

**INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LA EMPRESA
ELEKTRA NORESTE 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
TRATAMIENTO DE DATOS DE LAS EMPRESAS MODELO		5
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
ANÁLISIS DE REGRESIÓN Y ECUACIONES DE EFICIENCIA		7
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>
CÁLCULO DEL IMP		10
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
ANEXO I. CÁLCULO DE LA BASE DE CAPITAL A JUNIO DE 2002		14
1.	ELEKTRA.....	15
1.1.1.	Valores de partida.....	16
1.1.2.	Adaptación de los valores a los balances.....	18
1.1.3.	Análisis de eficiencia.....	18
1.1.4.	Reducción lineal de los activos	19
ANEXO II. CUADROS RESUMEN DEL IMP		21

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LA EMPRESA ELEKTRA NORESTE S.A. PARA EL PERIODO 2002-2006

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la empresa Elektra Noreste 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-2981 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 Elektra Noreste S.A. aprobado mediante Resolución JD-3113 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:

Área representativa	Rango de Densidad Clientes/ Km-circuito de Media Tensión
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 FERC¹ de EEUU, las cuales están listadas en la resolución que las aprueba.

¹ *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.
- α_j , β_j , γ_j , δ_j , ϵ_j , ϕ_j , η_j y λ_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 12.85%.

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:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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% _{i} 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 56.31% para Elektra Noreste S.A.

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

Alta Densidad	64.81%
Media densidad	33.95%
Baja Densidad	1.24%

Las participaciones anteriores (dj) se aplican a la proyección 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	62.16%
Media densidad	33.48%
Baja densidad	4.36%

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 Elektra Noreste se presenta a continuación:

IMPULSORES DE COSTOS	UNIDADES	BASE	JUL02 / JUN03	JUL03 / JUN04	JUL04 / JUN05	JUL05 / JUN06
Demanda Máxima	KW	410,630	424,120	439,220	452,770	466,810
Energía Facturada	MWH	2,417,030	2,453,107	2,534,217	2,610,018	2,682,954
Energía Total Distribuida	MWH	2,763,518	2,804,767	2,904,147	2,996,976	3,086,506
Clientes	Nº clientes	218,403	235,492	251,096	262,672	268,171
Intensidad (Demanda/Clientes)	KW/Cliente	1.8801	1.8010	1.7492	1.7237	1.7407
Costo de la Energía en Mercado Mayorista (CMM)	USD/MWh	-	64.36	62.06	60.84	60.29
Cantidad de Luminarias		39,582	43,216	46,631	49,983	52,930

Esta demanda y energía corresponde al Informe Indicativo de Demanda y tiene agregada la correspondiente a la demanda de Cemex por ser un gran cliente que utiliza las redes de distribución de Elektra y la correspondiente a la demanda y energía asociada a la utilización de la línea de 115 kV Cerro Viento-San Francisco utilizada para llevarle energía a la distribuidora Edemet.

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	
ADMINISTRACION	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	64.36
Julio 2003-Junio 2004	62.06
Julio 2004-Junio 2005	60.84
Julio 2005-Junio 2006	60.29

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.

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 de eB/.)	BASE A JUNIO 02	COEF. AJUSTE ACT. NO REGULADA	BASE AJUSTADA
Activos Dist. Brutos	201,053.48	0.9838	197,796.41
Activos Com. Brutos	35,577.00	0.9838	35,000.65
Activos APúb. Brutos	10,482.23	0.9838	10,312.42
Activos Dist. Netos	133,575.39	0.9838	131,411.47
Activos Com. Netos	23,135.28	0.9838	22,760.49
Activos APúb. netos	7,161.22	0.9838	7,045.2

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 Elektra Noreste S.A. 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 (o inmediatamente anterior en caso de no existir), 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. ELEKTRA

Ha sido muy difícil la obtención de la información necesaria para realizar el estudio apropiado, habiendo numerosos contactos y varias versiones de la misma información.

