



**AUTORIDAD NACIONAL LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

**INFORME FINAL**

**INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LA EMPRESA DE  
TRANSMISION ELÉCTRICA, S.A. PARA EL PERIODO  
2009-2013**

**METODOLOGÍA DE CÁLCULO**

Julio 2009

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

---

# **CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA EL PERIODO 2009-2013**

## **CONTENIDO**

PARTE I – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN.....	5
CAPÍTULO I: ANÁLISIS Y PROPUESTA DE EMPRESA COMPARADORA PARA ETESA .....	5
1. CONCLUSIONES PARA SELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA.....	6
2. PARÁMETROS COMPARADORES PARA TRANSMISIÓN .....	7
CAPÍTULO II: ESTIMACIÓN DE LA TASA RAZONABLE DE RENTABILIDAD .....	7
1. ANÁLISIS DE LA TASA.....	8
2. CONCLUSIONES.....	9
CAPÍTULO III: CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN.....	10
1. COMPONENTES .....	10
2. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN .....	12
3. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DE CONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN .....	25
PARTE II – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA.....	30
CAPÍTULO I: REVISIÓN Y REDEFINICIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA DEL CND .....	30
1. EMPRESA COMPARADORA PARA EL CND:.....	30
CAPÍTULO II: INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA ..	30
1. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO.....	30
2. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DE HIDROMETEOROLOGÍA .....	37
3. SÍNTESIS DE LOS RESULTADOS.....	41
<b>ANEXOS.....</b>	<b>43</b>
ANEXO I: INGRESO MAXIMO PERMITIDO .....	44
ANEXO II: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN.....	46
1. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA VIGENTE Y DE ETESA .....	46
1.2. CARACTERIZACIÓN DEL CONTEXTO DE LA GESTIÓN DE TRANSBA .....	47
1.3. GESTIÓN TÉCNICA.....	48
1.4. GESTIÓN DE COSTOS.....	56
1.5. CONCLUSIONES DE LA GESTIÓN DE ETESA .....	59
2. ELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN .....	60
3. RESUMEN DE CONCLUSIONES DE ESTUDIO.....	71
ANEXO III: RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN EN PANAMÁ ..	74
1. METODOLOGÍA.....	75
2. DESARROLLO .....	79
2.1. RENDIMIENTO DEL CAPITAL PROPIO.....	79
2.2. COSTO DE ENDEUDAMIENTO.....	86
2.3. ESTRUCTURA DE CAPITAL - COSTO PROMEDIO DE CAPITAL (WACC).....	87
ANEXO IV: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CND.....	92
1. METODOLOGÍA.....	92
2. ANALISIS DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO.....	92
3. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE CND.....	96
4. DEFINICIÓN DE LOS INDICADORES DE COSTO DEL CND PARA 2009-2013 .....	99
5. RESUMEN DE CONCLUSIONES DE ESTUDIO.....	101

---

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

---

## INTRODUCCION

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) correspondiente al período julio 2009 – junio 2013, ha sido calculado de acuerdo al Régimen Tarifario de Transmisión de Electricidad, que forma parte del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución No. JD-5216 del 14 de abril de 2005, modificado mediante Resolución No. AN-2504 de 18 de marzo de 2009. El Artículo 96 de la Ley No.6 del 3 de febrero de 1997 establece que el Régimen Tarifario está compuesto por reglas relativas a procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, opciones, valores y, en general, a todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas sujetas a regulación.

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

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

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

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

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

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

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

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

---

comunes para la empresa comparadora llamados comparadores.

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

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

## **PARTE I – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN**

### **CAPÍTULO I: ANÁLISIS Y PROPUESTA DE EMPRESA COMPARADORA PARA ETESA**

Para la determinación de los costos eficientes del sistema de transmisión el Reglamento de Transmisión, en su artículo 173, establece que debe seleccionarse una empresa comparadora con el fin de medir la eficiencia en la gestión de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. Asimismo, deben definirse indicadores para la empresa comparadora llamados comparadores.

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

La empresa comparadora desde el año 2001 es la Empresa de Transmisión de Buenos Aires (TRANSBA). Para el periodo actual, se realizó una investigación sobre empresas transmisoras considerando que estén organizadas con criterio de eficiencia y evaluadas de acuerdo a prácticas reconocidas internacionalmente, ser especialistas en el transporte de energía eléctrica, explotar instalaciones de características técnicas similares a ETESA y que su información sea de acceso público.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## **1. CONCLUSIONES PARA SELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA**

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

- 1.1. La gestión de TRANSBA muestra indicadores eficientes en su gestión de costos, calidad operativa y de servicio.
- 1.2. TRANSBA mantiene su liderazgo en materia de eficiencia de gestión de costos como lo demuestra el benchmarking internacional y donde se han incluido los datos de la revisión tarifaria del año 2006 de la empresa TRANSELEC de Chile.

- 
- 1.3. TRANSBA mantiene sus indicadores de gestión por lo que se deberían mantener los indicadores referidos a ETESA igual que en el período tarifario anterior.
  - 1.4. La composición del gasto de TRANSBA, con un gasto de 18% para los gastos de administración y el 82% para Operación y Mantenimiento son de una calidad superior a los fijados en la Regulación del 35% y 65% respectivamente, lo que muestra el mantenimiento de la excelencia en la empresa comparadora.
  - 1.5. El indicador de costos eficientes de TRANSBA ajustado por los diferenciales de contaminación salina y nivel isocerámico resulta de un indicador de costos eficientes para ETESA de 2.1% que es igual al determinado en la revisión tarifaria anterior.
  - 1.6. Del análisis de la gestión de ETESA llevado a cabo, la principal conclusión alcanzada es el hecho de que no existen obstáculos externos de relevancia que impidan a ETESA alcanzar los niveles de desempeño mostrados por TRANSBA. En otras palabras, TRANSBA es una referencia exigente pero a la vez “alcanzable” como empresa comparadora.

## 2. PARÁMETROS COMPARADORES PARA TRANSMISIÓN

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

## CAPÍTULO II: ESTIMACIÓN DE LA TASA RAZONABLE DE RENTABILIDAD

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

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

mencionada se calculará como el promedio de las tasas efectivas durante los doce meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria.”

La Ley busca proveer a los operadores del sistema una rentabilidad que guarde relación con el grado de eficiencia operativa de la empresa y que sea similar a otras actividades de riesgo comparable, tanto en mercados nacionales como internacionales.

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

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

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

Componentes	Concepto/Fórmula	Fuente	Esc Promedio Mayo 08 - Abril 09
<b>Costo Nominal del Capital después de impuestos (%)</b>	<b>WACC</b> $k_E * (1-W_D) + k'_D * W_D$		<b>8.89</b>
Inflación en USD largo plazo [%]	$Pi_{USA}$ Inflación esperada de Largo Plazo en dólares	Spread Indexed UST-20 vs Nominal UST-20. Federal Reserve.	1.79
<b>Costo Real del Capital antes de impuestos (%)</b>	<b>WACC'<sub>R</sub></b> $[(1+WACC)/(1+Pi)]-1$		<b>10.71</b>

## 1. ANÁLISIS DE LA TASA

Según se indicó anteriormente, la Ley 6 fija bandas de variación posibles para la tasa de retorno sobre capital y la tasa calculada no debe diferir más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de siete puntos en concepto de riesgo del negocio de transmisión en el país.

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



**CUADRO No. 2  
RENDIMIENTO DE LOS UST 30**

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

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

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

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

TASA DE RETORNO media según la Ley (%)	10.98
Banda Artículo 101 de la Ley 6 – Máxima (%)	12.98
Banda Artículo 101 de la Ley 6 – Mínima (%)	8.98
<b>RETORNO ESTIMADO DE REFERENCIA- WACC (%)</b>	<b>10.71</b>

## 2. CONCLUSIONES

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

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

---

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

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

$$IPT = IPSPT + IPCT$$

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

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

Los elementos necesarios para el cálculo son:

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

### **1. COMPONENTES**

#### ***1.1. Base de Capital***

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

- Activos del Sistema Principal de Transmisión y los bienes de Planta General en libros al 31 de diciembre del 2008, ajustando las capitalizaciones del período 2005-2008 de acuerdo a criterios de eficiencia establecidos en el régimen.
- Los activos del Sistema Principal que se incorporan en el período tarifario, de acuerdo al Plan de Inversiones de ETESA aprobado por la ASEP.
- Los retiros de activos previstos por ETESA

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

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

CUADRO No. 3

**EMPRESA DE TRANSMISION, S.A.**  
**BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO**  
**AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008**  
(en Balboas)

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

### 1.2. Tasa de Depreciación

De acuerdo a información contable proporcionada por ETESA<sup>1</sup> se estimó una tasa de depreciación media para los activos del Sistema Principal, usando el desglose de los activos del Sistema Principal y la Planta General, y para los activos de Conexión existentes del período del 31 de diciembre de 2004 a diciembre de 2007. El cuadro a continuación resume el cálculo:

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

Activo	Costo Bruto		Depreciación y Amortizaciones		Tasa de Depreciación Media
SPT	dic.2004	26,512.417	dic.2005	5,405.642	2.62%
Conexión		29,320.498		391.222	1.33%
SPT	dic.2005	203,956.106	dic.2006	7,607.302	3.73%
Conexión		29,603.423		916.632	3.10%
SPT	dic.2006	261,611.970	dic.2007	8,175.144	3.12%
Conexión		29,400.126		964.343	3.28%
SPT	Tasa de Depreciación		2005-2007		3.16%
Conexión	Promedio				2.57%

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

### 1.3. Tasa de Rentabilidad y Tasa de Descuento

Como tasa de rentabilidad se ha utilizado la tasa calculada en el capítulo anterior de 10.71%.

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

Se calculan los factores de descuento para cada año tarifario:

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

---

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

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

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

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

Los factores de descuento anuales son las siguientes:

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

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

#### **1.4. Coeficientes de Costos**

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

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

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

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

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

### **2.1. Costos de Administración y Costos de Operación y Mantenimiento**

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

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

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

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

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

continuación<sup>2</sup>:

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

	Líneas	Nº del Circuito	Longitud (km)	Nº Total de Torres	VNR	Costo por km
<b>883</b>						
<b>Doble Circuito</b>	<b>Líneas de 230 kV</b>					
	Bayano - Pacora - Panamá II	230 - 1A, 1B	68	186	14,187,450	208,210
	Bayano - Panamá II	230 - 2A				
	Panamá II - Panamá	230 - 1C Y 2B	13	35	2,694,241	208,210
	Panamá - Chorrera	230 - 3A Y 4A	39	107	7,581,313	194,393
	Chorrera - Llano Sánchez	230 - 3B Y 4B	142	353	27,640,688	194,393
	Llano Sánchez - Veladero	230 - 5A Y 6A	109	274	21,258,778	194,393
	Veladero - Mata de Nance	230 - 5B Y 6B	84	219	16,424,233	194,393
	Mata de Nance - Fortuna	230 - 7 Y 8	38	96	7,289,724	194,393
	Veladero - Llano Sánchez	230 - 14 Y 15	110	274	27,542,646	250,228
	Veladero - Guasquitas	230 - 16 Y 17	84	232	21,094,259	250,228
	Llano Sánchez - Panamá II	230	195		48,794,548	250,228
	<b>Líneas de 115 kV</b>					
	Bahía Las Minas No.1 - Santa Rita	115 - 1BY 2B	6	19	1,072,289	172,950
	Santa Rita - Cáceres (1)	115 - 1A Y 2A	47	145	9,751,493	207,479
	Panamá - Cemento Panamá - Bahía Las Minas No.2 (2)	115 - 4A, 4B				
	Panamá - Bahía Las Minas No.2 (2)	115 - 3	59	147	10,273,220	172,950
Mata de Nance - Caldera	115 - 15 Y 16	25	66	4,076,900	163,076	
<b>Círculo Sencillo</b>	<b>Líneas de 230 kV</b>					
	Mata de Nance - Progreso	230 - 9	54	154	6,835,555	126,584
	Progreso - Frontera	230 - 10	10	29	1,227,868	126,584
	Guasquitas - Fortuna	230 - 18	16	42	3,472,794	217,050
	Fortuna - Changuinola (3)	230	119		19,344,374	162,558
	<b>Líneas de 115 kV</b>					
Panamá - Cáceres (4)	115 - 12	1	6	1,025,733	1,282,167	
<b>Total - Sistema Principal</b>					<b>251,588,105</b>	

<sup>2</sup> Cálculo de VNR de Líneas y Subestaciones. ETESA, Feb. 2009.

---

**CUADRO No. 6**

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

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

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

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

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

Adicionalmente, se hizo un ajuste a partir de los siguientes criterios:

- Líneas
  - Se igualó el porcentaje total de costos indirectos (sobre el precio base de los equipamientos) al fijado por el nuevo régimen (14%<sup>3</sup>)
  - Se disminuyó el porcentaje de imprevistos a un 5% sobre el costo base de equipamiento (frente al 10% previsto por ETESA).
  - Se estableció en 15,000 US\$/km el costo medio de las indemnizaciones, frente a un valor original de 10,000 US\$/km previsto por ETESA, para ser consistentes con los valores aprobados en el Régimen Tarifario vigente.
  - Se reconoció el valor de B/2,500 por km en Estudios de Impacto Ambiental (EIA).

---

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**PROYECTOS ESTRATÉGICOS SEGÚN EL PLAN DE EXPANSIÓN 2008-2022**

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

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

**2.2. Base de Capital del Sistema Principal de Transmisión**

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

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



- 
- Los activos del Sistema Principal que se incorporan en el período tarifario, de acuerdo al Plan de Inversiones de ETESA.
  - Los retiros de activos previstos por ETESA.

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

No fueron considerados los activos fijos calificados como No Productivos.

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

### ***2.2.1. Activos al 31 de Diciembre de 2008***

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

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

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

SISTEMA PRINCIPAL	298,205,409	101,152,982	197,052,427
<b>LÍNEAS</b>	<b>186,108,572</b>	<b>57,069,979</b>	<b>129,038,593</b>
<b><u>230 KV</u></b>	<b>166,519,367</b>	<b>50,936,606</b>	<b>115,582,762</b>
Líneas 230KV-Bayano-Pacora (230-1A)	5,007,768	3,689,430	1,318,337
Líneas 230KV-Chorrera-Llano Sánchez (230-3B, 230-4B)	14,599,502	10,883,439	3,716,063
Líneas 230KV-Llano Sánchez-Veladero (230-14, 230-15)	17,449,558.32	2,052,593.07	15,396,965
Líneas 230KV-Llano Sánchez-Veladero (230-5A, 230-6A)	20,814,874.85	15,083,254.27	5,731,621
Líneas 230KV-Mata de Nance-Progreso (230-9)	3,892,746	2,577,289	1,315,456
Líneas 230KV-Panamá II-Llano Sánchez (230-12, 230-13)	55,781,808	5,251,556	50,530,252
Líneas 230KV-Panamá II-Panamá (230-1C, 230-2B)	1,550,740	1,112,154	438,586
Líneas 230KV-Panamá-Chorrera (230-3A, 230-4A)	4,093,193	3,012,046	1,081,147
Líneas 230KV-Pacora-Panamá II (230-1B)	1,859,809	1,419,915	439,894
L/T 230 KV-PROGRESO-FRONTERA (COSTA RICA) (230-10)	1,993,987	877,428	1,116,560
Líneas 230KV-Veladero-Guasquitas (230-16, 230-17)	13,567,160	1,538,195	12,028,965
L/T 230 KV-GUASQUITAS-FORTUNA-18	3,236,958	638,434	2,598,524
L/T 230 KV FORTUNA - CHANGUINOLA - FRONTERA	18,174,978	0	18,174,978
Líneas 230KV-Mata de Nance-Fortuna (230-7, 230-8)	4,496,285	2,800,872	1,695,413
<b><u>115 KV</u></b>	<b>19,589,205</b>	<b>6,133,373</b>	<b>13,455,831</b>
Línea 115Kv-CPSA-BLM2 (115-4B)	2,005,655	1,134,783	870,872
Líneas 115Kv-BLM1-Santa Rita (115-1B, 115-2B)	2,763,815	343,456	2,420,359
Línea 115KV-Panamá CPSA (115-4A)	4,255,963	2,214,873	2,041,090
Líneas 115Kv-Mata de Nance-Caldera (115-15, 115-16)	3,451,704	1,745,717	1,705,987
Líneas 115Kv-Panamá-Cáceres (115-12)	978,533	107,703	870,830
Líneas 115Kv-Santa Rita-Cáceres (115-1A, 115-2A)	6,133,534	586,841	5,546,692
<b><u>SUBESTACIONES</u></b>	<b>112,096,837</b>	<b>44,083,003</b>	<b>68,013,834</b>
<b><u>230 KV</u></b>	<b>96,681,630</b>	<b>38,515,896</b>	<b>58,165,734</b>
PATIO 230 KV-CHORRERA	7,736,975	4,257,743	3,479,232
PATIO 230 KV-GUASQUITAS	5,432,496	995,017	4,437,479
PATIO 230 KV-LLANO SANCHEZ	17,399,549	5,475,896	11,923,652
PATIO 230 KV-MATA DE NANCE	16,324,679	8,546,722	7,777,956
PATIO 230 KV-PANAMA	21,036,973	12,338,060	8,698,913
PATIO 230 KV-PANAMA II	10,578,347	2,743,258	7,835,090
PATIO 230 KV-PROGRESO	5,027,347	2,214,758	2,812,589
PATIO 230 KV-VELADERO	10,974,115	1,944,442	9,029,673
PATIO 230 KV-NAVE 3 FORTUNA	2,171,149	0	2,171,149
<b><u>115KV</u></b>	<b>14,867,949</b>	<b>5,540,835</b>	<b>9,327,114</b>
PATIO 115 KV-CACERES	6,508,238	2,886,011	3,622,227
PATIO 115 KV-CALDERA	3,485,740	2,081,385	1,404,356
PATIO 115 KV-PANAMA	1,125,974	4,609	1,121,365
PATIO 115 KV-SANTA RITA	3,747,996	568,829	3,179,167
<b><u>34.5 KV</u></b>			
PATIO 34.5 KV-LLANO SANCHEZ	<b>547,258</b>	<b>26,272</b>	<b>520,986</b>

**CUADRO No.10**

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

<b>ACTIVO FIJO</b>	<b>COSTO</b>	<b>DEPRECIACIÓN</b>	<b>VALOR NETO</b>
<b>PLANTA GENERAL</b>	<b>29,278,383</b>	<b>21,015,851</b>	<b>8,262,532</b>
EDIFICIOS Y MEJORAS	2,479,685	1,213,828	1,265,857
EQUIPO DE COMUNICACION	10,671,573	7,416,235	3,255,338
EQUIPO DE INFORMATICA	6,748,574	5,704,100	1,044,474
EQUIPO DE LABORATORIO	1,362,026	1,244,327	117,700
EQUIPO DE TRANSPORTE	4,685,821	3,940,416	745,405
EQUIPO ELECTRICO MISCELANEO	263,541	66,015	197,526
EQUIPO MECANICO	6,516	1,433	5,083
EQUIPO Y MOBILIARIO DE OFICINA	2,503,091	1,429,498	1,073,594
TERRENOS	557,555	0	557,555

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

El Artículo 177 del Reglamento de Transmisión establece que los costos que se pueden activar para cada activo del Sistema de Transmisión son los costos obtenidos a través de un proceso de libre competencia que se consideren eficientes (fundamentalmente los costos bases de equipamiento), y los costos regulados como eficientes por la ASEP para aquellas actividades realizadas por ETESA, como son Diseño, Ingeniería, Administración e Inspección.

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

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

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

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

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

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

## 2.2.2. Capitalizaciones 2005-2008:

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

**CUADRO No. 11**

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

**CUADRO No. 12**

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

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

CUADRO No. 13

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### **2.2.4. Retiro de Activos**

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

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

Los ingresos de ETESA derivados de actividades no reguladas y los activos afectados a las mismas son de órdenes de magnitud no relevantes frente a los valores de IMP y activos totales reconocidos, por lo que se ha desestimado el ajuste de la base de capital por actividades no reguladas establecido en el Artículo 178 del Reglamento de Transmisión.

#### **2.2.6. Evolución de la Base de Capital**

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

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

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

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

<b>Activos Planta sin Comunicaciones</b>	<b>Unidades</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
Tasa de depreciación activos	%		3.16%	3.16%	3.16%	3.67%	3.67%
Tasa de depreciación retiros	%		2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Activos brutos al comienzo del año	Miles Balboas		18,607	18,607	18,607	16,921	16,921
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas		5,007	4,420	3,832	1,559	938
Depreciación Anual	Miles Balboas		(588)	(588)	(588)	(621)	(621)
Retiros	Miles Balboas				(1,686)		
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	18,607	18,607	18,607	16,921	16,921	16,921
Activos netos al final del año	Miles Balboas	5,007	4,420	3,832	1,559	938	317
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	(13,600)	(14,187)	(14,775)	(15,362)	(15,983)	(16,605)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	5,007	4,420	3,832	1,559	938	317
<b>Inversiones</b>							
Inversión anual	Miles Balboas		6,405	6,643	2,888	593	792
Tasa de depreciación	%		3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas		-	6,405	12,856	15,353	15,468
Depreciación Anual	Miles Balboas		-	(192)	(391)	(478)	(496)
Activos netos al final del año	Miles Balboas	-	6,405	12,856	15,353	15,468	15,764
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	-	6,405	13,048	15,936	16,529	17,321
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	-	-	(192)	(584)	(1,062)	(1,558)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	-	6,405	12,856	15,353	15,468	15,764
<b>ACTSPT - Planta General</b>	<b>Miles Balboas</b>	<b>18,607</b>	<b>25,012</b>	<b>31,655</b>	<b>32,857</b>	<b>33,450</b>	<b>34,242</b>
<b>ACTNSPT - Planta General</b>	<b>Miles Balboas</b>	<b>5,007</b>	<b>10,825</b>	<b>16,688</b>	<b>16,912</b>	<b>16,405</b>	<b>16,080</b>
<b>Depreciación - Planta General</b>	<b>Miles Balboas</b>	<b>-</b>	<b>(588)</b>	<b>(780)</b>	<b>(979)</b>	<b>(1,099)</b>	<b>(1,117)</b>



### 2.3. Costos Reconocidos por Generación Obligada (GA)

El GA es un reconocimiento de costos por generación obligada u otros costos relacionados a la aplicación del criterio n-1 con desconexión automática de generación y demanda en el diseño del sistema de transmisión adoptado en el Reglamento de Transmisión. En virtud de que en este periodo aún se mantiene la configuración del sistema diseñada bajo el criterio n-1 original (sin desconexión automática de generación y demanda), no se prevén costos por esta razón en el periodo 2009-2013.

### 2.4. CÁLCULO DEL IMP

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

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

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

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

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

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

### 3.2. Costos de Administración y Costos de Operación y Mantenimiento

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

Se tomó como punto de partida las estimaciones de VNR presentadas por ETESA en base a precios de licitaciones realizadas en el período 2005-2007, cuya síntesis se presenta a continuación<sup>4</sup>:

<sup>4</sup> Cálculo de VNR de Líneas y Subestaciones. ETESA, Marzo 2005.

**CUADRO No. 19  
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA**

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

Circuito	Lineas	N° del Circuito	Longitud (km)	N° Total de Torres	VNR	Costo por kM
<b>Circuito Sencillo</b>	<b>Lineas de 115 kV</b>					
	Caldera - La Estrella	115 - 17	2	17	659,338	329,669
	Caldera - Los Valles	115 - 18	6	6	227,358	39,200
	Caldera - Paja de Sombrero	115 - 19	1	2	56,839	113,679
	Progreso - Charco Azul	115 - 25	30	80	3,410,369	113,679
	<b>Total - Conexión</b>				<b>4,353,904</b>	

**CUADRO No.20**

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

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

Al analizar los valores presentados en febrero de 2009 resulta que los costos de suministros, obra civil y montaje incluidos en los VNR se consideran considerablemente altos con respecto a los entregados en octubre de 2008, sin presentar cotizaciones que lo justifiquen. Adicionalmente se ajustaron los valores estimados por ETESA a partir de los siguientes criterios:

- Líneas
  - Se igualó el porcentaje total de costos indirectos (sobre el precio base de los equipamientos) al fijado por el nuevo régimen (14%<sup>5</sup>).
  - Se disminuyó a un 5% por imprevistos sobre el costo base de los equipamientos frente a un 10% presentados por la empresa.
  - Se reconoció B/.15,000 por km. de línea en concepto de indemnizaciones, tal como se aprobó en el Régimen Tarifario vigente.
- Subestaciones
  - Se pasó el Patio 115 kv-Panamá II y la salida en 115 kv Panamá-Locería al Sistema Principal.

