

**INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LA EMPRESA DE  
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIOUÍ S.A. PARA EL  
PERIODO 2002-2006**

METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Diciembre 2001

---

# **CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA EL PERIODO 2002-2006**

## **CONTENIDO**

1.	ÁREAS REPRESENTATIVAS.....	3
2.	AGRUPAMIENTO DE EMPRESAS MODELO.....	3
3.	VARIABLES DE COSTOS, VARIABLES EXPLICATIVAS Y ECUACIONES DE EFICIENCIA.....	4
4.	COMPONENTES Y METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL IMP .....	5
5.	TASA DE RENTABILIDAD Y TASA DE DESCUENTO .....	5
<b>TRATAMIENTO DE DATOS DE LAS EMPRESAS MODELO .....</b>		<b>5</b>
1.	ACTIVOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN .....	6
1.1.	<i>Ajuste de los Activos de Distribución por la utilización de Cables Subterráneos .....</i>	<i>6</i>
1.2.	<i>Incorporación de Activos entre 24 y 115kV.....</i>	<i>6</i>
2.	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE DISTRIBUCIÓN .....	6
3.	COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN .....	6
4.	COSTOS DE ADMINISTRACIÓN .....	6
<b>ANÁLISIS DE REGRESIÓN Y ECUACIONES DE EFICIENCIA .....</b>		<b>7</b>
1.1.	<i>Activos de Distribución.....</i>	<i>7</i>
1.2.	<i>Activos de Comercialización.....</i>	<i>7</i>
1.3.	<i>Costos de Administración .....</i>	<i>8</i>
1.4.	<i>Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución .....</i>	<i>8</i>
1.5.	<i>Costos de Comercialización .....</i>	<i>8</i>
1.6.	<i>Pérdidas.....</i>	<i>9</i>
<b>CÁLCULO DEL IMP .....</b>		<b>10</b>
1.	INFORMACIÓN DE BASE.....	10
1.1.	<i>Proyección de Variables Explicativas .....</i>	<i>10</i>
1.1.1.	<i>Carga Máxima por Tipo de Corregimiento y Proyección de Demanda .....</i>	<i>10</i>
1.1.2.	<i>Proyección de Clientes .....</i>	<i>11</i>
1.2.	<i>Ajuste por Salarios .....</i>	<i>11</i>
1.3.	<i>Proyección de Costos Monómicos .....</i>	<i>12</i>
1.4.	<i>Alumbrado Público.....</i>	<i>12</i>
2.	BASE DE CAPITAL A JUNIO DE 2002 .....	12
3.	PÉRDIDAS.....	13
4.	INGRESO MÁXIMO PERMITIDO .....	13
<b>ANEXO I. CÁLCULO DE LA BASE DE CAPITAL A JUNIO DE 2002 .....</b>		<b>14</b>
1.	EDECHI .....	15
1.1.1.	<i>Revisión de la información aportada .....</i>	<i>16</i>
1.1.2.	<i>Análisis de EFICIENCIA .....</i>	<i>18</i>
1.1.3.	<i>Análisis de los balances auditados.....</i>	<i>19</i>
1.1.4.	<i>Adaptación lineal de los activos .....</i>	<i>20</i>
<b>ANEXO II. CUADROS RESUMEN DEL IMP .....</b>		<b>22</b>

---

## **INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ S.A. PARA EL PERIODO 2002-2006**

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí S.A. para el período julio 2002-junio 2006, ha sido calculado de acuerdo al Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización de Electricidad aprobado mediante Resolución JD-3116 fechada 19 de diciembre de 2001.

El cálculo se basa en la definición de Áreas Representativas en Panamá aprobada mediante la Resolución JD-2980 fechada 4 de octubre de 2001 y las Empresas Modelo seleccionadas y aprobadas mediante Resolución JD-2982 de 5 de octubre de 2001.

Para el cálculo del IMP, se ha utilizado la tasa de rentabilidad fijada para la actividad de distribución, comercialización y alumbrado público a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí S.A. aprobado mediante Resolución JD-3112 fechada 19 de diciembre de 2001.

### **1. ÁREAS REPRESENTATIVAS**

Las áreas representativas fueron clasificadas en alta densidad, media densidad y baja densidad. Los valores frontera del índice que definen dichas áreas quedan recogidos en la siguiente tabla:

<b>Área representativa</b>	<b>Rango de Densidad Clientes/ Km-circuito de Media Tensión</b>
Alta densidad	Mayor o igual a 125
Media densidad	Mayor de 50 y menor de 125
Baja densidad	Menor o igual a 50

Cada corregimiento queda asignado al área representativa a la que pertenece su correspondiente distrito. De esta forma se divide el territorio servido por cada empresa en las tres áreas representativas.

### **2. AGRUPAMIENTO DE EMPRESAS MODELO**

Como ya fue establecido mediante Resolución las empresas modelo fueron agrupadas por área representativa y se utilizaron empresas registradas por la FERC<sup>1</sup> de EEUU, las cuales están listadas en la resolución que las aprueba.

---

<sup>1</sup> *Federal Energy Regulatory Commission*



---

De las 100 empresas seleccionadas se obtuvo de cada una de las empresas la siguiente información:

1. Activos Inmovilizado Total,
2. Activos de Distribución,
3. Activos de Comercialización,
4. Activos de Alumbrado Público,
5. Activos de Planta en Servicio
6. Activos de Planta General,
7. Depreciación acumulada,
8. Energía vendida (MWh),
9. Número de clientes,
10. Activos de Distribución depreciados,
11. Costos de Operación y Mantenimiento de Comercialización,
12. Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución,
13. Costos de Administración,
14. Gastos Totales de Operación y Mantenimiento,
15. Activos de Líneas Aéreas,
16. Activos de Líneas Subterráneas,
17. Número de transformadores,
18. Demanda Máxima (kW),
19. Compras de energía (MWh).
20. Pérdidas de energía (MWh).

En el archivo contenido en el disco compacto adjunto, están en detalle las páginas y líneas que corresponden en la base de datos del FERC.

### **3. VARIABLES DE COSTOS, VARIABLES EXPLICATIVAS Y ECUACIONES DE EFICIENCIA**

De acuerdo al régimen tarifario aprobado las variables de costos son los activos de distribución, activos de comercialización, los costos de administración, operación y mantenimiento, y las pérdidas en distribución. Las variables de costos se determinan a partir de variables explicativas a través de Ecuaciones de Eficiencia. Las variables explicativas son:

- El número total de clientes, y/o
- La carga máxima total.