La documentación definitiva aportada por ELEKTRA es la siguiente:

Actualmente, la información, consta de un resumen donde se indican las grandes partidas de activos fijos con los siguientes problemas:

- Resumen donde se presentan dos desgloses del mismo total para cada año. El primero, cuyos valores definitivos para los años 2000, junio de 2001 y obras en proceso han sido auditadas por KPMG Peat Marwick (informe con fecha 8 de noviembre de 2001), y para los años 98 y 99 coinciden con los balances auditados. El segundo, con las partidas reorganizadas según nuevos criterios contables (ELEKTRA lo ha justificado en la reunión del 10/12/2001 con la toma definitiva del control de la contabilidad heredada del IRHE). Estas partidas prácticamente coinciden con los balances auditados.
- Se separan los incrementos netos de activos (sin tener en cuenta los retiros) en activos asociados a proyectos mayores y otros. Los proyectos mayores están justificados con documentación adicional.
- Los activos no asociados a proyectos mayores presentan graves deficiencias en su justificación.
- Se han añadido estimaciones de activos nuevos para los 3 últimos semestres del periodo tarifario, habiendo únicamente una auditoría de parte de estos, y únicamente referidos al primer semestre de 2001.

La solución adoptada ha sido por tanto la siguiente:

1. Tomar como valores de partida el resumen revisado de las distintas partidas presentadas.
2. Adaptar (muy ligeramente) dichas partidas de forma lineal de forma que los totales anuales coincidan con las inversiones netas auditadas, y añadirle los retiros estimados (únicamente se

disponen de retiros para el año 2000) para disponer de los incrementos de activos brutos de cada año (estimados para los 3 últimos semestres del periodo tarifario).

3. Realizar un análisis de eficiencia de los datos presentados, mediante numerosos ajustes para adaptarlos a las partidas presentadas.
4. Reducir linealmente los activos auditados por el factor de ineficiencia obtenido del análisis de eficiencia anterior.

Se obtienen como resultado final los activos eficientes reconocidos para cada año desde 1998 hasta 2002. Los datos de partida de activos en el año 1998 se han extraído del balance de la empresa a octubre de 1998, ya que se carece de información a diciembre de 1998, y quitando los activos correspondientes a actividades de generación. 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.

Hay que resaltar sin embargo lo siguiente:

- Se han aceptado inversiones pendientes de activación durante el año 2001 y primer semestre de 2002 por un importe de B/.30,927,890.00. Será necesario contar con una auditoría que confirme la activación de dichas inversiones.

1.1.1. VALORES DE PARTIDA

Los datos de partida son los siguientes:

Elektra Noreste, S.A.						
Detail of Fixed Assets by Category						
For Year Ended December 31 2000 and 1999						
				VARIACION		
				Ene Jun 2002	Jul Dic 2001	Ene-Jun 2001
						2000
						1999
Activo Fijo Revisado						
Poles, towers and accesories	1.899.643	2.042.033	1.315.209	5.524.470		5.410.149
Transformers	1.001.218	1.154.562	1.631.487	1.578.999		1.257.576
Underground conductors and ducts	544.868	544.868	915.431	1.235.583		7.616.984
Consumer services	1.308.892	1.466.912	493.239	817.582		-82.523
Air conductors and accessories	1.033.051	1.032.992	1.690.305	3.135.906		1.515.727
Substation equipment	0	1.814.097	770.597	12.864.277		750.799
Consumer meters	764.722	786.236	635.363	1.605.135		1.272.790
Buildings and improvements	0	0	287.691	925.275		677.470
Public lighting	1.308.240	959.880	751.359	794.034		208.155
Transport and communication equipment	0	0	0	1.053.714		-224.255
Office equipment and furniture & Others	0	4.349.088	425.910	1.553.934		-142.157
Land	0	0	0	-32.402		60.798
Total	7.860.633	14.150.667	8.916.590	31.056.507		18.321.513

Nota: A los activos originales se les hizo una reclasificación, en base a las capitalizaciones realizadas de 1,999 al 2,001

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. Para esta asignación, se han seguido los siguientes criterios:

- Activos de distribución:

Poles, towers and accessories
Transformers
Underground conductors and ducts
Air conductors and accessories
Substation equipment

- Activos de comercialización:

Consumers services
Consumer meters

- Activos de Planta General (repartidos luego entre distribución y comercialización de forma proporcional al peso de cada uno de ellos):

Buildings and improvements
Transport and communication equipment
Office equipment and furniture & Others
Land

Un caso especial son los intangibles incluidos en el apartado “*Office equipment and furniture & Others*” pendientes de activar en el año 2001. En este caso, se han repartido como sigue:

- Activos de distribución:

Proyecto SCADA (B/.1.000.000)
Proyecto GIS GeoInfo (B/.809.088)

- Activos de comercialización:

Módulo de Gestión Comercial TRIEMA (B/.2.540.000).