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

- Se igualó el porcentaje total de costos indirectos (sobre el costo base de los equipamientos) al fijado por el nuevo régimen (14%)
- Se disminuyó el porcentaje por imprevistos a un 5% sobre el costo base de los equipamientos (frente a un 10% previsto por ETESA).

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

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

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

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

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

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

### **3.3. Base de Capital del Sistema de Conexión**

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

#### **3.3.3. Activos al 31 de Diciembre de 2008**

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

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

<b>ACTIVO FIJO</b>	<b>COSTO</b>	<b>DEPRECIACIÓN</b>	<b>VALOR NETO</b>
<b>CONEXIÓN</b>			
SUBESTACIONES	20,276,682.42	10,101,931.27	10,174,751.15
115 KV	12,587,668.21	5,865,704.53	6,721,963.68
PATIO 115 KV-CHARCO AZUL	1,336,574.92	958,139.20	378,435.72
PATIO 115 KV-LLANO SANCHEZ	4,446,725.24	2,823,210.56	1,623,514.68
PATIO 115 KV-PANAMA II	5,811,626.14	1,394,601.12	4,417,025.02
PATIO 115 KV-PROGRESO	992,741.91	689,753.65	302,988.26
34.5 KV	7,689,014.21	4,236,226.74	3,452,787.47
PATIO 34.5 KV-CHORRERA	5,198,137.35	3,406,661.03	1,791,476.32
PATIO 34.5 KV-LLANO SANCHEZ	719,864.56	448,178.61	271,685.95
PATIO 34.5 KV-MATA DE NANCE	1,314,634.60	95,623.05	1,219,011.55
PATIO 34.5 KV-PROGRESO	456,377.70	285,764.05	170,613.65
<b>LÍNEAS</b>			
115 KV	3,353,236.71	1,817,005.82	1,536,230.89
L/T 115 KV-CALDERA-ESTRELLA-17	715,784.16	383,929.90	331,854.26
L/T 115 KV-CALDERA-LOS VALLES-18	787,489.69	96,367.99	691,121.70
L/T 115 KV-CALDERA-PAJA DE SOMBRERO-19	41,700.00	33,963.81	7,736.19
L/T 115 KV-PROGRESO-CHARCO AZUL-25	1,808,262.86	1,302,744.12	505,518.74
<b>TOTALES</b>	<b>23,629,919.13</b>	<b>11,918,937.09</b>	<b>11,710,982.04</b>

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

**CUADRO No. 24**  
**ACTIVOS RECONOCIDOS EN EL SISTEMA DE CONEXIÓN**

<b>Activos existentes</b>	<b>Unidades</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
Tasa de depreciación	%		2.57%	2.57%	2.57%	2.57%	2.57%
Tasa de depreciación retiros	%		2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Activos brutos al comienzo del año	Miles Balboas	23,032	23,032	23,032	23,032	23,032	23,032
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas	11,190	10,598	10,006	9,201	8,510	8,510
Depreciación Anual	Miles Balboas		(592)	(592)	(805)	(691)	(592)
Retiros	Miles Balboas						
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	23,032	23,032	23,032	23,032	23,032	23,032
Activos netos al final del año	Miles Balboas	11,190	10,598	10,006	9,201	8,510	7,918
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	(11,843)	(12,435)	(13,027)	(13,831)	(14,522)	(15,114)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	11,190	10,598	10,006	9,201	8,510	7,918
<b>Inversiones</b>							
Inversión anual	Miles Balboas		-	-	13,227	6,928	-
Tasa de depreciación	%		3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas		-	-	-	13,227	19,758
Depreciación Anual	Miles Balboas		-	-	-	(397)	(605)
Activos netos al final del año	Miles Balboas		-	-	13,227	19,758	19,154
Activos brutos al final del año	Miles Balboas		-	-	13,227	20,155	20,155
Depreciación Acumulada	Miles Balboas		-	-	-	(397)	(1,001)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas		-	-	13,227	19,758	19,154
<b>ACTCT</b>	<b>Miles Balboas</b>	<b>23,032</b>	<b>23,032</b>	<b>23,032</b>	<b>36,259</b>	<b>43,187</b>	<b>43,187</b>
<b>ACTNCT</b>	<b>Miles Balboas</b>	<b>11,190</b>	<b>10,598</b>	<b>10,006</b>	<b>22,428</b>	<b>28,268</b>	<b>27,072</b>
<b>Depreciación</b>	<b>Miles Balboas</b>	<b>-</b>	<b>(592)</b>	<b>(592)</b>	<b>(805)</b>	<b>(1,088)</b>	<b>(1,197)</b>

---

### 3.3.4. Retiro de Activos

No se han incluido retiros de activos previstos por ETESA para el período 2009-2013.

### 3.3.5. Evolución de la Base de Capital

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

### 3.4. CÁLCULO DEL IMP

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

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

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

---

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

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

#### **1. EMPRESA COMPARADORA PARA EL CND:**

En el ANEXO IV se explica la metodología utilizada para determinar cual empresa comparadora se utilizaría en el periodo julio 2009-junio 2013. Las siguientes son las conclusiones generales:

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

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

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

$$IPSOI_i = IPCND_i + IPHM_i$$

Siendo:

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

IPHM El ingreso asignado al servicio de Hidrometeorología.

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

##### ***1.1. Gastos Eficientes del CND***

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

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

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

---

siguientes análisis:

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

Este análisis se realiza a través del:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

<b>Rubro de gastos</b>	<b>Monto</b>
Salario mensual medio	2,573
Total personal	60
Costo anual de personal	1,852,918
Otros gastos	685,580
<b>Gastos CND</b>	<b>2,538,497</b>

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

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

- Mejoras al equipo de informática por B/.60,000 anuales para un total de B/240,000 en el período.
- Actualización de licencias y software por B/.40,000 anuales, para un total de B/164,000 en el período.
- Capacitación a personal por B/. 50,000 anuales, para un total de B/.200,000 en el período.
- Consultorías y desarrollo de servicios por B/.25,000 anuales
- Compra de otros equipos menores como reemplazo de UPS
- Servicios de terceros: contrataciones de abogados, servicios administrativos y contables, financieros y asesoramiento de personal cuando es necesario. También una eventual asistencia de personal de sistemas informáticos.
- Gastos de Oficina: mobiliario y papelería, etc.

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



**PLAN DE INVERSIONES CND SOLICITADO**

2009 - 2013

En Balboas

Detalle	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	Total
<b>MEJORAS AL EQUIPO INFORMATICA</b>	<b>72,500</b>	<b>46,500</b>	<b>58,500</b>	<b>62,500</b>	<b>240,000</b>
Renovacion de Lan 1 Mbp	40,000				40,000
Renovación de Computadoras Portátiles	2,000	12,000		16,000	30,000
Renovación de Computadoras Personales	22,500	13,500	13,500	31,500	81,000
Actualización de Servidor de Aplicaciones CNDAPP1, Plan de Contingencia	4,000		15,000		19,000
Actualización de Servidor de Aplicaciones MEMPA	4,000		30,000		34,000
Actualización de Servidor de Datos NAS		10,000		15,000	25,000
Estante con llave para fuentes y licencias		5,000			5,000
Actualización de Servidor de Base de Datos BDI		6,000			6,000
<b>SOFTWARE</b>	<b>56,000</b>	<b>18,000</b>	<b>18,000</b>	<b>72,000</b>	<b>164,000</b>
Actualizacion de 55 Licencias Office	26,000			26,000	52,000
Actualizacion de Otras licencias; AutoCad, Acrobat, Project, Visual.net	20,000			10,000	30,000
Mantenimientos por Licencias de Terceros: Oracle, PI, Antivirus	8,500	18,000	18,000	36,000	80,500
Software para Respaldo de Información	1,500				1,500
<b>RENOVACION DEL SISTEMA SCADA</b>	<b>330,000</b>	<b>3,797,350</b>	<b>585,000</b>	<b>255,000</b>	<b>4,967,350</b>
Actualizacion de Ranger NMR5, mantnimiento 168 horas al año 24x7.		3,654,000			3,654,000
Mobiliario para el Despacho		30,000			30,000
Gastos Administrativos (visitas a Fabrica 2.5%) y capacitaciones periódicas		91,350	20,000	40,000	151,350
Video Wall	300,000				300,000
Centro de Control de Respaldo y adecuacion			540,000		540,000
Actualización SCADA, repuestos, licencias y aumento de recurso				200,000	200,000
Capacitación a operadores en manejo de datos históricos, y modelos DTS.	30,000		25,000	15,000	70,000
Medidores Sincrofasores		22,000			22,000
<b>PROYECTO DE FORTALECIMIENTO AL CND</b>	<b>323,500</b>	<b>396,500</b>	<b>274,500</b>	<b>605,000</b>	<b>1,599,500</b>
Procesos de Integracion de Base de Datos	30,000			7,000	37,000
Plataforma Hw y SW y servicio para Integración. Licencias PI, para Intercambio de Información con los Agentes.	150,000			15,000	165,000
Procesos de Sistema de Transacciones Comerciales	20,000	15,000	10,000		45,000
Servidor Web para Intercambio de Información	7,000		3,000		10,000
Sistema de Medición de señales para la supervisión del SIN		200,000	150,000	150,000	500,000
Modelo para verificar el desempeño de las curvas P/Q de generación		35,000	40,000		75,000
Modelo de coordinación de Esquemas de protección	75,000	75,000			150,000
Modelo de despacho de Corto Plazo		60,000	60,000	400,000	520,000
Certificado SSL para el Servidor Web (comunicación segura) y renovaciones anuales	3,000	1,500	1,500	3,000	9,000
Capacitacion del Personal	38,500	10,000	10,000	30,000	88,500
<b>SISTEMA DE MEDICIÓN A TIEMPO REAL</b>	<b>160,000</b>	<b>0</b>	<b>160,000</b>	<b>60,000</b>	<b>380,000</b>
Patron Portátil	50,000		50,000		100,000
Generador Portátil	50,000		50,000		100,000
Medidores por Calidad de Servicio	60,000		60,000	60,000	180,000
<b>EQUIPOS AUXILIARES</b>	<b>30,000</b>	<b>170,000</b>	<b>50,500</b>	<b>321,000</b>	<b>571,500</b>
Sistema de Extinción de llama en el Generador de Emergencias, Cuarto de Baterías y Salón de Computadoras	30,000	10,000	10,000		50,000
Portón Eléctrico Automático		10,000	500	1,000	11,500
Reemplazo de UPS de 70KVA		150,000			150,000
Planta de emergencia				150,000	150,000
Sistema de control de acceso, grabación de voz, circuito cerrado de video			40,000		40,000
Aire Acondicionado Central				150,000	150,000
Vehiculo -Reemplazo del pick-up				20,000	20,000
<b>INTEGRACION DE MERCADOS</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>25,000</b>	<b>0</b>	<b>25,000</b>
Consultorias y desarrollo de servicios			25,000		25,000
<b>Total</b>	<b>972,000</b>	<b>4,428,350</b>	<b>1,171,500</b>	<b>1,375,500</b>	<b>7,947,350</b>

---

La ASEP envió una nota<sup>6</sup> a ETESA solicitándole una justificación técnica de las inversiones del CND y el sustento de los valores proporcionados a través de cotizaciones, facturas, etc. El 3 de octubre de 2008 ETESA contestó la nota de ASEP. De la misma surge que el monto de algunas inversiones no son sustentadas o son sustentadas por montos menores.

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

**Mejoras al Equipo de Informática:**

Se reconoce en gastos eficientes del CND.

**Compra de Software y Licencias:**

Se reconoce en los gastos eficientes del CND.

**Renovación al Sistema SCADA**

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

**Proyecto de Fortalecimiento del CND**

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

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

---

<sup>6</sup> Nota DSAN-2378-08 del 14 de agosto de 2008.

---

### **Área de Compra de Modelos:**

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

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

### **Sistema de Medición en Tiempo Real:**

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

### **Compra de Equipos Auxiliares:**

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

### **Proyecto de Integración de Mercados**

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

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

**PLAN DE INVERSIONES CND AJUSTADO**

2009 - 2013

En Balboas

ITEM	Detalle	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	Total
<b>1</b>	<b>MEJORAS AL EQUIPO INFORMATICA</b>					<b>0</b>
	Renovacion de Lan 1 Mbp	0.00				0.00
	Renovación de Computadoras Portátiles	0.00	0.00		0.00	0.00
	Renovación de Computadoras Personales	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Actualización de Servidor de Aplicaciones CNDAPP1, Plan de Contingencia	0.00		0.00		0.00
	Actualización de Servidor de Aplicaciones MEMPA	0.00		0.00		0.00
	Actualización de Servidor de Datos NAS		0.00		0.00	0.00
	Estante con llave para fuentes y licencias		0.00			0.00
	Actualización de Servidor de Base de Datos BDI		0.00			0.00
<b>2</b>	<b>SOFTWARE</b>					<b>0</b>
	Actualizacion de 55 Licencias Office	0.00			0.00	0.00
	Actualizacion de Otras licencias; AutoCad, Acrobat, Project, Visual.net	0.00			0.00	0.00
	Mantenimientos por Licencias de Terceros: Oracle, PI, Antivirus	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Software para Respaldo de Información	0.00				0.00
<b>3</b>	<b>RENOVACION DEL SISTEMA SCADA</b>	<b>215,000</b>	<b>2,922,000</b>	<b>450,000</b>	<b>190,000</b>	<b>3,777,000</b>
	Actualizacion de Ranger NMR5, mantnimiento 168 horas al año 24x7.		2,900,000			2,900,000
	Mobiliario para el Despacho		0			0
	Gastos Administrativos (visitas a Fabrica 2.5%) y capacitaciones periódicas		0	0	0	0
	Video Wall	215,000				215,000
	Centro de Control de Respaldo y adecuacion			450,000		450,000
	Actualización SCADA, repuestos, licencias y aumento de recurso				190,000	190,000
	Capacitacion a operadores en manejo de datos históricos, y modelos DTS.	0				0
	Medidores Sincrofasores		22,000			22,000
<b>4</b>	<b>PROYECTO DE FORTALECIMIENTO AL CND</b>	<b>325,000</b>	<b>316,500</b>	<b>419,500</b>	<b>190,000</b>	<b>1,251,000</b>
	Procesos de Integracion de Base de Datos	30,000			7,000	37,000
	Plataforma Hw y SW y servicio para Integración. Licencias PI, para Intercambio de Información con los Agentes.	150,000			15,000	165,000
	Procesos de Sistema de Transacciones Comerciales	20,000	15,000	10,000		45,000
	Servidor Web para Intercambio de Información	7,000		3,000		10,000
	Sistema de Medición de señales para la supervisión del SIN		150,000	150,000	150,000	450,000
	Modelo para verificar el desempeño de las curvas P/Q de generación		35,000	40,000		75,000
	Modelo de coordinación de Esquemas de protección	50,000	50,000			100,000
	Modelo de despacho de Corto Plazo	50,000	50,000	200,000	0	300,000
	Certificado SSL para el Servidor Web (comunicación segura) y renovaciones anuales	3,000	1,500	1,500	3,000	9,000
	Fondo contingencia para consultorias imprevistas	15,000	15,000	15,000	15,000	60,000
<b>5</b>	<b>SISTEMA DE MEDICIÓN TIEMPO REAL</b>	<b>120,000</b>	<b>0</b>	<b>30,000</b>	<b>0</b>	<b>150,000</b>
	Patron Portátil	30,000		30,000		60,000
	Generador Portátil	30,000				30,000
	Medidores por Calidad de Servicio	60,000				60,000
<b>6</b>	<b>EQUIPOS AUXILIARES</b>	<b>30,000</b>	<b>10,000</b>	<b>10,000</b>	<b>110,000</b>	<b>160,000</b>
	Sistema de Extinción de llama en el Generador de Emergencias, Cuarto de Baterías y Salón de Computadoras	30,000	10,000	10,000		50,000
	Portón Eléctrico Automático		0	0	0	0
	Reemplazo de UPS de 70KVA		0			0
	Planta de emergencia				50,000	50,000
	Sistema de control de acceso, grabación de voz, circuito cerrado de video			0		0
	Aire Acondicionado Central				40,000	40,000
	Vehículo -Reemplazo del pick-up				20,000	20,000
<b>7</b>	<b>INTEGRACION DE MERCADOS</b>					<b>0</b>
	Consultorias y desarrollo de servicios			0.00		0.00
	<b>Total</b>	<b>690,000</b>	<b>3,248,500</b>	<b>909,500</b>	<b>490,000</b>	<b>5,338,000</b>

Dado que en el cálculo de los ingresos no se reconoce a ETESA rentabilidad sobre los activos del CND, se incluye en los gastos operativos un rubro estimado de B/. 159.000 por alquiler anual de edificios.

### **1.2. Cálculo del IMP del CND**

Finalmente, el cuadro a continuación resume los montos reconocidos al CND como IPCND<sub>i</sub>:

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

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

## **2. INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DE HIDROMETEOROLOGÍA**

El Ingreso Permitido por el servicio de hidrometeorología (IPHM<sub>i</sub>) se fija de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 82 de la Ley N° 6 de 1997.

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

### **2.1. Base de Capital de Hidrometeorología**

Para calcular la depreciación  $ACTSPT_i * DEP\%$  y la rentabilidad  $ACTNSPT_i * RRT$ , se toman en consideración las tasas de depreciación promedio (vida útil de los activos), la tasa de rentabilidad fijada y el valor de los activos en libros, tomando en cuenta solamente los activos a diciembre de 2000, ya que las inversiones realizadas después de esa fecha ya han sido reconocidas como gastos en las tarifas.

#### **2.1.1. Activos al 31 de Diciembre de 2000**

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

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

Activo Fijo	Costo	Depreciación acumulada	Valor neto
Estaciones Pluviométricas	14,923	995	13,928
Estaciones Fluviográficas	1,240,032	764,073	475,959
Estaciones Meteorológicas Tipo A	155,342	8,876	146,466
Estaciones Meteorológicas Tipo B	118,818	6,789	112,029
Estaciones Meteorológicas Tipo C	61,694	6,170	55,524
Equipo de Laboratorio	115,060	11,506	103,554
Equipo Informática	13,712	1,244	12,468
Equipo de Transporte	28,936	7,234	21,702
Mobiliario y Otros Equipos	252,383	14,414	237,969
<b>Total Activo Fijo</b>	<b>2,000,900</b>	<b>821,301</b>	<b>1,179,599</b>

**2.1.2. Evolución de la Base de Capital**

En función de los activos al 31 de diciembre de 2004 reconocidos, ajustando la depreciación acumulada al 31 de diciembre de 2008, se presenta a continuación la evolución proyectada 2009-2013 para la Base de Capital:

**HIDROMET**  
**ACTIVOS RECONOCIDOS PERIODO 2009 –2013**  
**AL 31 DE DICIEMBRE DE 2000**

Activos existentes	Unidades	2009	2010	2011	2012	2013
Tasa de depreciación	%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
Tasa de depreciación retiros	%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
Activos brutos al comienzo del año	Miles Balboas	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001
Activos netos al comienzo del año	Miles Balboas	549	479	409	339	269
Depreciación Anual	Miles Balboas	(70)	(70)	(70)	(70)	(70)
Retiros	Miles Balboas					
Activos brutos al final del año	Miles Balboas	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001
Activos netos al final del año	Miles Balboas	479	409	339	269	199
Depreciación Acumulada	Miles Balboas	(1,522)	(1,592)	(1,662)	(1,732)	(1,802)
Activos netos al final del año (verificación)	Miles Balboas	479	409	339	269	199
<b>ACTCT</b>	<b>Miles Balboas</b>	<b>2,001</b>	<b>2,001</b>	<b>2,001</b>	<b>2,001</b>	<b>2,001</b>
<b>ACTNCT</b>	<b>Miles Balboas</b>	<b>479</b>	<b>409</b>	<b>339</b>	<b>269</b>	<b>199</b>
<b>Depreciación</b>	<b>Miles Balboas</b>	<b>(70)</b>	<b>(70)</b>	<b>(70)</b>	<b>(70)</b>	<b>(70)</b>

**2.2. Gastos de Hidrometeorología**

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

### 2.2.1. Inversiones

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

**HIDROMET**  
**INVERSIONES SOLICITADAS: 2009 –2013**  
(en Balboas)

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

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

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

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

**HIDROMET**  
**INVERSIONES RECONOCIDAS: 2009 –2013**  
(en Balboas)

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

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

### 2.2.2. Gastos de funcionamiento

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

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

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

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

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

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

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



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

### 2.3. Cálculo del IMP de HIDROMET

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

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

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

### 3. Síntesis de los Resultados

En el ANEXO I se presentan los resultados obtenidos en la estimación de los Ingresos Máximos Permitidos para la empresa de Transmisión, en el período tarifario 2009-2013. La siguiente tabla presenta un análisis de los parámetros más relevantes a los efectos de la comparación de los resultados del período 2005-2009 y los del 2009-2013. A dichos efectos, los valores monetarios han sido corregidos con la fórmula de actualización por inflación asumida en el régimen tarifario<sup>7</sup>.

**INGRESO MÁXIMO PERMITIDO: COMPARACIÓN DE RESULTADOS**

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

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

<sup>7</sup> Se aplica la fórmula  $(0,33+0,67*IPC_i-1/IPC_i)$  para calcular el ajuste anual por inflación, siendo IPC el Índice de Precios al Consumidor del mercado interno. Se estimó una inflación media anual del 3,27% para el período 2005-2009 (13,7% para todo el período).

