



AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA EL PERIODO 2010-2014

METODOLOGÍA DE CÁLCULO

JULIO 2010

(Realizado con la asesoría de la Fundación Universidad Nacional de San Juan
Instituto de Energía Eléctrica)

CONTENIDO

	Página N°
PARTE I RESUMEN EJECUTIVO	8
PARTE II ELEMENTOS DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	15
CAPITULO I ÁREAS REPRESENTATIVAS	15
I.1 INTRODUCCIÓN	15
I.2 DETERMINACIÓN DE LAS ÁREAS REPRESENTATIVAS	15
CAPITULO II EMPRESAS COMPARADORAS	17
II.1 SELECCIÓN DE EMPRESAS E INFORMACION EXTRAÍDA.....	18
II.2 INFORMACIÓN BASE RECOPIADA	20
II.3 TRATAMIENTO DE DATOS DE LAS EMPRESAS COMPARADORAS.....	20
II.3.1 Actualización del Valor de los Activos.....	20
II.3.1.1 Consideraciones Teóricas.....	21
II.3.1.2 Participación de la Mano de Obra.....	21
II.3.1.3 Participación de los Materiales	24
II.3.2 Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución	25
II.3.3 Costo de Comercialización.....	25
II.3.4 Asignación de Activos y Costos Comunes	25
II.3.5 Costos de Administración	26
II.3.6 Aplicación a las Empresas Comparadoras	26
II.4 EFICIENCIA ECONÓMICA	26
II.4.1 Aplicación de la Metodología DEA para Seleccionar las Empresas Comparadoras Eficientes.....	27
II.4.2 Selección de las Comparadoras en Base a su Eficiencia.....	28
II.5 ANÁLISIS DE REGRESIÓN Y ESTIMACIÓN DE LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA	28
II.5.1 Ecuaciones de Eficiencia de Costos y Activos.....	28
II.5.2 Ecuación de Eficiencia de las Pérdidas	30

II.6	PROCESAMIENTO DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA	30
II.6.1	Adaptación de Costos entre Diferentes Países	31
CAPITULO III RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN EN PANAMÁ		32
III.1	ANÁLISIS DE LA TASA.....	33
III.2	TASA DE RETORNO PARA EL PERIODO 2010-2014	34
III.3	TASA DE DESCUENTO	34
CAPITULO IV BASE DE CAPITAL.....		34
PARTE III CÁLCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO		35
CAPITULO I IMP a EDEMET		36
I.1	INFORMACIÓN DE BASE	36
I.1.1	Proyección de Demanda, Energía y Clientes	36
I.1.2	Proyección de Costos Monómicos	36
I.1.3	Tasa de Depreciación	37
I.2	BASE DE CAPITAL	38
I.2.1	Valores de partida.....	39
I.2.2	Análisis de Eficiencia.....	40
I.2.2.1	Criterios Básicos y Generales para el Análisis de Eficiencia.....	40
I.2.2.2	Analisis adicional para verificar los criterios de eficiencia adoptados.	42
I.2.3	Base de Capital a Junio de 2010.....	44
I.2.4	Inversión Eficiente de Distribución y de Comercialización.....	45
I.2.5	Alumbrado Público	47
I.2.6	Ajuste por Actividades No Reguladas	50
I.2.7	Base de Capital 2010-2014	52
I.3	PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN.....	53
I.4	COSTOS EFICIENTES	53
I.4.1	Costos de Administración, Operación y Mantenimiento y Comercialización.....	53
I.4.2	Costos de Operación y Mantenimiento del Alumbrado Público.....	54
I.5	INGRESO MÁXIMO PERMITIDO.....	55

CAPITULO II	IMP a EDECHI.....	56
II.1	INFORMACIÓN DE BASE.....	56
II.1.1	Proyección de Demanda, Energía y Clientes	56
II.1.2	Proyección de Costos Monómicos	56
II.1.3	Tasa de Depreciación	56
II.2	BASE DE CAPITAL	57
II.2.1	Valores de partida.....	58
II.2.2	Análisis de Eficiencia.....	59
II.2.2.1	Criterios Básicos y Generales para el Análisis de Eficiencia.....	59
II.2.2.2	Analisis adicional para verificar los criterios de eficiencia adoptados.	60
II.2.3	Base de capital a junio de 2006.....	61
II.2.4	Inversión Eficiente de Distribución y de Comercialización.....	62
II.2.5	Alumbrado Público	64
II.2.6	Ajuste por Actividades No Reguladas	66
II.2.7	Base de Capital 2010-2014	67
II.3	PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN.....	68
II.4	COSTOS EFICIENTES	68
II.4.1	Costos de Administración, Operación y Mantenimiento y Comercialización.....	68
II.4.2	Costos de Operación y Mantenimiento del Alumbrado Público.....	69
II.5	INGRESO MÁXIMO PERMITIDO.....	70
CAPITULO III	IMP a ELEKTRA	70
III.1	INFORMACIÓN DE BASE.....	70
III.1.1	Proyección de Demanda, Energía y Clientes	71
III.1.2	Proyección de Costos Monómicos	72
III.1.3	Tasa de Depreciación	72
III.2	BASE DE CAPITAL	73
III.2.1	Valores de partida 2006.....	74
III.2.2	Análisis de Eficiencia.....	75
III.2.2.2	Otros criterios para la evaluación de la eficiencia.....	79
III.2.3	Base de Capital a Junio de 2010.....	80

III.2.4	Inversión Eficiente de Distribución y de Comercialización.....	82
III.2.5	Alumbrado Público	84
III.2.6	Ajuste por Actividades No Reguladas	87
III.2.7	Base de Capital 2006-2010	88
III.3	PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN.....	88
III.4	COSTOS EFICIENTES	89
III.4.1	Costos de Administración, Operación y Mantenimiento y Comercialización	89
III.4.2	Costos de Operación y Mantenimiento del Alumbrado Público.....	90
III.5	INGRESO MÁXIMO PERMITIDO.....	90
ANEXO I	INGRESO MAXIMO PERMITIDO – EMPRESAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA	92
	Cuadro N° 1 IMP - EDEMET	93
	Cuadro N° 2 IMP - EDEMET (IMPD-IPCO-ALUMPU)	94
	Cuadro N° 3 IMP-EDEMET–Parámetros y valores utilizados para el cálculo del IMP.....	95
	Cuadro N° 4 IMP - EDECHI.....	96
	Cuadro N° 5 IMP – EDECHI (IMPD-IPCO-ALUMPU).....	97
	Cuadro N° 6 IMP – EDECHI– Parámetros y valores utilizados para el cálculo del IMP	98
	Cuadro N° 7 IMP - ELEKTRA.....	99
	Cuadro N° 8 IMP - ELEKTRA (IMPD-IPCO-ALUMPU)	100
	Cuadro N° 9 IMP – ELEKTRA–Parámetros y valores utilizados para el cálculo del IMP	101
ANEXO II	EMPRESAS COMPARADORAS	102
1.	ANALISIS DE FRONTERAS DE EFICIENCIA	103
1.1.	Consideraciones Teóricas.....	103
1.2.	Medición de la Eficiencia.....	104
1.2.1.	Análisis Envolvente de Datos (DEA).....	105
1.2.2.	Eficiencia Débil y Eficiencia Fuerte.....	108
1.2.3.	Rendimientos A Escala.....	109
1.3.	Aplicación Al Caso De Empresas De Distribución Eléctrica.....	110
1.3.1.	Selección de variables de entrada y salida.....	110
1.3.1.1.	Variables de Entrada:	110
1.3.1.2.	Variables de Salida:	111
1.3.2.	Modelos a Emplear. Posibilidades de análisis mediante metodología DEA	112
1.3.2.1.	Modelos de Multiplicadores (DEA Primal) o Envolventes (DEA Dual).....	112
1.3.2.2.	Modelos Orientados a Entradas u Orientados a Salidas	113
1.3.2.3.	Modelos de a Rendimientos Constantes (CCR) o Variables a Escala (BCC)	113

1.3.2.4.	Modelos Orientados a Eficiencia Fuerte o Débil	113
2.	CUADROS – ANALISIS DE EMPRESAS COMPARADORAS.....	115
	Cuadro N° 1 - Empresas de la FERC seleccionadas como comparadoras	116
	Cuadro N° 2 - Información General de las empresas seleccionadas (US \$).....	118
	Cuadro N° 3 - Índices de Precios al Consumidor e Industriales para EEUU	186
	Cuadro N° 4 - Empresas Comparadoras - Valores Económicos Expresados en Dólares Internacionales de 2009 (promedio años 2007-2008)	187
	Cuadro N° 5 - Empresas Comparadoras - Demanda, Energía, Pérdidas y Clientes (Promedios 2007-2008).....	190
	Cuadro N° 6 - Empresas Comparadoras Eficiencias	196
	Cuadro N° 7 - Empresas Comparadoras Seleccionadas.....	197
	Cuadro N° 8 - Empresas Comparadoras Seleccionadas - Pérdidas	200
	Cuadro N° 9 - Valores de Indicadores varios para traslación de datos entre países y dentro del mismo país.....	199
3.	INDICADORES ESTADISTICOS ASOCIADOS CON LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA	200
ANEXO III RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE		
	DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION EN PANAMÁ	206
1.	METODOLOGÍA.....	207
1.1.	Método De Costo De Capital Promedio Ponderado	207
1.1.1.	Rendimiento del Capital Propio.....	207
1.1.1.1.	Tasa Libre de Riesgo.....	208
1.1.1.2.	Determinación de la Prima por Riesgo País	208
1.1.1.3.	Riesgo Sistemático de la Industria	209
1.1.1.4.	Determinación del Premio por Riesgo.....	209
1.1.2.	Costo Marginal de Endeudamiento.....	210
2.	DESARROLLO	210
2.1.	Rendimiento Del Capital Propio.....	211
2.1.1.	Tasa de Retorno de un Activo Libre de Riesgo.....	211
2.1.2.	Prima de Riesgo País.....	211
2.1.3.	Riesgo Sistemático de la Industria	212
2.1.4.	Premio por Riesgo	214
2.1.5.	Estimación del Retorno sobre Capital Propio.....	215
2.2.	Costo de Endeudamiento.....	215
2.2.1.	Tasa Libre de Riesgo.....	215
2.2.2.	Tasa de Riesgo País.....	216
2.2.3.	Spread Adicional.....	216
2.2.4.	Estimación del Costo de Endeudamiento	218
2.3.	Costo Promedio de Capital (WACC).....	218
ANEXO IV DESCRIPCION DE LAS PLANILLAS “AA-01- <i>aaaa</i>”		
220		
1.	BLOQUE DE COLUMNAS DE INFORMACIÓN GENERAL	221
2.	BLOQUE DE COLUMNAS DE INFORMACIÓN RELATIVA A LOS ACTIVOS ANTERIORES A 2001	221

3.	BLOQUE DE COLUMNAS DE INFORMACIÓN INDIVIDUAL DE CADA AÑO DESDE EL AÑO 2002 AL AÑO 2006.....	222
4.	BLOQUE DE COLUMNAS DE INFORMACIÓN CONSOLIDADA DEL AÑO aaaa.....	222
5.	BLOQUE DE FILAS INFERIORES DE COEFICIENTES DE EFICIENCIA.....	223
6.	ECUACIONES DE CÁLCULO DE LA INFORMACIÓN CONSOLIDADA DEL AÑO aaaa.....	223
6.1.	Base de capital bruta eficiente consolidada al 31/12/aaaa.....	223
6.2.	Base de capital neta eficiente consolidada al 31/12/aaaa	224
ANEXO V COMPARACION INTERNACIONAL DE COSTOS		226

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA EL PERIODO 2010-2014

PARTE I RESUMEN EJECUTIVO

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) para las empresas de distribución eléctrica correspondiente al período julio 2010-junio 2014, ha sido calculado de acuerdo al Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, que forma parte del Reglamento de Distribución y Comercialización del Servicio Público de Electricidad, arprobado mediante la Resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones.

El Artículo 96 de la Ley 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 6, señala que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (la Autoridad) 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 Autoridad 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 6, establece que para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación de la Autoridad, 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 Autoridad.

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

El Artículo 103 establece los componentes del Valor Agregado de Distribución, la desagregación de las empresas de distribución en áreas representativas para el cálculo del valor agregado de distribución, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución e indica que este supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras. El mismo artículo establece la tasa de rentabilidad para las empresas de distribución.

En este informe se desarrollarán los procesos finales que permiten estimar los Ingresos Máximos Permitidos (IMP) para cada una de las empresas distribuidoras correspondientes al periodo 2010-2014. El proceso de cálculo del IMP es el establecido en el Reglamento de Distribución y Comercialización.