1.1.2. ADAPTACIÓN DE LOS VALORES A LOS BALANCES

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.

Además, ha sido necesario añadir los retiros en cada año para obtener las inversiones brutas de cada año. El proceso queda recogido en la siguiente tabla:

ELEKTRA

	1998	1999	2000	jun2001
Activos				
Activo fijo bruto (balance)	188.280.577,00	205.094.304,00	236.001.207,00	246.258.082,00
Terrenos		1.372.687,00	1.340.285,00	
Total activos	188.280.577,00	206.466.991,00	237.341.492,00	246.258.082,00
Generación				
Unidades generadoras (vendidas en 2000 según memoria 2000)	4.597.307,00	4.597.307,00		
Total generación	4.597.307,00	4.597.307,00	0,00	
TOTAL ACTIVOS sin generación	183.683.270,00	201.869.684,00	237.341.492,00	246.258.082,00
Incremento bruto activos sin generación		18.186.414,00	35.471.808,00	8.916.590,00
Retiros		Estimado		
Transformadores		211.031,00	211.031,00	105.515,50
Medidores		280.041,00	280.041,00	140.020,50
Equipo de transporte		510.123,00	510.123,00	255.061,50
Total retiros brutos		1.001.195,00	1.001.195,00	500.597,50
Amortización Acumulada Retiros				
Suma		0,00	0,00	0,00
Total Retiros netos		1.001.195,00	1.001.195,00	500.597,50
Inversiones brutas sin generación (Incremento bruto activos + retiros brutos)		19.187.609,00	36.473.003,00	9.417.187,50

1.1.3. ANÁLISIS DE EFICIENCIA

A partir de estas inversiones auditadas, se ha realizado el análisis de eficiencia. Este análisis tiene 2 partes, tal y como ELEKTRA ha dividido sus inversiones. Por un lado se la analizado la razonabilidad de los proyectos mayores de los cuales se disponía suficiente información. Por otro lado se han adaptado las partidas identificadas con elementos de comparación para que guardasen relación con los activos auditados brutos. Se ha obtenido un factor de ineficiencia de 25%. La proporción de activos verificados sobre el total es del 54,8%. Dicha comparación permite extraer el factor de ineficiencia, tal y como se ha definido anteriormente. Este factor de ineficiencia se aplicará tanto al 54,8% verificado como al restante 45,2% 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 ELEKTRA	Costes Inter.	Diferencia	Valor de la partida	Valor saturado	
Proyectos mayores							
S/E 115/13.8kV							
S/E Tocumen		\$/MVA	61.800,04	80.000,00	-22,75%	3.090.002,00	3.090.002,00
S/E Monte Oscuro		\$/MVA	58.944,41	80.000,00	-26,32%	5.040.990,04	5.040.990,04
S/E France Field		\$/MVA	76.970,10	80.000,00	-3,79%	4.218.983,28	4.218.983,28
Líneas 115kV							
L/T Panamá II - Tocumen	Doble cir. aéreo	\$/km	287.635,14	109.700,00	162,20%	1.064.250,00	426.184,50
L/T Bahía Las Minas - France Field	Doble cir. aéreo	\$/km	434.946,73	109.700,00	296,49%	4.218.983,28	1.117.294,50
L/AT Panamá I - Monte Oscuro	Doble cir. Sub.	\$/km	1.165.878,86	710.000,00	64,21%	6.528.921,63	4.174.800,00
LINEAS DE MT							
	LA 19,9/34,5KV	\$/Km	27.074,72	21.064,50	28,53%	1.263.035,64	1.031.791,87
	LA 2.4/13.2 KV	\$/Km	26.033,32	18.275,00	42,45%	4.144.764,17	3.055.040,89
	CS 2.4/13.8 KV	\$/Km	182.292,25	84.562,50	115,57%	1.334.379,27	649.947,38
LINEAS DE BT							
	BT Aéreo	\$/km	23.284,29	5.656,67	311,63%	2.308.172,15	588.782,98
	BT Sub	\$/km	176.295,86	30.500,00	478,02%	1.078.930,66	195.993,00
TRANSFORMADORES							
		\$/KVA	26,22	75,84	-65,42%	4.759.463,39	4.759.463,39
SGC+SGD (Geoinfo+Triema)			3.349.088,00	4.600.000,00	-27,19%	3.349.088,00	3.349.088,00
Instalación+licencia+2años mantenimiento							
Medidores							
	BTS	\$/Med.	41,36	33,63	23,01%	2.929.753,58	2.500.741,69
	BTD	\$/Med.	734,70	287,83	155,26%	786.126,22	323.371,39
	MTD	\$/Med.	3.569,60	1.202,00	196,97%	35.696,01	12.621,00
Acometidas							
	BTS	\$/Aco.	9,33	41,73	-77,64%	660.687,53	660.687,53
	BTD	\$/Aco.	591,41	41,73	1317,38%	632.805,31	46.878,60
	MTD	\$/Aco.	83,80	2.544,00	-96,71%	837,99	837,99
SCADA			1.000.000,00	4.300.000,00	-76,74%	1.000.000,00	1.000.000,00
Total					48.445.870,15	36.243.500,02	
Factor de ineficiencia					-25%		