---

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

---

## **ANEXOS**

**ANEXO I: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO**

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

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

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

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

## ANEXO I: INGRESO MAXIMO PERMITIDO

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.							
PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS							
(Miles de Balboas de Diciembre de 2008)							
PARAMETROS	UNIDAD	2008	2009	2010	2011	2012	2013
OMT	%		1.42%	1.42%	1.42%	1.42%	1.42%
ADMT	%		0.76%	0.76%	0.76%	0.76%	0.76%
RRT	%	10.71%	2.18%	2.18%	2.18%	2.18%	2.18%
<b>ACTIVOS RECONOCIDOS (al final del año)</b>							
ACTSPT (Sistema Principal)	B./MILES	287,823	317,369	324,627	361,040	387,472	388,264
ACTCT(Conexión)	B./MILES	23,032	23,032	23,032	36,259	43,187	43,187
ACTH (Hidrometeorología)	B./MILES	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001
ACTNSPT(Neto Sistema Principal)	B./MILES	173,832	194,290	191,048	217,250	231,739	219,971
ACTNTC( Neto Conexión)	B./MILES	11,190	10,598	10,006	22,428	28,268	27,072
ACTNH (Neto Hidromet.)	B./MILES	549	479	409	339	269	199
<b>ACTIVOS EFICIENTES (al final del año)</b>							
ACTSPTef (Sistema Principal)	B./MILES	424,887	456,675	469,586	510,048	536,480	537,272
ACTCTef (Conexión)	B./MILES	31,848	31,848	31,848	45,075	52,003	52,003
<b>ACTIVOS INCORPORADOS PARCIALMENTE</b>							
ACTSPTef (Sistema Principal)	B./MILES	-	17,521	610	19,155	13,267	-
ACTCTef (Conexión)	B./MILES	-	-	-	8,278	3,849	-
<b>INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS</b>		<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
<b>PRINCIPAL</b>			<b>39,243</b>	<b>41,360</b>	<b>43,397</b>	<b>48,060</b>	<b>49,095</b>
Operación y Mantenimiento	B./MILES		6,280	6,491	6,938	7,429	7,615
Administración	B./MILES		3,382	3,495	3,736	4,000	4,101
Depreciación	B./MILES		9,088	10,500	10,210	11,943	12,560
Rentabilidad sobre Activos	B./MILES		20,494	20,874	22,513	24,688	24,819
<b>CONEXIÓN</b>			<b>2,486</b>	<b>2,423</b>	<b>3,639</b>	<b>4,970</b>	<b>5,360</b>
Operación y Mantenimiento	B./MILES		452	452	570	694	738
Administración	B./MILES		243	243	307	374	397
Depreciación	B./MILES		592	592	805	1,088	1,197
Rentabilidad sobre Activos	B./MILES		1,198	1,135	1,958	2,814	3,028
<b>SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA</b>			<b>5,404</b>	<b>5,587</b>	<b>5,681</b>	<b>5,758</b>	<b>5,888</b>
Centro Nacional de Despacho (sin inversiones)	B./MILES		2,698	2,698	2,698	2,698	2,698
Hidrometeorología	B./MILES		2,706	2,890	2,984	3,060	3,191
<b>TOTAL</b>			<b>47,133</b>	<b>49,370</b>	<b>52,717</b>	<b>58,789</b>	<b>60,343</b>

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

RESUMEN		2009	2010	2011	2012	2013
<b>INGRESO ANUAL (Año Calendario)</b>						
SISTEMA PRINCIPAL		39,243	41,360	43,397	48,060	49,095
CONEXIÓN		2,486	2,423	3,639	4,970	5,360
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA		5,404	5,587	5,681	5,758	5,888
Centro Nacional de Despacho (sin inversiones)		2,698	2,698	2,698	2,698	2,698
Hidrometeorología		2,706	2,890	2,984	3,060	3,191
<b>INGRESO ANUAL (AÑO TARIFARIO)(1)</b>		<b>2009-2010</b>	<b>2010-2011</b>	<b>2011-2012</b>	<b>2012-2013</b>	<b>2013-2014</b>
SISTEMA PRINCIPAL		40,302	42,378	45,728	48,578	24,547
CONEXIÓN		2,454	3,031	4,305	5,165	2,680
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA		6,185	8,883	6,629	6,313	2,944
Centro Nacional de Despacho (con inversiones)		3,388	5,946	3,607	3,188	1,349
Hidrometeorología		2,798	2,937	3,022	3,125	1,595
FACTOR DE ACTUALIZACIÓN		0.94917	0.85735	0.77441	0.69949	0.63183
<b>Valor Presente IMP (2)</b>	<b>VPN(2)</b>					
SISTEMA PRINCIPAL	<b>143,979</b>	38,253	36,333	35,413	33,980	15,510
230kV	118,853	31,578	29,993	29,233	28,050	12,803
115kV	25,126	6,676	6,341	6,180	5,930	2,707
CONEXIÓN	<b>11,875</b>	2,329	2,599	3,334	3,613	1,693
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	<b>23,036</b>	5,871	7,616	5,134	4,416	1,860
Centro Nacional de Despacho	13,337	3,215	5,098	2,793	2,230	852
Hidrometeorología	9,700	2,656	2,518	2,340	2,186	1,008
<b>TOTAL</b>	<b>178,890</b>	<b>46,454</b>	<b>46,547</b>	<b>43,880</b>	<b>42,009</b>	<b>19,063</b>

---

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

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

#### ***1.1. Análisis de la Gestión de la Empresa Comparadora Actual***

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

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

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

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

En diciembre de 2001 Argentina sufrió un shock devaluatorio que originó un aumento del tipo de cambio del 237% lo que determinó el incremento de la tasa de inflación de los precios mayoristas del 118%, la canasta básica total un 75%, y los precios al consumidor un 41% en el período enero-diciembre 2002. Este brusco cambio en las condiciones macroeconómicas determinó un fuerte cambio en los precios relativos que trajo como consecuencia una brusca variación en los costos operativos (expresados en dólares) de la compañía, comparados con los que existían antes de la devaluación.

Por otra parte la Ley de Emergencia Económica y Reforma del Régimen Cambiario N° 25.561 modificó el contrato de concesión pues a partir de su entrada en vigencia todos los ingresos de la empresas fueron determinados a la relación 1(un) peso igual a 1(un) dólar estadounidense. Asimismo, y de acuerdo al inciso d) del artículo 42 de la referida Ley, se eliminaron las cláusulas de ajuste de las tarifas conforme los índices de precios al consumidor y del precio del productor de Estados Unidos de América, previstos en el régimen remuneratorio del contrato de concesión. Este hecho trajo como consecuencia una brusca variación en los ingresos de la empresa.

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

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

---

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

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

### ***CARACTERIZACIÓN DEL CONTEXTO DE LA GESTIÓN DE TRANSBA***

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

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

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

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

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

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

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

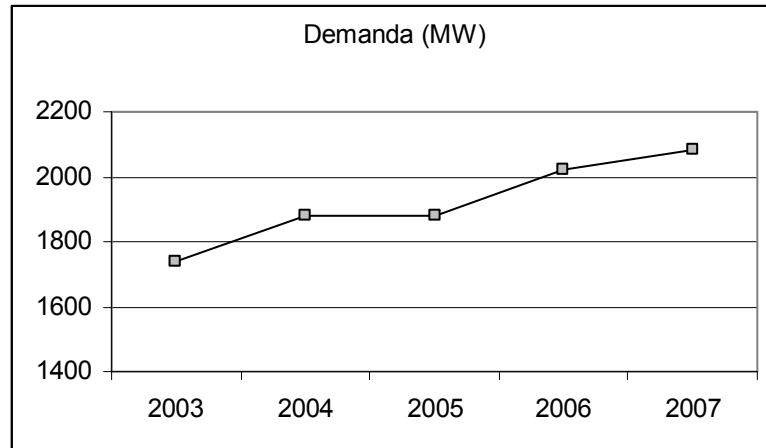
---

<sup>8</sup> Ver: Memoria y Balance 2005-TRANSBA: “Estado de situación”

---

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

### **Evolución de Demanda TRANSBA**



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

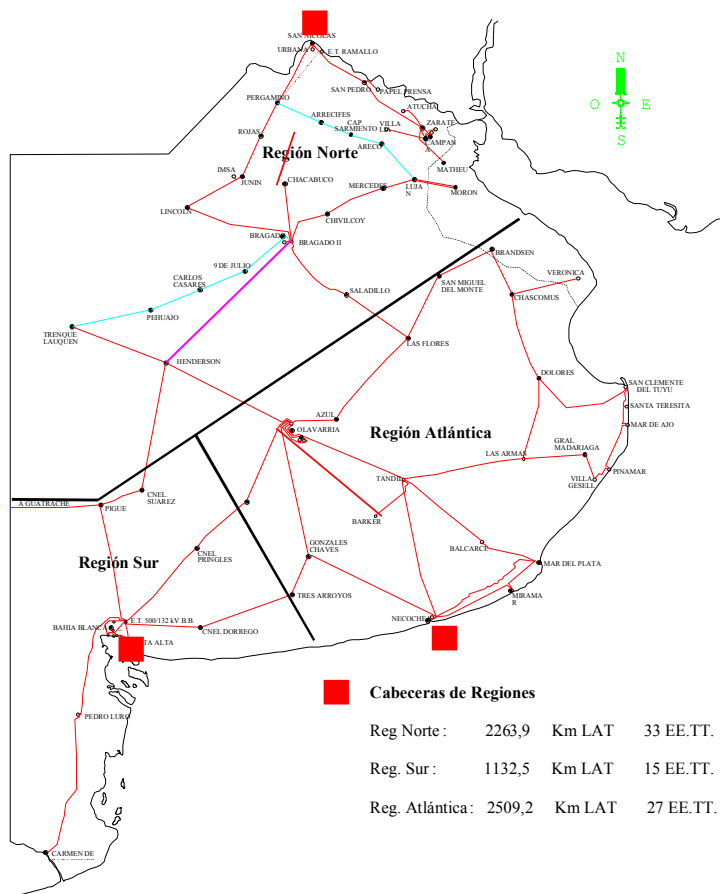
#### ***GESTIÓN TÉCNICA***

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

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



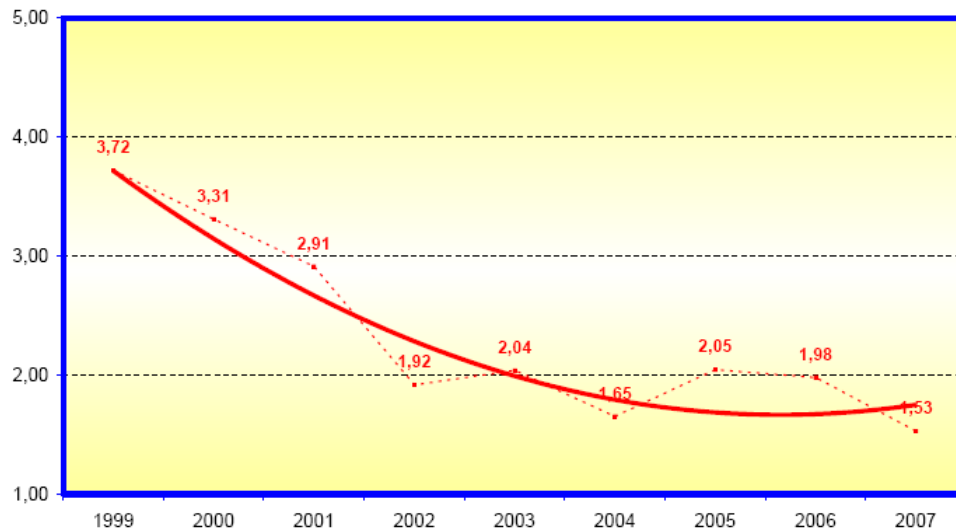
## Sistema eléctrico de TRANSBA



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

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

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

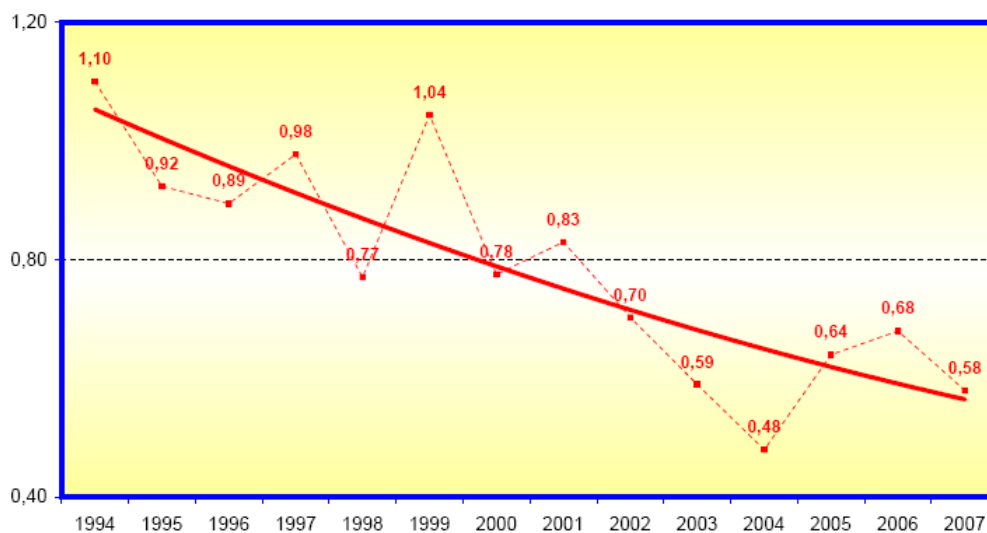


Se aprecia que, los índices se encuentran sensiblemente por debajo del límite de 7 fallas/(100 Km.-año), con tendencia a permanecer por debajo del umbral de 2 fallas/(100 Km.-año)

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

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

**Evolución de desconexión transformadores**  
*Desconexión de Transformadores*



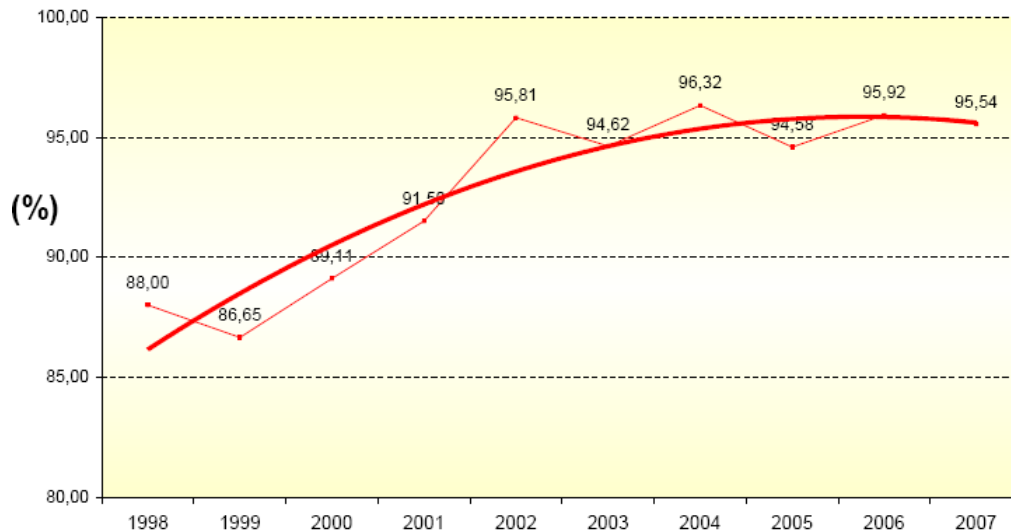
---

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

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

### **Evolución de efectividad de protecciones TRANSBA**

#### *Efectividad de protecciones e interr en líneas de 132 Kv*



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

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

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

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

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

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

---

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

---

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

### ***1.2. Análisis de las condiciones particulares de ETESA***

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

### ***1.3. Gestión técnica***

El Sistema de Transmisión de ETESA<sup>10</sup> está conformado por líneas de 230 y 115 KV. La longitud total de líneas de 230 KV es de 883 Km. en líneas de doble circuito y 79.7 Km. en líneas de circuito sencillo. Para las líneas de 115 KV, la longitud total de líneas de doble circuito es de 131.8 Km. y para líneas de circuito sencillo de 39.1 Km.

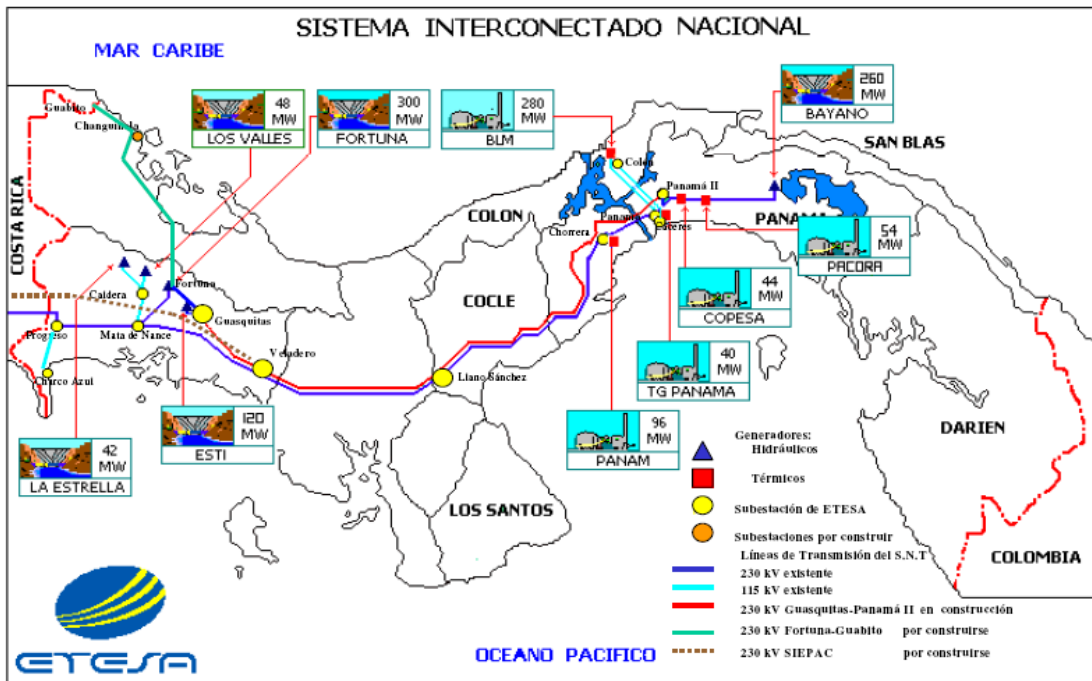
Al final de este Anexo se presenta una tabla con las líneas de transmisión de ETESA, su año de entrada en operación, longitud y capacidad en MVA, tanto para condiciones de operación normal como en contingencia. ETESA cuenta con un total de doce subestaciones, tres de ellas seccionadoras a nivel de 115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

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

---

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

## SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL DE PANAMÁ



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

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

Para calcularlos se utilizan las siguientes expresiones matemáticas:

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

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

Donde:

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

- $T_{fsi}$  = Duración de cada interrupción.
- $N$  = número de interrupciones en el período.

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

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

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

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

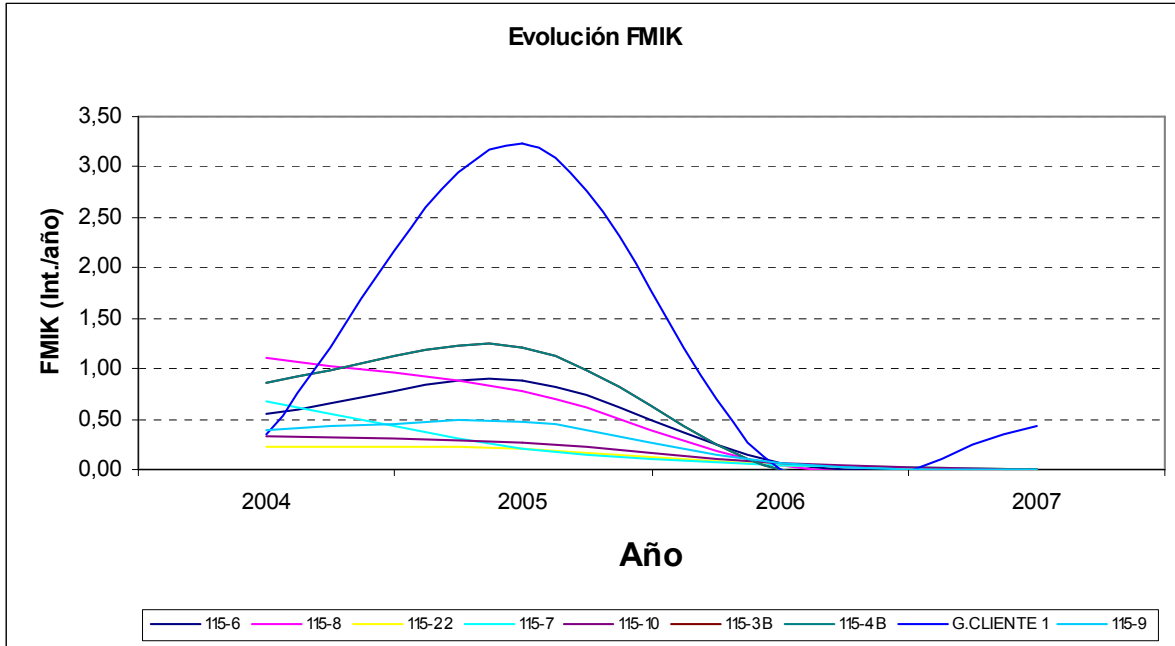
Los criterios, para establecer si un evento es válido o no para el cálculo de los Índices de Confiabilidad son los siguientes:

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

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

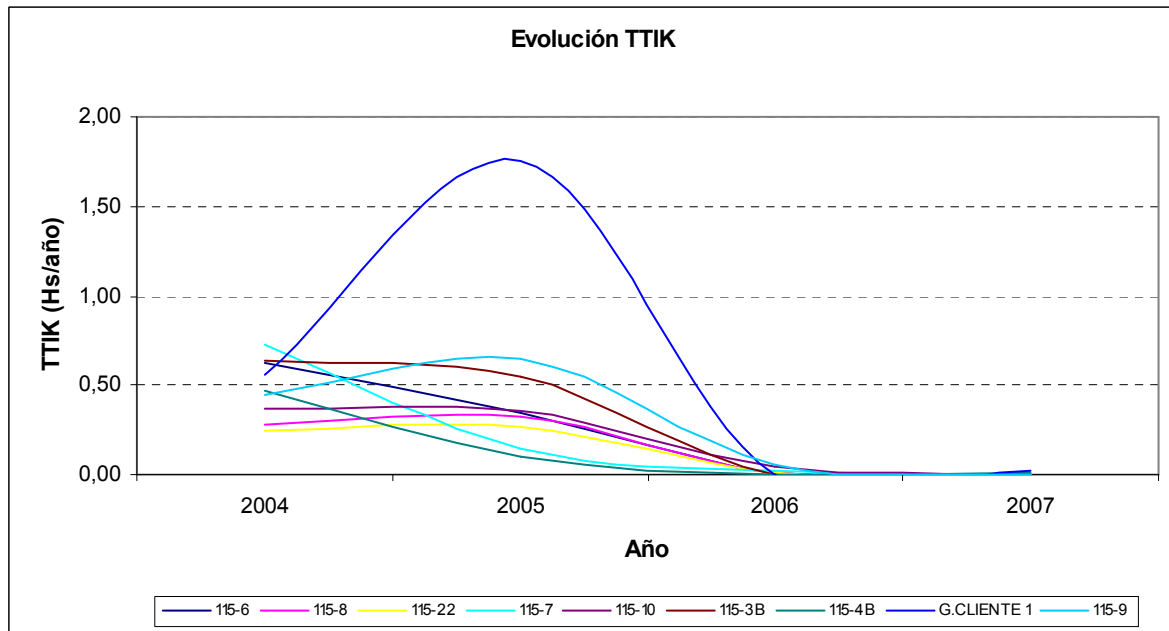
Los valores de los indicadores **FMIK** y **TTIK** para el período 2004-2007 según lo informado por la empresa ETESA en el documento: “Estadísticas de calidad del servicio del sistema de transmisión 1999-2007”

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



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

**Evolución de TTIK de ETESA**



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

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

---

**VALORES PARA INDICADORES DE FMIK PARA EL SC**

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

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

**VALORES PARA INDICADORES DE TTIK PARA EL SC**

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

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

**GESTIÓN DE COSTOS**

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

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

Donde:

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

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

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

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

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



precios de diciembre de 2004<sup>11</sup>:

**COSTOS APROBADOS ETESA REVISIÓN ANTERIOR**  
**PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS**  
**(Miles de Balboas de Diciembre de 2004)**

PARÁMETROS	Unidad	2004	2005	2006	2007	2008	2009
OMT	%		1.42%	1.42%	1.42%	1.42%	<b>1,42%</b>
ADMT	%		0.76%	0.76%	0.76%	0.76%	<b>0,76%</b>
<b>ACTIVOS EFICIENTES (al final del año)</b>							
ACTSP <sup>Tef</sup> (Sistema Principal)	B/.Miles	288,287	340,255	364,429	366,783	366,980	<b>367,327</b>
ACTCT <sup>Tef</sup> (Conexión)	B/.Miles	30,333	30,333	30,333	30,333	30,333	<b>30,333</b>
Total	B/.Miles	318,719	370,587	394,761	397,115	397,312	<b>397,659</b>
<b>COSTOS EFICIENTES ANUALES</b>							
Operación y Mantenimiento	B/.Miles		4,702	5,346	5,619	5,637	<b>5,640</b>
Administración	B/.Miles		2,532	2,878	3,026	3,035	<b>3,037</b>
<b>Total</b>	<b>B/.Miles</b>		<b>7,234</b>	<b>8,224</b>	<b>8,644</b>	<b>8,673</b>	<b>8,677</b>

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

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

$$I_{aj} = [(0.33 + 0.67(IPC_i / IPC_0))]$$

Donde:

- $IPC_0$ : es el Índice de Precios al Consumidor a la fecha base de cálculo publicado por la Contraloría General de la República.
- $IPC_i$ : es el Índice de Precios al Consumidor a diciembre del año  $i-1$  publicado por la Contraloría General de la República.
- El valor del  $IPC_i$  de diciembre de 2007 es de 113.8 y el  $IPC_0$  de diciembre de 2004 es de 101.3

<sup>11</sup> Ref.: Informe “Cálculo de Ingresos Máximos Permitidos para el período 2005-2009”, Agosto de 2005.