Las ecuaciones de eficiencia son estimadas a partir de cada grupo de empresas modelo mediante funciones exponenciales de la siguiente forma para cada área representativa (j):

$$(1) AD = a_j * C^{\alpha_j} * D^{\beta_j}$$

$$(2) AC = b_j * C^{\gamma_j} * D^{\delta_j}$$

$$(3) ADM = c_j * C^{\epsilon_j} * D^{\phi_j}$$

$$(4) OM = d_j * C^{\eta_j} * D^{\lambda_j}$$

$$(5) COM = e_j * C^{\mu_j} * D^{\nu_j}$$

en la que:

- C es el número de clientes, y/o
- D es la carga máxima.
- $a_j$ ,  $b_j$ ,  $c_j$ ,  $d_j$  y  $e_j$  son parámetros adimensionales de la ecuación de eficiencia.
- $\alpha_j$ ,  $\beta_j$ ,  $\gamma_j$ ,  $\delta_j$ ,  $\epsilon_j$ ,  $\phi_j$ ,  $\eta_j$  y  $\lambda_j$  representan las elasticidades de la variable de costo que se pretende determinar con respecto a cada variable explicativa.

#### 4. COMPONENTES Y METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL IMP

De acuerdo al Régimen Tarifario aprobado, el Ingreso Máximo Permitido (IMP) por Actividades Reguladas para las empresas distribuidoras en el Período Tarifario incluye los ingresos de Distribución, Comercialización y el Alumbrado Público, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$IMP = IMPD + IMPCO + ALUMPU$$

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

#### 5. TASA DE RENTABILIDAD Y TASA DE DESCUENTO

Se ha utilizado la tasa aprobada de 12.95%.

#### TRATAMIENTO DE DATOS DE LAS EMPRESAS MODELO

El procedimiento utilizado para determinar los valores de los activos de distribución y comercialización, así como de los costos asociados a cada una de las empresas modelo fue el siguiente:

---

## **1. ACTIVOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN**

Para la determinación de los activos de distribución y comercialización, se obtuvo el valor histórico de los activos de distribución y comercialización de cada empresa, y se estableció un mecanismo de actualización de los mismos a moneda corriente. Una vez realizado este ajuste, se repartieron los activos comunes (activos denominados de Planta General), también actualizados a moneda corriente, entre las distintas actividades de la empresa, y se añadieron los correspondientes a distribución y comercialización para obtener los activos totales. En el modelo que se le proporciona a la empresa se encuentran las fórmulas y el proceso de actualización de los datos.

### ***1.1. AJUSTE DE LOS ACTIVOS DE DISTRIBUCIÓN POR LA UTILIZACIÓN DE CABLES SUBTERRÁNEOS***

Se ajustó el valor de los activos de distribución de cada empresa modelo, a los efectos de tomar en cuenta la existencia de exigencias diferentes en EEUU y Panamá con respecto a la instalación de cables subterráneos por parte de dichas empresas.

A dichos efectos, se multiplicó el valor de activos de cables subterráneos, por el factor (0.25) representativo de la relación de precios entre una línea aérea y un cable subterráneo de similar capacidad y voltaje.

### ***1.2. INCORPORACIÓN DE ACTIVOS ENTRE 24 Y 115kV***

Por último, se incorporó al valor de los activos de distribución, el valor de líneas de 24 y 115kV, que si bien en la base de la FERC se consideran activos de transmisión, en Panamá son propiedad de las empresas distribuidoras.

## **2. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE DISTRIBUCIÓN**

El valor obtenido de operación y mantenimiento de las cuentas correspondientes de las empresas modelo, sin incluir las de comercialización ni alumbrado público. En el modelo que se adjunta en medio magnético están los datos en detalle.

## **3. COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN**

El valor obtenido de comercialización de las cuentas correspondientes de las empresas modelo, sin incluir las de distribución ni alumbrado público. En la base de datos de las empresas modelo que se adjunta están los datos en detalle.

## **4. COSTOS DE ADMINISTRACIÓN**

Estos costos totales se refieren a todas las actividades realizadas por la empresa. De este modo, al igual que en el caso de los Activos de la Planta General, se repartieron en las proporciones adecuadas, entre cada una de dichas actividades, determinando la porción que correspondería a la actividad de distribución y comercialización de la energía eléctrica.



---

## ANÁLISIS DE REGRESIÓN Y ECUACIONES DE EFICIENCIA

Se escogió la metodología de análisis de regresión logarítmico dependiente de una o dos variables, ya que trata de ajustar los datos mediante una exponencial. Para facilitar el ajuste, se linealiza la relación tomando logaritmos de cada una de las variables que intervienen, tanto dependientes como independientes. Son ajustes de la forma:

$$\text{LN(Variable Dependiente)} = A * \text{LN(Variable Independiente1)} + B * \text{LN(Variable Independiente2)} + K$$

Tras realizar gran número de análisis de regresión, se ha llegado a la conclusión de que el tipo de regresión que mejor se adapta a los costos y activos de las empresas de distribución, es el logarítmico, y es el tipo de regresión aprobado en el régimen tarifario (Parte I).

La mayor parte de las ecuaciones son logarítmicas con un parámetro explicativo de costo, definido como la cantidad de clientes de cada una de las empresas de distribución de Panamá.

De acuerdo al régimen, se han adoptado como variables explicativas de las variables de costos:

- Número de clientes
- Potencia Pico o Demanda

A continuación se muestra un conjunto de ecuaciones explicativas de los diferentes conceptos de costo (Ecuaciones de Eficiencia), derivadas de las formulaciones generales establecidas en el régimen tarifario, sobre cada uno de los agrupamientos de empresas modelo. Como puede comprobarse, la mayor parte de las ecuaciones son logarítmicas. Los resultados obtenidos muestran altos niveles de representatividad estadística.

Como se observa, tanto para explicar los Activos de Distribución como los Costos de O&M, se complementa la variable explicativa Carga Máxima con una variable que da cuenta de las intensidades de consumo (Carga Unitaria media), habida cuenta de las diferencias existentes en esta variable entre Estados Unidos y Panamá. Se identifican como AR1, AR2 y AR3 a las áreas representativas de alta densidad, media densidad y baja densidad respectivamente.