Para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido se deben revisar y determinar de antemano los siguientes aspectos:

- Áreas Representativas
- Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia
- Tasa de rentabilidad
- Base de Capital
- Cálculo del IMP

A continuación un resumen de los diferentes temas analizados y revisados en el presente régimen tarifario:

Áreas representativas:

En este nuevo proceso de revisión se adoptará, por considerarlo adecuado, similar criterio al utilizado en la revisión anterior. Se considerará una única Área Representativa por empresa distribuidora coincidente con su área de servicio. Esto releva la discusión sobre la unidad de análisis y las variables a considerar para su agrupamiento.

Empresas Comparadoras:

Para la selección de Empresas Comparadoras se consultaron fundamentalmente bases de datos de Empresas Distribuidoras disponibles en Internet como medio de garantizar el carácter público de la información. Luego de un análisis de la información relevada, en función de las necesidades impuesta por la metodología a emplear y la disponibilidad de información, se decidió, al igual que en periodos tarifarios anteriores, utilizar como empresas comparadoras las Empresas Distribuidoras registradas por la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) de EEUU.

Esta elección tiene importantes ventajas para el análisis que se pretende realizar, a saber:

- *Utilización de datos públicos:* los datos que se utilizan son del dominio público lo cual aporta gran transparencia a cualquier proceso de cálculo que se realice.
- *Existencia de numerosas empresas:* el elevado número de empresas que presentan los datos a la FERC. permite elegir entre una gran variedad de ellas, facilitando poder encontrar aquellas que se ajusten más al perfil de las distribuidoras panameñas. De este modo se asegura que la comparación es consistente y coherente.
- *Datos contrastables:* al tratarse no sólo de datos públicos sino también oficiales, la bondad y veracidad de la información está de algún modo garantizada (siempre teniendo en cuenta que se ha completado según los criterios que para tal fin haya determinado la FERC y que no en todos los casos son conocidos ni respetados).
- *Continuidad y coherencia regulatoria:* dado que en el periodo regulatorio anterior no sólo se eligieron una serie de empresas que forman parte de la FERC. sino que también se estructuró el cálculo del IMP, a partir de la estructura de datos de su misma base de datos, parece importante mantener, en la medida de lo posible, unos criterios similares a los utilizados hasta ahora.
- *Estructura de la red de distribución similar a la panameña:* las empresas de Estados Unidos comparten con Panamá los niveles de tensiones de distribución, lo

que lleva a tener una similar estructura de redes y por tanto de activos y costos asociados.

- La base de datos de la FERC contiene información referida a 345 empresas distribuidoras de energía eléctrica de los Estados Unidos. De dicha base de datos se extrajo la información contenida en el formulario denominado *FERC FORM 1 (Viewer Application): Annual Report of Major Electric Utilities, Licensees and Others*, correspondientes a los años 2007 y 2008.

Del total de trescientas cuarenta y cinco (345) empresas reportadas en los informes de la FERC, hay empresas que no son distribuidoras, por lo que se procedió a una primera depuración eliminando aquellas que manifiestamente no lo son, posteriormente el proceso de selección siguió con descartar aquellas que no presentan información completa de las variables relevantes para el estudio o que las mismas resultan inconsistentes.

Una vez realizado este "**filtrado de consistencia de datos**" sobre las 345 distribuidoras, **resulta una muestra de ciento treinta y dos (132) empresas** que presentan datos generales, técnicos, económicos y financieros razonables. De cada una de ellas se procedió a extraer la información requerida para realizar luego la determinación del valor de los distintos activos y costos en función de ciertas variables explicativas.

La información de base obtenida a partir de la BD de la FERC requiere un procesamiento previo a fin de llevarla a una base de referencia común, teniendo en cuenta la distinta naturaleza/año de referencia de los datos. Así por ejemplo de los Activos de Distribución se informa su valor histórico de compra y no su valor presente, hay datos correspondientes a los años 2007 y/o 2008, etc. Por otro lado, debido a la forma de referenciación de valores económicos entre años, es necesario determinar la participación porcentual en cada costo o gasto de los ítems Mano de Obra y Materiales de origen Nacional e importado, en los principales rubros de costos.

En el Capítulo II de la Parte II se detallan los principales procesamientos realizados y los criterios utilizados en cada caso. En el caso de la Mano de Obra, esta es estimada como un promedio de valores correspondientes a los años 2007 y 2008 de empresas de la FERC para el caso de los costos de Administración, OyM de Distribución y OyM de Comercialización. En el caso de la participación en los activos, tanto de comercialización como de distribución, los valores resultan del análisis de la estructura de costos de obras típicas de distintos países llevadas a valores en dólares internacionales.

A los datos de las empresas comparadoras resumidos en el Cuadro N° 2 del Anexo II, valores de costos en dólares de los años 2007 y/o 2008, corresponde aplicar el factor de actualización a los activos y realizar los agrupamientos de los costos ya vistos para obtener valores medios en todos los casos **referidos al año 2009 en dólares internacionales**. Los valores resultantes para las empresas de la FERC seleccionadas, se indican en los Cuadros N° 4 y 5. En todos los casos se indica cuáles empresas disponen de datos del año 2007 y 2008 y cuales solo del 2008.

Además tenemos que, adoptar una metodología para la selección de las empresas comparadoras y de los cálculos correspondientes no solo implica que el desarrollo de la misma resulte conceptualmente correcto sino también, de manera fundamental, asegurar que se cumplan los preceptos de la Ley. En este sentido **la Ley especifica dos conceptos**

de particular interés: que las empresas comparadoras sean *eficientes y similares* a las empresas panameñas. Por lo tanto, surge la necesidad de fijar un valor límite de eficiencia por debajo del cual la empresa no puede integrar la lista de comparadoras.

En tal sentido, se ha realizado un análisis de eficiencia de las empresas, aplicando una metodología de Análisis de las Fronteras de Eficiencia. En el Anexo II- Empresas Comparadoras se presenta el análisis conceptual en detalle.

A partir de los resultados de eficiencia relativa antes determinados dado que, por un lado, no resultaría razonable utilizar como comparadoras empresas menos eficientes que las panameñas actuales y por el otro, la señal de costos debe ser tal de incrementar de forma paulatina la eficiencia, fijamos el límite inferior de eficiencia en 0.8 para que una empresa pueda ser considerada empresa comparadora, es decir, consideramos comparadoras a todas aquellas empresas con un valor de eficiencia relativa igual o superior a 0.8.

En el Cuadro N° 7 del Anexo II se muestran **las noventa y tres (93) empresas comparadoras finalmente seleccionadas**, cuyos datos se utilizan para calcular las ecuaciones de eficiencia.

Para el caso específico de las ecuaciones de eficiencia correspondientes a pérdidas, cabe realizar otro análisis. Según lo establecido en el Régimen Tarifario, el coeficiente de pérdidas de energía PD% debe calcularse a partir de una ecuación de eficiencia estimada sobre la base de las pérdidas de las empresas comparadoras respectivas en la muestra representativa. Con el límite de eficiencia de 0.8 establecido por la ASEP como valor inferior para que una empresa pueda ser considerada empresa comparadora, analizamos los datos de las empresas comparadoras para determinar el valor porcentual de pérdidas y cuáles se encuentran dentro del rango definido, de las cuales se seleccionaron veinticuatro (24) (porcentajes presentados en el Cuadro N° 5 del Anexo II). Estas empresas se muestran en el Cuadro N° 8 del Anexo II.

Ecuaciones de Eficiencia:

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

- El número total de clientes.
- La carga máxima total a nivel de puntos de inyección al sistema de la empresa distribuidora.
- La energía vendida.

Las ecuaciones de eficiencia son estimadas a partir de los datos de las empresas comparadoras presentados en el Anexo II, en los Cuadros N° 4 y 5, de las empresas seleccionadas según el Cuadro N° 7.

A continuación se muestra el **conjunto de ecuaciones explicativas de los diferentes conceptos** (Ecuaciones de Eficiencia), derivadas de las formulaciones generales establecidas en el régimen tarifario. Los resultados obtenidos muestran altos niveles de representatividad estadística.

Para facilitar los ajustes, se linealiza la relación tomando logaritmos de cada una de las variables que intervienen, tanto dependientes como independientes:

$$\text{LN (Variable Dependiente)} = A * \text{LN (Variable Independiente 1)} + B * \text{LN (Variable Independiente 2)} + K$$

Activos de Distribución:

$$\text{LN (AD)} = 8.98953 + 0.18804 * \text{LN (D)} + 0.82135 * \text{LN (C)}$$

$$\text{AD} = 8,018.67187 * \text{D}^{0.18804} * \text{C}^{0.82135}$$

Activos de Comercialización:

$$\text{LN (AC)} = 5.63711 + 0.968144 * \text{LN (C)}$$

$$\text{AC} = 280.65022 * \text{C}^{0.968144}$$

Costos de Administración:

$$\text{LN (ADM)} = 5.38782 + 0.901549 * \text{LN (C)}$$

$$\text{ADM} = 218.72544 * \text{C}^{0.901549}$$

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución:

$$\text{LN (OM)} = 4.80789 + 0.970044 * \text{LN (D)} - 0.966575 * \text{LN (D/C)}$$

$$\text{OM} = 122.47320 * \text{D}^{0.970044} * (\text{D/C})^{-0.966575}$$

Costos de Comercialización:

$$\text{LN (COM)} = 3.51859 + 1.058523 * \text{LN (C)}$$

$$\text{COM} = 33.73677 * \text{C}^{1.058523}$$

Donde,

C es el número de clientes, y

D es la carga máxima.

Determinadas las ecuaciones de eficiencia, la aplicación a las mismas de las variables explicativas correspondientes, permite obtener las inversiones y costos buscados para las empresas distribuidoras de Panamá. Hay que tener presente que los valores obtenidos están expresados en dólares de EEUU, por lo que resulta necesario convertirlos a Balboas.

Pérdidas estándar o eficientes:

$$\text{LN (EP)} = -1.89204 + 0.959433 * \text{LN (MWhD)}$$

$$\text{EP} = 0.15076 * \text{MWhD}^{0.959433}$$

Las pérdidas eficientes de energía de cada una de las empresas panameñas será el resultado del coeficiente de Pérdidas de Energía (PD%). Para calcular el PD% de cada empresa se utilizan los valores que resultan de la ecuación anterior, respecto de la energía total ingresada, aplicando la ecuación establecida en el Régimen Tarifario.

Los porcentajes de pérdidas eficientes que resultan son los siguientes:

% Pérdidas Eficientes	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
EDEMET	8.20%	8.19%	8.17%	8.16%
EDECHI	8.86%	8.85%	8.84%	8.82%
ELEKTRA	8.24%	8.22%	8.20%	8.19%

Tasa de Rentabilidad (retorno):

La tasa de retorno estimada mediante el análisis de mercado con el método de cálculo WACC es inferior a la banda mínima que resulta de la aplicación del Artículo 101 de la Ley 6. Por lo tanto, no es razonable ni se justifica utilizar una tasa de rentabilidad mayor. Entonces, se utiliza el límite inferior de la banda de aceptación, es decir **una tasa real**

antes de impuestos de 10.44 % para el cálculo de los Ingresos Máximos Permitidos a las empresas de distribución y comercialización para el período de 1 de julio de 2010 al 30 de junio de 2014.

Base de Capital:

La Base de Capital a junio de 2010 para cada empresa distribuidora es 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 esta base de capital 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).

De acuerdo a los criterios detallados en la Parte III y a la revisión de las inversiones realizadas por las empresas se aplicaron los siguientes coeficientes de ajuste por eficiencia:

EDEMET	2006	2007	2008	2009	2010
Propiedades y planta	0.8785	0.8510	0.8767	0.8467	0.8500
Sistema de Distribución	0.8498	0.8812	0.8553	0.8649	0.8500
Sistema de Comercialización	0.7000	0.7180	0.7000	0.7000	1.0000
Alumbrado Público	0.9200	0.9200	0.9200	0.9200	0.8500

EDECHI	2006	2007	2008	2009	2010
Propiedades y planta	0.8862	0.8374	0.8549	0.8600	0.8500
Sistema de Distribución	0.8345	0.8652	0.8487	0.8505	0.8500
Sistema de Comercialización	0.7000	0.7057	0.7000	0.7000	1.0000
Alumbrado Público	0.9200	0.9200	0.9200	0.9200	0.8500

ELEKTRA	2006	2007	2008	2009	2010
Propiedades y planta	0.8047	0.8568	0.9298	0.9165	0.8000
Sistema de Distribución	0.7732	0.8536	0.8642	0.8131	0.6041
Sistema de Comercialización	0.8221	0.9051	0.8980	0.9015	0.8000
Alumbrado Público	0.8206	0.8667	0.9200	0.9099	0.9000

Los valores correspondientes a Alumbrado Público son los resultantes del activo fijo al término del año 2009 y del plan de inversiones presentado por la distribuidora, en cumplimiento de las normas de calidad del alumbrado público y del crecimiento vegetativo previsto para el periodo tarifario y se han agregado proyectos puntuales definidos.