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

En la tabla siguiente se presenta la comparación realizada:

**EVOLUCIÓN DE COSTOS DE ETESA**

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

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

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

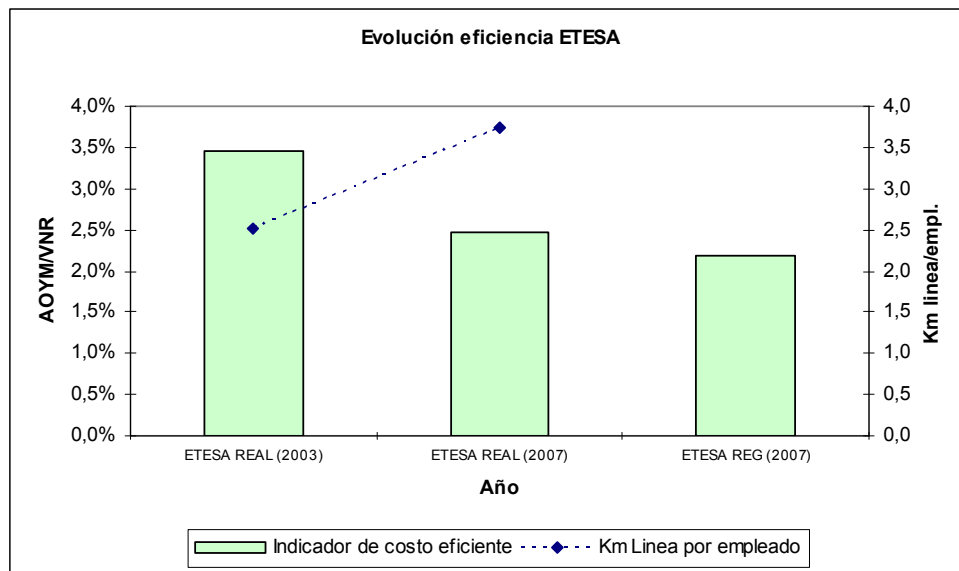
Esta mejora se debe principalmente a que ETESA ha incrementado significativamente la cantidad de activos físicos sin modificar sustancialmente la cantidad de empleados, reduciendo sus costos operativos y manteniendo los niveles de calidad de servicio encuadrados dentro de las tolerancias permitidas por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

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

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

En el gráfico siguiente se aprecian las mejoras comentadas:

#### EVOLUCIÓN DE LA EFICIENCIA DE ETESA



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

#### CONCLUSIONES DE LA GESTIÓN DE ETESA

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

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

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

#### ***1.4. Definir los Indicadores de Eficiencia***

A partir de los indicadores de eficiencia de la empresa comparadora se determinan los indicadores a reconocer a ETESA para el período tarifario de julio 2009-junio 2013.

## **2. ELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN**

### ***2.1. Información Utilizada***

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

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

- Costos AOYM: son los costos de administración, operación y mantenimiento
- VNR. es el Valor a Nuevo de Reemplazo<sup>13</sup>

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

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

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

---

<sup>13</sup> En la regulación de Panamá se denomina “Activo bruto fijo eficiente”

**COMPOSICIÓN DE COSTOS EN EL VNR PARA LAS INSTALACIONES**

<b>Instalaciones</b>	<b>Componente en moneda local</b>	<b>Componente en moneda extranjera</b>
Estaciones Transformadoras	15%	85%
Líneas	55%	45%

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

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

El incremento del VNR en 2007 se debe a:

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

Los costos de AOYM fueron informados por TRANSBA y contienen exclusivamente los costos relacionados con el desarrollo de la actividad regulada.

En el cuadro siguiente se muestra la evolución de los costos de Administración, Operación y Mantenimiento, los activos físicos, y la estructura de personal de TRANSBA:

**EVOLUCIÓN DE ACTIVOS Y COSTOS DE TRANSBA**

Item	Unidad	2000	2001	2002	2007
AOYM	MUSD	19,557	20,769	8,797	<b>15,707</b>
VNR	MMUSD	962	998	786	<b>1,143</b>
Km. de Red	Km.	5,703	5,901	5,901	<b>6,068</b>
# Estaciones	#	75	78	78	<b>83</b>
# Personal	#	245	250	255	<b>310</b>
% AOYM/VNR	%	2.0%	2.1%	1.1%	<b>1.37%</b>
Km. de Red/Empl	Km/Empl	23.3	23.6	23.1	<b>19.6</b>
<b>Salario Medio</b> (Incluye contribuciones sociales y otros gastos salariales)	<b>MUSD/año</b>	<b>43.0</b>	<b>44.3</b>	<b>18.7</b>	<b>32.6</b>

El indicador de costos de AOYM/VNR para el año 2001 es similar al indicador del año 2000; en cambio para el año 2002 se puede observar una reducción significativa del indicador que no se debe a ganancias de eficiencia sino al impacto de la macro devaluación sufrida en Argentina en su estructura de costos y las restricciones presupuestarias motivada por la emergencia económica.<sup>14</sup>

En el año 2007 se produce una recuperación del nivel de personal, de los gastos operativos aunque los mismos expresados en dólares no alcanzan aún a los niveles del año 2001.

En la tabla siguiente se observa la evolución del gasto de TRANSBA separando los salarios del resto de los costos de la empresa:

EVOLUCIÓN DE COSTOS DE TRANSBA					
Ítem	Unidad	2000	2001	2002	2007
Personal	MUSD	10,531	11,074	4,777	10,096
Otros Gastos	MUSD	9,026	9,694	4,021	5,610
AOYM Total	MUSD	19,557	20,768	8,798	15,707

El incremento de los gastos se produce principalmente por el incremento de los costos salariales (ver evolución del salario medio en la tabla anterior) que se vio estimulado por el proceso inflacionario y fue definido mediante acuerdos con la entidad gremial FATLYF (Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza). También el mayor nivel de gasto se debe a la recomposición en los gastos de mantenimiento debido a la flexibilización (aunque no eliminación) de las restricciones presupuestarias de la empresa.

No obstante lo anterior el indicador de costo AOYM/VNR para el año 2007 se mantiene por debajo del valor histórico del 2.1% sin que haya habido ganancias de eficiencia tal como se aprecia en la evolución del indicador de Km de línea por empleado.

La explicación de la reducción del indicador de costos al 1.37% del año 2007 respecto de los

<sup>14</sup> Ver detalles del impacto de la devaluación Argentina en los costos de AOYM de TRANSBA: “Análisis para Empresa Comparadora de Transmisión”, Informe M-0755-P 244-03 de Mercados Energéticos de agosto de 2005.

---

valores históricos (2.1%) se debe a los siguientes factores:

- 1) Evolución diferente de la estructura de costos del numerador (AOYM) respecto del denominador (VNR).
- 2) Las restricciones presupuestarias todavía vigentes por la falta de recomposición de ingreso tarifario.
- 3) La afectación de los factores indicados a la reducción del indicador se explica a continuación.

#### Evolución diferente de la estructura de costos

En primer término se define el concepto de costos transables y no transables. Los insumos transables son aquellos que se pueden obtener de los mercados internacionales aunque puedan ser producidos localmente, los precios de estos insumos se establecen por lo general en los mercados internacionales.

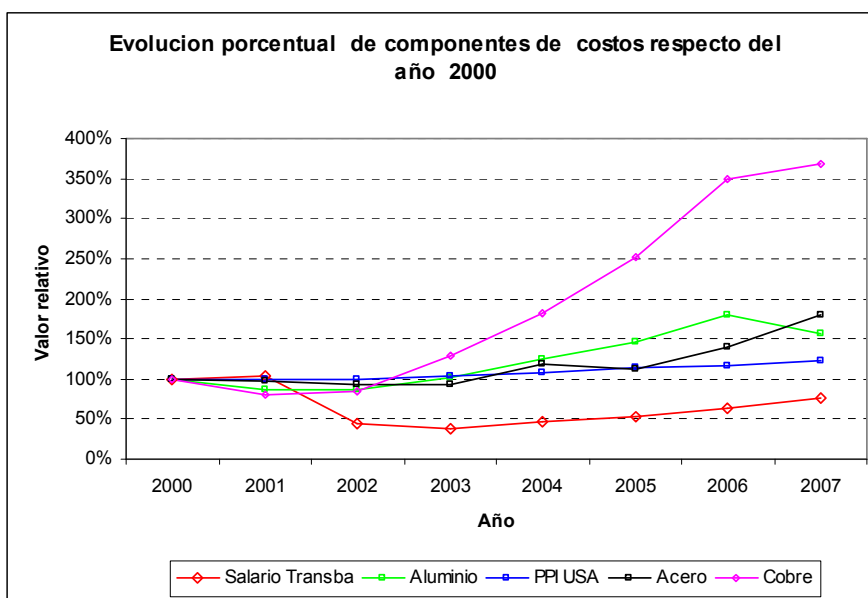
Los insumos no transables son aquellos cuya adquisición en el exterior es prácticamente imposible o muy costosa tales como edificaciones, mano de obra, transporte, etc. Los precios de esta clase de insumos se fijan básicamente por las condiciones del mercado interno y no tanto por la situación de los mercados internacionales

La estructura de costo de AOYM depende principalmente de componentes de costo no transables como los salarios que representan en el caso de TRANSBA el 64% del total de gastos operativos.

La estructura del costo del VNR esta relacionada principalmente al precio de los materiales eléctricos que dependen de componentes transables en el mercado internacional como el precio de las materias primas (acero, cobre, aluminio) y otros componentes ligados a la evolución del Índice de Precio al Productor de EEUU (PPI).

En el gráfico siguiente se presenta la evolución de precio de las materias primas y del PPI tomando como referencia el año 2000:

## EVOLUCIÓN DE COMPONENTES DE COSTOS



Se observa que los precios de las materias primas han experimentado un fuerte crecimiento en los últimos años. La escalada de los precios de las materias primas que comenzó a mediados del 2003 produjo un incremento sustancial en el precio de los materiales eléctricos utilizados para transmisión.

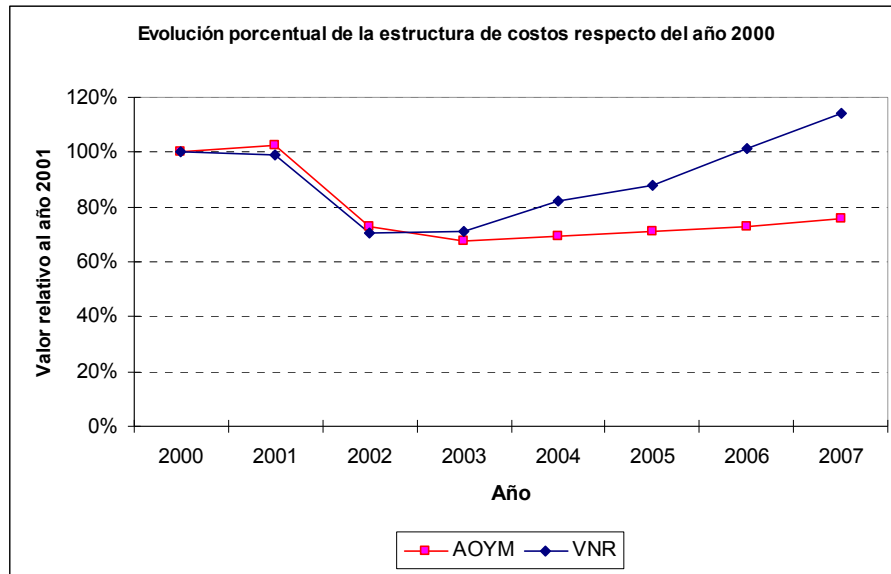
La causa del aumento de los precios de las materias primas se explica por el fuerte crecimiento de la demanda que ha impulsado dichos precios al alza. Las causas de este incremento de la demanda se deben, de acuerdo a los analistas, a la rápida expansión del producto bruto interno de las economías del “BRIC” (Brasil, Rusia, India y China) y, en particular, por la Republica Popular China.

En el mismo gráfico se presenta la evolución de los salarios de TRANSBA que se observa por debajo de la curva de evolución de los precios de las materias primas.

Sobre la base de la evolución de las variables descritas se ha estimado la evolución de la estructura de costos de AOYM y VNR respecto del año 2000 que se muestra en el grafico siguiente:



## EVOLUCIÓN DE ESTRUCTURA DE COSTOS AOYM Y VNR



Se observa una disparidad en la evolución de la estructura de costos del VNR respecto del AOYM debida a la diferente evolución de sus componentes.

Se destaca una caída del VNR del año 2002 respecto del año 2001 motivado por el impacto de la devaluación en la componente no transable (principalmente mano de obra), pero luego debido en parte a la recuperación de los costos laborales y especialmente al fuerte incremento del precio de las materias primas se recupera y supera el nivel del año 2001.

El AOYM tuvo en el 2002 una caída significativa también explicada por el impacto de la devaluación y luego una recuperación debido principalmente al incremento de los costos laborales aunque sin alcanzar los niveles del 2001.

Por lo anteriormente indicado es posible concluir que la evolución de la estructura de costos del VNR tuvo un incremento relativo mucho mayor que el AOYM y en consecuencia generó una reducción en el indicador de eficiencia de costos.

- Restricciones presupuestarias

A pesar de la recomposición de gastos y salarios todavía no se han recuperado a los niveles de 2001 por las restricciones presupuestarias en la que TRANSBA debe gestionar la empresa tal como se explicó en este informe.

En la siguiente tabla se presenta la evolución del costo de AOYM de TRANSBA abierto en sus principales rubros:

**ESTIMACIÓN COSTOS RAZONABLES EFICIENTES AOYM DE TRANSBA**

AOYM (en USD)	2001	2002	2007	2007 (1)
Sueldos	11,074	4,777	10,096	<b>13,325</b>
Seguros	280	197	407	<b>407</b>
Mantenimiento General	4,803	1,572	2,467	<b>5,506</b>
Comunicaciones	638	279	151	<b>151</b>
Otros Gastos	2,983	1,510	1,981	<b>1,981</b>
Honorarios	990	463	605	<b>605</b>
Total	20,768	8,798	15,707	<b>21,974</b>
VNR	998	786	1,143	<b>1,143</b>
AOYM/VNR (%)	2.08	1.12	1.37	<b>1.92</b>
%AOYM Administración	14.0	14.0	18.0	
<b>%AOYM Operación-Mant.</b>	<b>86.0</b>	<b>86.0</b>	<b>82.0</b>	

Si bien hubo una recuperación de los costos salariales y “Mantenimiento General” este último con un fuerte componente de costos no transables (materiales y repuestos) se estima que los mismos no han recuperado totalmente los niveles requeridos.

Los gastos de sueldos fueron estimados utilizando la cantidad de personal informado por TRANSBA en el año 2007 (310 personas) multiplicado por el salario medio del año 2001 (43 MUSD/año) y los gastos eficientes y razonables de “Mantenimiento General” para TRANSBA en el año 2007 (1) fueron estimados utilizando la relación de los gastos de Mantenimiento General aplicado al VNR de TRANSBA del año 2007/VNR del año 2001.

A este efecto se adoptó para este rubro el nivel de gastos del año 2001 que se ajustó por el incremento de los activos y la evolución de los precios de los materiales y repuestos en el mercado internacional.

La columna 2007 (1) muestra el nivel de gastos razonable de TRANSBA luego de los ajustes indicados. El ratio AOYM/VNR resultante (1.92%) es aún todavía menor que el estimado en la revisión tarifaria anterior (2.1%) debido a que persiste el efecto provocado por el cambio relativo en la estructura de costos del AOYM respecto del VNR

Respecto a la composición del gasto real de TRANSBA resulta un 18% para Administración y un 82% para Operación y Mantenimiento. Estos indicadores son de mayor exigencia que los indicadores exigidos por la regulación que son del 35% y 65% respectivamente lo que muestra que TRANSBA mantiene su excelencia en la gestión.

A los efectos de estimar el Indicador de costos eficientes para ETESA se incrementa el indicador de TRANSBA en un 8% para tener en cuenta el impacto de las características diferenciales de ETESA respecto a TRANSBA tales como la contaminación salina y el nivel isocerámico de la misma manera que lo realizado en revisión tarifaria anterior.

Con el ajuste indicado resulta para ETESA un indicador de 2.07% que a los efectos prácticos es igual al reconocido en la revisión anterior.

## 2.2. Benchmarking de Costos de TRANSBA

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

País	Km Red	AOYM/VNR %
Finlandia – Fingrid	6,326	3.1
Netherlands - Tennet	2,686	3.1
Portugal – REN	3,834	1.4
Suecia - Svenska K	15,665	2.2
TRANSELEC – Chile	4,155	2.1
TRANSBA- Argentina	6,003	1.92
Dinamarca –Eltra/Elkraft	1,866	1.80
Italia – Terna	22,852	4.00
Noruega –Statnett	7,783	3.90
España – REE	31,224	3.8
Colombia - ISA	10,000	2.0
<b>Promedio</b>		<b>2.67</b>

Se ha incluido en la tabla la referencia de la empresa TRANSELEC de Chile sobre la base de los resultados de su última revisión tarifaria realizada por la Comisión Nacional de Energía en el año 2006.<sup>15</sup>

La información de Colombia-ISA incluye Km. de red en Colombia únicamente (fuente: Memoria Anual 2007) y valor del AOYM% es el Valor regulatorio fijado por la CREG que se aplica sobre el Costo de Reposición. En el caso de que la empresa sufra de contaminación salina dicho porcentaje máximo es de 2,5% (fuente: Resolución CREG 082/2002).

Como puede observarse en la tabla anterior, los indicadores calculados para TRANSBA se encuentran por debajo de los indicadores de las empresas del benchmarking.

A continuación se presentan los cálculos realizados para determinar el AOYM/VNR% de las empresas en comparación. En la tabla siguiente se presentan los Km. de red de extra-alta tensión para los países de las empresas que forman parte de la comparación internacional:

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

<sup>15</sup> Ref.: “Informe Final del Estudio de Transmisión Troncal”, Parte II “Determinación del Valor Anual por Tramo”; realizado para TRANSELEC por el consorcio: Synex-CESI-Electronet Ltda, en agosto de 2006.

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

Una primera homologación se hizo por las diferencias entre los costos salariales del país de origen de la comparación y el país comparado. Para efectuar lo anterior se utilizan los siguientes niveles salariales<sup>16</sup> para los países que intervienen en la comparación:

País	Ingresos (USD/Año)	Horas por semana	USD/hora
Dinamarca	72,000	34	<b>44</b>
Finlandia	55,800	33	<b>35</b>
Italia	31,700	36	<b>18</b>
Netherlands	54,600	35	<b>32</b>
Noruega	74,000	34	<b>45</b>
Portugal	35,700	36	<b>21</b>
España	39,200	36	<b>23</b>
Suecia	48,100	36	<b>28</b>
Chile	22,900	43	<b>11</b>
<b>Buenos Aires</b>	<b>20,400</b>	<b>43</b>	<b>10</b>

Utilizando la información de la tabla anterior, el porcentaje de salarios (y otros gastos no comoditizables) tanto del VNR como de los costos de AOYM se construye la siguiente tabla para la homologación de los indicadores de costos:

País	R el Mo (P.U)	Hom Salarios (%)	AOYM Origen (%)	AOYM Norm1 (%)	Hom Redes (%)	AOYM Norm 2 (%)
Dinamarca	4.4	154%	2.5%	1.62%	110.9%	<b>1.8%</b>
Finlandia	3.5	147%	4.1%	2.80%	109.3%	<b>3.1%</b>
Italia	1.8	123%	4.6%	3.75%	106.6%	<b>4.0%</b>
Netherlands	3.3	144%	4.0%	2.77%	111.2%	<b>3.1%</b>
Noruega	4.6	155%	5.8%	3.73%	104.1%	<b>3.9%</b>
Portugal	2.1	128%	1.7%	1.33%	104.8%	<b>1.4%</b>
España	2.3	131%	4.6%	3.50%	107.2%	<b>3.8%</b>
Suecia	2.8	139%	2.7%	1.95%	110.6%	<b>2.2%</b>
<b>Chile</b>	<b>1.1</b>	<b>104%</b>	<b>2.1%</b>	<b>2.06%</b>	<b>103.2%</b>	<b>2.1%</b>

La columna que se indica como “Hom Salarios” es el coeficiente para homologar el AOYM en país de origen debido a los diferentes costos salariales (y otros costos en moneda local). La columna AOYM Norm1 es el resultado de esta homologación, donde puede verse que en general el indicador de costo es menor que en país de origen debido a los menores costos salariales.

Dicho porcentaje resulta de considerar la composición tanto del VNR como del costo de AOYM y la relación de salarios entre el país de origen de la comparación y la empresa comparada. La columna AOYM Norm1 es el resultado de esta homologación, donde puede verse que en general el indicador de costo es menor que en país de origen debido a los menores costos salariales.

<sup>16</sup> Referencia: Prices and Earnings- 2006 Edition- Incomes and workings hours of engineers. Publicada por UBS (Union de Bancos Suizos).

---

De manera similar a lo anterior se hace la homologación por redes teniendo en cuenta el porcentaje de composición de la red por nivel de tensión para obtener el porcentaje final del indicador de costos eficientes.

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

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

### **2.3. *Análisis de la Gestión Técnica de TRANSBA***

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

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

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

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

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

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

### **2.4. *Conclusiones de la gestión de TRANSBA***

Del análisis de los puntos anteriores se tienen las siguientes conclusiones:

2.4.1 La gestión de TRANSBA en el periodo 2004-2007 estuvo caracterizada por:

Ingresos regulatorios: una recomposición parcial de la remuneración del transportista (promedio 25%) seguido de la suspensión del proceso de Revisión Tarifaria Integral

---

para la recomposición total de los ingresos por parte del ENRE (Ente Regulador de la Electricidad).

Costos: un incremento del 78% respecto de 2002 debido principalmente a la recomposición de salarios impulsada por el contexto inflacionario.

Redes eléctricas: un importante y sostenido crecimiento de la demanda (20% en el período 2003-2007) enmarcado en un creciente estado de saturación en importantes áreas de la provincia de Buenos Aires y las consecuentes mayores dificultades para disponer de las instalaciones para mantenimiento debido a la falta de reserva de transmisión y transformación.

- 2.4.2 La gestión operativa continuó con la aplicación del sistema de gestión auditado y certificado (ISO 9001-2000) complementado con estrategias de gestión bien definidas, y estrategias de mantenimiento basadas en la aplicación del RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad). Lo anterior sumado al buen estado y condición de los activos ha permitido mantener y en algunos casos mejorar los indicadores de calidad de servicio superando las posibles restricciones presupuestarias impuestas por la falta de adecuación de la remuneración del transportista debido a la suspensión del proceso de revisión tarifaria.
- 2.4.3 El indicador de costos eficientes razonable estimado para TRANSBA al año 2007 sería del 1.92%. A pesar de la reducción de los indicadores de AOYM/VNR de TRANSBA en el año 2007 (1.92%) respecto del estimado en la revisión tarifaria anterior (2.1%) no se pudo constatar una mejora significativa de eficiencia en la gestión que pueda explicar la reducción del indicador de costos mencionado. La reducción del indicador de costos se debe a la disparidad en la evolución relativa de la estructura de costos del VNR respecto del AOYM debido al fuerte incremento del precio de los materiales eléctricos sufridos en el período 2004-2007.
- 2.4.4 La composición del gasto de TRANSBA con un 18% para los gastos de Administración y el 82% para Operación y Mantenimiento son de una calidad superior a los fijados en la regulación del 35% y 65% respectivamente lo que muestra el mantenimiento de la excelencia de la empresa comparadora.
- 2.4.5 TRANSBA mantiene su liderazgo en materia de eficiencia de gestión de costos como lo demuestra el benchmarking internacional realizado donde se han incluido los datos de la revisión del año 2006 de la empresa TRANSELEC de Chile y la información de ISA -Colombia.
- 2.4.6 El indicador de costos eficientes de TRANSBA ajustado por los diferenciales de contaminación salina y nivel isoceraúnico resulta en un indicador de costos eficientes para ETESA de 2.1% que es a los efectos prácticos igual al determinado en la revisión tarifaria anterior.