### *1.1. ACTIVOS DE DISTRIBUCIÓN*

$$\text{LN(AD)} = 10.986 + 0.847 * \text{LN(D)} - 1.394 * \text{LN(D/C)} \text{ (AR1)}$$

$$\text{LN(AD)} = 14.146 + 1.023 * \text{LN(D)} - 0.826 * \text{LN(D/C)} \text{ (AR2)}$$

$$\text{LN(AD)} = 13.96 + 1.077 * \text{LN(D)} - 1.05 * \text{LN(D/C)} \text{ (AR3)}$$

### *1.2. ACTIVOS DE COMERCIALIZACIÓN*

$$\text{LN(AC)} = 6.008 + 0.923 * \text{LN(C)} \text{ (AR1)}$$

$$\text{LN(AC)} = 4.76 + 1.012 * \text{LN(C)} \text{ (AR2)}$$

$$\text{LN(AC)} = 5.201 + 0.976 * \text{LN(C)} \text{ (AR3)}$$

---

**1.3. COSTOS DE ADMINISTRACIÓN**

$$\text{LN(ADM)} = 2.098 + 1.101 * \text{LN(C)} \text{ (AR1)}$$

$$\text{LN(ADM)} = 6.084 + 0.794 * \text{LN(C)} \text{ (AR2)}$$

$$\text{LN(ADM)} = 7.187 + 0.693 * \text{LN(C)} \text{ (AR3)}$$

**1.4. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE DISTRIBUCIÓN**

$$\text{LN(OM)} = 4.397 + 1.019 * \text{LN(D)} - 1.19 * \text{LN(D/C)} \text{ (AR1)}$$

$$\text{LN(OM)} = 11.16 + 1.002 * \text{LN(D)} - 1.039 * \text{LN(D/C)} \text{ (AR2)}$$

$$\text{LN(OM)} = 11.09 + 0.952 * \text{LN(D)} - 0.853 * \text{LN(D/C)} \text{ (AR3)}$$

**1.5. COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN**

$$\text{LN(COM)} = 6.142 + 0.868 * \text{LN(C)} \text{ (AR1)}$$

$$\text{LN(COM)} = 3.292 + 1.071 * \text{LN(C)} \text{ (AR2)}$$

$$\text{LN(COM)} = 4.717 + 0.957 * \text{LN(C)} \text{ (AR3)}$$

Las ecuaciones de eficiencia obtenidas anteriormente se pueden expresar de la siguiente forma, coincidente con la formulación planteada en el régimen en aprobación:

$$\text{AD} = 59,042 * C^{1.394} * D^{-0.547} \text{ (AR1)}$$

$$\text{AD} = 1,391,649 * C^{0.826} * D^{0.197} \text{ (AR2)}$$

$$\text{AD} = 1,155,449 * C^{1.05} * D^{0.027} \text{ (AR3)}$$

$$\text{AC} = 407 * C^{0.923} \text{ (AR1)}$$

$$\text{AC} = 117 * C^{1.012} \text{ (AR2)}$$

$$\text{AC} = 181 * C^{0.976} \text{ (AR3)}$$

$$\text{ADM} = 8 * C^{1.101} \text{ (AR1)}$$

$$\text{ADM} = 439 * C^{0.794} \text{ (AR2)}$$

$$\text{ADM} = 1,322 * C^{0.693} \text{ (AR3)}$$

$$\text{OM} = 81 * C^{1.19} * D^{-0.171} \text{ (AR1)}$$

$$\text{OM} = 70,263 * C^{1.039} * D^{-0.037} \text{ (AR2)}$$

$$\text{OM} = 65,313 * C^{0.853} * D^{0.099} \text{ (AR3)}$$



$$\text{COM} = 465 * C^{0.868} \text{ (AR1)}$$

$$\text{COM} = 27 * C^{1.071} \text{ (AR2)}$$

$$\text{COM} = 112 * C^{0.957} \text{ (AR3)}$$

## 1.6. PÉRDIDAS

Según lo establecido en el Régimen Tarifario el coeficiente de pérdidas de energía PD% asociado a cada área representativa debe calcularse a partir de una ecuación de eficiencia estimada sobre la base de las pérdidas de las empresas modelo respectivas en la muestra representativa, considerando la estructura de ventas por nivel de tensión de las mencionadas empresas modelo, definida a dichos efectos.

El coeficiente de pérdidas de cada una de las empresas comparadoras se obtiene mediante los datos recogidos de la FERC de la página 401a (*Electric Energy Account*)

- *Total Energy Losses (Line n°27)*:  $L_i$  (pérdidas de energía de la empresa i, en MW).
- *Total Disposition of Energy (Line n°28)*:  $E_i$  (energía total circulada, incluyendo las pérdidas, en MW).

El coeficiente de pérdidas PD%<sub>i</sub> de cada empresa comparadora se calcula como sigue:

$$\text{PD}\%_i = \frac{L_i}{E_i} \times 100$$

Estos coeficientes de pérdidas se utilizan a los efectos de formular una regresión del tipo:

$\text{PD}\%_i (\text{AR}_i) = a_i * (\text{EBT}_i / \text{ET}_i) + b_i * \text{DUMMY}$ , que se aplica a cada área representativa, donde:

- EBT = Energía Consumida en Baja Tensión,
- ET = Energía Total (Energía facturada por la distribuidora) = RS+LS+(EV-TS-P)+SS, con

RS = Residential Sales, FORM N° 1 pg. 301, L2

LS = Lighting Sales, FORM N° 1 pg. 301, L6

EV = Energía Vendida, FORM N° 1, pg. 401

TS = Total Sales, FORM N°1, pg. 301, L12

P = Pérdidas, FORM N° 1, pg. 401, L28

SS = Small Sales, FORM N° 1, pg. 301, L4

- DUMMY es una variable cualitativa basada en criterios de razonabilidad técnica, adoptando el valor 0 si las pérdidas de distribución son menores a 3%, y 1 si son mayores.