El análisis de eficiencia se puede dividir en dos: proyectos mayores y proyectos menores.

- **Proyectos mayores**

Se han tomado los proyectos cuyas características permitan compararlos con costos internacionales, y se han estimado costos en \$/MVA instalado en las subestaciones (tomando siempre la máxima potencia posible) y coste \$/km de línea de 115kV. Para obtener estos costos, se ha tomado el costo total del proyecto, aunque la partida afectada fuese menor (caso de que hubiese parte de las inversiones realizadas antes de diciembre de 1998).

- **Proyectos menores**

Ha sido necesario estimar inicialmente el desvío de las inversiones netas sobre las brutas (la diferencia estriba en los retiros acaecidos cada año). Ese desvío se ha imputado integralmente a los proyectos menores, al estar la inversión bruta de los proyectos mayores perfectamente definida. Además, ha sido necesario ajustar adicionalmente las partidas asignadas a cada tipo de elemento al total de la partida (por ejemplo, la suma de los costos de las líneas de cada tipo no coincide con el total de la partida de líneas).

1.1.4. REDUCCIÓN LINEAL DE LOS ACTIVOS

A estas inversiones auditadas, se les ha aplicado el factor de ineficiencia calculado anteriormente, de un 25%.

Para obtener los activos brutos 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.

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	148.893.015,81	161.291.714,58	184.976.618,27	201.053.475,64	52.160.459,83	35,03%
Activos Distrib. Netos	102.009.492,46	110.143.973,84	129.155.503,08	133.575.394,15	31.565.901,69	30,94%
Activos Comer. Brutos	27.320.226,19	28.156.014,44	30.578.456,51	35.576.996,99	8.256.770,80	30,22%
Activos Comer. Netos	18.717.616,76	18.770.968,15	20.264.261,74	23.135.280,37	4.417.663,61	23,60%
Activos AP Brutos	7.470.028,00	7.625.052,73	8.217.621,22	10.482.230,47	3.012.202,47	40,32%
Activos AP Netos	5.117.861,04	5.058.948,11	5.432.463,13	7.161.216,11	2.043.355,07	39,93%
Total Activos Brutos	183.683.270,00	197.072.781,75	223.772.695,99	247.112.703,10	63.429.433,10	34,53%
Total Activos Netos	125.844.970,26	133.973.890,10	154.852.227,94	163.871.890,62	38.026.920,36	30,22%

ANEXO II.

CUADROS RESUMEN DEL IMP

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

(En miles de Balboas)

	JUL02 / JUN03	JUL03 / JUN04	JUL04 / JUN05	JUL05 / JUN06
IMPD	47,105	47,620	48,077	48,498
IMPCO	19,064	20,318	21,373	22,033
ALUMPU	2,005	2,258	2,466	2,653
IMP	68,173	70,196	71,916	73,184

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MAXIMO PERMITIDO	
	JULIO/02-JUNIO/06
DISTRIBUCIÓN	142,490
COMERCIALIZACIÓN	61,305
ALUMBRADO PÚBLICO	6,901
TOTAL	210,695