## **2.5. Selección de Empresa Comparadora para Transmisión**

Luego del análisis realizado surgen las siguientes conclusiones:

- 2.5.1. El nivel del gasto AOYM/VNR de TRANSBA (año 2001) se encuentra en la banda inferior del rango del mismo indicador de otras empresas con niveles de eficiencia internacionalmente reconocidos.

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

### **3. RESUMEN DE CONCLUSIONES DE ESTUDIO**

Respondiendo a los objetivos del estudio planteado en este informe resulta:

1) Análisis de la gestión de ETESA

ETESA ha logrado mejorar el indicador global de costos eficientes de administración, operación y mantenimiento del 3.46% en 2003 al 2.47% en 2007 con una ganancia significativa en la eficiencia explicado básicamente por el aumento significativo de activos con una reducción del gasto operativo. Sin embargo la composición del gasto muestra una elevada participación de los gastos de administración (52%) en el total de gastos de la empresa que supera el valor del 35% fijado como meta eficiente.

2) Análisis de la gestión de TRANSBA

En el periodo 2004-2007 el transportista recibió una recomposición parcial de sus ingresos regulatorios (aumento promedio 25%) sin haberse realizado aún y con fecha incierta la revisión integral comprometida en el proceso de renegociación del contrato.

Los costos operativos se incrementaron un 78% debido a la recomposición de salarios y otros gastos impulsados por el contexto inflacionario.

Respecto de las redes eléctricas el crecimiento de la demanda sin la realización de las obras para la ampliación de la infraestructura trajo crecientes dificultades para disponer de las instalaciones para mantenimiento debido a la falta de reserva de transmisión y transformación

En el contexto indicado la gestión de TRANSBA en el periodo 2004-2007 estuvo caracterizada por:

- Mantener el sistema de gestión auditado y certificado (ISO 9001-2000) incorporando estrategias de mantenimiento centradas en confiabilidad que permitieron seguir mejorando la efectividad de su gestión operativa.
- Mantener y mejorar los indicadores de calidad de servicio de líneas, transformadores y protecciones.

- 
- El indicador de costos eficientes y razonables para TRANSBA al 2007 muestra que la empresa mantiene su liderazgo de eficiencia comparados con otras transportistas en el contexto internacional.

El indicador de costos eficientes de TRANSBA ajustado por los diferenciales de contaminación salina y nivel isocerámico resulta en un indicador de costos eficientes para ETESA de 2.1% que es similar al fijado para la revisión tarifaria anterior.

3) Indicadores de costo eficiente para el periodo tarifario 2009-2013

Por los motivos indicados resulta que no hay indicaciones fehacientes para modificar los comparadores de la revisión anterior por lo que se deben mantener los mismos para el periodo tarifario 2009-2013.



**TABLA LÍNEAS Y TRANSFORMADORES DE ETESA**

<b>LÍNEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA</b>						
LÍNEAS	NUMERACIÓN	SUBESTACIONES	AÑO	LONG. (Km.)	CAPACIDAD (MVA)	
					Normal	Cont.
LÍNEAS DE 230 KV DOBLE CIRCUITO	230-1A/B,2A	BAYANO - PACORA - PANAMA II	1976	68.14	186.0	350.0
	230-1C,2B	PANAMA II - PANAMA	1976	12.94	186.0	350.0
	230-3A,4A	PANAMA - CHORRERA	1978	39.00	193.0	366.0
	230-3B,4B	CHORRERA - LL.SANCHEZ	1978	142.19	193.0	366.0
	230-5A,6A	LL.SANCHEZ - VELADERO	1978	109.36	193.0	366.0
	230-5B,6B	VELADERO - MATA NANCE	1979	84.49	193.0	366.0
	230-7,8	MATA NANCE - FORTUNA	1984	37.50	193.0	366.0
	230-12,13	LL.SANCHEZ - PANAMA II	2006	195.00	225.0	450.0
	230-14,15	VELADERO - LL. SANCHEZ	2004	110.07	225.0	450.0
	230-16,17	GUASQUITAS - VELADERO	2004	84.30	225.0	450.0
			<b>TOTAL</b>		<b>882.99</b>	
CIRCUITO SENCILLO	230-9	MATA NANCE - PROGRESO	1986	54.00	193.0	366.0
	230-10	PROGRESO - FRONTERA	1986	9.70	193.0	366.0
	230-18	FORTUNA - GUASQUITAS	2003	16.00	225.0	450.0
		<b>TOTAL</b>		<b>79.70</b>		
LÍNEAS DE 115 DOBLE CIRCUITO	115-1A,2A	CACERES - STA. RITA	2004	46.60	150.0	175.0
	115-1B,2B	STA. RITA - B.L.MINAS	2004	6.20	150.0	175.0
	115-3A,B,4A,B	PANAMA - CHILIBRE - BLM	1972	54.00	93.0	175.0
	115-15,16	MATA NANCE - CALDERA	1979	25.00	93.0	175.0
		<b>TOTAL</b>		<b>131.80</b>		
CIRCUITO SENCILLO	115-12	PANAMA - CACERES	1976	0.80	93.0	175.0
	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA	1979	5.80	93.0	175.0
	115-18	CALDERA - LOS VALLES	1979	2.00	93.0	175.0
	115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	1982	0.50	93.0	175.0
	115-20	PROGRESO - CHARCO AZUL	1988	30.00	93.0	175.0
		<b>TOTAL</b>		<b>39.10</b>		

<b>TRANSFORMADORES DE ETESA</b>								
SUBESTACION	No.	CAPACIDAD (MVA)			TIPO	VOLTAJES (KV)		
		OA	FA	FOA		ALTA	BAJA	TERCIARIO
PANAMA	1	105	140	175	REDUCTOR	230	115	13.8
PANAMA	2	105	140	175	REDUCTOR	230	115	13.8
PANAMA	3	210	280	350	REDUCTOR	230	115	13.8
PANAMA II	1	105	140	175	REDUCTOR	230	115	13.8
PANAMA II	2	105	140	175	REDUCTOR	230	115	13.8
CHORRERA	1	30	40	50	REDUCTOR	230	115	34.5
CHORRERA	2	30	40	50	REDUCTOR	230	115	34.5
LLANO SANCHEZ	1	42	56	70	REDUCTOR	230	115	34.5
LLANO SANCHEZ	2	42	56	70	REDUCTOR	230	115	34.5
MATA DE NANCE	1	42	56	70	REDUCTOR	230	115	34.5
MATA DE NANCE	2	42	56	70	REDUCTOR	230	115	34.5
MATA DE NANCE	3	42	56	70	REDUCTOR	230	115	34.5
PROGRESO	1	30	40	50	REDUCTOR	230	115	34.5
PROGRESO	2	30	40	50	REDUCTOR	230	115	34.5
CHARCO AZUL	1	18	24	24	REDUCTOR	115	4.16	
<b>TOTAL MVA</b>		<b>978</b>	<b>1304</b>	<b>1624</b>				

---

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

Como suele ocurrir en la mayoría de las experiencias regulatorias en materia de tasa de retorno al capital, el régimen económico bajo el cual opera la actividad de transmisión de electricidad promueve, para las empresas que presenten los servicios regulados, un retorno sobre el capital invertido razonable de acuerdo con el riesgo que asuman en sus actividades.

En Panamá, la Ley N° 6 del 3 de febrero de 1997, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, establece en su artículo 97 los siguientes *critérios para definir el régimen tarifario*:

*“El régimen tarifario estará orientado, en el siguiente orden de prioridad, por los criterios de suficiencia financiera, eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia.*

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

Específicamente, en lo referido a las tarifas de transmisión, el artículo 101 de la mencionada Ley determina:

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

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

Así, la Ley busca proveer a los operadores del sistema una rentabilidad que guarde relación con el grado de eficiencia operativa de la empresa y que sea similar a otras actividades de riesgo comparable, tanto en mercados nacionales como internacionales.

La discusión medular en materia regulatoria se centra en el grado de discrecionalidad en la fijación del nivel del costo de capital. Es claro que si el método de estimación de la tasa de retorno es excesivamente discrecional, el riesgo regulatorio es alto y eso afecta la capacidad para atraer capital al sector y por lo tanto su sustentabilidad.

Las prácticas regulatorias intentan utilizar enfoques lo menos discrecionales posibles, existiendo cada vez mayor consenso en el uso de métodos estandarizados como los más adecuados. Por el contrario, la determinación de la tasa de manera discrecional es cada vez menos utilizada.

Los métodos estandarizados, en la búsqueda por fortalecer las buenas prácticas regulatorias en sectores de servicios públicos por redes, promueven la transparencia y ofrecen mayor certidumbre sobre cuáles son los elementos determinantes de la tasa de retorno reconocida. De

---

esta manera, mediante la observación de reglas estándar, claras y transparentes, se pretende elevar la competencia por los flujos de inversión así como la certidumbre al interior de la industria. Entre los métodos estandarizados, el que mayor consenso ha adquirido es el CAPM/WACC, tanto en su uso estrictamente financiero como regulatorio. En Latinoamérica, ha sido utilizado como mecanismo regulatorio para la fijación de la tasa de retorno en Argentina, Brasil, Colombia, entre otros.

El marco de discrecionalidad también está definido por la reglamentación existente, siendo que la tasa de retorno reconocida deberá ser consistente con el Art. 101 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

El CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) permite determinar el costo del capital propio, esto es, el rendimiento solicitado por los accionistas; y efectuar la comparación del caso bajo análisis con empresas que pertenecen a la misma industria y desarrollan actividades en condiciones similares de riesgo.

Por otra parte, y considerando que la expansión, operación y mantenimiento de redes se financia con capital propio y endeudamiento, en la mayoría de las prácticas regulatorias se prefiere la estimación de la tasa de retorno a través del cálculo de la WACC (*Weighted Average Cost Of Capital*). Así, el método adiciona al costo del capital propio, previamente calculado por CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), el costo marginal de endeudamiento, y pondera ambos componentes en función del endeudamiento óptimo para la actividad. De este modo se transfiere a los usuarios los beneficios resultantes de una gestión financiera óptima, dado que el grado de endeudamiento y el costo del mismo no corresponden con los presentes en las empresas, sino con los que resultan adecuados en función de un análisis de *benchmarking* financiero<sup>17</sup>.

Este método ya fue aplicado como referencia en el marco de la primera y segunda revisión Tarifaria en Panamá como referencia en la definición de la tasa de retorno.

En abril de 2001, mediante Resolución N° JD 2708 del por entonces ERSP (Ente Regulador de los Servicios Públicos de Panamá), se aprobó una tasa de retorno para ETESA de 12.24 % para el segundo período tarifario (2001 – 2005). Posteriormente, en julio de 2005, la ASEP (Autoridad de los Servicios Públicos de Panamá) aprobó una tasa de 9.98 %.

## 1. METODOLOGÍA

Este ejercicio permite obtener una tasa de referencia que permita definir a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos un punto de partida para la fijación de la tasa de retorno conjuntamente con las bandas definidas en la Ley.

### 1.1. Método de Costo de Capital Promedio Ponderado

Para el periodo tarifario de julio de 2009 a junio de 2013, se realizó el cálculo en base a la aplicación del método de Costo de Capital Promedio Ponderado WACC/CAPM, utilizando el mismo enfoque general que en la estimación realizada para la primera y segunda revisión

---

<sup>17</sup> Se define: Endeudamiento (CEN) como  $D/(D+E)$  y apalancamiento (CAP) como  $D/E$ , donde D representa la deuda, y E es equity (patrimonio). Asimismo  $CAP=CEN/(1-CEN)$

---

tarifaria, tanto en su cómputo como en su conversión a términos reales antes de impuestos, que es el valor que se compara con las bandas fijadas en la Ley.

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

### **1.2. Rendimiento del Capital Propio**

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

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

Existen dos tipos básicos de inversiones de las que se ocupa el modelo: un valor libre de riesgo cuyo rendimiento durante el período de retención se conoce con certeza; y un portafolio de acciones comunes, compuesto por todos los valores disponibles en manos del público, ponderadas de acuerdo con sus valores de mercado.

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

La determinación de los parámetros necesarios para el cálculo es el mayor problema del método CAPM.

En Panamá, como en la mayoría de los países latinoamericanos, el mercado accionario no posee gran dinamismo en materia de transacciones de empresas distribuidoras eléctricas. Por ello, el mercado accionario carece de una historia lo suficientemente extensa como para poder ofrecer rendimientos históricos de los títulos con suficiente confiabilidad. Por esta razón se ha decidido utilizar estadísticas internacionales para determinar el premio por riesgo y el riesgo sistemático de la industria, antes definido. Ésta es una práctica usual en los cálculos regulatorios de los países con mercados de capitales no suficientemente desarrollados.

Los elementos analizados son:

---

- ***Tasa Libre de Riesgo***

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

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

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

Al estimar el costo del capital en un país emergente, resulta necesario aplicar un adicional por riesgo local. Esto se debe a que las inversiones en este tipo de economías suele ser más riesgosa que en economías más desarrolladas y estables económicamente, como la utilizada para estimar la tasa libre de riesgo. Los mercados emergentes están sujetos a fluctuaciones específicas del mercado doméstico y de variables de índole político – institucional, económica y regulatoria que inciden sobre los proyectos de inversión, lo que lleva a considerar una prima por el riesgo adicional que podrían causar estos factores.

De esta manera, los factores económicos, financieros y político - institucionales que intervienen en la determinación de la prima por riesgo país son, en su mayoría, difíciles de cuantificar. El riesgo político - institucional es probablemente el menos cuantificable y se refiere al riesgo de exposición inherente al contexto político en que se desarrolla la actividad. Los factores que afectan esta variable son la amenaza de guerra, la inestabilidad social, las transferencias desordenadas de poder político, la violencia política, las disputas internacionales, los cambios de régimen y la volatilidad institucional. También pueden considerarse la calidad profesional del aparato burocrático, la transparencia y justicia del sistema político, los niveles de corrupción y la criminalidad.

Debido a esta dificultad en la cuantificación de las variables que determinan el riesgo país, se utilizan una serie de métodos diferentes para estimar su valor. El más difundido actualmente es el modelo de *spread* por riesgo país (*country spread model*), que consiste en calcular un *spread* específico por país y agregarlo al costo del capital, que se estima utilizando datos del mercado financiero de EUA. Más específicamente, este *spread* es la diferencia entre el rendimiento de un bono soberano local (lo suficientemente representativo) y el rendimiento del Bono del Tesoro de EUA que tenga una duración similar al nacional.

---

Otra forma de determinar esta prima por el riesgo sistemático del país es mediante la utilización de un indicador denominado EMBI + País (*Emerging Market Bond Index Plus*) que mide la evolución de los bonos de un país y representa la sobretasa que paga un país determinado por endeudarse en el mercado externo sobre el rendimiento de bonos del Tesoro de Estados Unidos. Este indicador, estimado por JP Morgan, es de amplia utilización y reconocimiento en el ámbito de las finanzas; y está compuesto por una canasta de bonos nominados en dólares de los Estados Unidos, de distinta vida promedio.

En el caso de los países latinoamericanos, el riesgo país es una variable de elevada volatilidad, que fluctúa entre valores extremos en un mismo país en cortos períodos de tiempo. En un contexto macroeconómico estable, el *spread* tiende a reducirse, mientras que durante un período en el que el ciclo económico o político no es favorable, se incrementa.

Para estimar la prima por riesgo país en Panamá se optó por determinar el *spread* entre el Bono Global 29 con el UST-20.

- ***Riesgo Sistemático de la Industria***

La metodología CAPM utiliza el término beta para referirse a la asociación entre el retorno de una determinada inversión con el retorno del mercado en su conjunto. Beta es la medida de riesgo sistemático de una acción o una cartera en comparación con el mercado.

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

Para estimar el beta de una empresa se deben medir los cambios que ha experimentado el precio de la acción con respecto a los movimientos del mercado global de acciones. Hay numerosas empresas de reconocido prestigio internacional que realizan este tipo de análisis. Entre las más importantes pueden citarse Merrill Lynch, Ibbotson Associates, Value Line, Bloomberg, Standard & Poor's y Compustat entre otras.

- ***Determinación del Premio por Riesgo***

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

### ***1.3. Costo Marginal de Endeudamiento***

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

---

## 2. DESARROLLO

La estructura del WACC es la siguiente:

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

Donde,

- r*: Tasa de rentabilidad (nominal después de impuestos)  
*D*: Nivel de endeudamiento de mediano/largo plazo.  
*E*: Patrimonio Neto  
*r<sub>CAPM</sub>*: Tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.  
*r<sub>d</sub>*: Tasa marginal de endeudamiento.  
*t*: Tasa de impuestos (Impuestos sobre la renta)

El criterio adoptado en el presente informe consiste en la optimización de la utilización de financiamiento externo y el impacto del mismo en los costos empresarios, por lo cual se procederá a calcular la tasa de rentabilidad como promedio de las fuentes de capital, estimado por el WACC.

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

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

### 2.1. Rendimiento Del Capital Propio

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

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

Donde,

- r<sub>CAPM</sub>*: Tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.  
*r<sub>f</sub>*: Tasa de retorno de un activo libre de riesgo.  
*r<sub>pais</sub>*: Tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión.  
*β<sub>d</sub>*: Riesgo sistemático de la industria en cuestión. En función de la forma en que se compute se puede agregar un suplemento por riesgo regulatorio.  
*r<sub>m</sub>*: Retorno de una cartera diversificada.

---

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

En términos simplificados, la ecuación expresa que el rendimiento esperado de un valor con riesgo es una combinación de la tasa libre de riesgo más una prima por el riesgo. El paréntesis ( $r_m - r_f$ ) es el premio de mercado o por riesgo. En otras palabras, es el rendimiento en exceso, esto es, el rendimiento esperado menos el rendimiento libre de riesgo. Esta prima por el riesgo es necesaria para inducir a los inversionistas con aversión al riesgo a que compren un valor con riesgo.

Puede incorporarse al riesgo sistemático un suplemento por riesgo regulatorio. El riesgo regulatorio es el compañero de la discrecionalidad regulatoria que caracteriza a los regímenes de regulación tipo precio máximo. Esta discrecionalidad deviene de la imposibilidad de escribir contratos completos para alcanzar el óptimo social al menor costo posible. Dada esta situación, es importante comprender las consecuencias del riesgo regulatorio y el comportamiento de los inversores. Ese riesgo regulatorio no se puede diversificar completamente, y por lo tanto el CAPM clásico no lo toma en cuenta<sup>18</sup>.

El riesgo regulatorio surge de los distintos sistemas de regulación aplicados (*price cap* o *cost plus*), que impacta en el beta asociado al cálculo del costo de capital propio. Esto se debe a que el sistema de regulación tipo precio tope, al no poder ajustarse las tarifas de acuerdo a los cambios en la economía, implica alta volatilidad en los beneficios de las empresas.

### **2.1.1. Tasa de Retorno de un Activo Libre de Riesgo**

La tasa efectiva de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América a 30 años (UST30) para el período de enero de 2008 a diciembre de 2008, basado en las cotizaciones de la última emisión de dicho bono y de acuerdo a los registros del sistema “Reuters 3000”, suministrados por el Banco Nacional de Panamá es el siguiente:

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

---

<sup>18</sup> Ver, por ej., Grout, P. A. and Zalewska, A. (2006), “The Impact of Regulation on Market Risk”, *Journal of Financial Economics*, Vol. 80, issue 1: 149-184.



### 2.1.2. Prima de Riesgo País

La prima de riesgo país obtenida utilizando el Global 29 y el UST20 resulta en 361 puntos básicos. A continuación, se muestra una tabla donde se computa la prima por riesgo país utilizada en el presente cálculo.

Rendimientos Comparados (%)		
Fecha	Global 29	UST20
Mayo-08	6.31	4.60
Junio-08	6.51	4.74
Julio-08	6.62	4.62
Agosto-08	6.57	4.53
Septiembre-08	6.77	4.32
Octubre-08	8.67	4.45
Noviembre-08	9.50	4.27
Diciembre-08	8.91	3.18
Enero-09	8.34	3.46
Febrero-09	8.32	3.83
Marzo-09	8.37	3.78
Abril-09	8.04	3.84
<b>Promedio</b>		
<b>SPREAD = PRIMA RP (P. Básicos)</b>	361	

Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas – FED

El Global 29 es un bono emitido por el Gobierno de la República de Panamá en enero de 2003 y que vence en 2017. Este fue el bono utilizado en la revisión tarifaria anterior. A modo de referencia, en la siguiente tabla se muestran las calificaciones de deuda soberana realizadas por diversas empresas especializadas, así como el valor del EMBI + Panamá.

#### Calificaciones de la deuda soberana de países emergentes

S&P	Moody's	Fitch	OECD	EMBI (prom 08)
BB+	Ba1	BB+	3 (mínimo 0, máximo 7)	211

Fuente: Standard & Poors, Moody's, Fitch Ratings, OECD, JP Morgan

### 2.1.3. Riesgo Sistemático de la Industria

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

---

del portafolio de mercado (la acción tiene el mismo riesgo sistemático que el mercado como un todo).

Para la determinación del riesgo sistemático o ‘beta’ ( $\beta$ ) se ha recurrido a estadísticas internacionales, y específicamente al mercado de Estados Unidos.

Para calcular el beta a aplicar para el caso de referencia se debe en primer lugar desapalancar el beta (usando la tasa impositiva de ganancias del mercado al que corresponden las betas estimadas y el nivel de endeudamiento promedio de las empresas utilizadas como referencia) y posteriormente volver a calcular el beta ajustado por el apalancamiento empresarial propuesto y la alícuota impositiva en Panamá.

El beta sin apalancamiento se calcula usando la ecuación de Hamada:

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

Donde:

$\beta_U$  : Beta del activo o desapalancada

$\beta_L$  : Beta del patrimonio o apalancada

$D$  : Nivel de endeudamiento de mediano/largo plazo

$E$  : Patrimonio Neto

$t$  : Tasa de impuestos (Impuestos a la renta)

La importancia de esta ecuación<sup>19</sup> estriba en que permite separar el riesgo del negocio, imbuido en el beta desapalancando  $\beta_U$  del beta apalancando  $\beta_L$ , el cual contiene el riesgo financiero de la estructura de capital. El  $\beta_L$  crece en forma lineal con la estructura de deuda.

En el presente estudio se tomo como referencia el cálculo hecho por *Value Line* para distintas *Utilities* Eléctricas de Estados Unidos, y se calculó un promedio de los resultados obtenidos de los últimos cuatro años.

Como resultado, el valor del beta sin apalancamiento (*unleveraged* beta o “beta del activo”) promedio de los cuatro años da como resultado un valor de 0.553.

En las tablas siguientes se muestran los datos correspondientes a cada año:

---

<sup>19</sup> La ecuación de Hamada ha sido criticada por no tomar en cuenta el riesgo de quiebra. Ver, por ej., Cohen, R. D. (2007): “Incorporating Default Risk into Hamada’s Equation for Application to Capital Structure”, MPRA Paper N° 3190, <http://mpra.ub.uni-muenchen.de/3190/>. Si bien Cohen propone una solución para corregir la estimación del coeficiente beta, hasta tanto no exista mayor consenso con relación a cómo corregir e tema del riesgo de quiebra en la ecuación de Hamada, este Consultor sugiere no innovar respecto a lo que es la práctica estándar por la mayoría de los reguladores.