De esa forma, se obtiene una ecuación para cada grupo de empresas modelo asociado a cada área representativa:

Alta densidad	$\%Perd = 0.03487*[EBT/ET] + 0.03458*DUMMY$
Media densidad	$\%Perd = 0.03778*[EBT/ET] + 0.04316*DUMMY$
Baja densidad	$\%Perd = 0.05177*[EBT/ET] + 0.03458*DUMMY$

## CÁLCULO DEL IMP

### 1. INFORMACIÓN DE BASE

#### 1.1. PROYECCIÓN DE VARIABLES EXPLICATIVAS

##### 1.1.1. CARGA MÁXIMA POR TIPO DE CORREGIMIENTO Y PROYECCIÓN DE DEMANDA.

Una de las variables explicativas utilizadas en las ecuaciones de eficiencia es la carga máxima total de cada corregimiento D. En el apartado 3.1.1 del Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización de Electricidad, se plantea el cálculo de la carga máxima a partir de los datos de la participación de las distintas categorías de clientes en el consumo, a partir de curvas de carga típica de cada una de esas categorías, siempre que estuviesen aprobadas por el Ente Regulador.

Al día de hoy no se disponen de dichas curvas de carga, ni tampoco se dispone del desglose de clientes por categoría tarifaria en cada corregimiento. De la misma forma, el dato de energía consumida en cada corregimiento entregado por las empresas distribuidoras es global, sin desglose por cada categoría tarifaria.

Debido a estas restricciones de datos, se ha optado por aplicar un factor de carga idéntico para todos los corregimientos de una misma empresa. Este factor de carga se calcula mediante la relación carga máxima de la empresa y la energía anual consumida. Este factor se aplica a la energía consumida en cada corregimiento de la empresa para obtener la carga máxima del mismo, obteniendo un FC de 66.95% para la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí S.A..

Se obtiene de esa forma una participación de cada área representativa en la demanda máxima de Edechi, que se presenta en el cuadro siguiente:

Alta Densidad	44.20%
Media densidad	15.19%
Baja Densidad	40.61%

Las participaciones anteriores (dj) se aplican a la evolución prevista de la demanda máxima de cada empresa Dt informada por ETESA y aprobada por el Ente Regulador, para obtener los valores Djt de la variable explicativa a utilizar en las ecuaciones de eficiencia.

### 1.1.2. PROYECCIÓN DE CLIENTES

A partir de la información de clientes por corregimiento, se pudo obtener para la empresa, la participación de cada área representativa (j) en el total de clientes (cj). Los resultados obtenidos son los siguientes:

Alta Densidad	31.23%
Media densidad	14.49%
Baja densidad	54.28%

La aplicación de los coeficientes (cj) a la proyección prevista del número de clientes (Ct) de la empresa, permite obtener la variable explicativa (Cjt) a los efectos de utilizar las ecuaciones de eficiencia.

La proyección prevista del número de clientes, demanda máxima y energía facturada de Edechi se presenta a continuación:

IMPULSORES DE COSTOS	UNIDADES	BASE	JUL02 / JUN03	JUL03 / JUN04	JUL04 / JUN05	JUL05 / JUN06
Demanda Máxima	KW	60,050	62,140	63,890	65,690	67,540
Energía Facturada	MWH	335,000	336,342	342,029	351,664	361,570
Energía Total Distribuida	MWH	372,237	373,729	380,032	390,737	401,744
Clientes	Nº clientes	82,565	85,937	89,248	92,522	95,778
Intensidad (Demanda/Clientes)	KW/Cliente	0.7273	0.7231	0.7159	0.7100	0.7052
Costo de la Energía en Mercado Mayorista (CMM)	USD/MWh	-	47.92	48.72	47.98	47.74
Cantidad de Luminarias		27,929	29,318	30,910	32,366	32,983

### 1.2. AJUSTE POR SALARIOS

Los Costos Administrativos, los Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución, y los Costos de Comercialización que se calculan a partir de las ecuaciones resultantes de los análisis de regresión, se ajustan tomando en cuenta la diferencia de salarios que existe entre Estados Unidos y Panamá.

El ajuste de salarios se realizó en dos fases:

- Primera fase: determinación de la relación entre los salarios de Estados Unidos y Panamá, para empresas del mismo sector.
- Segunda fase: determinación de a qué parte (%) de cada uno de los tres costos hay que aplicarle el ajuste de salarios.



Se ha estimado la relación entre los salarios entre la industria eléctrica de Panamá y la de USA, en 0.3628.

La participación salarial en cada rubro de costos (estimada sobre las empresas de la FERC) a la que hay que aplicar la relación de salarios medios, se sintetiza en el siguiente cuadro:

PART. SALARIOS EN TOTAL COSTOS	
ADMINISTRACIÓN	46.94%
O&M	60.20%
COMERCIALIZACIÓN	30.77%

El procedimiento y los valores ajustados se proporcionan en el modelo

### **1.3. PROYECCIÓN DE COSTOS MONÓMICOS**

A los efectos de la valorización de las pérdidas, se ha utilizado la proyección de precios monómicos promedio elaborada por el Centro Nacional de Despacho de ETESA, que se sintetiza como sigue:

Periodo	B./MWh
Julio 2002-Junio 2003	47.92
Julio 2003-Junio 2004	48.72
Julio 2004-Junio 2005	47.98
Julio 2005-Junio 2006	47.74

### **1.4. ALUMBRADO PÚBLICO**

Para la determinación de ACTALUMt y ACTNALUMt se tomó en consideración el valor del activo fijo al término del año 2000, las incorporaciones de activos basados en el plan de inversiones presentado por la distribuidora, y el plan de inversiones de la empresa.

El costo unitario promedio eficiente de operación y mantenimiento reconocido es de B/.12 51 para el período 2002-2006, aplicado a la cantidad de luminarias proyectadas para el periodo.

## **2. BASE DE CAPITAL A JUNIO DE 2002**

En el cuadro N° 3 se sintetiza la Base de Capital a junio de 2002 estimada a partir de los valores en los libros de contabilidad de la empresa, y a través del análisis de eficiencia establecido en el Régimen Tarifario.

A partir de la base de capital para junio 2002 y con los niveles de inversión obtenidos a partir de las ecuaciones de eficiencia, se obtienen los valores de activos (brutos y netos) de distribución y comercialización (base de capital), para la empresa, los cuales se muestran en el cuadro N° 3. En el Anexo I se adjunta una explicación de la determinación de la Base de Capital.

