largo plazo que se requieren para el cómputo del riesgo país para actividades como la aquí analizada, y por eso la opción EMBI+ no fue escogida. Sólo si se hubiese escogido un bono de más corto plazo, se podría haber pensado en esa opción.

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

#### **Respuesta del ERSP**

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

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

#### **Respuesta del ERSP**

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

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

en detrimento de la calidad, seguridad y confiabilidad del servicio.

Consideran importante resaltar que las diferencias entre las relaciones AOYM/VNR (%) de las diferentes empresas no sólo están explicadas por sus eficiencias, sino que también dependen de otros factores como son, entre otros, la configuración y topología de la red (las de ETESA no pueden ser comparables con las que se pueden lograr en redes más malladas como las de TRANSBA, pues en las primeras se requieren más recursos personales y económicos para la atención de la red y para las labores propias de mantenimiento); las condiciones ambientales; las actividades realizadas por las empresas y el tamaño de la red, factores estos que permitirán a algunas empresas alcanzar mayores sinergias y economías de escala, que finalmente se traducirán en una menor relación AOYM/VNR (%).

### **Respuesta del ERSP**

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

### **Respuesta del ERSP**

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

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

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

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

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

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

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

### **Respuesta del ERSP**

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

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

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

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

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

### **Respuesta del ERSP**

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

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

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

### **Respuesta del ERSP**

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

eficiencia tanto en la administración, operación y mantenimiento como en las inversiones realizadas.

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

#### **Respuesta del ERSP**

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

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

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

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

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

#### **Respuesta del ERSP**

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

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

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

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

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

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

#### **Respuesta del ERSP**

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

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

#### **Respuesta del ERSP**

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

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

- a. Los gastos de movilización de CAMMESA son superiores a los del CND por la estructura del país.
- b. Aunque se agreguen tareas adicionales de carácter regional, es también notable la transferencia de información, capacitación, etc. que suministra el EOR al CND.
- c. Las negociaciones regionales de CAMMESA llevan mucho más tiempo que las del CND al tener que trasladar gente hoy en día a Venezuela para lograr combustibles, a Brasil para el suministro de energía, a Chile para discutir las cuotas de gas, entre otros.  
En lo que respecta al pago anual al Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), no se ha demostrado que dicho pago le corresponda al CND, más bien se entiende que este pago debiera ser realizado por ETESA, en donde dicho costo forma parte de lo ya reconocido en el IMP por la actividad de transmisión en el porcentaje de administración, operación y mantenimiento.

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

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

### **Respuesta del ERSP**

Sobre este comentario indicamos lo siguiente:

- a. En lo que respecta a lecturas del SMEC, el personal asignado al CND es el adecuado, ya que en la estructura del CND existen 3 personas asignadas directamente al SMEC dentro de la gerencia de soporte técnico que están reconocidas en la revisión tarifaria ya que integran la dotación de los 60 empleados reconocidos.
- b. Los costos de traslado propuestos por el CND para efectuar la lectura en campo, cuando los medidores no se puedan leer en forma remota durante un periodo significativo, son realmente elevados, lo que presupone un nivel de falla de los equipamientos SMEC muy elevado, sin embargo, no se presentan datos que sustenten esto.
- c. Como parte de sus obligaciones, CAMMESA debe administrar las transacciones económicas en el Mercado Mayorista de Electricidad en Argentina. Sobre la base de lo anterior, las actividades de lecturas en campo y la correspondiente transferencia de datos a CAMMESA, es una tarea que se efectúa por lo general a fin de mes para el cierre mensual de las transacciones económicas y solo para aquellos medidores que no pudieron ser leídos a través del centro de control. Dado que la actividad anteriormente mencionada es una obligación de CAMMESA resulta que su programación, coordinación, control, supervisión, recepción y procesamiento de

los datos de las lecturas de campo son realizadas por personal propio de CAMMESA que cuenta con una estructura propia para ese cometido y forma parte de sus costos de manera que existe una equivalencia con el CND.

Es de resaltar que durante el proceso de transición CAMMESA debió conducir, dirigir y controlar el proceso de instalación del SMEC y al mismo tiempo, estimar datos por falta de información e incluso verificar algunos medidores por si mismo, tarea que hizo con un presupuesto comparable al que se está reconociendo al CND para estas actividades.

- d. En lo que respecta al mantenimiento del SCADA, el personal asignado es el adecuado porque dentro de la estructura de personal reconocida al CND (60 personas) está incluido este personal con sus gastos asociados.
- e. El mantenimiento de las UTR no está dentro de las responsabilidades de CAMMESA y en ese caso no debiesen estar dentro de las responsabilidades del CND, más deben ser responsabilidades de ETESA. Cuando se determinó la empresa comparadora de ETESA, se descontó el personal de operaciones del CND que TRANSBA disponía, mas no los costos de mantenimiento de las UTR. El CND debe solicitar a ETESA el reconocimiento de una retribución por la prestación de este servicio.
- f. Respecto a los enlaces de voz son los mismos que CAMMESA tiene con otros despachos y otros agentes por lo que la observación no se considera procedente.

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

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

#### **Respuesta del ERSP**

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

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

responsabilidades entre empresa comparadora y empresa comparada.

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

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

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

#### **Respuesta del ERSP**

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

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

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

#### **Respuesta del ERSP**

La investigación realizada a CAMMESA para esta tarea, concluye que el personal de CAMMESA asignado a estudios eléctricos tiene muchas más actividades que las del CND. Debe controlar a siete transportistas, múltiples



agentes y además realizar sus propios estudios. El nivel de estudios desarrollados y los riesgos calculados requieren un trabajo muy superior al realizado por el CND, debido a la magnitud del sistema eléctrico involucrado.