**CUADRO No.2
ELEKTRA**

INGRESO MAXIMO PERMITIDO POR DISTRIBUCION = IMPD

(En miles de Balboas)

SISTEMA PRINCIPAL	JUL02 / JUN03	JUL03 / JUN04	JUL04 / JUN05	JUL05 / JUN06
Rentabilidad sobre Activos	16,647	16,455	16,170	15,881
Depreciación	6,686	6,864	7,022	7,185
Operación y Mantenimiento	3,730	3,862	3,981	4,104
Administración	6,765	7,183	7,492	7,639
Pérdidas	33,827	34,364	34,666	34,810
	13,277	13,257	13,412	13,688
	13,277	13,257	13,412	13,688
IMPD	47,105	47,620	48,077	48,498

INGRESO MAXIMO PERMITIDO POR COMERCIALIZACION = IPCO

(En miles de Balboas)

COMERCIALIZACION	JUL02 / JUN03	JUL03 / JUN04	JUL04 / JUN05	JUL05 / JUN06
Rentabilidad sobre Activos	3,084	3,206	3,245	3,168
Depreciación	1,237	1,311	1,366	1,393
Comercialización	14,743	15,801	16,762	17,472
IPCO	19,064	20,318	21,373	22,033

INGRESO MAXIMO PERMITIDO POR ALUMBRADO PUBLICO = ALUMPU

(En miles de Balboas)

ALUMBRADO PUBLICO	JUL02 / JUN03	JUL03 / JUN04	JUL04 / JUN05	JUL05 / JUN06
Rentabilidad sobre Activos	1,091	1,246	1,365	1,470
Depreciación	401	456	503	548
Operación y Mantenimiento	513	555	597	634
ALUMPU	2,005	2,258	2,466	2,653

CUADRO No.3
ELEKTRA

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%	12.85%	12.85%	12.85%	12.85%
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	JUL02 / JUN03	JUL03 / JUN04	JUL04 / JUN05	JUL05 / JUN06
Demanda Máxima	KW	424,120	439,220	452,770	466,810
Energía Facturada	MWH	2,453,107	2,534,217	2,610,018	2,682,954
Energía Ingresada al Sistema	MWH	2,804,767	2,904,147	2,996,976	3,086,506
Clientes	Nº clientes	235,492	251,096	262,672	268,171
Intensidad (Demanda/Clientes)	KW/Cliente	1.8010	1.7492	1.7237	1.7407
Costo de la Energía en Mercado Mayorista (CMM)	USD/MWh	64.36	62.06	60.84	60.29
Cantidad de Luminarias		37,345	44,394	47,746	50,693
COSTOS EFICIENTES	UNIDADES	JUL02 / JUN03	JUL03 / JUN04	JUL04 / JUN05	JUL05 / JUN06
Administración	ADM En Balboas	6,764,874.34	7,182,803.95	7,492,219.02	7,639,069.70
Operación y Mantenimiento	OMD En Balboas	3,729,661.38	3,862,095.33	3,980,925.75	4,104,044.37
Comercialización	COM En Balboas	14,742,822.15	15,800,844.20	16,762,137.65	17,472,460.82
Pérdidas	PD% %	7.36%	7.36%	7.36%	7.36%
ACTIVOS PERMITIDOS - BASE DE CAPITAL	UNIDADES	JUL02 / JUN03	JUL03 / JUN04	JUL04 / JUN05	JUL05 / JUN06
Activos Brutos		BASE			
Distribución	BCD Miles de B/.	197,796.41	202,616.05	207,989.42	212,796.87
Comercialización	BCC Miles de B/.	35,000.65	37,480.21	39,736.96	41,406.74
Alumbrado Público	ACTalum Miles de B/.	10,312.42	12,156.77	13,824.23	15,250.17
Activos Netos					
Distribución	BCND Miles de B/.	131,411.47	129,544.78	128,054.50	125,839.66
Comercialización	BCNC Miles de B/.	22,760.49	24,003.20	24,948.63	25,251.99
Alumbrado Público	ACTN alum Miles de B/.	7,045.20	8,488.39	9,699.64	10,622.33

Nota: los impulsores de costos incorporan la demanda correspondiente al uso de la línea de 115 kV Cerro Viento-San Francisco y la de grandes clientes que usan la red de Elektra.