Adicionalmente, en función del régimen aprobado, debe procederse a realizar un ajuste por

actividades no reguladas que usufructúan infraestructura dedicada a negocios regulados. Para tal fin se evaluó para el año 2000 los ingresos por actividades no reguladas que cumplieren el principio anterior como porcentaje del total de ingresos de la empresa. De este modo se obtienen los coeficientes de ajuste por actividades no reguladas y los valores de base de capital que se utilizan para el cálculo del retorno y depreciación que se muestran continuación:

BASE DE CAPITAL (En miles d eB/.)	BASE A JUNIO 02	COEF. AJUSTE ACT. NO REGULADA	BASE AJUSTADA
Activos Dist. brutos	60,365.85	0.9862	59,532.80
Activos Com. brutos	15,518.77	0.9862	15,304.61
Activos Apúb. brutos	2,948.60	0.9862	2,907.91
Activos Dist. netos	31,620.25	0.9862	31,183.89
Activos Com. netos	8,345.45	0.9862	8,230.29
Activos Apúb. netos	1,814.57	0.9862	1,789.53

### 3. PÉRDIDAS

Los resultados por empresa se obtienen ponderando las pérdidas por área representativa de las empresas modelo, en base a las ventas de energía por área representativa.

### 4. INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

En el Anexo II se adjuntan los cuadros N°1, N°2 y N°3 que presentan los resultados obtenidos para la empresa y para cada componente del IMP.

Se adjunta en medio magnético la base de datos de las empresas modelo para determinar las ecuaciones de eficiencia.

---

**ANEXO I.**

**CÁLCULO DE LA BASE DE CAPITAL A JUNIO DE 2002**



---

## **ANEXO I**

### **DETERMINACIÓN DE LA BASE DE CAPITAL A JUNIO 2002**

En este anexo se calcula la base de capital bruta y neta de la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí S.A. (EDECHI) a Junio de 2002. Esta base de capital será la inicial del nuevo periodo tarifario. Se parte de los valores de activos registrados en el balance de diciembre de 1998, restándoles los activos correspondientes a generación y se añaden las inversiones realizadas desde entonces hasta junio de 2002 (desde junio de 2001 hasta junio de 2002 son únicamente estimaciones que deberán ser auditadas en su momento).

A continuación se presenta el cálculo realizado para:

#### **1. EDECHI**

El proceso seguido ha sido el siguiente:

1. Revisión de la información aportada. La empresa ha entregado un informe que recoge el detalle de activos fijos brutos en operación y en proceso de construcción al 30 de junio de 2002. Este informe está acompañado por una serie de documentos anexos que profundizan en algunas de las partidas presentadas.
2. Adicionalmente, se ha revisado la declaración de inversiones en proceso basándose en los informes de auditoría con fecha 28 de agosto de 2001, correspondientes a la revisión del activo fijo en construcción al 30 de junio de 2001.  
La labor llevada a cabo en este paso del proceso ha sido revisar los datos presentados, corregir errores e inconsistencias y eliminar aquellas partidas que se considera no deben incluirse.
3. Análisis de eficiencia mediante la comparación de los costos presentados con costos internacionales aceptados. A partir de datos de costos internacionales de activos en países similares (extraídos de bases de datos del consultor), se ha evaluado la eficiencia de parte de los activos presentados. De estas comparaciones, se ha determinado el nivel de ineficiencia: se ha considerado que toda cantidad que en una partida supere en un 5% los costos internacionales razonables es ineficiente. El porcentaje que suponen la suma de esas partidas con respecto al total de las partidas revisadas es el porcentaje de ineficiencia.
4. Análisis de los balances auditados de ambas empresas a diciembre de 1998, 1999 y 2000, extrayendo de los mismos las inversiones brutas y netas auditadas. Se realiza una adaptación lineal de las partidas determinadas en el punto a) para que la suma coincida con las inversiones auditadas, conservando las proporciones originales de cada una de las partidas.
5. Reducción lineal de todas las partidas de activos en el porcentaje de ineficiencia calculado anteriormente. Equivale a una extrapolación del grado de ineficiencia de las partidas verificables a las partidas de activos no verificables.

Hay que resaltar sin embargo lo siguiente:

- Como no constaba el reparto de los activos netos entre distribución, comercialización y alumbrado público, se ha optado por mantener los mismos porcentajes de cada una de las partidas de los activos brutos de dicho balance.
- Al no disponer de datos de retiros durante el año 2001 y el primer semestre de 2002, se han estimado estos valores. La decisión adoptada ha sido considerar que habría los mismos retiros en el año 2001 que los declarados en el 2000, y la mitad de estos en el primer semestre del 2002.
- Se han aceptado activos que están actualmente en proceso y por tanto no están capitalizados al día de hoy. Los valores de base de capital presentados aquí quedan por tanto supeditados a que las empresas presenten auditorías de todas estas capitalizaciones a fecha junio de 2002.

### 1.1.1. REVISIÓN DE LA INFORMACIÓN APORTADA

La tabla resumen en el informe presentado es la siguiente:

Gerencias	1999	2000	INVERSIONES EN PROCESO			TOTAL
			2001 (a 30 de septiembre)	2001 (a 31 de diciembre)	2002 (a 30 de junio)	
Desarrollo de Red	3.329.522,48	1.027.724,00	2.738.753,53	3.199.768,07	941.185,90	8.498.200,45
Sistemas y Telecomunicaciones	946.743,97	1.078.774,00	108.280,00	398.096,00		2.423.613,97
Administración de Mercado y tecnología de la Medida (AM_TM)	254.518,00	626.051,78	336.992,00	411.185,00		1.291.754,78
Comercial		67.656,00	19.740,00	19.740,00		87.396,00
Gestión de Energía			47.228,00	174.200,00		174.200,00
Edificios y Mejoras	28.928,00					28.928,00
Mobiliarios y Equipos de Oficina	146.154,00					146.154,00
Otros Equipos de Usos e Instalaciones Generales	6.332,00	177.421,00				183.753,00
<b>TOTAL</b>	<b>4.712.198,45</b>	<b>2.977.626,78</b>	<b>3.250.993,53</b>	<b>4.202.989,07</b>	<b>941.185,90</b>	<b>12.834.000,20</b>

\* Incluye, además de las obras que entrarán en operación el primer semestre de 2002, una estimación de los nuevos suministros y el alumbrado público para este semestre.