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

**12.5.19** ETESA como representante del CND solicita que se le reconozca adicionalmente en el IMP para el período tarifario de 2005 a 2009 el monto de 0.06 millones de balboas en concepto de estudios de potencia firme de largo plazo. ETESA indica que el Reglamento de Operación le asigna al CND el cálculo de la potencia firme de largo plazo de cada central eólica o hidroeléctrica utilizando modelos y metodologías definidas, destinando para la realización de estas actividades los recursos necesarios en horas/hombre. ETESA señala que la empresa comparadora no realiza estos cálculos, por lo que no incurre en este gasto de funcionamiento y por lo que no está incluido en el 37%.

#### **Respuesta del ERSP**

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

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

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

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

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

#### **Respuesta del ERSP**

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

Para tener en cuenta la especialización del CND se incrementó el valor promedio de los salarios de ETESA en un 47%. No obstante, a la fecha de

elaboración de la propuesta del IMP para el CND el dato de salario medio que se tenía era el correspondiente al año 2003.

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

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

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

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

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

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

### **Respuesta del ERSP**

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

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

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

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

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

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

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

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

#### **Respuesta del ERSP**

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

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

#### **Respuesta del ERSP**

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

**12.5.24** ETESA solicita que se le reconozca adicionalmente en el IMP para el período tarifario de 2005 a 2009 el monto de 0.460 millones de balboas en concepto de mejoras al sistema SCADA para la actualización del Ranger V.12 y sus aplicaciones AGC, RS y HIS, y para la instalación de un mímico. ETESA indica que si bien ya se incluyó un monto inicial de 60 mil balboas en el año 2005 para la actualización del Ranger, se requiere incluir 300 mil balboas en el año 2006, para completar la actualización. Por otra parte, para el sistema de visualización (mímico) se requiere un monto de 100 mil balboas para expandir el Tablero Unifilar, que si no se expande, los nuevos

generadores y las nuevas subestaciones no se podrán dibujar ni iluminar en el mímico. Adicionalmente se requieren mostrar los 6 nuevos puntos de información en tiempo real que corresponden a los 6 países que conforman Centroamérica.

### **Respuesta del ERSP**

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

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

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

### **Respuesta del ERSP**

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

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

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

### 13.1 Comentarios de FORTUNA

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

#### Respuesta del ERSP

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

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

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

#### Respuesta del ERSP

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

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

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

Donde:

Fmax: es el flujo máximo en el equipamiento.

CapTra: es la capacidad de transmisión en el equipamiento.

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

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

resultantes de la aplicación del método “extent of use”, tanto para la generación como para la demanda.

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

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

#### **Respuesta del ERSP**

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

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

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

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

#### **Respuesta del ERSP**

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

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

Por otro lado, lo planteado por FORTUNA de escoger un mismo mes para las tres series hidrológicas, para asegurar que se tenga la misma demanda, podría

dar como resultado valores no coherentes para los distintos despachos, como por ejemplo que para hidrología alta la central de La Estrella tenga una generación mínima, mientras que para hidrología seca esta central estuviera generando a su máxima capacidad.

**13.1.5** FORTUNA indica que los cargos por uso del sistema principal de transmisión son exagerados para ella. Señala que el período tarifario de julio de 2005 a junio de 2009, implica un costo adicional de 63.2 millones de balboas solamente en concepto de cargos por uso del sistema principal de transmisión (CUSPT). Comenta también, que el costo de construir una línea desde FORTUNA a Panamá sería de aproximadamente 75 millones de balboas, lo que significa que con la aplicación del CUSPT se repagaría esta línea, que tiene una vida útil de 40 años, en 5 años como máximo.

### **Respuesta del ERSP**

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

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

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

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

### **Respuesta del ERSP**

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

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

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

### **13.2 Comentarios de AES**

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

#### **Respuesta del ERSP**

Aplica lo indicado en el análisis del comentario 12.1.1.

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

#### **Respuesta del ERSP**

Aplica lo indicado en el análisis del comentario 13.1.6.

### **13.3 Comentarios de ETESA**

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

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

#### **Respuesta del ERSP**

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



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

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

### **Respuesta del ERSP**

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

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

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

### **Respuesta del ERSP**

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

**13.3.4** ETESA indica que la zonificación está un tanto confusa, principalmente en la delimitación entre las zonas 2 y 4, pues no se establece un límite claro ya que se habla de la línea imaginaria paralela a la línea en 230 kV que une las subestaciones Llano Sánchez, Veladero, Mata de Nance y Progreso, que deja las mencionadas subestaciones al sur de la misma, corta las líneas en 230

kV que vinculan las S/E's Veladero y Guasquitas y las subestaciones Mata de Nance con Fortuna (el corte puede darse a cualquier altura, debe por lo tanto especificarse alguna referencia que haga inconfundible el punto de corte).

#### **Respuesta del ERSP**

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

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

#### **RESUELVE:**

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

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

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

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

**CUARTO: ORDENAR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A., que con la información contenida en esta Resolución y su Anexo y la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, prepare el Pliego Tarifario de Transmisión que regirá a partir del 1° de julio de 2005, el cual deberá

entregarlo al Ente Regulador para su consideración y aprobación, a más tardar cinco (5) días hábiles después de la notificación de esta Resolución.

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

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

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

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

**NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE.**

**CARLOS E. RODRÍGUEZ B.**  
Director

**NILSON A. ESPINO**  
Director

**JOSÉ GALÁN PONCE**  
Director Presidente

Metodología de Cálculo