<b>Firmas por Sector 2007</b>	<b>Cantidad de Firmas</b>	<b>Leveraged Beta promedio</b>	<b>D / E</b>	<b>Tasa Impositiva Efectiva Promedio</b>	<b>Unleveraged Beta</b>
Electric Utility (Central)	23	0.93	0.73	25.97	<b>0.637</b>
Electric Utility (East)	25	0.84	0.50	30.57	<b>0.560</b>
Electric Utility (West)	15	0.88	0.60	31.50	<b>0.587</b>
TOTAL ELECTRIC UTILITY	63	0.88	0.61	29.35	0.594

<b>Firmas por Sector 2006</b>	<b>Cantidad de Firmas</b>	<b>Leveraged Beta promedio</b>	<b>D / E</b>	<b>Tasa Impositiva Efectiva Promedio</b>	<b>Unleveraged Beta</b>
Electric Utility (Central)	24	0.94	0.70	26.93	<b>0.637</b>
Electric Utility (East)	29	0.87	0.56	28.01	<b>0.593</b>
Electric Utility (West)	15	0.97	0.60	30.79	<b>0.663</b>
TOTAL ELECTRIC UTILITY	68	0.93	0.62	28.58	0.624

<b>Firmas por Sector 2005</b>	<b>Cantidad de Firmas</b>	<b>Leveraged Beta promedio</b>	<b>D / E</b>	<b>Tasa Impositiva Efectiva Promedio</b>	<b>Unleveraged Beta</b>
Electric Utility (Central)	25	0.81	0.79	26.60	<b>0.518</b>
Electric Utility (East)	29	0.80	0.68	31.02	<b>0.504</b>
Electric Utility (West)	15	0.90	0.73	28.00	<b>0.574</b>
TOTAL ELECTRIC UTILITY	69	0.84	0.73	28.54	0.524

<b>Firmas por Sector 2004</b>	<b>Cantidad de Firmas</b>	<b>Leveraged Beta promedio</b>	<b>D / E</b>	<b>Tasa Impositiva Efectiva Promedio</b>	<b>Unleveraged Beta</b>
Electric Utility (Central)	24	0.79	0.92	29.16	<b>0.486</b>
Electric Utility (East)	30	0.74	0.82	27.97	<b>0.435</b>
Electric Utility (West)	15	0.85	0.82	27.17	<b>0.510</b>
TOTAL ELECTRIC UTILITY	69	0.79	0.85	28.10	0.469

<b>PROMEDIO 2004-2007</b>					0.553
---------------------------	--	--	--	--	-------

Finalmente se vuelve a estimar el beta ajustado por el apalancamiento, considerando el nivel de apalancamiento óptimo (0.55, como se explica más adelante) y el impacto del impuesto a la renta en Panamá que asciende a 30%. El valor que se obtiene es de **1.03** para la actividad de transporte.

Unleveraged Beta	$\beta_U$	0.553
Tasa de impuestos	$t$	30%
Apalancamiento Óptimo	$D/(D+E)$	0.55
Beta ajustado por apalancamiento óptimo	$\beta_L$	1.03

Estos valores de Beta están calculados en base al mercado de los Estados Unidos, donde la regulación de las compañías eléctricas se basa en el enfoque *cost plus*, mientras que en Panamá el marco regulatorio establece un sistema de incentivos a través de la fijación de un precio máximo periódico. Este método de regulación implica un riesgo algo superior para las concesionarias reguladas, diferencia que se ve reflejada al examinar comparativamente los betas que se pueden llegar a obtener en países con mercados de capitales desarrollados y regulación por *price cap*, como el caso inglés<sup>20</sup>. Para estimar este riesgo por la aplicación de distintos sistemas de regulación se incorpora al cálculo de riesgo sistemático un suplemento por riesgo regulatorio. Como fue explicado anteriormente, es de práctica generalizada usar el Beta desapalancado del Reino Unido como una aproximación al mayor riesgo sistemático de un régimen de regulación por precio tope. Para ello, se recurrió al estudio de determinación del costo de capital realizado por la OFGEM para la determinación de las tarifas de transmisión del período 2007-2013<sup>21</sup>. El OFGEM, en la mencionada revisión tarifaria (2006) utilizó un beta apalancado de 0.9. Para el presente estudio, se tomó este valor como referencia para la estimación del premio por riesgo regulatorio. Para ello, se estima el Beta desapalancado del Reino Unido en base a la estructura de capital de ese mercado, que es según lo adoptado en la última revisión tarifaria, 60 % deuda, con una tasa impositiva del 30%, dando como resultado 0.36.

Se observa que el beta aprobado por el OFGEM no es mayor el beta desapalancado estimado por Value Line para una muestra de *Utilities Eléctricas* de EUA, por lo cual en la presente estimación no se considera un ajuste del beta por tipo de regulación.

#### **2.1.4. Determinación del Premio por Riesgo**

Otro elemento necesario para determinar el CAPM es el rendimiento esperado por el premio por riesgo, ( $r_m - r_f$ ), que sería el retorno que espera recibir un inversor para compensar el riesgo adicional que asumió al invertir en un determinado activo, en vez de hacerlo en un activo libre de riesgo. Por lo tanto, el premio por riesgo surge de la diferencia entre el rendimiento de mercado y la tasa libre de riesgo.

Existen dos formas de estimar este premio por riesgo: por un método prospectivo o por uno histórico. El método basado en pronóstico es más adecuado en términos teóricos, pero es poco

<sup>20</sup> Uno de los estudios más emblemáticos sobre regulación por precios máximos es el trabajo para el Banco Mundial realizado por Alexander, Mayer and Weeds (1996): "Regulatory Infrastructure and Risk: An International Comparison", *Policy Research Working Paper 1698*, World Bank.

<sup>21</sup> OFGEM (December 2006), *Transmission Price Control Review: Final Proposals*, disponible en [www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk)

---

usado debido a su complejidad. En el caso del método histórico, se asume que los inversores consideran la misma prima de riesgo en el futuro que en el pasado.

A su vez, para determinar el premio por riesgo del mercado en el pasado, el debate se centra en dos aspectos:

- Cuál es el período histórico que se debe tomar como referencia para estimar el premio por riesgo del mercado;
- Si corresponde usar el promedio geométrico o el aritmético.

Con relación al primer punto, existe consenso en que se debe tomar un período lo suficientemente largo que elimine las anomalías propias del ciclo económico. En ese marco, hay al menos tres grandes opciones: (i) 1926-2006, (ii) 1946-2006, y (iii) 1976-2006; Las opciones (ii) y (iii) corresponden al período posterior a la Segunda Guerra Mundial y a los últimos 30 años, respectivamente. El período más largo, 1926-2006, es el elegido por los reguladores de Brasil (ANEEL)<sup>22</sup> y Gran Bretaña (OFGEM).

El segundo punto refiere a la forma de calcular los promedios. Hay dos opciones: promedio aritmético y promedio geométrico. El promedio geométrico consiste en la tasa de retorno compuesta que iguala los valores de inicio y fin. Sin duda, el promedio geométrico refleja mejor los retornos ocurridos en el pasado. Sin embargo, el promedio aritmético es un estimador insesgado del parámetro. La confusión entre los dos criterios estriba en la diferencia entre “expectativas” y “resultados posibles”. El CAPM trabaja con expectativas, y en ese sentido se usará el promedio aritmético. Consistente con ello, tanto la ANEEL como el OFGEM usan promedios aritméticos. Siguiendo la práctica regulatoria de estos reguladores, en este informe se usa el promedio aritmético.

Para determinar el premio por riesgo usando estadísticas internacionales, se ha elegido el mercado de Estados Unidos, debido básicamente a los grandes volúmenes que se transan en ese mercado, la competitividad que existe y la gran cantidad de datos estadísticos disponibles. Ésta es una práctica usual en países emergentes, sobre todo latinoamericanos.

Si bien existen diferentes métodos para determinar el premio por riesgo y distintas fuentes de información, uno de los estudios más utilizados en finanzas y regulación es el realizado por Ibbotson Associates<sup>23</sup> sobre el mercado norteamericano, que mide resultados históricos basándose en una cartera sumamente líquida y diversificada como es el “Índice Compuesto de Standard & Poor’s 500”. La ponderación de cada acción en el índice corresponde al precio de bolsa multiplicado por el número de acciones en circulación. Debido a que este índice no incluye consideraciones por dividendos, Ibbotson Associates realiza correcciones para incorporarlos a fin de obtener así los retornos reales de las acciones. Estima el premio por riesgo como la diferencia entre el retorno total del índice y el rendimiento del bono del tesoro de EUA a 20 años.

El período analizado abarca desde 1926 hasta 2006 y está fundamentado en datos de retornos mensuales.

De acuerdo al informe de Ibbotson (2007), el premio por riesgo de mercado para el período 1926-

---

<sup>22</sup> La ANEEL toma el período 1928-2006.

<sup>23</sup> Ibbotson (2007), *Stocks, Bonds, Bills, and Inflation Market Results for 1926–2006*, 2007 Yearbook Classic Edition.

2006 es **6.5%**, considerando la diferencia existente entre el rendimiento del mercado (representado por las acciones de compañías grandes de 12.3%) y un rendimiento libre de riesgo (Bonos de Largo Plazo del Tesoro de Estados Unidos de 5.8%).

### 2.1.5. Estimación del Retorno sobre Capital Propio para Transmisión

En base a las consideraciones realizadas, se obtiene un rendimiento del capital propio del orden de 14.26 %, según los siguientes cálculos:

Tasa Libre de riesgo: rendimiento de Bono Tesoro de EE.UU. 30 años (%)		$r_f$	3.98
Tasa de Riesgo país adoptada (361 puntos básicos) (%)		$r_{país}$	3.61
Producto de riesgo sistemático de la industria eléctrica y del premio por riesgo del mercado (%)		$\beta_d * (r_m - r_f)$	6.70
Beta ajustado por apalancamiento	$\beta_d$	1.03	
Premio por riesgo del mercado	$(r_m - r_f)$	6.50%	
Costo de Capital Propio después de impuestos(%)		$r_{CAPM}$	14.26

### 2.2. Costo de Endeudamiento

Como ya ha sido mencionado, el costo de capital promedio, es decir aquel que considera las distintas fuentes de capital, básicamente la propia y el endeudamiento exógeno, se calcula a través del WACC, que como su sigla lo indica es un promedio ponderado de los costos de las distintas fuentes.

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

Para el caso del CAPM, el costo de la deuda se define como la tasa de interés a la cual la firma puede incrementar su deuda (costo marginal de la deuda). Esta tasa varía en función del riesgo de cesación de pagos de la empresa.

En este estudio, el costo de la deuda se calcula por medio de la metodología de CAPM, siendo consistente con el cálculo del costo del capital propio.

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

$$r_d = r_f + r_p + SS$$

Donde,

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

Por lo tanto, para la estimación del costo de capital de terceros mediante la utilización de un CAPM de deuda se requiere definir los siguientes parámetros:

- Tasa libre de riesgo en moneda de USA: se utiliza el rendimiento del bono del Tesoro de EUA a 5 años (UST-5), bajo la hipótesis que este es el plazo medio de endeudamiento de las empresas). De forma de resultar consistente con el período considerado en la presente estimación, se estima el rendimiento promedio de los promedios mensuales del UST-5 del período mayo 2008 – abril 2009, lo cual da como resultado 2.80%.
- Adicional por riesgo local: en este caso se consideró el valor adoptado para la estimación del costo del capital propio: 361 puntos básicos.
- Adicional por riesgo corporativo: considerando que se observa que las empresas especializadas no califican más bajo a las empresas privadas que a la deuda soberana (de hecho se observa que la calificación de la deuda privada es incluso mejor) no se considerado adicional por riesgo de crédito corporativo.

De esta forma, utilizando el bono UST5, que presenta un rendimiento promedio de 2.80 %, y considerando una tasa de riesgo país de 361 puntos básicos (ver de Tasa de Riesgo País), y bajo las demás consideraciones ya desarrolladas en este acápite, el costo de endeudamiento alcanzaría un valor de 6.41 %, así:

FECHA:	UST5 (rendimiento)
Mayo-08	3.15
Junio-08	3.49
Julio-08	3.30
Agosto-08	3.14
Septiembre-08	2.88
Octubre-08	2.73
Noviembre-08	2.99
Diciembre-08	1.52
Enero-2009	2.52
Febrero-2009	2.87
Marzo-2009	2.82
Abril-2009	2.93
<b>Promedio</b>	<b>2.80</b>

Tasa Libre de riesgo: rendimiento de Bono Tesoro de EE.UU. 5 años (%)	$r_f$	2.80
Tasa de Riesgo país adoptada (361 puntos básicos) (%) Global 2029) Ministerio de Economía y Finanzas	$r_{país}$	3.61
Costo de Endeudamiento antes de impuestos (%)	$r_d$	6.41

### 2.3. Estructura de Capital - Costo Promedio de Capital (WACC)

La definición de la estructura de capital a los efectos del cálculo de la remuneración de capital a ser incluida en las tarifas se debe basar en el hecho de que, en el mundo real, las empresas están

---

permanentemente intentando reducir sus costos de financiación mediante una composición adecuada de capital propio y deudas, en el capital total.

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

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

En general, la literatura financiera no provee una guía cuantitativa sobre cual debe ser un indicador de deuda óptimo, el cual adicionalmente depende de la actividad. En términos generales existen dos grandes caminos alternativos para determinar la estructura de capital:

- **Benchmarking financiero:** esta comparación puede hacerse sobre el mercado local o sobre el mercado de EUA. Una u otra alternativa tiene sus ventajas y desventajas. Utilizar información basada en el mercado de EUA implica privilegiar la calidad de la información, pero se podría obtener un parámetro con baja comparabilidad dadas las diferencias existentes entre los dos países, como por ejemplo la existencia de condiciones del entorno macroeconómico de los países donde las empresas operan que no permiten que las mismas puedan posicionarse en los mismos niveles de apalancamiento.
- **Definición endógena:** constituye un método de despeje del porcentaje de participación a partir de la definición de los niveles de cobertura de intereses de deuda en el flujo de caja de cada empresa. Este método resulta interesante y financieramente muy consistente y realista (pues es uno de los indicadores fundamentales que observan las instituciones financieras para continuar prestando). Sin embargo su utilización requiere de una evaluación caso por caso, y además intervienen variables fuera de la gestión de la empresa, como la evolución de la demanda, que hace que este método genere falsas precisiones y no compense la complejidad del mismo.

En el presente estudio, se optó por realizar un *benchmarking* regional. Para determinar la estructura de capital se analizó la regulación aplicada para la actividad de transmisión por la ANEEL (Brasil), OFGEM (Reino Unido), CREG (Colombia), así como la aplicada por la ANSP en Panamá en las dos primeras revisiones tarifarias.

En la tabla siguiente se muestran los valores mencionados:



**ESTRUCTURA DE CAPITAL APROBADA EN REVISIONES TARIFARIAS**  
**BENCHMARKING REGIONAL**

Regulador	País	Nivel de Endeudamiento	Fuente	Año
ANEEL	Brasil	65%	Nota Técnica 044/2008 SER/ANEEL	2008
CREG	Colombia	40%	Resolución CREG	2008
OFGEM	Reino Unido	60%	Transmission Price Control Review, Final Proposal Dec 2006	2006

Fuente: ANEEL, CREG, OFGEM.

El promedio simple de los tres valores da como resultado un nivel de apalancamiento de 55%, equivalente al valor utilizado en Panamá en las dos primeras revisiones tarifarias.

En este marco, se sugiere utilizar como estructura óptima de capital un porcentaje de deuda respecto al valor total de **55%**.

Con las consideraciones realizadas se obtiene una tasa de **retorno (WACC) requerida nominal después de impuestos del orden de 8.89%**, según el siguiente cálculo.

Costo de Capital Propio (%)	$r_{CAPM}$	14.26	
Estructura de Capital	$E/(D+E)$	0.45	
		$\frac{E}{D+E} [r_{CAPM}]$	5.83
Costo marginal del endeudamiento (%)	$r_d$	6.41	
Impuesto ganancia (%)	$T$	30.00	
Nivel de Apalancamiento	$D/(D+E)$	0.55	
		$\frac{D}{D+E} r_d \cdot (1-t)$	1.84
<b>WACC NOMINAL DESP. IMPUESTOS (%)</b>	<b>WACC</b>		<b>8.89</b>

Las tasas obtenidas son tasas nominales, ya que en su cálculo se consideraron rendimientos obtenidos de los mercados financieros los cuales descuentan la inflación esperada de la moneda en los instrumentos estén nominados.

La tasa nominal se puede utilizar para realizar análisis de rentabilidad si los flujos de fondos coinciden con el tipo de tasa que se aplica, sin embargo para el cálculo de remuneración anual requerida por gastos de capital se requiere una tasa real, pues los costos que se deducen de este ejercicio son ajustados posteriormente por la inflación pertinente, de no ser así se estaría considerando doblemente la inflación, generando un costo adicional a los usuarios finales.

Para estimar el costo real del costo del capital es necesario descontar la inflación a largo plazo en el mercado de EUA, ya que la WACC se calculó en moneda norteamericana.

Para determinar la inflación a largo plazo en el mercado de EUA, se considera el *spread* entre los bonos del Tesoro de EUA indexados por inflación a 20 años (TIPS) y los bonos sin indexación (UST-20 *bonds*). La diferencia existente entre estos dos tipos de bonos se debe a que el pago por el cupón y el principal de los TIPS se encuentran determinados por la inflación (ajustado por el Índice de Precios al Consumo de dicho país).

Fecha	UST20 indexado	UST20 Sin indexar
Mayo-08	2.00	4.60
Junio-08	2.19	4.74
Julio-08	2.09	4.62
Agosto-08	2.15	4.53
Septiembre-08	2.25	4.32
Octubre-08	2.87	4.45
Noviembre-08	3.00	4.27
Diciembre-08	2.32	3.18
Enero-09	2.46	3.46
Febrero-09	2.31	3.83
Marzo-09	2.26	3.78
Abril-09	2.22	3.84
<b>Promedio</b>	<b>2.34</b>	<b>4.14</b>
<b>SPREAD = PRIMA</b>	<b>1.79</b>	

Actualmente, la diferencia (considerando el promedio de los rendimientos promedio mensuales del período mayo 2008 – abril 2009) es de **1.79%**, por lo tanto, este valor representa la inflación a largo plazo en el mercado de EUA.

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

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

$$WACC_{real, antes impuestos} = \frac{\frac{WACC_{no\ min\ al,\ desp.\ impuestos}}{(1-t)} - \pi}{1 + \pi}$$

Donde,

$t$ : Tasa de impuestos (Impuestos sobre la renta)

$\pi$ : inflación futura de Estados Unidos

De este modo, se **obtiene un retorno real después de impuesto que asciende a 10.71 %**, así:

WACC Nominal después de Impuestos (%)	$WACC_{nom,des\ impuestos}$	8.89
Impuesto ganancia (%)	$t$	30.00
Inflación de la moneda americana (%)	$\pi$	1.79
<b>WACC REAL ANTES DE IMPUESTOS (%)</b>	<b><math>WACC_{real, antes\ impuestos}</math></b>	<b>10.71</b>

#### MUESTRA DE EMPRESAS UTILIZADAS POR VALUELINE PARA EL CÁLCULO DEL BETA

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

---

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

### **1. METODOLOGÍA**

#### ***1.1. Análisis de la Gestión de la Empresa Comparadora Actual***

La Empresa Comparadora establecida para el período 2005-2009 es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, S.A. (CAMMESA) de Argentina. Fue seleccionada en 2001 y en el 2005 como referencia.

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

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

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

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

Se analiza el nivel de los indicadores de la gestión de costos de CND a partir del objetivo de cantidad, estructura de personal, y costos eficientes definidos como meta en la revisión tarifaria anterior y teniendo en cuenta la información relevada, y conclusiones de los Informes de Auditoría del CND.

#### ***1.3. Definir los Indicadores de Eficiencia***

Se definen los indicadores de costo del CND para el período tarifario de julio 2009 – junio 2013 a partir de los indicadores de eficiencia de la empresa comparadora y de las recomendaciones del Informe de Auditoría del CND.

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

#### ***2.1. Información Utilizada y Contexto Económico Argentino***

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

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

---

CAMMESA, sino que se utilizará la cantidad y estructura de personal de la misma.

## **2.2. Análisis de la Gestión de CAMMESA**

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

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

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

Al final de este Apéndice 3 se detallan las funciones de CAMMESA.

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

Áreas	2004	2005	2006	2007	% Per 2007
Directorio/Comité Ejecutivo	3	2	2	2	1
Gerencia General	5	8	6	5	3
Subgerencia General	2	20	18	18	12
Gerencia Administración y Finanzas	23	22	23	25	16
Gerencia Atención Agentes	10	10	11	12	8
Gerencia de Coordinación	7	7	7	8	5
Gerencia de Informática	22	25	27	30	19
Gerencia de Programación de la Producción	23	24	26	26	17
Gerencia Análisis y Control de la Producción	8	8	8	8	6
Gerencia de Producción	25	*	*	*	
Gerencia de Operaciones	19	19	20	21	13
<b>Total</b>	<b>147</b>	<b>145</b>	<b>148</b>	<b>156</b>	<b>100%</b>

(\*) Las áreas de la Gerencia de Producción se distribuyeron de la siguiente manera:

- Área Transacciones Económicas depende directamente de la SGG

- Área Control de la Operación y Post Operativo depende de la Gerencia de Análisis y Control de la Operación
- Área SMEC depende de la Gerencia de Informática
- Área Delegación Trelew se reasigna el personal en Gerencia Atención Agentes y Área Control de Operación y Post Operativo.

En el Apéndice 2 a este informe se presenta el detalle de la estructura orgánica de CAMMESA para el año 2007.

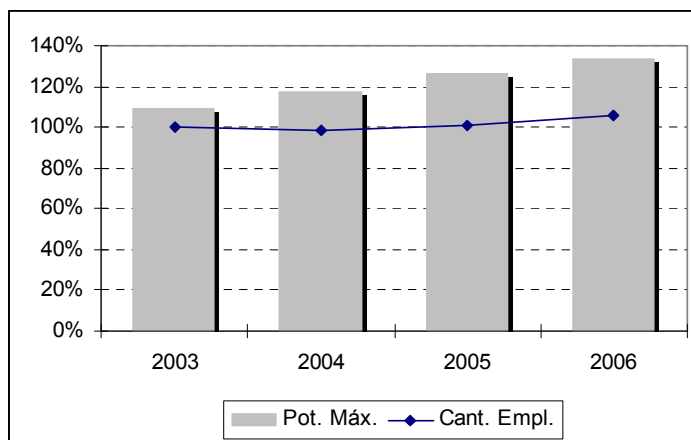
En la siguiente tabla se presenta la evolución de la potencia máxima, la cantidad de empleados y el ratio potencia máxima por empleado desde el año 2003 para CAMMESA:

#### EVOLUCIÓN DE EFICIENCIA DE CAMMESA

Parámetro	2003	2004	2005	2006	2007
Cantidad total de empleados	147	147	145	148	156
Potencia Máxima (MW)	13,754	15,032	16,143	17,395	18,345
MW por empleado	93.6	102.3	111.3	117.5	117.6

Para un mejor análisis de los resultados se presenta el gráfico siguiente:

#### EVOLUCIÓN POTENCIA MÁXIMA Y EMPLEADOS DE CAMMESA



La cantidad total de personal ha aumentado un 6% respecto de la última revisión tarifaria con un incremento de la potencia máxima del sistema del 33%.

El indicador de MW por empleado ha pasado de 93.6 (año 2003) a 117.6 (año 2007) con un incremento del 26%. Según lo informado por CAMMESA los gastos del organismo son del 36% de los costos de personal similares a los relevados en la revisión anterior.

Si bien el Indicador de MW por empleado y porcentaje de gastos sobre gastos de personal ha tenido una mejora no es posible inferir un aumento de la eficiencia sino el mantenimiento de la misma con alguna ganancia por las economías de escala propias del crecimiento de un organismo

---

que presta servicios como CAMMESA<sup>24</sup>.

### **2.3. Selección de la Empresa Comparadora**

Se ha revisado la eficiencia de otras empresas que cumplen funciones similares a CAMMESA y el CND que son:

- XM de Colombia
- CENACE de Ecuador
- AMM de Guatemala

La siguiente tabla presenta los valores característicos de cada uno de los despachos evaluados del año 2007 y la evolución de los indicadores de CAMMESA.

Despacho	Potencia Máxima MW	Número de empleados	Relación Pot/No. Emp.	Gastos/Gastos Personal
AMM	1,471	58	25.4	53.7%
CENACE	2,641	95	27.8	46.6%
XM	8,503	164	51.8	38.6%
CAMMESA	18,345	156	117.6	37.0%

Se observa que CAMMESA mantiene altos indicadores de productividad laboral y eficiencia en la asignación de los otros gastos por lo que se propone definirla nuevamente como empresa comparadora.