De todas estas partidas, se ha revisado la documentación aportada, tanto en el propio informe como en la documentación adjunta. Con base en esta revisión, se han realizado una serie de cambios que se detallan a continuación:

- **Desarrollo de red.** Se han revisado todos los documentos, y se han corregido los errores encontrados, ya sea a la baja o a la alta (el valor final adoptado queda sombreado).

**Año 1999**

Sin cambios



### Año 2000

2000		Según informe (cifras en B/.)	Según documentación aportada (cifras en B/.)
<b>Subestaciones</b>		26,897.00	26,897.00
<b>Líneas MT</b>	<b>Líneas 34,5 kV</b>	173,742.00	173,742.00
	<b>Líneas 13,2 kV</b>	461,772.00	461,772.00
<b>Líneas BT</b>		233,596.00	233,596.00
<b>Transformadores MT/BT</b>		35,994.00	35,994.00
<b>Alumbrado Público</b>		27,056.00	27,056.00
<b>Total</b>		958,757.00	958,757.00

### Año 2001

Del análisis del informe de auditoría de Arthur Andersen de fecha 28 de agosto de 2001, correspondiente a la revisión del activo fijo en construcción a 30 de junio de 2001, se extrae el dato de B/.1,569,045.00, a los que se han sumado los B/.725,875.00 correspondientes al Alumbrado Público del informe inicial, y que se ha aceptado en su totalidad. El total queda en B/.2,294,920.00.

- **Sistemas y Telecomunicaciones:** Se rechazan las inversiones en proceso, al no aparecer ninguna en el informe de auditoría de Arthur Andersen de fecha 28 de agosto de 2001, correspondiente a la revisión del activo en construcción a 30 de junio de 2001.
- **Administración de Mercado y Tecnología de la Medida:** Se rechazan las inversiones en proceso, al no aparecer ninguna en el informe de auditoría de Arthur Andersen de fecha 28 de agosto de 2001, correspondiente a la revisión del activo en construcción a 30 de junio de 2001.
- **Comercial:** Se ajusta la cantidad a la reconocida en el informe de auditoría de Arthur Andersen de fecha 28 de agosto de 2001, correspondiente a la revisión del activo en construcción a 30 de junio de 2001, por un importe de B/. 859,449.00.
- **Gestión de Energía:** Se ajusta la cantidad a la reconocida en el informe de auditoría de Arthur Andersen de fecha 28 de agosto de 2001, correspondiente a la revisión del activo en construcción a 30 de junio de 2001, por un importe de B/.38,961.00.
- **Mobiliarios y equipos de oficina:** Se ha asignado a este concepto lo reconocido en el informe de auditoría de Arthur Andersen de fecha 28 de agosto de 2001, correspondiente a la revisión del activo en construcción a 30 de junio de 2001, por un importe de B/.4,410.00 en el epígrafe "Proyectos de inversión".
- **Otros equipos de Usos e Instalaciones Generales:** No se ha encontrado nada que explique esta partida, ni en el informe ni en los documentos adjuntos, por lo que se ha eliminado del total.



Una vez aplicados los cambios (se han unido las dos columnas relativas al año 2001), la tabla queda como sigue:

Gerencias	1999	2000	INVERSIONES EN PROCESO		TOTAL
			2001	2002 (30/06)	
Desarrollo de red*	3.329.522,48	958.757	2.294.920		6.583.199,48
Sistemas y Telecomunicaciones	946.743,97	1.078.774,00			2.025.517,97
Admón de Mercado y Tecnol. la Medida	254.518,00	626.051,78			880.569,78
Comercial		67.656,00	859.449		927.105,00
Gestión de Energía			38.961		38.961,00
Edificios y Mejoras	28.928,00				28.928,00
Mobiliarios y Equipos de Oficina	146.154,00		4.410		150.564,00
<b>TOTAL</b>	<b>4.705.866,45</b>	<b>2.731.238,78</b>	<b>3.197.740,00</b>	<b>0,00</b>	<b>10.634.845,23</b>

\* Incluye Alumbrado Público

A partir de estos datos, se han separado los activos en los tres bloques de activos que reconoce el régimen tarifario: activos de distribución, activos de comercialización y activos de alumbrado público.

### 1.1.2. ANÁLISIS DE EFICIENCIA

Dentro de esta tabla, ha sido posible extraer algunas partidas y compararlas con costos internacionales razonables. La proporción de activos verificados sobre el total es del 56,2%. Dicha comparación permite extraer el factor de ineficiencia, tal y como se ha definido anteriormente. Este factor de ineficiencia se aplicará tanto al 56,2% verificado como al restante 43,8% de activos no verificables, partiendo de la hipótesis que la empresa tendrá el mismo grado de eficiencia en los activos verificados que en los no verificables. El proceso queda recogido en la tabla siguiente:

Partidas		Costes EDECHI	Costes Inter.	Diferencia	Valor de la partida	Valor saturado
LINEAS DE MT	LA 34,5KV \$/Km	17.717,92	20.274,00	-12,61%	1.649.561,00	1.649.561,00
	LA 13,2KV \$/Km	12.097,74	18.275,00	-33,80%	750.049,00	750.049,00
LINEAS DE BT	\$/km	9.335,04	8.141,00	14,67%	1.260.268,00	1.154.021,97
TRANSFORMADORES	\$/KVA	25,86	75,83	-65,90%	379.441,00	379.441,00
SGC+SGD		1.018.726,71	4.600.000,00	-77,85%	1.018.726,71	1.018.726,71
Instalación+licencia+2años mantenimiento						
Sistema Administrativo y económico-financiero		499.688,32	2.340.000,00	-78,65%	499.688,32	499.688,32
Instalación+licencia+2años mantenimiento						
Medidores	\$	422.426,00	347.373,80	21,61%	422.426,00	364.742,49
<b>Total</b>					<b>5.980.160,03</b>	<b>5.816.230,49</b>
<b>Factor de ineficiencia</b>						<b>-2,7%</b>

Los valores de \$/km de los distintos tipos de líneas de EDECHI se han determinado como la media ponderada en los años 1999 y 2000 (únicos de los que se disponen datos desglosados) de las partidas asignadas a cada tipo de línea por los kilómetros de línea. De esta forma se obtiene el

---

costo medio durante los años 1999 y 2000 de cada tipo de línea (34,5kV aéreo, 12,3kV aéreo y BT).