Adicionalmente, en función del régimen aprobado, debe procederse a realizar un ajuste por actividades no reguladas que usufructúan infraestructura dedicada a negocios regulados. Los factores de ajuste aplicados a la Base de Capital al 30 de junio de 2010 (ajustada por eficiencia) por la utilización de sus activos en actividades no reguladas, fueron los siguientes:

Empresa	Coefficiente de Ajuste por Actividades no Reguladas
EDEMET	0.96999
EDECHI	0.97178
ELEKTRA	0.96960

Aplicada la revisión indicada a la Base de Capital queda determinada como Base de Capital Inicial (al 30 de junio de 2010) la siguiente:

BASE DE CAPITAL AJUSTADA (En B/.)	EDEMET	EDECHI	ELEKTRA
Activos de Distribución Brutos	436,706,582	95,079,665	311,394,136
Activos de Distribución Netos	189,467,481	42,787,413	170,768,792
Activos de Comercialización Brutos	45,618,773	8,573,853	36,166,229
Activos de Comercialización Netos	16,065,421	4,234,450	22,235,286
Activos de Alumbrado Público Brutos	14,472,529	5,750,694	15,185,124
Activos de Alumbrado Público Netos	6,810,687	3,098,039	9,041,974
Total Activos Brutos	496,797,883	109,404,212	362,745,489
Total Activos Netos	212,343,588	50,119,901	202,046,053

A partir de la base de capital inicial ajustada por eficiencia, los niveles de inversión obtenidos a partir de las ecuaciones de eficiencia y las inversiones requeridas en subestaciones de alta tensión, soterramiento y sistema de medición prepago, se obtienen los valores de activos (brutos y netos) de distribución y comercialización (base de capital) para cada empresa.

Cálculo del IMP:

Los resultados para EDEMET, EDECHI y ELEKTRA se muestran a continuación:

		EDEMET	EDECHI	ELEKTRA
VALOR PRESENTE NETO	Unidades	JUL/10-JUN/14	JUL/10-JUN/14	JUL/10-JUN/14
DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	259,089.65	66,712.92	246,211.95
COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	82,520.94	21,347.21	85,816.78
ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	8,941.24	2,803.72	8,036.44
Sub-Total	Miles de B/.	350,551.82	90,863.85	340,065.16
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	122,959.53	14,012.85	102,128.35
TOTAL	Miles de B/.	473,511.35	104,876.70	442,193.51
ENERGIA FACTURADA SIN A.P.	MWh	10,043,031	1,476,725	10,451,315
Costo medio total sobre energía Fac. sin AP	B./MWh	47.15	71.02	42.31

En el Anexo I se adjuntan los Cuadros del N° 1 al N° 9 que presentan el detalle de los resultados obtenidos para cada empresa y para cada componente del IMP.

Los factores de descuento utilizados se indican en el punto denominado tasa de descuento.

Comparación del precio medio de los componentes de distribución, comercialización y alumbrado público, resultante para el periodo de julio 2010 a junio de 2014 con respecto al precio promedio de los mismos componentes de la tarifa vigente de enero a junio de 2010:

		EDEMET	EDECHI	ELEKTRA*
TARIFA VIGENTE	Unidades	ENE-JUN/10	ENE-JUN/10	ENE-JUN/10
Costo medio total sobre energía Fac. sin AP	B./MWh	47.19	69.98	49.73
VALOR PRESENTE NETO	Unidades	JUL/10-JUN/14	JUL/10-JUN/14	JUL/10-JUN/14
Costo medio total sobre energía Fac. sin AP	B./MWh	47.15	71.02	42.31
Variación	%	-0.09%	1.49%	-14.92%

*Nota: El costo medio total sin considerar la energía que pasa por las líneas de ELEKTRA hacia EDEMET es de 46.89 B./MWh, lo que da una variación respecto al costo medio vigente de -5.71%.

PARTE II ELEMENTOS DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

De acuerdo a la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y al Régimen Tarifario establecido, se sigue el siguiente procedimiento:

- Se revisa el nivel de desagregación de las empresas de distribución en áreas representativas.
- Se seleccionan empresas comparadoras con el fin de calcular ecuaciones de eficiencia.
- Se fijan las nuevas tasas de rentabilidad para las empresas de distribución.
- Se calculan los Ingresos Máximos Permitidos a cada empresa de distribución.

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 para cada una de las tres empresas distribuidoras.

CAPITULO I ÁREAS REPRESENTATIVAS

I.1 INTRODUCCIÓN

Parte inicial del proceso de determinar las ecuaciones de eficiencia consiste en clasificar el área de servicio atendida por cada distribuidor en Áreas Representativas (AR). Al respecto, el Artículo 103 de la Ley de 1997, define textualmente:

Artículo 103. “La Autoridad establecerá un máximo de seis áreas de distribución, representativas de los mercados atendidos en cada zona de concesión; y calculará, luego, el valor agregado de distribución para cada área representativa, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución. El supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras”.

Corresponde ahora realizar los análisis conducentes a definir las AR de cada empresa, como paso previo al análisis de eficiencia.

I.2 DETERMINACIÓN DE LAS ÁREAS REPRESENTATIVAS

En todo proceso de determinación de valores de variables por comparación, un requisito fundamental es que las muestras a comparar sean razonablemente homogéneas. En principio este es el fundamento de la Ley al prever la partición del área de servicio en AR.

Es decir, en el proceso de determinar el valor de variables de interés, en este caso activos, costos y pérdidas, por comparación con empresas comparadoras, la partición del área de servicio de la empresa distribuidora en sub-áreas tiene por finalidad lograr una mayor homogeneidad de escala entre cada unidad de análisis integrada en cada AR y también con sus comparadoras.

En los dos procesos de revisión tarifaria iniciales se optó por seleccionar cinco y tres áreas representativas respectivamente y, luego, clasificar las empresas comparadoras de modo tal que resulte una sectorización relativamente homogénea entre ellas. No obstante, que el proceso mejoró en este aspecto entre la primera y segunda revisión tarifaria, en la tercera revisión se hizo un análisis adicional, respecto a la comparación de áreas representativas relativamente homogéneas de las empresas distribuidoras Panameñas con valores medios de las empresas comparadoras.

Esto se fundamenta en el significado de la regulación y en el comportamiento de los monopolios naturales tales como el de la distribución eléctrica. Se realizarán a continuación algunas consideraciones al respecto:

Un monopolio natural surge como consecuencia de dos causas: Economías de escala y Economías de alcance. La primera de ellas se presenta cuando el costo medio de producción se reduce a medida que el nivel de producción se incrementa. Su principal fuente son los costos fijos. Economías de escala pueden existir para cualquier rango de producción o solo para parte de él y no para el resto. En este último caso la existencia de un monopolio natural dependerá del rango de producción en el cual se presentan economías de escala y su relación con la demanda.

Economías de alcance se producen cuando una cantidad dada de dos o más productos pueden ser producidos por una empresa a un costo menor que si cada producto fuese producido por empresas separadas. Este comportamiento también está relacionado con la relación entre el nivel de producción y la demanda. Es comúnmente aceptado que, bajo diferentes esquemas interpretativos, una empresa distribuidora de energía eléctrica provee más de un producto o servicio (servicio a distintos tipos de usuarios, servicio en mercados distintos, etc.) por los cuales cobra (tarifa) distintos precios.

Los dos efectos antes enumerados pueden presentarse juntos o separados y ambos se integran bajo el concepto usual de subaditividad de costos. Así se dice que una curva de costos presenta subaditividad a un nivel dado de producción de uno o más productos, si el costo de producir tales niveles (cantidades) es menor con una empresa que con más de una, independientemente de cómo sea dividido el nivel de producción entre ellas.

Así puede afirmarse que un monopolio natural existe cuando su curva de costos exhibe subaditividad en el rango relevante de demanda del mercado. En principio parece razonable que, seleccionando adecuadamente la variable o variables de interés y utilizando unidades de referencia pequeñas, tales como los corregimientos, cada AR resultante será más homogénea que el área de servicio que le dio origen. Sin embargo, luego, éstas se comparan con empresas comparadoras completas con el único criterio de homogeneidad de que el valor de las variables de referencia esté dentro del rango que definió las AR. Esto, al ser la empresa mucho más grande que el conjunto de corregimientos, no garantiza la homogeneidad requerida.

En tales circunstancias se llegó a la conclusión de que no resulta razonable partir el área de servicio de las empresas en Áreas Representativas y determinar para cada una de ellas los costos e inversiones, pues en tal caso se estarían sobreestimando los mismos.

A los efectos de contemplar adecuadamente los rendimientos a escala y alcance de las distribuidoras en el proceso de asignación de inversiones y gastos se ha optado, dentro de las posibilidades que permite la Ley al respecto, definir una única Área Representativa por empresa distribuidora coincidente con la empresa real. Además de los fundamentos teóricos antes expuestos, esto releva la discusión sobre la unidad de análisis y las variables a considerar para su agrupamiento.

Por esta razón en el periodo anterior, julio 2006 a junio 2010, se utilizó una sola área representativa y para el periodo en revisión, julio 2010 a junio 2014, se utiliza similar criterio.

Mediante la Resolución AN No.3564-Elec de 22 de junio de 2010, esta Autoridad aprobó una sola área representativa por cada empresa distribuidora, equivalente a su zona de concesión, aplicable al Régimen Tarifario de Distribución para el periodo del 1° de julio de 2010 al 30 de junio de 2014.

CAPITULO II EMPRESAS COMPARADORAS

Según lo dictaminado por la Ley, el siguiente paso es seleccionar las empresas comparadoras “reales similares, nacionales o extranjeras”. Para la selección de empresas comparadoras se consultaron fundamentalmente bases de datos de Empresas Eléctricas Distribuidoras disponibles en Internet. Luego de un análisis de la información relevada, en función de la necesidad impuesta por la metodología a emplear y la disponibilidad de información, se decidió, al igual que en los periodos tarifarios anteriores, utilizar como empresas comparadoras las empresas eléctricas registradas por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) de EEUU.

Esta elección, en particular la referida a las empresas de la FERC, tiene importantes ventajas para el análisis que se pretende realizar, a saber:

- *Utilización de datos públicos:* los datos que se utilizan son del dominio público lo cual aporta gran transparencia a cualquier proceso de cálculo que se realice.
- *Existencia de numerosas empresas:* el elevado número de empresas que presentan los datos a la FERC permite elegir entre una gran variedad de ellas, facilitando poder encontrar aquellas que se ajusten más al perfil de las distribuidoras panameñas. De este modo se asegura que la comparación es consistente y coherente.
- *Datos contrastables:* al tratarse no sólo de datos públicos sino también oficiales, la bondad y veracidad de la información está de algún modo garantizada (siempre teniendo en cuenta que se ha completado según los criterios que para tal fin haya determinado la FERC y que no en todos los casos son conocidos ni respetados).
- *Continuidad y coherencia regulatoria:* dado que en el periodo regulatorio anterior no sólo se eligieron una serie de empresas que forman parte de la FERC, sino que también se estructuró el cálculo del IMP, a partir de la estructura de datos de su

misma base de datos, parece importante mantener, en la medida de lo posible, unos criterios similares a los utilizados hasta ahora.

- *Estructura de la red de distribución similar a la panameña:* las empresas de Estados Unidos comparten con Panamá los niveles de tensiones de distribución, lo que lleva a tener una similar estructura de redes y por tanto de activos y costos asociados.
- La base de datos de la FERC contiene información referida a trescientas cuarenta y cinco (345) empresas eléctricas de los Estados Unidos. De dicha base de datos se extrajo la información contenida en el formulario denominado *FERC FORM 1 (Viewer Application): Annual Report of Major Electric Utilities, Licensees and Others*, correspondientes a los años 2007 y 2008 que se puede obtener a través de la Internet en la página Web www.ferc.gov/docs-filing/eforms/form-1/viewer-instruct.asp.

Es importante destacar que cuando se utilizan técnicas de determinación de indicadores por comparación, la teoría aconseja en la medida de lo posible, no utilizar la información de un único año de las empresas comparadoras, sino un periodo. Esto con el fin de atenuar variaciones puntuales en algunos datos consecuencia de situaciones particulares. Siguiendo este criterio, en este estudio se han adoptado, cuando han estado disponibles datos de los años 2007 y 2008. Esto no solo evita las situaciones puntuales antes mencionadas, sino que incrementa la cantidad de empresas comparadoras con datos satisfactorios.