### **2.4. Conclusiones de la Gestión de CAMMESA**

Del análisis anterior surgen las siguientes conclusiones respecto de la gestión de CAMMESA en el periodo 2004-2007:

- La gestión de CAMMESA muestra indicadores eficientes en su gestión de costos, calidad, operativa y de servicio por lo que se recomienda no modificar la estructura mínima propuesta

---

<sup>24</sup> La relación MW por empleado tiene una utilización muy restrictiva. No puede utilizarse como un indicador de productividad parcial para comparar diferentes empresas. Su utilización puede ser útil para comparar el desempeño relativo de una determinada empresa en el tiempo.

---

en la revisión tarifaria anterior.

- El mantenimiento de la certificación de la Norma ISO 9001-2000 implica el mantenimiento de la transparencia de la empresa que mantiene certificada su gestión de calidad.

### **3. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE CND**

#### ***3.1. Obligaciones del CND***

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

- Servicio de la operación integrada. Planificación de la operación del SIN (despacho económico de la energía) a mediano y corto plazo, la coordinación de los mantenimientos, coordinación de la operación de los intercambios internacionales y la supervisión y control de los equipos conectados en el SIN.
- Servicio de administración comercial del Mercado Mayorista de Electricidad (MME). Cálculo del Costo Marginal del Sistema (CMS). Liquidación de las transacciones de los Participantes en el mercado ocasional, Servicio Auxiliar Especial de Largo Plazo. Establece los compromisos deudor-acreedor, entre los participantes, con relación a las compensaciones diarias de potencia, Servicio Auxiliar de Corto Plazo, la Generación Obligada y el Banco de Gestión y Cobranza.
- Servicio de administración comercial con el Mercado Eléctrico Regional (MER). Coordinación de las transacciones del mercado de contratos y ocasional, liquidación de las transacciones internacionales de Panamá, Pagos o cobros de Panamá al Ente Operador Regional (EOR).
- Servicio de Certificación y Verificación de los medidores del Sistema de Medición Eléctrica Comercial (SMEC) y el Mantenimiento, Operación y Programación del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA), que supervisa las operaciones del SIN.



---

De igual manera que en la revisión tarifaria anterior se verifica que los servicios del despacho de CAMMESA y el CND son equivalentes<sup>25</sup>.

### **3.2. Evaluación del Grado de Cumplimiento de los procesos del CND**

De acuerdo lo establecido normativamente, ETESA encargó la realización de la Auditoria a Fundación Universidad Nacional de San Juan –Instituto de Energía Eléctrica que emitió su informe final en marzo de 2007. La evaluación y ponderación realizada de las actividades del CND se realizo sobre la base de la definición de un macroproceso que corresponde a toda la actividad del CND en su conjunto. La calificación de dicho macroproceso resultó de la media aritmética de los seis procesos que el Auditor reconoce como representativos de las actividades que desarrolla el CND para el cumplimiento de sus objetivos.

En la evaluación realizada se utilizó la media aritmética en lugar de calcular un FC para cada proceso. La siguiente tabla resume la calificación realizada a cada uno de los procesos auditados.

#### **RESULTADOS DE LA AUDITORIA REALIZADA**

<b>Proceso</b>	<b>Calificación Proceso</b>
<b>TOTAL CND</b>	<b>0.82</b>
Actividades Comunes	0.82
Administración del MME	0.80
Planeamiento y seguimiento operativo	0.80
Seguridad operativa	0.76
Operación tiempo real	0.89
Soporte técnico	0.83

### **3.3. Gestión de Costos**

Como resultado de la comparación con CAMMESA en la revisión tarifaria de 2004 le fueron reconocidos al CND:

- 1) Una cantidad de eficiente de personal y su relación salarial (60 empleados)
- 2) La relación porcentual de otros gastos con respecto al costo salarial (37% sobre el costo de personal).

---

<sup>25</sup> Ver Descripción de las funciones de CAMMESA.

Los indicadores de costo eficiente señalados en los literales 1) y 2) se utilizaron para determinar el ingreso meta eficiente del CND para el periodo 2005-2009.

En la tabla siguiente se presentan los costos aprobados del CND para el periodo 2005-2009 a precios de diciembre de 2004<sup>26</sup>:

**COSTOS APROBADOS CND REVISIÓN 2003 (EN BALBOAS A PRECIOS DE 2004)**

Rubro	Unidad	2005	2006	2007	2008	2009
Personal	MUSD	1,725	1,725	1,725	1,725	1,725
Otros Gastos	MUSD	638	638	638	638	638
Auditorias	MUSD	50	50	50	50	50
Total Gasto	MUSD	2,413	2,413	2,413	2,413	2,413
Alquileres	MUSD	147	147	147	147	147
<b>TOTAL</b>	<b>MUSD</b>	<b>2,560</b>	<b>2,560</b>	<b>2,560</b>	<b>2,560</b>	<b>2,560</b>

A los efectos de evaluar la gestión del CND se comparan los costos de la tabla anterior con los costos incurridos<sup>27</sup> por el CND.

Para obtener una comparación homogénea se expresan los costos incurridos a valores de 2004 para lo cual se ajustan los valores monetarios con la fórmula indicada en la Sección IX.3.2 del Reglamento de Transmisión:

$$I_{aj} = [(0.33 + 0.67(IPC_i / IPC_o))]$$

Donde:

- *IPC<sub>o</sub>*: es el Índice de Precios al Consumidor a la fecha base de cálculo publicado por la Contraloría General de la República.
- *IPC<sub>i</sub>*: es el Índice de Precios al Consumidor a diciembre del año i-1 publicado por la Contraloría General de la República.

En la tabla siguiente se presenta la comparación realizada:

**EVOLUCIÓN DE COSTOS DE CND**

Ítem	Unidades	CND REAL (2003)	CND REAL (2007)	CND REG (2007)
Empleados	#	46	52	60
Costo CND	MUSD	2,488	2,323	2,560

- CND REAL: son los costos incurridos por ETESA (en balboas de 2004)
- CND REG: son los costos fijados en la revisión tarifaria de 2003, incluyendo alquileres y auditorias (en balboas de 2004).

<sup>26</sup> Ref.: Informe “Cálculo de Ingresos Máximos Permitidos para el periodo 2005-2009”, Agosto de 2005.

<sup>27</sup> Los costos incurridos fueron relevados del Anexo ER-03- Cuenta: Gastos de Operación, Mant. y Administrativos del Centro Nacional de Despacho del Sistema Uniforme Regulatorio de Cuentas

---

Se observa que el CND tiene un nivel de gastos un 9.2 % inferior al consignado como meta tarifaria.

En el Apéndice 1 se puede ver la evolución de la estructura de personal del CND. Si bien la cantidad de personal ha aumentado, todavía no se llega a la estructura mínima recomendada (60 empleados) en el informe de la revisión tarifaria anterior.

La falta de recursos humanos indicada también es ratificada por la auditoria realizada en el año 2007 por la Fundación Universidad Nacional de San Juan –Instituto de Energía Eléctrica. En efecto dicho informe respecto del tema recursos humanos concluye que: *“actualmente se advierte que existe déficit de recursos humanos formados para reforzar la Gerencia de Operaciones y en menor medida la Gerencia de Soporte Técnico”*<sup>28</sup>

Respecto de la asignación de recursos se presenta la siguiente tabla de costos <sup>29</sup>:

ASIGNACIÓN DE RECURSOS CND		
Ítem	Unidades	CND REAL (2007)
Costos Salariales	MUSD	1,019
Otros Gastos	MUSD	1,304
<b>Total</b>	<b>MUSD</b>	<b>2,323</b>

En la misma se observa que el porcentaje de Otros Gastos respecto del costo Salarial se encuentra alejado del 37% fijada como meta eficiente.

### ***3.4. Conclusiones de la Gestión del CND***

Surgen las siguientes conclusiones:

- El servicio prestado por el CND, según el informe de auditoria realizado en el año 2006, muestra índices que reflejan riesgos de afectación a los objetivos reglamentarios aún cuando para su determinación no se ha seguido con lo indicado al respecto en el RT.
- Si bien la cantidad de personal del CND ha aumentado, todavía no se llega a la estructura mínima recomendada (60 empleados) en el informe de la revisión tarifaria anterior.
- Se observa que el porcentaje de Otros Gastos respecto del costo Salarial se encuentra alejado del 37% fijada como meta eficiente.

## **4. DEFINICIÓN DE LOS INDICADORES DE COSTO DEL CND PARA 2009-2013**

Dado que no existen ganancias de eficiencia de CAMMESA se considera apropiado mantener la estructura mínima de personal que fuera fijada en la revisión tarifaria anterior cual es de 60 personas, y un nivel de gasto que no debería superar el 37% del costo de personal.

---

<sup>28</sup> Referencia Informe Final “Servicio de Auditoria del Grado de Cumplimiento de los Procesos que Desarrolla el CND de acuerdo a sus obligaciones reglamentarias”, Fundación Universidad Nacional de San Juan-Instituto de Energía Eléctrica, marzo de 2007.

<sup>29</sup> Referencia: Planilla “Costo Total del Salario”, según archivo “Cnd-Hidromet-2005-2007f.xls”

A los efectos de que el costo salarial para la prestación del servicio del Centro Nacional de Despacho este asociado al nivel y jerarquía requerida se mantiene el criterio de la revisión tarifaria anterior de asignar un nivel salarial superior al medio de la empresa del 47%. Hemos verificado que la relación salario medio CMMESA – TRANSBA se ha mantenido en esa magnitud (ver tabla siguiente).

**COMPARACIÓN SALARIO MEDIO CMMESA - TRANSBA (AÑO 2007)**

EMPRESA	Salarios	# Personal	Salario Medio
	Miles \$	# Empleados	Miles \$/Empleado
CMMESA (1)	23,300	156	149
TRANSBA (2)	31,299	310	101
INDICADOR = (1)/(2)			<b>47.9%</b>

La comparación del 47,9% solo es indicativa del orden de magnitud de relación de los salarios medios entre empresas pero no necesariamente debe utilizarse la cifra exacta. Se mantiene la relación utilizada en la revisión tarifaria anterior de 47,0% ya que favorece la estabilidad y no hay indicios de que el incremento de los salarios medios CMMESA/TRANSBA se deba a un cambio en la productividad del trabajo. Es probable que dicha evolución se deba a razones exógenas y/o de corto plazo (diferencias en los emplazamientos de las empresas, políticas laborales, etc.) más que a un incremento de la productividad

Para realizar el cálculo de los indicadores para la nueva etapa es necesario disponer los costos salariales promedio para toda la empresa.

En el cuadro siguiente se muestra la evolución de los costos salariales de ETESA extraídos de los balances contables sin considerar la Prima por Antigüedad e Indemnizaciones<sup>30</sup>:

**EVOLUCIÓN DE COSTOS LABORALES DE ETESA EN 2007  
(EN BALBOAS)**

Ítem de costo laboral	2007
Salarios y otras remuneraciones	6,085,019
Representación	313,734
Prestaciones laborales y otros costos relacionados	1,899,462
Total Neto Costos de Personal	8,298,215
Número de empleados	395
Costo mensual por empleado	1,751

De acuerdo a lo establecido las actividades que debe realizar el CND y el análisis de costos realizado se le debe asignar una remuneración tal como se muestra en la siguiente tabla.

<sup>30</sup> Referencia “Notas a los estados financieros”, de ETESA al 31 de diciembre de 2007.

---

**REMUNERACIÓN ASIGNADA AL CND  
(EN BALBOAS DE 2007)**

Salario Medio Mensual ETESA	1,751
Indicador	1.47
Salario Medio Mensual CND	2,573
Total de Personal	60
Costo Anual de Personal	1,852,918
Otros Gastos 37% Salario	685,580
Gastos CND	2,538,498
Alquileres	159,153
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>2,697,651</b>

Es importante destacar que en “Otros gastos” se incluyen todos los costos operativos del CND que no sean de personal (e.g. áreas corporativas, organizacional, plataforma de tecnología informática, equipo de oficina y de intercambio de información). Se mantiene el criterio, establecido en la revisión tarifaria anterior, de reconocer el costo eficiente de alquiler anual de edificios ya que a que en el cálculo de los ingresos no se reconoce a ETESA rentabilidad sobre los activos del CND. En esta instancia no se ha reconocido una partida para Auditorías ya que las mismas pasarían a ser a cargo de ASEP.

## **5. RESUMEN DE CONCLUSIONES DE ESTUDIO**

### 1) Análisis de la gestión del CND:

- a. El servicio prestado por el CND, según el informe de auditoría realizado en el año 2006, muestra que los subprocesos del CND adolece de defectos aún cuando en su evaluación no se siguieron los lineamientos de lo establecido en el RT.
- b. Si bien la cantidad de personal del CND ha aumentado, todavía no se llega a la estructura mínima recomendada (60 empleados) en el informe de la revisión tarifaria anterior.

### 2) Análisis de la gestión de CAMMESA

- c. La gestión de CAMMESA muestra indicadores eficientes en su gestión de costos, calidad, operativa y de servicio por lo que se recomienda no modificar la estructura mínima propuesta en la revisión tarifaria anterior.
- d. El mantenimiento de la certificación de la Norma ISO 9001-2000 implica el mantenimiento de la transparencia de la empresa que mantiene certificada su gestión de calidad.

### 3) Ingresos del CND para el próximo período

En función de las actividades que debe realizar el CND y al análisis de costos realizado se recomienda asignar una remuneración anual de **2.697.651 B/.** (balboas de 2007).

## ESTRUCTURA ORGÁNICA DE CND

AREA FUNCIONAL	POSICION	2005	2006	2007	2008
GERENCIA DEL CENTRO NAL. DE DESPACHO	ADMINISTRADOR DE CENTRO DE TRABAJO	1	1	1	1
	ASISTENTE A LA GERENCIA	1	1	1	1
	CONDUCTOR DE VEHICULO / OFICINISTA	1	1	1	1
	GERENTE DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO	1	1	1	1
	OFICINISTA	1	1	1	1
	SECRETARIA EJECUTIVA	1	1	1	1
<b>Total GERENCIA DEL CENTRO NAL. DE DESPACHO</b>		<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>
OPERACIONES	ASISTENTE ADMINISTRATIVO	1	1	1	1
	GERENTE DE OPERACIONES	1	1	1	1
<b>Total OPERACIONES</b>		<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
SECCION DE OPERACIONES	CONTROLADOR DE ENERGIA	9	10	9	12
	CONTROLADOR DE ENERGIA EN ENTRENAMIENTO	4	4	4	1
	JEFE DE OPERACIONES	1	1	1	1
<b>Total SECCION DE OPERACIONES</b>		<b>14</b>	<b>15</b>	<b>14</b>	<b>14</b>
SECCION DE SEGURIDAD OPERATIVA	ANALISTA DE DESPACHO	1	2	2	2
	ANALISTA DE ESTUDIOS DE LA RED ELECTRICA	2	4	4	5
	ASISTENTE DE ANALISTA DE DESPACHO	1	0	1	0
	JEFE DE SEGURIDAD OPERATIVA Y PLANEAMIENTO	1	1	1	1
	PLANIFICADOR DE DESPACHO DE ENERGIA	2	3	3	3
<b>Total SECCION DE SEGURIDAD OPERATIVA</b>		<b>7</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>11</b>
SOPORTE TECNICO	ANALISTA PROGRAMADOR	1	2	1	2
	ASISTENTE ADMINISTRATIVO	1	1	1	1
	GERENTE DE SOPORTE TECNICO	1	1	1	1
	INGENIERO PROGRAMADOR	1	1	1	1
<b>Total SOPORTE TECNICO</b>		<b>4</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
SECCION DE MANTENIMIENTO DE EQUIPO TECNICO	INGENIERO DE MANTENIMIENTO	5	5	5	4
	JEFE DE SECCION MANTENIMIENTO DE EQUIPO TECNICO	1	1	1	1
	TECNICO DE MANTENIMIENTO	1	1	1	1
<b>Total SECCION DE MANTENIMIENTO DE EQUIPO TECNICO</b>		<b>7</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>6</b>
GERENCIA DE MERCADO ELECTRICO	ANALISTA DE MERCADO I	2	2	2	3
	ANALISTA DE MERCADO II	2	2	2	2
	ASISTENTE ADMINISTRATIVO	1	1	1	1
	COORDINADOR DE LIQUIDACIONES	1	1	1	1
	GERENTE DE MERCADO ELECTRICO	1	1	1	1
<b>Total GERENCIA DE MERCADO ELECTRICO</b>		<b>7</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
<b>TOTAL</b>		<b>47</b>	<b>52</b>	<b>51</b>	<b>52</b>

## ESTRUCTURA ORGÁNICA DE CAMMESA

<b>DIRECTORIO / COMITÉ EJECUTIVO</b>	<b>23</b>
Directorio / Comité Ejecutivo	
Auditoría Normativa	
<b>GERENCIA GENERAL</b>	<b>5</b>
Gerencia General	
Jefatura de Personal	
<b>Gerencia de Administración y Finanzas</b>	<b>25</b>
Gerencia Administración y Finanzas	
Área de Administración Presupuesto y Control	
Área de Facturación	
Área de Finanzas	
Área de Administración de Personal	
<b>Gerencia de Atención Agentes</b>	<b>12</b>
Área de Atención Agentes	
<b>Gerencia de Coordinación</b>	<b>8</b>
Área Normativa y Proyectos Especiales	
Área Proyectos Especiales	
<b>SUBGERENCIA GENERAL</b>	<b>18</b>
SubGerencia General	
Arrea de Transacciones Económicas	
<b>Gerencia de Informática</b>	<b>30</b>
Gerencia Informática	
Área de SOTR y Comunicaciones	
Área de Programación Informática y Soporte Técnico	
Área de SMEC	
<b>Gerencia de Programación de la Producción</b>	<b>26</b>
Gerencia Programación de la Producción	
Área de Programación	
Área de Estudios	
<b>Gerencia de Análisis y Control de la Producción</b>	<b>8</b>
Gerencia Análisis y Control de la Producción+B1	
Área de Análisis y Control	
Área de Modelos	
Área de Control de la Operación y Pos Operativo	
<b>Gerencia de Operaciones</b>	<b>21</b>
Gerencia Operaciones	
Asistencia a la Operación	
Centro de Control de la Operación	

---

## APÉNDICE 3

### DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES DE CAMMESA

En el presente Anexo se describen las funciones de CAMMESA por área indicando la misión, y funciones de cada una de ellas.

#### GERENCIA DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

##### Misión

- Ser responsable de la gestión administrativa, financiera y de la administración de personal de la Compañía, manteniendo un adecuado sistema de información gerencial, conforme a las pautas fijadas por la Gerencia General.
- Elaborar los estados contables de acuerdo a normas legales, profesionales y con los requerimientos de auditoría externa.
- Desarrollar y mantener un sistema de elaboración y seguimiento de la ejecución presupuestaria, propendiendo a optimizar el uso de los recursos disponibles para el logro de los objetivos empresarios.

##### Funciones

- Entender en la elaboración del presupuesto de gastos e inversiones de la Compañía y en el seguimiento de su ejecución, asistiendo al efecto a las gerencias y áreas de la empresa y a la Gerencia General para la toma de decisiones en su ejecución y adecuación a las necesidades no contempladas.
- Entender en la Facturación de las Transacciones del MEM y control de la integración de los Fondos y Cuentas del MEM, conforme a las normas regulatorias y legales vigentes, realizando la emisión y entrega de los documentos respectivos, control de su ejecución y resolución de acciones previstas para los incumplimientos y desvíos, efectuando los registros contables y administrativos que respalden la operatoria.
- Entender en la verificación inicial y actualización de la situación tributaria de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, con motivo de su aplicación efectiva a las relaciones comerciales de los mismos en el ámbito del MEM.
- Entender en el abastecimiento de insumos, bienes y servicios, requeridos para el funcionamiento de la empresa, asistiendo en tal sentido a las gerencias y áreas internas en los procesos de especificación de necesidades, identificación y evaluación de proveedores, resolución de la compra y/o contratación y efectuar el seguimiento del proceso de provisión y realizando el pago efectivo de los productos/servicios adquiridos.



- 
- Efectuar la administración del personal de la organización, supervisando los registros, pagos y retenciones establecidas por la legislación laboral, previsional e impositiva y efectuando la liquidación de viáticos y movilidad del personal de la empresa.
  - Entender en el mantenimiento de las instalaciones físicas y asegurar la disponibilidad de los servicios esenciales.
  - Entender en la verificación del cumplimiento de las normas y procedimientos de control administrativo, las de origen legal y de administración impositiva del MEM y CMMESA, efectuando la registraciones contables y emisión de los respectivos estados contables, de acuerdo a normas legales y profesionales.
  - Entender en la gestión financiera de CMMESA y el MEM, efectuando la administración de cobros y pagos propios de CMMESA y de proyectos especiales bajo gestión de la Compañía por cuenta y orden del mercado, en lo que respecta a la primera y efectuando los cobros y pagos resultantes de la facturación del MEM y las licitaciones para las colocaciones financieras por cuenta del MEM, con la consecuente propuesta de adjudicación a la Gerencia General. Realizar los registros contables requeridos y informes financieros que reflejen el desarrollo de la gestión financiera.
  - Entender en la administración de las herramientas financieras que surjan como requerimiento de la autoridad de aplicación.

## **GERENCIA DE ATENCIÓN A AGENTES**

### Misión

Es responsable de planificar, implementar, orientar y controlar las acciones necesarias para asegurar que la relación de la Compañía con los Agentes y Participantes del MEM se desarrolle dentro de las condiciones y el espíritu de las regulaciones vigentes, propendiendo a mejorar los mecanismos de información que soportan dicha relación y a lograr la máxima satisfacción de los clientes por el servicio prestado.

### Funciones

- Entender en la habilitación de ingresos y desvinculación de Agentes del MEM y mantener informados a los restantes Agentes, los organismos involucrados y las áreas internas de la empresa.
- Asistir a los potenciales nuevos agentes e inversores interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- Entender en la aprobación o propuesta de aprobación de ingreso de nuevos agentes del MEM y de las solicitudes de ampliación/acceso a/de la capacidad de transporte existente por parte de los agentes del MEM, o de nuevos agentes, asistida por otras áreas de la empresa, asegurando el cumplimiento de las normas respectivas.
- Promover el análisis de las necesidades y expectativas de los Agentes a fin de facilitar las relaciones y comunicaciones mutuas, participar en la elaboración de propuestas de nuevos productos o subproductos vinculados con los Agentes actuales y futuros.

- 
- Entender en la comunicación con los agentes, participantes e instituciones estatales y privadas, nacionales o extranjeras, con motivo de la promoción y conocimiento de CAMMESA y el MEM, actividades involucradas, aspectos regulatorios, evolución y perspectiva del negocio eléctrico actual y a futuro. Promover al efecto actividades de capacitación, difusión, emisión de material impreso informativo del sector y participación en foros locales e internacionales específicos de la actividad eléctrica.
  - Entender en la comunicación con los agentes y participantes del MEM, dirigida a mantener actualizada la información contractual vigente entre ellos y el intercambio de información rutinaria, necesaria para la operación del MEM y gestión interna de CAMMESA. Asistir en tal sentido a clientes externos y a las áreas técnicas de la empresa, para sistematizar el flujo de información y controlar su calidad y eficacia.
  - Entender en el seguimiento de consultas, inquietudes y reclamos, asistiendo a otras áreas internas de la empresa para su atención y resolución en tiempo y forma, promoviendo la satisfacción del cliente externo, en el marco de la regulación vigente y política empresarial.
  - Entender en las gestiones necesarias para adquisición y/o provisión de combustibles líquidos de acuerdo con las instrucciones recibidas de la autoridad de aplicación.

## **GERENCIA DE COORDINACIÓN**

### Misión

Ser responsable de mantener actualizada la capacidad de análisis normativo de la Compañía así como coordinar: proyectos y estudios especiales por cuenta y orden del MEM, la gestión interna del Plan de obras resultante de la Resolución SE N° 01/03, la aplicación de las Resoluciones SE N° 406/03 y otras Resoluciones que introduzcan cambios de envergadura en la operatoria comercial de la empresa respecto al mercado, los cuales deberá coordinar y supervisar en su aplicación, con énfasis en las áreas de transacciones económicas y facturación; y los Estudios de Análisis de riesgos, relacionados con el despacho y el abastecimiento de la demanda, que se realizan a efectos de cumplir con la Política de Gestión de Calidad de la Compañía.