Los valores de los sistemas informáticos (SGC, SGD y Sistema administrativo y económico-financiero) se han obtenido simplemente sumando los distintos cargos de todos los años analizados para obtener el cargo final equivalente a la instalación, licencia de uso y 2 años de mantenimiento del mismo.

El costo por kVA de los transformadores se ha obtenido, de forma similar a las líneas, como el promedio del costo de cada año de los kVA instalados.

Para los medidores, se ha considerado un reparto arbitrario razonable del número total de medidores instalados según categorías BTS, BTD y MTD (98,4% en BTS, 1,5% en BTD y 0,1% en MTD). De esta forma, es posible estimar un costo razonable para dicha distribución (suponiendo que el 95% de los medidores son monofásicos y el resto trifásicos).

### **1.1.3. ANÁLISIS DE LOS BALANCES AUDITADOS**

Una vez repartidos los activos (y asignada la parte correspondiente de Planta General a cada uno de ellos de forma proporcional a su peso específico), se han comparado con las inversiones brutas auditadas del mismo periodo, año a año (a partir de los balances de cada año de la empresa). Se ha considerado que las inversiones que deben ser consideradas son las auditadas, pero guardando la proporción obtenida del análisis anterior. Se ha adaptado linealmente cada uno de los rubros de activos de forma que la suma de los mismos en cada año coincida con las inversiones brutas auditadas.

El proceso queda recogido en la siguiente tabla:



## EDECHI

	1998	1999	2000
<b>Activos</b>			
Activo fijo bruto (balance)	72.368.605,00		
Terrenos y construcciones (nota 4 memoria)		827.471,00	1.796.327,00
Instalaciones técnicas (nota 4 memoria)		2.820.213,00	2.907.194,00
Otras instalaciones, maquinaria, utillaje, y otro inmovilizado (nota 4 memoria)		68.698.329,00	69.536.889,00
Gastos I+D (nota 3 memoria)		99.880,00	101.803,00
Aplicaciones informáticas (nota 3 memoria)		3.726.370,00	3.843.734,00
<b>Total activos</b>	<b>72.368.605,00</b>	<b>76.172.263,00</b>	<b>78.185.947,00</b>
<b>Generación</b>			
Unidades generadoras (nota 4 memoria)	2.045.030,00		
Centrales hidráulicas (nota 4 memoria)		701.268,00	701.268,00
Centrales térmicas (nota 4 memoria)		1.653.309,00	1.341.078,00
<b>Total generación</b>	<b>2.045.030,00</b>	<b>2.354.577,00</b>	<b>2.042.346,00</b>
<b>TOTAL ACTIVOS sin generación</b>	<b>70.323.575,00</b>	<b>73.817.686,00</b>	<b>76.143.601,00</b>
<b>Incremento bruto activos sin generación</b>		<b>3.494.111,00</b>	<b>2.325.915,00</b>
<b>Retiros</b>			
Terrenos y construcciones (nota 4 memoria)		3.936,00	
Instalaciones de distribución (nota 4 memoria)		18.000,00	71.898,00
Otras instalaciones, maquinaria, utillaje, y otro inmovilizado (nota 4 memoria)		445.229,00	168.132,00
<b>Total Retiros brutos</b>		<b>467.165,00</b>	<b>240.030,00</b>
<b>Amortización Acumulada Retiros</b>		<b>383.997,00</b>	<b>60.284,00</b>
			<b>165.890,00</b>
<b>Suma</b>		<b>383.997,00</b>	<b>226.174,00</b>
<b>Total Retiros netos</b>		<b>83.168,00</b>	<b>13.856,00</b>
<b>Inversiones brutas sin generación</b> (Incremento bruto activos + retiros brutos)		<b>3.961.276,00</b>	<b>2.565.945,00</b>

### 1.1.4. ADAPTACIÓN LINEAL DE LOS ACTIVOS

A estas inversiones auditadas, se les ha aplicado el factor de ineficiencia, reduciéndolos en un 2,7%.

Para obtener los activos brutos y netos en cada año, se ha partido de los activos auditados a diciembre de 1998 (sin generación) y se le han sumado las inversiones brutas determinadas anteriormente. Adicionalmente, se han sustraído los retiros netos correspondientes a cada año (a partir de los balances auditados de la empresa).

Los activos netos correspondientes a cada año dentro del periodo tarifario se han calculado como sigue: se han tomado los activos netos del año anterior (el punto de partida corresponde a los activos netos de diciembre de 1998), a los que se ha restado la depreciación lineal del 3,3% de los activos brutos del año anterior, y se le han sumado las inversiones netas reconocidas del año en cuestión. Adicionalmente, se le han sustraído los activos retirados netos (activos retirados brutos



menos la amortización acumulada asociada a dichos retiros).

Los resultados del análisis anterior, que incluyen los activos brutos y netos a junio de 2002, quedan recogidos en la siguiente tabla:

Resumen	1998	1999	2000	Jun/2002	Incremento	
					Valor absoluto	%
Activos Distrib. Brutos	54.779.277,28	57.570.730,70	59.078.494,99	60.365.851,26	5.586.573,97	10,20%
Activos Distrib. Netos	32.946.408,44	34.229.264,15	34.013.374,90	31.620.253,55	-1.326.154,89	-4,03%
Activos Comer. Brutos	13.419.067,72	13.904.270,24	14.681.464,30	15.518.771,89	2.099.704,17	15,65%
Activos Comer. Netos	8.070.754,27	8.186.401,44	8.504.754,59	8.345.454,38	274.700,12	3,40%
Activos AP Brutos	2.125.230,00	2.235.730,61	2.253.209,01	2.948.604,56	823.374,56	38,74%
Activos AP Netos	1.278.196,78	1.330.169,47	1.280.703,90	1.814.572,63	536.375,85	41,96%
Total Activos Brutos	70.323.575,00	73.710.731,55	76.013.168,30	78.833.227,71	8.509.652,71	12,10%
Total Activos Netos	42.295.359,48	43.745.835,06	43.798.833,39	41.780.280,56	-515.078,92	-1,22%