II.1 SELECCIÓN DE EMPRESAS E INFORMACION EXTRAÍDA

Basados en la continuidad y coherencia regulatoria, indicada anteriormente, y dado que en el periodo regulatorio anterior no sólo se eligieron una serie de empresas que forman parte de la FERC, sino que también se estructuró el cálculo del IMP, a partir de la estructura de datos de su misma base de datos, es importante mantener, en la medida de lo posible, unos criterios similares a los utilizados hasta ahora. Así resultó que la información buscada en la base de datos (BD) más actualizada de la FERC resultó ser la correspondiente a diciembre del año 2008. De ella, y de la correspondiente a diciembre del 2007, se pudieron relevar la gran mayoría de los datos necesarios, excepto algunos pocos disponibles en las bases de datos de años anteriores.

Del total de empresas que reportan a la FERC, trescientas cuarenta y cinco (345), el proceso de selección comenzó con descartar aquellas empresas que no son empresas distribuidoras o que no presentan información completa de las variables relevantes para el estudio. Así se eliminaron de la muestra aquellas empresas en las que la información del rubro requerida fuera cero o un número negativo y que este resultara ilógico.

Adicionalmente, se calcularon las siguientes relaciones (ratios) para las empresas:

- Activos de Distribución /Demanda Máxima
- Demanda Máxima /Número de clientes
- Costos de O&M /Número de clientes
- Costos de Administración /Número de clientes.
- Activos de Comercialización /Demanda Máxima

La intención que se persigue con el cálculo de las relaciones mencionadas es la de encontrar singularidades en la muestra, es decir, empresas que por diferentes razones (en especial posibles inconsistencias internas de información), presentan valores de los citados indicadores (ratios) fuera del rango considerado aceptable.

Los aspectos más destacables de estos análisis son: que tengan la información requerida, que la información resulte lógica (por ejemplo, se descartan empresas cuya información prioritaria para el estudio sea nula o con valores físicamente ilógicos), que algunas relaciones entre datos resulten coherentes, etc. Resultado de este proceso de depuración son las ciento treinta y dos (132) empresas seleccionadas que se muestran en el Cuadro N° 1 del Anexo II.

En este cuadro se indican además, las empresas que cuentan con información aceptable para los años 2007 y 2008, y las que solo cuentan con información para el año 2007 ó 2008. De cada una de ellas se muestra la siguiente información:

- a) Activos Inmovilizado Total
- b) Activos de Distribución
- c) Activos de Comercialización
- d) Activos de Alumbrado Público
- e) Activos de Planta en Servicio
- f) Activos de Planta General
- g) Depreciación acumulada
- h) Energía vendida (MWh)
- i) Número de clientes
- j) Activos de Distribución depreciados
- k) Costos de Operación y Mantenimiento de Comercialización
- l) Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución
- m) Costos de Administración
- n) Gastos Totales de Operación y Mantenimiento
- o) Activos de Líneas Aéreas
- p) Activos de Líneas Subterráneas
- q) Demanda Máxima (kW)
- r) Demanda Coincidente (MW) ventas para reventa
- s) Compras de energía (MWh)
- t) Pérdidas de energía (MWh)
- u) Costos O&M Líneas 24 a 115 kV

II.2 INFORMACIÓN BASE RECOPIADA

La información obtenida a partir de la BD de la FERC para las empresas seleccionadas se muestra en el Cuadro N° 2 del Anexo II. En el mismo se transcribe la información directa sin ningún tipo de procesamiento y se señala la ubicación de cada variable en la BD de la FERC.

Es de hacer notar que el valor informado por cada empresa de la Planta de Distribución será ajustado para tener en cuenta:

- a) Los activos de distribución con tensiones de 24 kV y superiores las empresas de la FERC no lo incorporan a la distribución, lo que sí sucede en las empresas distribuidoras de Panamá. Por tal motivo, tales activos para el caso de conducciones aéreas y subterráneas con tensiones entre 24 kV y 115 kV se suman a los activos de distribución.
- b) Los activos de distribución correspondientes a conducciones subterráneas, excepto los correspondientes a tensiones entre 24 kV y 115 kV, se han corregido para tener en cuenta las relaciones medias existentes entre activos de líneas aéreas y cables subterráneos en las empresas de la FERC y las distribuidoras de Panamá. Los análisis realizados para el año 2008 muestran que una relación del 40% resulta razonable, por lo cual se han afectado por un factor de 0.4 a los activos subterráneos de las empresas de la FERC, considerando que ésta es razonablemente la relación de costos entre ambos.
- c) Consecuencia de lo anterior, también se han incorporado los costos de operación y mantenimiento de las conducciones con tensiones entre 24 y 115 kV.

II.3 TRATAMIENTO DE DATOS DE LAS EMPRESAS COMPARADORAS

La información de base obtenida a partir de la BD de la FERC requiere un procesamiento previo a fin de llevarla a una base de referencia común, teniendo en cuenta la distinta naturaleza/año de referencia de los datos. Así por ejemplo de los Activos de Distribución se informa su valor histórico de compra y no su valor presente, hay datos correspondientes a los años 2007 y/o 2008, etc. Por otro lado, debido a la forma de referenciación de valores económicos entre años, es necesario determinar la participación porcentual en cada costo o gasto de los ítems Mano de Obra y Materiales. En los puntos siguientes se detallan los principales procesamientos realizados y los criterios utilizados en cada caso.

II.3.1 Actualización del Valor de los Activos

En la BD de la FERC, el valor de los activos está dado a la fecha de compra de los mismos (la cual se desconoce). A fin de determinar un valor actual es necesario estimar una fecha de compra y luego actualizar mediante un factor de actualización. La fecha de compra se estima dividiendo la depreciación acumulada que aparece en la página 110 (FERC FORM 1 ED. 12-93) línea 5 entre la depreciación del último año. Esto, bajo un supuesto de depreciación lineal, determina cuantos años de depreciación se han llevado a cabo y por ende los años que han pasado desde que el activo medio se adquirió.

Para actualizar el valor de los activos se utiliza un índice de actualización, que se determinan como la relación entre el valor del Índice de Precios Industriales para el sector

correspondiente entre la fecha de referencia (2007 o 2008) y la fecha de compra estimada del activo, así:

Para la porción del activo correspondiente a costos de **Mano de Obra** se utiliza la variación del IPC (Índice de Precios al Consumidor):

$$\text{Factor de Actualización} = \text{IPC}_{2007} / \text{IPC}_{\text{Fecha de adquisición de activos}}$$

Para la porción del activo correspondiente a costos de **Materiales** se utiliza la variación media entre el IPI (Índice de Precios Industriales) y el IPC.

$$\text{Factor de Actualización} = \text{Prom} (\text{IPI}_{2007} + \text{IPC}_{2007}) / \text{Prom} (\text{IPI}_{\text{Fecha de adquisición de activos}} + \text{IPC}_{\text{Fecha de adquisición de activos}})$$

Para estos cálculos resulta necesario determinar la participación de la Mano de Obra y Materiales en algunos rubros. Los valores de los indicadores utilizados para los años posibles, se muestran en el Cuadro N° 3 del Anexo II.

II.3.1.1 Consideraciones Teóricas

Para determinar la participación de la Mano de Obra y de los Materiales de origen Nacional en los principales rubros de costos se seguirá la metodología recomendada por el Instituto de Investigaciones Tecnológicas de la Universidad Pontificia de Comilla en el Documento N° IIT-PA06-Parte II del 28 de Julio de 2004 elaborado para la Dirección de Electricidad de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá denominado “Establecer la metodología para estimar la base de capital inicial de las empresas de distribución eléctrica a ser utilizada en los próximos períodos tarifarios”. Si bien en el documento de referencia la metodología está aplicada a la traslación de costos unitarios, resulta igualmente aplicable a la traslación de los diferentes rubros de costos de las empresas comparadoras. Al mismo solo se ha introducido una modificación en cuanto al tratamiento de los materiales importados.

A partir del documento de referencia resulta que, previo a cualquier proceso de referenciación de costos, el costo a referenciar se debe dividir en dos grandes grupos asociados con: Materiales y Mano de Obra. Bajo tales conceptos se debe agrupar no solo el ítem correspondiente, sino todo aquel directamente relacionado. Por ejemplo, en Mano de Obra se deben agrupar no solo remuneraciones, sino también cargas sociales, vacaciones, etc. Para los Materiales se debe incluir, además del costo de adquisición, todos los gastos anteriores a la instalación de los mismos (transporte hasta almacenes, almacenaje, transporte hasta la obra, costos administrativos imputados a la adición del activo, etc.). Por otro lado, entre los materiales es preciso diferenciar entre aquellos de producción nacional de aquellos importados. En función de ello, la metodología de actualización consiste en:

II.3.1.2 Participación de la Mano de Obra

La metodología de referenciación tanto de los costos de una fecha a otra como entre monedas requiere conocer el grado de participación de la Mano de Obra en cada tipo de costo de interés (Administración, OyM Comercialización y OyM Distribución).

Para ello se ha recurrido a la información suministrada por las empresas a la FERC. En uno de los formularios que deben completar las empresas (Página 354 - Distribution of salaries and wages – FERC FORM 1), aparece desglosada la información sobre la distribución de

sueldos y salarios en operación y mantenimiento para todas las actividades que desarrolla la empresa (generación, transmisión, distribución, comercialización, gas, etc.) así como los correspondientes a otras actividades generales sin discriminar. Partiendo de estos datos de salarios y de los costos totales que se calcularon para cada una de las empresas comparadoras correspondientes a Distribución, Comercialización y Administración, se determinan los porcentajes que sobre dichos costos suponen los salarios.

En primer lugar, corresponde distribuir los montos asignados a la cuenta de Clearing (Fila 28 - Columna c) proporcionalmente a todas las actividades. Esto se hace calculando un coeficiente X que resulta de dividir los valores de la columna (d), fila 28 (Costos totales de Oper. y Mant – directos más asignados) por los de la columna (b) de la misma fila 28 (Costos Totales de Oper y Mant – solo directos), ambos de la página 354 –FERC FORM N°1. Afectando por este coeficiente de corrección X a todas las cuentas se distribuye proporcionalmente entre ellas el monto antes mencionado.

- Participación Mano De Obra En Distribución

El peso porcentual de los sueldos y salarios en Distribución se calcula dividiendo los sueldos y salarios en distribución (línea 6 – Operación- y línea 16 de – Mantenimiento, ambos de página 354 –FERC FORM N° 1) por los Costos Totales de Oper y Mant de Distribución (FERC página 322 cuentas 580 a 584 + 587 a 595 + 598). A ese cociente se lo multiplica por el factor de corrección X antes mencionado, a efectos de asignarle la parte proporcional de tales costos.

- Participación Mano de Obra en Comercialización

El peso porcentual de sueldos y salarios en Comercialización, (calculado como la suma de Sueldos y salarios Cuentas de Clientes (Customer Accounts - línea 7 de la página 354); Sueldos y Salarios Servicios al Cliente e Información (Customer Service and Informational - línea 8 de la página 354), Sueldos y salarios sector Ventas (Sales - línea 9 de la página 354)) se calcula como el cociente del mismo respecto del Costo Total de Operación y Mantenimiento de Comercialización (páginas 322 y 323, cuentas 586, 597 + líneas 164, 171 y 178), y multiplicando por el factor de corrección X antes mencionado.

- Participación Mano de Obra en Administración

Respecto de los sueldos y salarios en Administración informados, estos se corresponden con el total de actividades de la empresa que, como se mencionó, puede comprender otras actividades además de la distribución eléctrica. Así, previo a determinar el peso porcentual de los mismos, es necesario estimar que parte del total de sueldos y salarios de Administración le son asignados a Distribución y Comercialización. Dado que también se informan Otras Cuentas no discriminadas (fila 95 de la página 354-355 del FERC FORM 1), estas se han supuesto totalmente asignadas a Administración y desagregadas entre las actividades en proporción a los sueldos propios de las mismas.

En primer lugar, se distribuyen los sueldos y salarios correspondientes a Administración dentro de Operación. Siempre haciendo referencia a la página 354 – FERC FORM 1, se hace el cociente entre los sueldos y salarios Administrativos y General (Línea 10) respecto de la diferencia entre el total de sueldos y salarios de Operación (Línea 11), y los correspondientes a Administración y General (Línea 10) y este se multiplica por la suma de sueldos y salarios correspondientes a Distribución y Comercialización (Línea 6 a Línea 9

de la página 354: Sueldos y salarios de distribución (Distribution - línea 6), Sueldos y salarios Cuentas de Clientes (Customer Accounts - línea 7), Sueldos y Salarios Servicios al Cliente e Información (Customer Service and Informational - línea 8), Sueldos y salarios sector Ventas (Sales - línea 9) y también por el coeficiente de corrección X antes mencionado. El valor así resultante se denominará y_1 . Es decir y_1 representa el total de sueldos y salarios correspondientes a las actividades de Operación en Distribución y Comercialización.