### Funciones

- Asegurar la aplicación de las normas regulatorias vigentes mediante la revisión de los procedimientos incorporados a los procesos desarrollados en CAMMESA, respecto a los requerimientos de dicha regulación.
- En particular, en tanto se mantenga la delegación realizada por la Gerencia General, deberá coordinar y supervisar la aplicación de la normativa tanto vigente como nueva, poniendo especial énfasis en el seguimiento funcional de las áreas de transacciones económicas y facturación.
- Coordinar y participar en la identificación de incorporación de nuevos aspectos regulatorios o modificación de los existentes. Para ello realizará el análisis de la normativa vigente desde el punto de vista del funcionamiento del mercado, proponiendo mejoras y participando en la implementación de nuevas resoluciones y procedimientos aplicables al MEM.

- 
- Al efecto coordinará la asistencia que le será brindada por otras áreas técnicas de la empresa con conocimiento y experiencia en los temas técnicos involucrados en cada caso.
  - Entender en el Análisis de riesgos, relacionados con el despacho y el abastecimiento de la demanda.
  - Participar, cuando le sea requerido, en los procesos de adecuación de los procesos y especificación de sistemas informáticos de CAMMESA, requeridos a partir de la implementación de cambios o nuevos aspectos regulatorios.
  - Promover el conocimiento de la regulación vigente, dirigiendo y participando en actividades de capacitación y difusión sobre temas normativos y efectuando la implementación y mantenimiento de una Biblioteca Electrónica de toda la legislación y regulación vigente en el MEM, procedimientos del sistema de calidad e indicadores de gestión de CAMMESA y el MEM. Periódicamente realizar la Publicación de Los Procedimientos para los operadores del mercado.
  - Dirigir el análisis comparativo de la regulación Argentina, respecto a la de otros países con organizaciones de mercado eléctrico similares a la propia.
  - Coordinar la ejecución de proyectos especiales desarrollados por cuenta y orden del mercado.
  - Coordinar y supervisar la aplicación de las Resoluciones SE N° 406/03 y otras Resoluciones que introduzcan cambios de envergadura en la operatoria comercial de la empresa respecto al mercado.

## **GERENCIA DE INFORMÁTICA**

### Misión

- Elaborar, revisar y controlar la ejecución del Plan de Sistemas de la compañía. Realizar el análisis estratégico y funcional de las aplicaciones informáticas a desarrollar y de los mantenimientos de las existentes, produciendo las Especificaciones Funcionales de Sistemas.
- Realizar el desarrollo del software de las nuevas aplicaciones informáticas y el mantenimiento de las existentes, según las Especificaciones Funcionales elaboradas, y de acuerdo con el Plan de Sistemas. Administrará los recursos de hardware, software, redes y comunicaciones de la compañía, optimizando su utilización y garantizando la disponibilidad permanente del servicio.
- Realizará la prueba de los módulos y validación de las aplicaciones desarrolladas y capacitará y asistirá al usuario durante las pruebas de aceptación, procediendo una vez aceptado a la puesta en producción de la aplicación. Atender todas las funciones del SMEC asignadas regulatoriamente a CAMMESA .

### Funciones

- Elaborar y mantener actualizado el Plan de Sistemas de la compañía, en función de los lineamientos definidos por la Gerencia General.

- 
- Entender en la elaboración y actualización del Plan de Sistemas de la compañía, estableciendo los tiempos y prioridades de ejecución de las tareas de desarrollo, en función de los lineamientos definidos por la Gerencia General.
  - Entender en la definición del Alcance, los Modelos Conceptuales y los Macrodiseños de Arquitectura de las aplicaciones a desarrollar.
  - Entender en la preparación, con asistencia y acuerdo de los sectores usuarios, de las Especificaciones Funcionales de los sistemas a desarrollar y pruebas para aceptación por el usuario y realizar la definición de roles, responsabilidades y privilegios de acceso de los mismos y administradores de bases de datos y sistemas.
  - Realizar el Diseño Técnico (visión orientada a la tecnología), la Programación del Software, la Documentación de Los Programas, la Documentación y capacitación del Usuario, y la Puesta en Producción de las nuevas aplicaciones informáticas y de las modificaciones de las aplicaciones existentes, de acuerdo con la Metodología de Desarrollo de Sistemas y según las Especificaciones Funcionales elaboradas y acordadas con el usuario.
  - Efectuar la prueba y validación de las modificaciones y/o nuevos desarrollos informáticos, o ampliaciones de hardware, en sus tres etapas: especificaciones, prueba por módulo o bloque y validación de sistema, asistiendo al usuario en la etapa de capacitación para el uso y pruebas de aceptación final.
  - Realizar la Administración y optimización de la utilización de los recursos de Hardware, Software y Redes de la compañía, incluidos el MEMNET y servicios de Internet disponibles en la empresa. Realizar los desarrollos y mantenimientos necesarios, Supervisar la Estrategia y Procedimiento de Respaldo (back-up) y Recuperación ante fallas (recovery) de las aplicaciones y sistemas y efectuar su aplicación rutinaria.
  - Realizar la Administración y optimización de la utilización, mantenimiento y ampliación de los recursos de Hardware y Software del Sistema de Operación en Tiempo Real y del Sistema de comunicaciones de CAMMESA.
  - Supervisar la utilización de los recursos de Microinformática y brindar soporte a usuarios en la utilización de los mismos.
  - Entender en la operación del SMEC a partir de :
  - Efectuar la administración del Centro Recolector CAMMESA-Pérez del SMEC y el mantenimiento de la Base de Datos del SMEC.
  - Realizar el control de fallas en la recepción de archivos e identificación de faltantes en las mediciones recibidas, efectuando la gestión de su recuperación de la información faltante.
  - Ejecutar la verificación de los proyectos de medición de los nuevos nodos SMEC y controlar el cumplimiento de normas vigentes de los nuevos equipos a instalar.
  - Efectuar el control de consistencia de la información del SMEC, realizar la verificación y reclamo de datos faltantes y complementar con datos de Operación, conformando la base de precios horarios por nodo.

- 
- Efectuar la especificación para, y supervisión de, los contratos de Auditoría Externa del SMEC y de las actividades contratadas: Habilitación / Rehabilitación Comercial, Auditoría de Calidad de medición, Lectura en Campo y Sincronización Horaria.
  - Realizar el análisis de desvíos funcionales de los equipos del SMEC y elaborar el listado de aplicación de penalidades relativas al SMEC a incorporar en el Informe de Calidad de Servicio.

## **GERENCIA DE PROGRAMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN**

### Misión

Planificar, dirigir y controlar la ejecución de la programación estacional, semanal y diaria del SADI, tendiendo a garantizar la seguridad y economía de la operación, de acuerdo al marco regulatorio vigente. Ejecutar los estudios del Sistema de Potencia necesarios para evaluar nuevos accesos, guías de referencia, identificación de beneficiarios. Introducción de nuevos sistemas de control y evaluaciones de calidad.

### Funciones

- Entender en la recolección y validación de la información necesaria para realizar la programación estacional, semanal y diaria, analizando / coordinando / supervisando:
- Con los operadores de centrales hidroeléctricas los modelos a utilizarse en la programación estacional y los resultados de los pronósticos de caudales realizados.
- Con los actores del MEM el riesgo aceptado en el SADI y establecer las restricciones del SADI, criterios de reserva por área y total del SADI, los planes de mantenimiento programado con el plan de operación previsto para optimizar el conjunto y su implicancia sobre el consumo de combustibles.
- Con los Generadores Térmicos la declaración de costos variables de producción correspondiente a los generadores térmicos y efectuar el cálculo de los precios de referencia para combustibles, ejecutar su seguimiento mensual, e informar a los Agentes para que procedan en consecuencia.
- Las restricciones a la operación del SADI informadas por los Transportistas, a los efectos de definir los criterios de su inclusión en las programaciones y declaraciones estacionales respecto del transporte, tales como déficit de reactivo, acciones para el control de tensión y manejo de la potencia reactiva.
- Entender en la recolección y validación de la información necesaria para realizar la programación estacional, semanal y diaria participando en la definición, desarrollo y mantenimiento de:
- Base de datos de Programación Estacional, manteniendo actualizados los datos de demanda, generación, pronósticos hidrológicos y consumos de combustibles.

- 
- Mejoras para los modelos de optimización utilizados en la programación y metodología para la estimación de la demanda horaria diaria.
  - La base de datos de parámetros eléctricos asociados a los cargos de transporte.
  - Coordinar el mantenimiento estacional de líneas y equipos en estaciones transformadoras y el análisis y estudios orientados a optimizar la operatividad y confiabilidad del SADI, minimizando restricciones al despacho económico y optimizando la seguridad.
  - Realizar el seguimiento y control de la incorporación de nuevos equipos y/o alimentadores a la red del SADI y realizar estudios para detectar restricciones en la operación del SADI en el futuro, realizar evaluaciones del Riesgo de colapso, proponiendo soluciones para su minimización e investigando nuevas tecnologías para el incremento de la capacidad de transporte y la seguridad del SADI.
  - Efectuar la programación estacional indicativa y suministro de sus bases para la valorización del agua por parte de los concesionarios de centrales hidráulicas optimizables y estacional mensual para la valorización de los embalses de características mensuales y semanales por parte de los concesionarios. Una vez definidos los eventuales ajustes, realizar la programación estacional definitiva con las restricciones del sistema de transporte atendiendo a las consignas de optimización del marco legal y regulatorio vigente. Incluyendo los precios estacionales a distribuidores calculados de acuerdo a los resultados de la programación y requerimientos de “Los Procedimientos”
  - Supervisar el cumplimiento de la programación estacional y el funcionamiento del SADI, proponiendo modificaciones y ejerciendo la función de coordinación en su ejecución y efectuando el seguimiento del estado del parque, restricciones, indisponibilidades y reservas de combustibles en centrales. Elaborar los informes periódicos sobre la gestión operativa del SADI (mensual, semestral, anual), costos de producción y análisis de los desvíos observados y motivos que los originan.
  - Entender en la definición de la programación semanal, sus reprogramas y programaciones diarias de acuerdo al marco legal y regulatorio vigente, efectuando:
    - El establecimiento de la convocatoria de reserva fría semanal, y diaria.
    - La Coordinación los requerimientos de retiros de equipos para mantenimiento atendiendo a la calidad, seguridad y economía del servicio, definiendo el carácter del mismo (correctivo o forzado autorizado).
    - La determinación de la generación forzada y grupos convocados como Turbinas de Vapor de punta.
    - La coordinación de los intercambios de energía con países limítrofes en un todo de acuerdo a la regulación vigente.
    - Participar en el seguimiento y análisis de la operación a partir de realizar:
      - El seguimiento del estado del parque generador, restricciones, indisponibilidades, reservas de combustibles y análisis de la situación en las próximas semanas y en la elaboración de

---

normas y recomendaciones sobre la operación y el despacho económico y evaluación del nivel de riesgo ante maniobras previstas en la programación diaria, estableciendo las estrategias operativas y definiciones ante situación de déficit en la planificación semanal y/o diaria, y el programa de restricciones previsto tomando en cuenta las garantías de suministro del Mercado a Término.

- El análisis de la operación prevista del SADI y sus vínculos internacionales para controlar la eficacia de las normas y recomendaciones, así como el desempeño de los esquemas de control, automatismos y protecciones. Controlando la calidad de servicio del SADI y participando en la preparación del el documento de calidad de servicio del transporte mensual y calculo de resarcimientos por transporte del MEM y MEMSP.
- Entender en la realización de estudios Eléctricos para análisis y definición de:
- Los límites de protección de áreas.
- Propuesta de aprobación de Ingreso y baja de Agentes del Mercado, asistiendo a la GAA.
- Guías de Referencia del Transporte.
- Propuesta de aprobación de solicitudes de acceso y/o ampliación a la capacidad de transporte del SADI e interconexiones internacionales, asistiendo a la GAA.
- Propuesta de aprobación de Ingreso y ensayos de nuevos generadores asistiendo a la GAA.
- La habilitación de grupos generadores para la Regulación de Frecuencia; efectivizar las habilitaciones correspondientes.
- El diagnóstico del amortiguamiento de oscilaciones interárea del SADI.
- El desempeño del Esquema de Estabilización Suplementaria
- La Administración y optimización de uso del Sistema de Monitoreo de Oscilaciones.
- La aplicación de nuevas tecnologías aplicables a estudios eléctricos.
- La Simulación de la Operación de Mediano y Largo Plazo y emisión de los informes correspondientes. Incluida la propuesta de alternativas de mejora.
- Entender en la determinación de los volúmenes de combustibles requeridos para la operación del sistema, sea gas natural o combustibles líquidos, incluyendo la logística de aprovisionamiento de los mismos a las centrales correspondientes.

## **GERENCIA DE ANÁLISIS Y CONTROL DE LA PRODUCCIÓN**

### Misión

- Efectuar el seguimiento de las principales variables que afectan el despacho, controlando que se introduzcan los factores de corrección necesarios para garantizar las condiciones de mínimo costo, seguridad y calidad establecidas en Los Procedimientos.

- 
- Controlar la calidad y el ajuste respecto a Los Procedimientos de las Programaciones Estacionales, semanales y diarias, de la información post-operativa, del documento de transacciones económicas y de los informes de simulación de mediano y largo plazo.
  - Analizar la adecuación de los procesos de programación y producción y sus controles sistemáticos, con respecto a los fines y objetivos que los motivan. En esta dirección, supervisará y participará en la definición de especificaciones de estos procesos, para su mejora y adecuación a los requerimientos regulatorios vigentes y/o nuevos que requieran un tratamiento multidisciplinario.
  - Planificar, diseñar y mantener los modelos matemáticos de programación, de acuerdo con los requerimientos de la normativa vigente, los usuarios internos y los agentes del MEM.

### Funciones

- Participar, cuando le sea requerido, en el análisis de adecuación de los procesos de programación de la producción y producción y sus controles de calidad y efectividad, tomando como referencia el objetivo que los fundamenta y la regulación aplicable. Promover acciones de mejora sobre los mismos.
- Efectuar el Análisis y control de la evolución de los fondos y cuentas del MEM.
- Analizar la gestión de la operación real respecto a la prevista en las programaciones, efectuando el cálculo de indicadores de calidad de producto y emitiendo informes de gestión.
- Entender en el análisis y definición de controles sistemáticos y manuales a efectuar por la GAC, sobre los procesos mencionados.
- Supervisar y participar en la definición de especificaciones de estos procesos, para su mejora y adecuación a los requerimientos regulatorios vigentes y/o nuevos que impacten a procesos que afecten más de una gerencia y requieran un tratamiento multidisciplinario.
- Asistir a las gerencias individuales en la adecuación de sus procesos, controles y especificación de herramientas informatizadas al efecto, cuando el proceso involucre a una sola gerencia.
- Participar en la implementación de nuevas resoluciones y procedimientos técnicos que afecten el circuito transaccional económico, estableciendo los hitos de control.
- Entender en el Diseño, adecuación y desarrollo de los Modelos Matemáticos necesarios para optimizar la Programación y el Despacho.
- Coordinar la ejecución y emisión de los estudios de mediano y largo plazo sobre evolución del SADI y del MEM.
- Entender en el análisis y control de los procesos de asignación de combustibles líquidos y gaseosos en el marco de las resoluciones aplicables al respecto, y del cierre económico.
- Entender en la confección y emisión del Parte Diario Pos-Operativo a partir de:



- 
- Efectuar el análisis de la operación del día anterior y de los datos a incorporar en el parte post-operativo. Controlar los redespachos e informar las posibles rectificaciones de precios de mercado y locales ante reclamos.
  - Analizar la asignación de Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia. Cálculos de porcentajes realizados y factores de eficiencia de regulación secundaria, reserva operativa realizada.
  - Definir las Transacciones de Energía y potencia por Generador, efectuar el cálculo de Regulación de Frecuencia Primaria y Secundaria, de los sobrecostos por generación forzada y cargos por arranque y parada. Controlar y resolver las Inconsistencias.
  - Efectuar la preparación del informe diario y la revista electrónica, realizando su publicación.

## **GERENCIA DE OPERACIONES**

### Misión

Supervisar la operación del SADI en el marco del Mercado Eléctrico Mayorista a través del Centro de Control de Operaciones de CAMMESA, siendo responsable de la seguridad y calidad operativa del Servicio Eléctrico del mismo.

### Funciones

- Realizar el análisis y revisión de la Programación Diaria y las pautas de apartamiento surgidas de la Programación Semanal.
- Entender en la ejecución del despacho óptimo de la generación del MEM, de acuerdo a la Programación Diaria, ordenando la conexión, carga y desconexión de diversos Generadores. Realizar los redespachos necesarios ante cambios significativos de oferta o de demanda o de la red con respecto a lo previsto, vigilando las restricciones operativas (hidráulicas, eléctricas, de combustible, etc.).
- Realizar el cálculo de los nuevos Precios del Mercado Spot y Precios Locales, resultantes de los redespachos, e informar a los Agentes junto con los motivos que los originaron.
- Entender en la supervisión de la calidad del servicio a partir de:
- Efectuar la determinación de las consignas para la regulación primaria, secundaria y terciaria de la frecuencia del SADI, participando en el control de las mismas.
- Determinar el valor y optimizar la distribución de la reserva rotante operativa.
- Supervisar el perfil de tensiones y los flujos de potencia reactiva, participando en el control de los mismos para asegurar la calidad de servicio.
- Entender en la supervisión de la seguridad del servicio a partir de:
- Supervisar los flujos de potencia activa en el SADI, vigilando el cumplimiento de las restricciones de transporte vigentes y en especial el límite de seguridad para evitar el riesgo de colapso total.

- 
- Supervisar la ejecución del programa de maniobras de los Transportistas, adecuando la configuración del SADI de modo que se cumpla el programa de cargas previsto.
  - Coordinar con Centros de Control de otros países la operación de las Centrales Hidroeléctricas binacionales y de las interconexiones internacionales, despachando la importación y la exportación de energía.
  - Autorizar y supervisar toda maniobra, energización y ensayo de nuevos equipos de generación, transmisión o compensación en el SADI.
  - Coordinar las maniobras que involucren a diferentes Centros de Operaciones del SADI, para el retiro y vuelta al servicio de equipos con fines de mantenimiento o reparación, compatibilizando tales maniobras con los requerimientos del despacho de generación y maximizando la seguridad del SADI.
  - Adoptar acciones correctivas para restablecer la operación normal ante situaciones de alerta, es decir, frente a la reducción de los márgenes de reserva en generación o transmisión o compensación, o bien ante el aumento de la probabilidad de fallas por razones meteorológicas u otras.
  - Dirigir la recuperación y normalización del SADI ante situaciones de emergencia provocadas por perturbaciones diversas, adecuando el despacho de generación, ordenando las maniobras para la reposición de los equipos fallados y coordinando la sincronización de subsistemas después de la partición del SADI en islas.
  - Ordenar restricciones al suministro ante situaciones extremas de déficits de energía o de potencia activa o de potencia reactiva, así como también la desconexión de generación en salvaguarda del Sistema.
  - Supervisar el cumplimiento del Anexo N° 25 de “Los Procedimientos” y las Órdenes de Servicio del SADI.
  - Participar en la evaluación de las Órdenes de Servicio propuestas por los Agentes y proponer a la Gerencia de Programación de la Producción las Órdenes de Servicio del OED necesarias para garantizar la seguridad y calidad operativas del SADI.

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

La Gerencia de Hidrometeorología plantea un Plan de Funcionamiento propuesto para el periodo 2009-2013, el cual se resume en la Tabla que sigue.

<b>HIDROMET - GASTOS DE FUNCIONAMIENTO SOLICITADOS PERIODO 2009 - 2013</b>			
<b>AÑO</b>	<b>GASTOS DE FUNCIONAMIENTO</b>	<b>PERSONAL</b>	<b>Por empleado</b>
2009	2,199,200	74	29,719
2010	2,509,717	88	28,520
2011	2,804,014	98	28,612
2012	2,958,613	103	28,724
2013	3,107,332	107	29,040
<b>Total</b>	<b>13,578,876</b>	<b>9.7%</b>	<b>28,923</b>

El Plan de Funcionamiento ajustado a reconocer es el siguiente:

Se ha ajustado el año 2009 por la cantidad de personal real a la fecha y se ha reconocido un crecimiento de 10% anual, manteniendo el estimado de costo por empleado propuesto por la gerencia.

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

El Plan de Inversiones propuesto por ETESA y el Plan Ajustado por la ASEP se incluyen a continuación:

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A. GERENCIA DE HIDROMETEOROLOGÍA PRESUPUESTO DE INVERSIÓN 2009 - 2013										
CONCEPTO	PROYECTO	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012	Año 2013	Total			
Estaciones Sinópticas Automáticas	Automatización de la red	2	76,000	2	76,000	2	76,000	2	76,000	304,000
Estaciones Meteorológicas Automáticas Tipo A	Alerta Temprana	6	210,000	8	280,000	11	385,000	10	350,000	1,645,000
Estaciones Meteorológicas Automáticas Tipo PD (1)	Automatización de la red	6	24,000	12	48,000	12	48,000	12	48,000	168,000
Estaciones Hidrológicas Automáticas	Automatización de la red	6	180,000	12	360,000	10	300,000	10	300,000	1,500,000
Equipos convencional para calibración de estaciones automáticas	Automatización de la red		30,000			2	30,000			60,000
Estación Receptora de Imágenes Satelitales Meteorológicas.	Automatización de la red	1			100,000					175,000
Receptor y Antena Vsat del sistema Metlab	Automatización de Proce		30,000							30,000
Repuesto de equipos de comunicaciones	Automatización de la red		23,000		10,000				13,500	46,500
Repuestos estación receptora de datos satelitales	Alerta Temprana		15,000		5,000				1,000	21,000
Instalación de la estación receptora de datos satelitales de David	Alerta Temprana		50,000				50,000			125,000
Repuestos estaciones automáticas	Automatización de la red		25,000		35,000		35,000		45,000	175,000
Repuestos estaciones convencionales	Automatización de la red		60,000		40,000		40,000		40,000	140,000
Sensores de calidad del agua	Automatización de la red	3	30,000	2	20,000	1	10,000	1	10,000	100,000
Computadoras y licencias de software	Automatización de Proce		25,000		25,000		25,000		25,000	125,000
Impresoras láser e inyección de tinta/escáner largo	Automatización de Proce		14,000		5,000		5,000		6,000	43,000
Equipos para predicción numérica hidrológica y actualizaciones	Automatización de Proce		50,000							50,000
Equipos para pronóstico numérico meteorológico sinóptico y actualizaciones	Automatización de Proce		15,000							30,000
Reingeniería de la Base de Datos y página Web	Automatización de Proce		132,500		50,000		5,000		5,000	197,500
Software para pronóstico climatológicos	Automatización de Proce		40,000							40,000
Formación de personal y asistencia técnica	Automatización de Proce		10,000		10,000		10,000		10,000	50,000
Vehículos doble tracción con malacate	Automatización de la red	2	50,000	2	55,000	2	55,000	2	55,000	265,000
Vehículos tipo sedan/jeep corto	Automatización de la red	1	20,000	1	20,000	1	20,000	1	20,000	100,000
Equipos de hidromensura, trasp. marítimo y construcción	Automatización de la red		10,000		10,000		10,000		5,000	40,000
Equipos de calibración y reparación de instrumentos y sensores	Automatización de la red				50,000					50,000
Habilitación de locales para oficinas, talleres y depósitos	Remodelación sinóptica		30,000							30,000
Consultores	Automatización de Proce		50,000		50,000		50,000		50,000	150,000
Imprevistos	Automatización de la red		10,000				10,000		10,000	50,000
Sensores de descargas eléctricas atmosféricas	Descargas atmosféricas						200,000			200,000
Inversiones equipos, herramientas y otros	Automatización de la red		6,000		5,000		5,000		5,000	26,000
Gastos varios de operación y mantenimiento	Automatización de la red		20,000		20,000		25,000		25,000	110,000
		1,180,500	1,239,000	1,299,000	1,304,000	1,023,500	6,046,000			