---

**ANEXO II.**

**CUADROS RESUMEN DEL IMP**

**CUADRO No.1****EDECHI****INGRESO MAXIMO PERMITIDO = IMP**

(En miles de Balboas)

	JUL02 / JUN03	JUL03 / JUN04	JUL04 / JUN05	JUL05 / JUN06
IMPD	12,532	13,444	13,666	13,904
IMPCO	7,362	7,578	7,788	7,993
ALUMPU	752	839	911	936
<b>IMP</b>	<b>20,647</b>	<b>21,860</b>	<b>22,365</b>	<b>22,832</b>

<b>VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MAXIMO PERMITIDO</b>		
	UNIDADES	JULIO/02-JUNIO/06
DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	39,659
COMERCIALIZACIÓN	En miles de B/.	22,773
ALUMBRADO PÚBLICO	En miles de B/.	2,530
<b>TOTAL</b>	<b>En miles de B/.</b>	<b>64,963</b>



**CUADRO No.2**  
**EDECHI**

**INGRESO MAXIMO PERMITIDO POR DISTRIBUCION = IMPD**

(En miles de Balboas)

<b>SISTEMA PRINCIPAL</b>	<b>JUL02 / JUN03</b>	<b>JUL03 / JUN04</b>	<b>JUL04 / JUN05</b>	<b>JUL05 / JUN06</b>
Rentabilidad sobre Activos	BCDN * RR	4,044	4,000	3,954
Depreciación	BCD * DEP%	2,033	2,091	2,150
Operación y Mantenimiento	OM	2,014	2,773	2,875
Administración	ADM	3,045	3,136	3,226
	<b>IPSD</b>	<b>11,136</b>	<b>12,000</b>	<b>12,205</b>
Pérdidas	PD% * MWHD * CMM	1,396	1,444	1,461
	<b>IPPD</b>	<b>1,396</b>	<b>1,444</b>	<b>1,461</b>
	<b>IMPD</b>	<b>12,532</b>	<b>13,444</b>	<b>13,666</b>
				<b>13,904</b>

**INGRESO MAXIMO PERMITIDO POR COMERCIALIZACION = IPCO**

(En miles de Balboas)

<b>COMERCIALIZACION</b>	<b>JUL02 / JUN03</b>	<b>JUL03 / JUN04</b>	<b>JUL04 / JUN05</b>	<b>JUL05 / JUN06</b>
Rentabilidad sobre Activos	BCNC * RR	1,062	1,056	1,046
Depreciación	BCC * DEP%	521	537	553
Comercialización	COM	5,778	5,985	6,188
	<b>IPCO</b>	<b>7,362</b>	<b>7,578</b>	<b>7,788</b>
				<b>7,993</b>

**INGRESO MAXIMO PERMITIDO POR ALUMBRADO PUBLICO = ALUMPU**

(En miles de Balboas)

<b>ALUMBRADO PUBLICO</b>	<b>JUL02 / JUN03</b>	<b>JUL03 / JUN04</b>	<b>JUL04 / JUN05</b>	<b>JUL05 / JUN06</b>
Rentabilidad sobre Activos	ACTNalum * RR	275	325	364
Depreciación	ACTalum * DEP%	111	128	142
Operación y Mantenimiento	OMalum	367	387	405
	<b>ALUMPU</b>	<b>752</b>	<b>839</b>	<b>911</b>
				<b>936</b>

*Cálculo del IMP para el periodo 2002-2006*

## EDECHI

## PARAMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CALCULO DE LOS INGRESOS PERMITIDOS

PARAMETROS		UNIDADES	JUL02 / JUN03	JUL03 / JUN04	JUL04 / JUN05	JUL05 / JUN06	
Tasa de Rentabilidad	RR%	%	12.95%	12.95%	12.95%	12.95%	
Depreciación	DEP%	%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	
Operación y Mantenimiento de AP	O&Malum	B/.Luminaria	12.51	12.51	12.51	12.51	
IMPULSORES DE COSTOS	UNIDADES	BASE	JUL02 / JUN03	JUL03 / JUN04	JUL04 / JUN05	JUL05 / JUN06	
Demanda Máxima	KW	60,050	62,140	63,890	65,690	67,540	
Energía Facturada	MWH	335,000	336,342	342,029	351,664	361,570	
Energía Ingresada al Sistema	MWH	372,237	373,729	380,032	390,737	401,744	
Clientes	Nº clientes	82,565	85,937	89,248	92,522	95,778	
Intensidad (Demanda/Clientes)	KW/Cliente	0.7273	0.7231	0.7159	0.7100	0.7052	
Costo de la Energía en Mercado Mayorista (CMM)	USD/MWh	-	47.92	48.72	47.98	47.74	
Cantidad de Luminarias		27,929	29,318	30,910	32,366	32,983	
COSTOS EFICIENTES		UNIDADES	JUL02 / JUN03	JUL03 / JUN04	JUL04 / JUN05	JUL05 / JUN06	
Administración	ADM	En Balboas	3,044,775.39	3,136,260.86	3,226,097.55	3,314,851.62	
Operación y Mantenimiento	OMD	En Balboas	2,013,539.82	2,773,388.25	2,874,859.88	2,975,195.74	
Comercialización	COM	En Balboas	5,778,450.69	5,984,598.51	6,187,927.89	6,389,652.00	
Pérdidas	PD%	%	7.80%	7.80%	7.80%	7.80%	
ACTIVOS PERMITIDOS – BASE DE CAPITAL		UNIDADES	BASE	JUL02 / JUN03	JUL03 / JUN04	JUL04 / JUN05	JUL05 / JUN06
Activos Brutos							
Distribución	BCD	Miles de B/.	59,532.80	61,612.58	63,357.19	65,154.57	67,004.89
Comercialización	BCC	Miles de B/.	15,304.61	15,800.32	16,286.34	16,766.24	17,242.85
Alumbrado Público	ACTalum	Miles de B/.	2,907.91	3,350.75	3,863.67	4,306.94	4,532.26
Activos Netos							
Distribución	BCND	Miles de B/.	31,183.89	31,230.46	30,884.28	30,531.56	30,170.71
Comercialización	BCNC	Miles de B/.	8,230.29	8,204.59	8,153.15	8,079.77	7,987.36
Alumbrado Público	ACTN alum	Miles de B/.	1,789.53	2,121.79	2,507.21	2,808.35	2,884.10