Respecto a la parte de sueldos y salarios Administrativos correspondientes a Mantenimiento, el procedimiento es análogo al seguido para Operación: Al cociente entre los sueldos y salarios de Administración y General en Mantenimiento (Administrative and General - línea 17) y la diferencia entre el Total de sueldos y salarios asignados a Mantenimiento (Total Maintenance – línea 18) y los Administrativos y general (Administrative and General - línea 17), se lo multiplica por los sueldos y salarios correspondientes a Distribución (Distribution - línea 16) y el coeficiente de corrección X. El valor así resultante se denominará y_2 . Es decir y_2 representa el total de sueldos y salarios correspondientes a las actividades de Mantenimiento en Distribución y Comercialización.

Solo resta asignar la parte correspondiente a Total Otras Cuentas, reportada en la planilla de sueldos y salarios de cada empresa (FERC FORM 1, Pág. 354 – 355, Fila 95 - Total Other Accounts). La parte correspondiente se calcula del siguiente modo:

En primer lugar se hace el cociente entre el total de Otras Cuentas (Total Other Accounts - línea 95 columnas (d)), y la suma de:

- Total Operación y Mantenimiento (Total Oper. and Maint. - columna (d) fila 28)
- Total Operación y Mantenimiento (Total Operation and Maint. - línea 62)
- Operación y Mantenimiento Otros Departamentos (Other Utility Departments - Operation and Maintenance - línea 64, columna (d))
- Total Construcción Planta Empresa (Utility Plant - Total Construction - línea 71)
- Remoción Planta (Plant Removal - Total Plant Removal - línea 76)

Al cociente así resultante se lo multiplica por la suma de:

- Sueldos y salarios del sector eléctrico en distribución (Distribution - línea 6)
- Sueldos y salarios Cuentas de Clientes (Customer Accounts - línea 7)
- Sueldos y Salarios Servicios al Cliente e Información (Customer Service and Informational - línea 8)
- Sueldos y salarios sector Ventas (Sales - línea 9)
- Sueldos y salarios distribución (Distribution - línea 16)

Y también por el factor de corrección X. Al valor así resultante se lo designa como y_3 . Es decir y_3 representa el total de sueldos y salarios registrados como Otras Cuentas, asignado a las actividades de Distribución y Comercialización.

En definitiva, el porcentaje asignado a sueldos y salarios de Administración respecto de los costos totales de Administración en Distribución y Comercialización, se calcula como la suma de los sueldos y salarios de Administración para Operación y Mantenimiento ($y_1+y_2+y_3$) dividido entre los Gastos Administrativos Generales de la empresa determinados tal como fue mencionado anteriormente.

En el caso de algunas empresas los valores resultantes (es de suponer debido a errores en la carga de datos) conducen a porcentajes ilógicos (negativos, mayores al 100% o, simplemente, muy pequeños -1%, 2%,...) o muy grandes (95%, 99%). Los datos de estas empresas no fueron considerados para los pasos posteriores a estos fines.

La participación salarial en cada rubro de costos (estimada como un promedio de valores correspondientes a los años 2007 y 2008 de empresas de la FERC), se sintetiza en el cuadro siguiente. Los porcentajes mostrados representan valores promedios de las empresas seleccionadas, previo haber depurado los datos de aquellas empresas que no presentan datos, que están incompletos o que tienen valores ilógicos (menores o iguales al 20% o mayores o iguales al 80%).

En cuanto a los activos, la información de la FERC no permite obtener la participación de la Mano de Obra en el total de activos. Sin embargo, se supone que si se dispone de esa información para activos de otros países referenciados a la misma fecha y a dólares internacionales, esos valores resultan aceptables, pues sí resulta aceptable la comparación entre activos y costos totales, también lo debe ser entre sus componentes.

En este caso se dispone de la información de las empresas distribuidoras de Panamá, fundamentalmente ELEKTRA y EDEMET respecto del detalle de obras ejecutadas en el periodo 2006-2008. Los valores medios para ellas son:

- ELEKTRA: MO en AD 26.8%; MO en AC 16.4%
- EDEMET: MO en AD 23.9%; MO en AC sin datos

Luego se calcularon valores promedio resultando: MO en AD 25.35% y MO en AC 16.4%.

Dado que los porcentuales anteriores están referidos a costos en Balboas, es necesario transformarlos a dólares internacionales. Para ello se aplicó el procedimiento que se indica más adelante en este informe con los datos del año 2007 (por considerarlo promedio del periodo de obras analizado 2006-2008). A partir de esa transformación se llega a valores del 46.8 % para AD y 33.7% para AC.

Los valores finales resultantes que se adoptan para el caso de las empresas de la FERC se muestran en el siguiente cuadro, en todos los casos ya referidos a valores de EEUU.

PARTICIPACIÓN DE LOS COSTOS DE MANO DE OBRA EN LOS COSTOS TOTALES			
	2007	2008	Promedio
Administración	35.23%	33.68%	34.46%
OyM Distribución	51.99%	53.50%	52.75%
Comercialización	31.69%	25.53%	28.61%
Activos de Distribución	46.8%	46.8%	46.8%
Activos de Comercialización	33.7%	33.7%	33.7%

II.3.1.3 Participación de los Materiales

En el caso de la participación de los materiales de origen nacional respecto del total de materiales, esta se ha estimado mediante el análisis de ciertas estructuras de costos considerando la disponibilidad de materiales nacionales. Los valores adoptados se muestran en el siguiente cuadro:

PARTICIPACION DE LOS MATERIALES NACIONALES DENTRO DEL TOTAL DE MATERIALES	
Administración	25%
OyM Distribución	10%
Comercialización	15%
Activos de Distribución	10%
Activos de Comercialización	10%

II.3.2 Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución

Dentro de las cuentas de Gastos de Operación y Mantenimiento (páginas 320-323 – FERC FORM 1), aparecen los datos referentes tanto a costos de distribución y comercialización, como los costos de administración totales. Los Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución se obtiene sumando las cuentas 580 a 584, más 587 a 595 y la cuenta 598 (las cuentas intermedias no consideradas se refieren a Alumbrado Público o a Comercialización).

Así resulta:

Costo de OyM de Distribución = FERC página 322, cuentas 580 a 584 + 587 a 595 + 598

II.3.3 Costo de Comercialización

El procedimiento es exactamente el mismo que para los Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución. En este caso, hay que sumar los valores correspondientes a las cuentas 586, 597 (FERC FORM 1) y los totales de las líneas 164, 171 y 178, que corresponden a los gastos relacionados con clientes y ventas.

Así resulta:

Costos de Comercialización = FERC página 322-323, cuentas 586, 597 + líneas 164, 171 y 178
--

II.3.4 Asignación de Activos y Costos Comunes

Varias de las empresas seleccionadas tienen otras actividades además de la de distribución propiamente dicha. En función de ello existen activos y costos varios que son comunes a todas ellas y que es necesario desagregar a fin de determinar la parte que le corresponde a las actividades de Distribución, Comercialización y Administración, estas últimas relacionadas con la distribución.

El primer paso fue realizar la asignación de los activos de la Planta General entre las distintas actividades realizadas por cada empresa. El criterio adoptado fue que cada actividad (Distribución, Comercialización, Transmisión, Generación, etc.) participa en la Planta General en la misma proporción en que lo hacen sus activos propios en el total de activos, excluidos los activos de la Planta General. De esta manera se determinó un porcentaje de participación para Distribución y otro para Comercialización, los cuales, aplicados a los Activos de la Planta General determinan la Planta General asignada a Distribución y la Planta General asignada a Comercialización, valores que luego se suman a los activos propios de cada actividad.

II.3.5 Costos de Administración

En cuanto a los Costos de Administración sucede algo parecido a lo antes mencionado respecto de los activos de la Planta General. Las empresas informan el total de sus costos de Administración en las páginas 320 a 323 (FERC FORM 1). De ese total solo parte corresponde a las actividades de Distribución y Comercialización. El grado de participación se tomó igual al porcentaje que representan los costos de OyM de Distribución y Comercialización respecto de los costos de OyM totales para cada empresa.

En primer lugar se halla la proporción que en los gastos de Operación y Mantenimiento totales (Total Elec Op and Maint Expenses - línea 198) suponen los Costos de Distribución y Comercialización calculados en los dos apartados anteriores. Previamente se habrán restado del total de la línea 198, el total de la línea 79 (Total Other Power Supply Exp), correspondiente al monto total de gastos por compra de energía, y el total de los Costos de Administración, que aparecen en la línea 197 (Total Administrative & General Expenses) y los costos de compra de combustible (cuentas 501, 518, 547). Esta proporción aplicada finalmente a los Costos de Administración Totales (línea 197), resulta en los Costos de Administración asociados a lo que sería la Empresa de Distribución.

$\begin{aligned} &\text{Costos de Administración (Distribución + Comercialización)} = \\ &= \text{Costos de Administración Totales} * (\% \text{ Distribución} + \% \text{ Comercialización}) \end{aligned}$
--

II.3.6 Aplicación a las Empresas Comparadoras

A los datos de las empresas comparadoras resumidos en el Cuadro N° 2 del Anexo II, valores de costos en dólares de los años 2007 y/o 2008, corresponde aplicar el factor de actualización a los activos y realizar los agrupamientos de los costos ya vistos, dado que los valores se deben referir al inicio del nuevo periodo tarifario, a partir de los cuales luego se aplica el proceso de ajuste semestral según lo previsto en el Reglamento de Distribución. Los valores resultantes referidos al año 2009 para las 138 empresas de la FERC seleccionadas, se indican en los Cuadros N° 4 y 5. En todos los casos se indica cuales empresas disponen de datos del año 2007 y 2008 y cuales sólo del 2007 ó 2008.

Una vez determinados los valores de las regresiones para cada empresa, se llevarán esos datos de dólares internacionales de 2009 a Balboas a fin de disponerlos en forma adecuada para el cálculo tarifario.

II.4 EFICIENCIA ECONÓMICA

Adoptar una metodología para la selección de las empresas comparadoras y de los cálculos correspondientes no solo implica que el desarrollo de la misma resulte conceptualmente correcto sino también, de manera fundamental, asegurar que se cumplan los preceptos de la Ley. En este sentido la Ley especifica dos conceptos de particular interés: que las empresas comparadoras sean *eficientes* y *similares* a las empresas panameñas.

En tal sentido, se ha realizado un análisis de eficiencia de las empresas, aplicando una metodología de Análisis de las Fronteras de Eficiencia. En tal análisis se han integrado tanto a las empresas comparadoras posibles como a las tres empresas distribuidoras

panameñas a fin de determinar su real situación actual. En el Anexo II- Empresas Comparadoras se presenta el análisis conceptual en detalle.

II.4.1 Aplicación de la Metodología DEA para Seleccionar las Empresas Comparadoras Eficientes

A partir de los datos correspondientes a las empresas comparadoras preseleccionadas se procedió a determinar su nivel de eficiencia relativo aplicando la metodología de Análisis Envolvente de Datos (DEA, por sus siglas en inglés). El análisis de eficiencia se realizó con los datos de las empresas de los años 2007 y 2008 en forma independientes, como con los mismos promediados. En todos los casos siempre con valores referenciados al año 2009. Los valores económicos se tomaron directamente en dólares internacionales.

La posibilidad que en tal sentido aporta esta técnica, responde a que en las estimaciones econométricas, denominadas “ecuaciones de eficiencia” deberían componer la muestra de análisis sólo aquellas empresas comparadoras que resulten eficientes. Es razonable, entonces, a partir de los datos disponibles como entradas/salidas, emplear un Modelo DEA para establecer el índice de eficiencia asignable a cada empresa comparadora. Reconociendo la existencia de rendimientos a escala en el sector de distribución eléctrica, el modelo adecuado resulta el BCC-modelo de rendimientos variables a escala (se conoce en honor a sus autores Banker, Charnes y Cooper como BCC).

La aplicación del método DEA implica la valoración del comportamiento de las empresas respecto al uso de sus recursos monetarios (costos y activos) para la prestación del servicio asignado, el cual debe ser medido en términos de los parámetros que mejor caracterizan a dicho servicio. El análisis de los datos disponibles para las empresas de la FERC, junto con los resultados de la revisión tarifaria anterior, en la cual las mismas ecuaciones de eficiencia dan elementos de juicio suficientes para determinar el posible conjunto de variables explicativas para dichos recursos, permitió realizar la selección de las variables de salida de la metodología DEA.

Luego de análisis preliminares, la estructura de entradas/salidas utilizada es:

- Entradas:
 - 1) Suma de Activos de Distribución y Comercialización;
 - 2) Costos de OyM de Distribución;
 - 3) Costos de OyM de Comercialización;
 - 4) Pérdidas y
 - 5) Costos de Administración.
- Salidas:
 - 1) Energía Total Vendida y
 - 2) Número de Usuarios abastecidos.

En el Cuadro N° 6 del Anexo II se presentan los resultados obtenidos. Los mismos muestran que no todas las empresas de la FERC son eficientes, lo cual justifica el análisis como requisito previo a la selección final de las comparadoras.

II.4.2 Selección de las Comparadoras en Base a su Eficiencia

Como la Ley exige que las empresas comparadoras, además de otros requisitos, deban ser eficientes, sin especificar en qué grado, surge la necesidad de fijar un valor límite de eficiencia por debajo del cual la empresa no puede integrar la lista de comparadoras.

A partir de los resultados de eficiencia relativa antes determinados dado que, por un lado, no resultaría razonable utilizar como comparadoras empresas que son menos eficientes que las panameñas actuales y por el otro en que la señal de costos debe ser tal de incrementar paulatinamente la eficiencia, fijamos el límite de eficiencia BCC en 0.8 como valor inferior para que una empresa pueda ser considerada empresa comparadora, es decir, consideramos comparadoras a todas aquellas empresas con un valor de eficiencia relativa BCC igual o superior a 0.8. Con este acondicionamiento previo de las empresas comparadoras, se justifica el carácter de “eficiencia” que se le asigna a las ecuaciones en el análisis econométrico posterior. Además, a través de pruebas realizadas, se observó que el Coeficiente de Correlación que establecen las ecuaciones de eficiencia, mejora al aplicar esta pre-clasificación vía DEA.

En el Cuadro N° 7 del Anexo II se muestran las noventa y tres (93) empresas comparadoras finalmente seleccionadas después de todos los pasos seguidos en este apartado, cuyos datos se utilizan para calcular las ecuaciones de eficiencia.

Para el caso específico de la ecuación de eficiencia correspondiente a pérdidas cabe realizar otro análisis. Según lo establecido en el Régimen Tarifario, el coeficiente de pérdidas de energía PD% debe calcularse a partir de una ecuación de eficiencia estimada sobre la base de las pérdidas de las empresas comparadoras respectivas en la muestra representativa. Con el límite de eficiencia BCC de 0.8 establecido por la ASEP como valor inferior para que una empresa pueda ser considerada empresa comparadora, previo a la determinación de los parámetros de la ecuación de eficiencia correspondiente, analizamos los datos de las empresas para determinar que su valor porcentual de pérdidas se encuentre dentro de valores extremos definidos (porcentajes presentados en el Cuadro N° 5, Anexo II). De este análisis resultaron veinticuatro (24) empresas comparadoras para la determinación de la ecuación de pérdidas. Estas empresas se muestran en el Cuadro N° 8 del Anexo II.

II.5 ANÁLISIS DE REGRESIÓN Y ESTIMACIÓN DE LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA

II.5.1 Ecuaciones de Eficiencia de Costos y Activos

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

- El número total de clientes.
- La carga máxima total a nivel de puntos de inyección al sistema de la empresa distribuidora.
- La energía vendida.

Las ecuaciones de eficiencia son estimadas a partir de los datos de las empresas comparadoras presentados en el Anexo II, Cuadros N° 4 y 5, de las empresas seleccionadas según el Cuadro N° 7.

A continuación se muestra el conjunto de ecuaciones explicativas de los diferentes conceptos de costo (Ecuaciones de Eficiencia), derivadas de las formulaciones generales establecidas en el régimen tarifario. 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).

Para facilitar los ajustes, se linealiza la relación tomando logaritmos de cada una de las variables que intervienen, tanto dependientes como independientes:

$$\text{LN (Variable Dependiente)} = A * \text{LN (Variable Independiente 1)} + B * \text{LN (Variable Independiente 2)} + K$$

Activos de Distribución:

$$\text{LN (AD)} = 8.98953 + 0.18804 * \text{LN (D)} + 0.82135 * \text{LN (C)}$$

$$\text{AD} = 8,018.67187 * D^{0.18804} * C^{0.82135}$$

Activos de Comercialización:

$$\text{LN (AC)} = 5.63711 + 0.968144 * \text{LN (C)}$$

$$\text{AC} = 280.65022 * C^{0.968144}$$

Costos de Administración:

$$\text{LN (ADM)} = 5.38782 + 0.901549 * \text{LN (C)}$$

$$\text{ADM} = 218.72544 * C^{0.901549}$$

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución:

$$\text{LN (OM)} = 4.80789 + 0.970044 * \text{LN (D)} - 0.966575 * \text{LN (D/C)}$$

$$\text{OM} = 122.47320 * D^{0.970044} * (D/C)^{-0.966575}$$

Costos de Comercialización:

$$\text{LN (COM)} = 3.51859 + 1.058523 * \text{LN (C)}$$

$$\text{COM} = 33.73677 * C^{1.058523}$$

Donde,

C es el número de clientes, y

D es la carga máxima.

En el Anexo II numeral 3, se presentan los principales indicadores estadísticos asociados con las ecuaciones de regresión anteriores.

En términos generales la calidad de los datos es muy buena, ya que los valores del coeficiente de correlación múltiple (R^2) son mayores que 93% salvo para el caso de los Costos de Administración, para el cual R^2 sólo alcanza el 77%. Las pruebas restantes (en base a los estadísticos t y F) resultaron con niveles de significación menores a 10^{-3} . Para el caso de los Costos de Administración, de todas formas, no existen variables alternativas, y dado que el volumen de datos disponibles es limitado, se adoptó el resultado de la regresión efectuada. En el resto, según la prueba de Durbin-Watson los resultados se aceptan o la prueba no permite obtener conclusiones, lo que significa que se pueden aceptar.

Mediante la Resolución AN No.3564-Elec de 22 de junio de 2010, esta Autoridad estableció que las características técnicas y financieras de las empresas comparadoras que

se listan en el Anexo II, así como las ecuaciones de eficiencia detalladas que se utilizan para estimar los ingresos permitidos a las empresas distribuidoras para el periodo del 1° de julio de 2010 al 30 de junio de 2014.

II.5.2 Ecuación de Eficiencia de las Pérdidas

El coeficiente de pérdidas de cada una de las empresas comparadoras se obtiene mediante los datos recogidos de la FERC y promediados en los casos en que existen datos de 2007 y 2008, que aparecen en el Cuadro N° 5 del Anexo II:

- *Total Energy Losses (Página 401 a Línea 27)*: L (pérdidas de energía, en MWh).
- *Sales to Ultimate Consumers (Página 301 Línea 10)*: E (Venta total a consumidores propios (Energía Facturada), en MWh).

El coeficiente de pérdidas de energía de cada empresa comparadora se calcula como sigue:

$$PD\% = \frac{L}{E} \times 100$$

Estos coeficientes de pérdidas solamente se utilizan a los efectos de elegir las empresas comparadoras a utilizar para la formulación de la ecuación de eficiencia para las pérdidas.

En esta oportunidad el límite mínimo establecido como aceptable es 6.5% de pérdidas de energía con lo cual resultan seleccionadas veinticuatro (24) empresas comparadoras. Estas empresas se muestran en el Cuadro N° 8 del Anexo II.

A partir de los datos de las empresas comparadoras (pérdidas y energía en MWh) se formula la siguiente ecuación de eficiencia derivada de la formulación general establecida en el régimen tarifario:

$$\begin{aligned} \text{LN (EP)} &= -1.89204 + 0.959433 * \text{LN (MWhD)} \\ \text{EP} &= 0.15076 * \text{MWhD}^{0.959433} \end{aligned}$$

En el Anexo II numeral 3, se presentan los principales indicadores estadísticos asociados con la ecuación de regresión anterior.

Las pérdidas eficientes de energía de cada una las empresas panameñas será el resultado del coeficiente de Pérdidas de Energía (PD%). Para calcular el PD% de cada empresa se utilizan los valores que resultan de la ecuación anterior, respecto de la energía total ingresada, aplicando la ecuación establecida en el Régimen Tarifario:

$$PD_t \% = \frac{\sum_j EP_{t,j}}{\sum_j MWhD_{t,j}}$$

II.6 PROCESAMIENTO DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA

A partir del proceso de selección de las empresas comparadoras se ha mostrado como resultan las ecuaciones de eficiencia correspondientes a inversiones, gastos y pérdidas. Determinadas las ecuaciones de eficiencia, la aplicación a las mismas de las variables

explicativas correspondientes, permite obtener las inversiones, costos y pérdidas buscados para las empresas distribuidoras de Panamá. Sin embargo, hay que tener presente que los valores de inversiones y costos obtenidos lo son en la moneda del país de origen (en el caso de las empresas de la FERC los resultados monetarios están expresados en dólares de EEUU). Debido a ello resulta necesario convertir tales valores a Balboas.

Para estos fines se seguirá la metodología recomendada por el Instituto de Investigaciones Tecnológicas de la Universidad Pontificia de Comilla en el Documento N° IIT-PA06-Parte II del 28 de Julio de 2004 mencionado anteriormente y utilizaremos los porcentajes calculados en los apartes anteriores:

PARTICIPACION DE LOS COSTOS DE MANO DE OBRA EN LOS COSTOS Y ACTIVOS		PARTICIPACION DE LOS MATERIALES NACIONALES DENTRO DEL TOTAL DE MATERIALES	
Administración	34.46%	Administración	25%
OyM Distribución	52.75%	OyM Distribución	10%
Comercialización	28.61%	Comercialización	15%
Activos de Distribución	46.8%	Activos de Distribución	10%
Activos de Comercialización	33.7%	Activos de Comercialización	10%

II.6.1 Adaptación de Costos entre Diferentes Países

La mencionada metodología establece que para la traslación de costos entre diferentes países se utilizan dos índices generales:

- Para los costos de **Mano de Obra (MO)**:

$$CMO^M = CMO^K / CLR^{K(M)}$$

Donde:

M = Moneda del país al que se adopta como referencia

K = Moneda del país de origen de los datos

CMO^K = Costo de Mano de Obra para el país de moneda K

CMO^M = Costo de Mano de Obra para el país de moneda M

$CLR^{K(M)}$ = Costo Laboral Relativo entre el país de moneda K y el país de moneda M. Se calcula a partir de:

$$CLR^{K(M)} = \left[\frac{REM^{K(K)} / PBI_{cf}^{K(K)}}{REM^{M(M)} / PBI_{cf}^{M(M)}} \right] \times PPA^{K(M)}$$

Siendo:

$REM^{K(K)}$ = Remuneración Total de la Mano de Obra del país de moneda K

$REM^{M(M)}$ = Remuneración Total de la Mano de obra del país de moneda M

$PBI_{cf}^{K(K)}$ = Producto Bruto Interno a costo de factores del país de moneda K

$PBI_{cf}^{M(M)}$ = Producto Bruto Interno a costo de factores del país de moneda M

$PPA^{K(M)} =$ Paridad del Poder Adquisitivo del país de moneda K con el país de moneda M

- Para los costos de **Materiales** es necesario realizar una separación entre los Materiales locales y los importados o comercializables internacionalmente.

Para los primeros, es decir los Materiales Locales, el principio de traslación se rige por la siguiente fórmula:

$$CMA^M = CMA^K / PPA^{K(M)}$$

Siendo:

$$\begin{aligned} CMA^K &= \text{Costo de Materiales para el país de moneda K} \\ CMA^M &= \text{Costo de Materiales para el país de moneda M} \end{aligned}$$

Para los Materiales Importados o Comercializables Internacionalmente la conversión es directamente a través de la Tasa de Cambio, es decir:

$$CMA^M = CMA^K / \text{TasadeCambio}^{K(M)}$$

En los Cuadros N° 3 y N° 9 del Anexo II se presentan los valores de los indicadores requeridos para realizar todas las conversiones.

Entonces, para la adaptación de los valores en dólares resultantes de las regresiones utilizaremos las fórmulas planteadas de forma general, de la siguiente forma:

$\begin{aligned} \text{Valor en B/.} = & \text{Valor en US\$} * \% \text{ Mano de Obra} * \text{Costo Laboral Relativo} + \\ & \text{Valor en US\$} * \% \text{ Materiales Locales} * PPA + \\ & \text{Valor en US\$} * \% \text{ Materiales Importados} * \text{Tasa de Cambio} \end{aligned}$

CAPITULO III RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN EN PANAMÁ

La Ley 6, en su artículo 103 señala lo siguiente:

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

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

La Ley busca proveer a estas empresas una rentabilidad que guarde relación con el grado de eficiencia operativa de la empresa y que sea similar a otras actividades de riesgo comparable, se entiende nacional o internacional. La discusión central en materia regulatoria al respecto, se centra en dos aspectos: grado de discrecionalidad de la fijación y nivel del costo de capital.

III.1 ANÁLISIS DE LA TASA

La Ley fija bandas de variación posibles para la tasa de retorno sobre capital. 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 ocho puntos en concepto de riesgo del negocio de distribución en el país.

La tasa efectiva de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América a 30 años (UST30) para el período de junio de 2009 a mayo de 2010, basado en las cotizaciones de la última emisión de dicho bono y de acuerdo a los registros del sistema “Reuters 3000”, suministrados por el Banco Nacional de Panamá es el siguiente:

FECHA:	UST30 (rendimiento)
Mayo-2010	4.283
Abril-2010	4.692
Marzo-2010	4.649
Febrero-2010	4.622
Enero-2010	4.605
Diciembre-2009	4.497
Noviembre-2009	4.313
Octubre-2009	4.191
Septiembre-2009	4.188
Agosto-2009	4.374
Julio-2009	4.409
Junio-2009	4.511
Promedio	4.44

De este modo el valor de referencia resulta 12.44 %, según el siguiente cálculo:

Tasa de Bono Tesoro de EE.UU. 30 años (%)	4.44
Premio por riesgo de Distribución en el país (%)	8.00
TASA DE RETORNO DE REFERENCIA (%)	12.44

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

TASA DE RETORNO media según la Ley (%)	12.44
Banda Artículo 101 de la Ley 6 – Máxima (%)	14.44
Banda Artículo 101 de la Ley 6 – Mínima (%)	10.44
RETORNO ESTIMADO DE REFERENCIA– WACC (%)	7.93-9.88

III.2 TASA DE RETORNO PARA EL PERIODO 2010-2014

Como se puede observar la tasa de retorno estimada mediante el análisis de mercado con el método de cálculo planteado es inferior a la banda mínima que resulta de la aplicación del Artículo 101 de la Ley 6. Por lo tanto, no es razonable ni se justifica utilizar una tasa de rentabilidad mayor. Entonces, se utiliza el límite inferior de la banda de aceptación, es decir una tasa real antes de impuestos de 10.44% para el cálculo de los Ingresos Máximos Permitidos a las empresas de distribución y comercialización para el período de 1 de julio de 2010 al 30 de junio de 2014.

Mediante la Resolución AN No.3563-Elec de 22 de junio de 2010, esta Autoridad aprobó el valor de la tasa de rentabilidad aplicable a las empresas distribuidoras para el cálculo de los Ingresos Máximos Permitidos para el periodo del 1° de julio de 2010 al 30 de junio de 2014.

III.3 TASA DE DESCUENTO

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

Se calculan los factores de descuento para cada año tarifario

$$\text{Año 1 [1/7/06]: } Fd_1 = 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 2 [1/7/07]: } Fd_2 = 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 3 [1/7/08]: } Fd_3 = 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 4 [1/7/09]: } Fd_4 = 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

Luego se calcula el promedio de los factores de descuento correspondientes a dos años consecutivos, por ejemplo:

- para el IMP correspondiente al período tarifario 2010/11 se calcula $(1 + Fd_1) / 2$;
- para el siguiente año tarifario (2011/12) se calcula $(Fd_1 + Fd_2) / 2$ y así, hasta completar todos los años tarifarios pertenecientes al período tarifario.

Esta misma metodología tendrá que utilizar la empresa distribuidora para descontar los ingresos cuando se verifiquen las tarifas propuestas.

Utilizando la tasa de rentabilidad, las tasas de descuento anuales son las siguientes:

Jul10/Jun11	Jul11/Jun12	Jul12/Jun13	Jul13/Jun14
0.95273	0.86267	0.78112	0.70728

CAPITULO IV BASE DE CAPITAL

El artículo 103 de la Ley 6 señala: "... La tasa, así determinada, se aplicará a los activos fijos netos en operación, que la Autoridad estime para el período de vigencia de las fórmulas tarifarias. Esta estimación se hará a partir del valor, a costo original, asentado en los libros de contabilidad del concesionario, al inicio del período, bajo el supuesto de eficiencia económica en las inversiones que el concesionario haga durante el período."

Para la obtención de la base de capital para las empresas de distribución se parte de los valores de activos resultantes de la revisión tarifaria anterior, a diciembre del 2009,

concluyendo en la Resolución AN No.435-Elec y AN No.436-Elec de 1 de diciembre de 2006 que define esta base de capital bruta y neta al 30 de junio del 2006, se añaden las inversiones realizadas desde entonces hasta junio de 2010 y se quitan los retiros. La evolución correspondiente al período desde fines del 2009 a Junio del 2010 se realiza sobre base de estimaciones realizadas por la propia empresa distribuidora tomando en cuenta además los valores auditados y aplicándoles un coeficiente de eficiencia promedio.

Es importante enfatizar que en esta revisión se ha mantenido la información de adiciones y retiros de activos desde el 31 de diciembre del 2001 hasta la fecha. Esto permite comenzar a distinguir los activos efectivamente incorporados al sistema en las diferentes cuentas de las cuatro líneas de negocios existentes y a medida que va transcurriendo el tiempo se va diluyendo la parte de activos acumulada como “activos anteriores al 2001,” permitiendo de ese modo identificar claramente los activos con su vida útil definida y no un activo promedio con vida útil promedio.

También es importante destacar la asimetría en la información en este caso, dado que luego de cuatro años de inversiones las empresas presentan un conjunto de obras realizadas, en muchos casos agrupadas, dificultando su evaluación.

A los efectos de verificar si los criterios de eficiencia adoptados son adecuados se ha efectuado un análisis conceptual adicional, evaluando los gastos operativos efectivamente incurridos por la empresa y comparando con los gastos operativos asignados con el IMP de la revisión anterior. Los costos internacionales que se utilizaron fueron los costos de México y Perú correspondientes al año 2008, dado que esa información es pública y disponible, obteniéndose índices de eficiencia para esos años y aplicándolos en el resto en los casos en que los componentes e instalaciones pueden compararse.

Por otro lado, a partir de las visitas realizadas de algunas de las obras y la información requerida y suministrada por las empresas se han utilizado algunos criterios resultantes del análisis de la documentación.

Con los criterios definidos y con los costos de referencia se aplicaron los factores resultantes a cada uno de los ítems detallados en las planillas correspondientes obteniéndose finalmente los valores de inversiones a reconocer para cada año del periodo.

Adicionalmente, en función del régimen aprobado, se procede a realizar un ajuste por actividades no reguladas que usufructúan infraestructura dedicada a negocios regulados. Para tal fin, se evaluaron para el año 2007, 2008 y 2009 los ingresos por actividades no reguladas que cumplieren el principio anterior como porcentaje del total de ingresos de la empresa.

PARTE III CÁLCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO

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:

$$\text{IMP} = \text{IMPD} + \text{IMPCO} + \text{ALUMPU}$$

En esta Parte del documento se desarrollará el cálculo del IMP a partir la metodología establecida en el Régimen Tarifario vigente y de la información base requerida de las propias empresas.

CAPITULO I IMP A EDEMET

I.1 INFORMACIÓN DE BASE

En este punto se desarrollará todo lo relativo a la obtención de la información de base necesaria para calcular el Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET). Básicamente se trata de los valores de demanda máxima, energía, clientes, base de capital inicial bruta y neta en distribución, comercialización y alumbrado público y las proyecciones de inversión durante el periodo y también las estimaciones del costo monómico de la energía y el cálculo de la tasa de depreciación a utilizar. Se desarrollará cada una de ellas a continuación.

I.1.1 Proyección de Demanda, Energía y Clientes

La evolución prevista por año tarifario de la demanda máxima, la energía ingresada al sistema y el factor de coincidencia de cada empresa corresponde a la informada por el Centro Nacional de Despacho de ETESA en el Informe Indicativo de Demanda (IID) 2010-2019 (Máximos coincidentes y factores de coincidencia) aprobado por la ASEP, Adenda N°2 de febrero de 2010. La demanda máxima y la energía ingresada al sistema corresponde en el IID a la de EDEMET más el Gran Cliente Mega Depot, S. A. (Tabla 16 y Tabla 5 correspondiente al Mega Depot). La proyección prevista del número de clientes y energía facturada fue presentada mediante Nota CM-229-2010 de fecha 18 de Marzo de 2010. Los valores de las variables deben corresponder con el total vinculado al sistema de distribución, sin importar que se trate de clientes regulados o no. Además se ha incorporado la demanda y energía prevista a entregar a ELEKTRA a través de la línea 115-11, informada mediante nota CM-502-10 fechada 15 de junio de 2010.

Datos	Unidades	BASE	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
Demanda Máxima	MW	590.96	614.60	638.03	664.69	692.87
Energía Facturada	MWH	2,841,900	2,931,632	3,051,849	3,182,465	3,322,080
Energía Ingresada al Sistema	MWH	3,201,045	3,329,087	3,469,005	3,609,579	3,772,584
Clientes	N° clientes	352,587	368,454	384,406	398,798	413,502

I.1.2 Proyección de Costos Monómicos

A los efectos de la valorización de las pérdidas, se han utilizado los precios de las últimas licitaciones y valores disponibles de los contratos de las empresas y las proyecciones del mercado, que se sintetiza como sigue:

Monómico	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
B./MWh	135.94	130.31	125.55	124.24

I.1.3 Tasa de Depreciación

De acuerdo al Régimen Tarifario aprobado la tasa de depreciación a utilizar en el cálculo del Ingreso corresponde al promedio ponderado de la depreciación de los activos de la empresa, calculado a partir de la vida útil de cada uno.

En las revisiones tarifarias anteriores se ha adoptado un valor único para todos los activos (de distribución, comercialización y alumbrado público). En este caso particular se ha extraído la información de los balances, tanto general como por ítem de activo. En los cuadros siguientes se muestran los datos y valores resultantes para el caso discriminado y para el total de activos agrupados. Los activos correspondientes a Propiedades y Plantas en el Sistema Regulatorio de Cuentas se han distribuido entre Distribución y Comercialización en proporción a sus propios activos.

En el cálculo de los montos correspondientes a depreciaciones, dentro de la determinación del Ingreso Máximo Permitido, se utilizan los porcentajes promedio de cada ítem de activo particular, en los casos que el promedio esté dentro del rango establecido en el Sistema Uniforme de Cuentas. En los casos en que el valor se salga del rango, se utilizará el límite del rango.

PORCENTAJE DE DEPRECIACION POR TIPO DE ACTIVO			
Tipo de Activo	Depreciación B/.	Activos Brutos B/.	Depreciación respecto a Activos Brutos %
DISTRIBUCION			
Año 2007	13,333,289	433,854,050	3.07%
Año 2008	11,407,248	455,078,125	2.51%
Año 2009	12,049,742	474,353,055	2.54%
Promedio Años 2007-2009	12,263,427	454,428,410	2.70%
COMERCIALIZACION			
Año 2007	394,228	48,044,815	0.82%
Año 2008	2,081,057	50,598,825	4.11%
Año 2009	2,101,507	53,071,441	3.96%
Promedio Años 2007-2009	1,525,597	50,571,694	3.02%
ALUMBRADO PUBLICO			
Año 2007	464,968	14,014,312	3.32%
Año 2008	517,224	14,806,935	3.49%
Año 2009	541,550	15,164,179	3.57%
Promedio Años 2007-2009	507,914	14,661,809	3.46%

Los rangos establecidos en el Sistema Uniforme de Cuentas son los siguientes:

- Activos de Comercialización (Medidores): 3.33% al 7.0%
- Activos de Alumbrado Público: 3.33% al 7%
- Activos de distribución: 3.0% al 3.5%

A continuación se presentan los porcentajes utilizados para el caso de EDEMET:

Tipo de Activo	Depreciación respecto a Activos Brutos %
Distribución	3.00%
Comercialización	3.33%
Alumbrado Público	3.46%

I.2 BASE DE CAPITAL

La Base de Capital a junio de 2010 es 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 esta base de capital 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 valores correspondientes a Alumbrado Público son los resultantes del activo fijo al término del año 2009 y del plan de inversiones presentado por la distribuidora, en cumplimiento de las normas de calidad del alumbrado público, del crecimiento vegetativo previsto para el periodo tarifario y los proyectos específicos solicitados por ASEP (reconversión de sistemas serie, cambio de mercurio a sodio, otros).

Adicionalmente, en función del régimen aprobado, debe procederse a realizar un ajuste por actividades no reguladas que usufructúan infraestructura dedicada a negocios regulados.

La documentación definitiva aportada por EDEMET es la siguiente:

- a) Las inversiones realizadas en los años 2006, 2007, 2008 y 2009 se ha obtenido de las planillas enviadas por la empresa en el formato requerido en el sistema regulatorio de cuentas. El monto de inversión total por cuenta se presenta en “EM20xx.B1.xls” para cada uno de los años. El detalle de las diferentes cuentas se presentan en los archivos “EM20xx.1Ax.xls” para cada año y para cada cuenta. Sin embargo la información completada por la empresa no siempre se ajusta correctamente al formato requerido por el sistema regulatorio de cuentas. Especialmente se observan diferencias en los códigos descriptivos y problemas de agrupamiento de obras. La proyección de inversiones para el año 2010 se obtiene de la planilla “Inversiones en Curso EDEMET con TPI.xls” enviada por la empresa.
- b) El detalle de los retiros realizados en los años 2006, 2007, 2008 y 2009 se ha obtenido de las planillas enviadas por la empresa en el formato requerido por en el sistema regulatorio de cuentas. El monto de retiro total por cuenta se presenta en “EM20xx.B1.xls” para cada uno de los años. El detalle de las diferentes cuentas se presentan en los archivos “EM20xx.1Rx.xls” para cada año y para cada cuenta. Para el primer semestre del 2010 la empresa no presenta ninguna estimación de retiros.
- c) Explicaciones sobre las adiciones y descripción de unidades constructivas se pueden encontrar en “Descripción de los Activos Puestos en Operación en Distribución EDEMET (2007) V3” y “Descripción de los Activos Puestos en Operación en Distribución EDEMET (2009)”. La empresa adicionalmente presenta presupuestos de obras particulares en “Información para la ASEP – 2006.pdf”, “Información para la ASEP – 2007.pdf”, “Información para la ASEP – 2008.pdf” y “Información para la ASEP – 2009.pdf”.

- d) También se dispone de los balances regulatorios para los años 2006, 2007, 2008 y 2009, y los estados financieros de la empresa para los años 2006, 2007 y 2008. Se han verificado aspectos puntuales de los mismos relacionados con la información detallada en los formularios BS-01.
- e) Las inversiones previstas para el primer semestre de 2010 corresponden a un análisis realizado a la proyección presentada por EDEMET.

Adicionalmente la empresa suministró información respecto de algunas obras puntuales solicitadas específicamente.

I.2.1 Valores de partida

Como datos de partida se adopta la base de capital aprobada por la ASEP mediante la Resolución AN No.436-Elec, modificada mediante la Resolución AN No.486-Elec de 18 de diciembre de 2006, para junio del 2006.

Las planillas diseñadas por la ASEP para el cálculo de la base de capital, planillas denominadas “AA-01-aaaa” (las cuales se han redenido a efectos de evitar confusiones agregándole el nombre de la empresa como: AA-01-2006-EDEMET.xls, AA-01-2007-EDEMET.xls,, AA-01-2010-EDEMET.xls) toman como valor de partida la base de capital al 31 de diciembre de 2001 a fin de computar correctamente la depreciación y los retiros en la determinación de la base de capital neta. Las adiciones y retiros hasta el 31 de diciembre de 2005 se toman con la eficiencia determinada en el estudio tarifario anterior, a fin de que la base de partida sea la misma de la AN No.436-Elec para junio de 2006. Los valores originales a Junio 2006 se muestran en el cuadro siguiente:

EDEMET	Jun/2006
Activos Distribución Brutos	379,654,443
Activos Distribución Netos	177,284,768
Activos Comercialización Brutos	41,710,830
Activos Comercialización Netos	18,155,189
Activos AP Brutos	13,155,425
Activos AP Netos	7,359,643
Total Activos Brutos	434,520,698
Total Activos Netos	202,799,600

Los valores anteriores no incluyen la línea de negocios “Propiedades y Planta”, la cual forma parte de la contabilidad regulatoria y es obtenida a partir de los valores de distribución y comercialización. Los valores discriminados en cuatro líneas de negocios también fueron determinados en el estudio tarifario anterior. Los valores son los siguientes:

EDEMET	Jun/2006
Activos Prop. y Planta Brutos	50,445,955
Activos Prop. y Planta Netos	13,721,078
Activos Distribución Brutos	334,202,119
Activos Distribución Netos	164,838,295
Activos Comercialización Brutos	36,717,199
Activos Comercialización Netos	16,880,584
Activos AP Brutos	13,155,425
Activos AP Netos	7,359,643

Total Activos Brutos	434,520,698
Total Activos Netos	202,799,600

Es importante destacar que en la presente revisión se ha mantenido la información aportada en la revisión anterior en cuanto a adiciones y retiros de activos desde el 31 de diciembre del 2001 hasta junio del año 2006. Con esta información anterior y la aportada por la empresa para el periodo 2006-2010 es posible contar con un mayor detalle de la evolución de las inversiones en las diferentes cuentas. En particular permite imputar correctamente la depreciación de los activos incorporados en el periodo 2002-2005, para los cuales se tiene una vida útil definida y no se necesita calcular una vida útil promedio. Otra ventaja adicional es que esta información permite imputar correctamente los retiros de bienes dados de alta entre el 31 de diciembre de 2001 y 31 de diciembre de 2005, los retiros dados de alta antes del 31 de diciembre de 2001 se agrupan juntos y se calcula una fecha de alta promedio perdiéndose la información específica.

I.2.2 Análisis de Eficiencia

I.2.2.1 Criterios Básicos y Generales para el Análisis de Eficiencia

Las inversiones presentadas por la empresa han sido revisadas y se aplica sobre las mismas, cuando corresponde, criterios de eficiencia. El detalle y la información de las inversiones presentada por EDEMET han sido insuficientes en la mayoría de las cuentas de cada línea de negocios. En general se han agrupado gran cantidad de inversiones en un solo código descriptor cuando en realidad está previsto que cada código descriptor describa una obra específica. Se han realizado visitas a algunas de las instalaciones construidas por EDEMET, particularmente líneas de media tensión. A través de las mismas pudieron observarse la construcción o extensión de líneas utilizando parte de las estructuras existentes, líneas con partes de cables forrados y otra con cables desnudos, postes de hormigón y de madera, etc. La presentación de las obras a través de los códigos descriptores en la forma que lo realiza EDEMET hace sumamente dificultosa la posibilidad de comparación de las mismas respecto de costos internacionales así como la determinación de los kilómetros totales de líneas construidos. Situación similar se presenta en el caso de los centros de transformación, acometidas y en la mayoría de las cuentas presentadas. En virtud de ello y tomando en cuenta que parte de los costos de personal propio lo asigna la empresa como costos operativos se han adoptado en la mayoría de los casos coeficientes de eficiencia que contemplen estas situaciones.

Los criterios utilizados para evaluar los activos han sido las siguientes:

- Con respecto al desarrollo de software, licencias de software y hardware se observa una importante inversión en estos rubros. El costo del hardware, particularmente los servidores, presenta un costo elevado respecto de referencias similares. De las consultas realizadas surge que el proveedor de software en general es único. Por otro lado, se observa el desarrollo de modificaciones a software existente que es posible sea incluido dentro de los costos operativos. Tomando en cuenta estos factores se adopta un coeficiente de eficiencia de 0.85, tanto para el software como para el hardware.
- En relación con la cuenta edificios y mejoras de la línea de negocios propiedad y planta se observa en el año 2009 un cambio de cubierta de 300 m² con un costo por m² del

orden de 1,800 balboas. Este monto resulta muy elevado comparando con los costos de la construcción en Panamá. En el año 2007 en esta misma línea se tiene una remodelación de 800 m² con un costo del orden de 500 balboas el m², declarando en el mismo año para edificios y mejoras con carga a actividad comercial una remodelación del mismo edificio, el mismo piso pero de 400m² con un costo superior a los 1,000 balboas el m². Contemplando estos valores se define un coeficiente de eficiencia de 0.80.

- En el año 2006, se observa también una importante inversión en equipos de uso general, en particular un banco de calibración con un costo superior a los doscientos mil balboas dando un total que supera los quinientos mil balboas en este tipo de equipamiento, que incluyen montos importantes de instalaciones eléctricas y otras tareas que pueden incluirse en los costos operativos. Se adopta un coeficiente de eficiencia de 0.85 para toda la cuenta.
- En el caso de las líneas subterráneas de 115 kV se observa una notable disparidad de costos entre las dos líneas detalladas en el 2006 con significativas diferencias de costos totales y sus proporciones de mano de obra y materiales sin ningún detalle adicional. La línea Locería - Centro Bancario fue capitalizada en el año 2005. La línea Centro Bancario - San Francisco fue incluida en el año 2006 primer semestre de la revisión anterior y fue desplazada al segundo semestre por no estar concluida. En el año 2006 se incorporan un millón doscientos mil balboas de mano de obra y en el año 2008 el cableado de la línea supera los dos millones de balboas. Si se compara con lo declarado en el año 2006 como obra completa (pues se incluyó para ser capitalizada) se observan diferencias importantes en los costos y también con respecto a la línea Locería - Centro Bancario. Por otro lado, en cuanto a las líneas subterráneas de media tensión los valores resultantes están muy por encima de los costos internacionales, y por encima de los costos de la otra distribuidora. Se adopta un coeficiente de 0.82.
- En cuanto a los valores de líneas subterráneas de baja tensión se adopta coeficiente de eficiencia 1 pues sus valores son los menores en relación al resto.
- En cuanto a las subestaciones de 115 kV, se observa una notable diferencia entre costos de mano de obra y materiales en las distintas ampliaciones. No existiendo un detalle de las mismas, se adopta un coeficiente 0.88.
- En relación con las líneas de media tensión de 34.5 kV, de 13.8 kV y de baja tensión aéreas tomando en cuenta que EDEMET declara un total de kilómetros agrupado, a partir de los cuales no puede determinarse claramente qué parte corresponde a obras capitalizables y qué corresponde a mantenimiento del sistema, construyéndose parte de obras con cables o postes existentes, etc. A título de ejemplo se declaran 345 km de líneas de baja tensión, 80 km de líneas de 13.8 kV y 72 km de líneas de 34.5 kV, utilizando del orden de diez descriptores en cada caso para detallar el total de kilómetros. Tomando en cuenta además los costos internacionales (adoptando las relaciones del año 2008) se define un coeficiente de eficiencia de 0.82. Igual criterio se toma en las líneas de 13.8 kV y baja tensión.
- Respecto de las acometidas se analizó el total de acometidas realizadas con relación al número de clientes y los retiros resultando en todo el periodo del orden del 10% por

encima. Por otro lado, las acometidas se agrupan en una gran cantidad de kilómetros y los costos están por encima de los internacionales. Se adopta un coeficiente de 0.88.

- En relación con el alumbrado público se presentan todas las luminarias agrupadas, no hay detalle de la parte que corresponde a costos operativos, por lo que se adopta un coeficiente de 0.92.
- En relación con los centros de transformación los costos de EDEMET están en promedio por kVA por encima de los de la otra distribuidora. Se adopta un coeficiente de 0.90.
- En cuanto a los medidores se ha efectuado un análisis de los medidores incorporados y la cantidad de usuarios total en el periodo más los retiros de medidores declarados y resulta una diferencia notable en esta relación, que no tiene una explicación (prácticamente el doble de medidores incorporados respecto de los usuarios más retiros). Se adopta 0.70.
- En el año 2007 declaran amoblar 70 estaciones de trabajo para centro de llamadas (en principio se supone que el centro de llamadas está tercerizado) con un costo de 1,500 balboas cada estación. Se adopta para esta línea de mobiliario un coeficiente de 0.85.
- En cuanto a los equipos de protección y despachos de maniobras y scada, tomando en cuenta los costos operativos se adopta un coeficiente de 0.90.

Con los criterios definidos y con los costos de referencia se aplicaron los factores resultantes a cada uno de los ítems detallados en las planillas correspondientes obteniéndose finalmente los valores de inversiones a reconocer para cada uno de los años.

Los coeficientes de eficiencia aplicados pueden observarse en las planillas *CC-01-AD-2006-EDEMET*, *CC-01-AD-2007-EDEMET*, *CC-01-AD-2008-EDEMET*, *CC-01-AD-2009-EDEMET* y *CC-01-AD-2010-EDEMET*. En ellas se encuentra los montos totales de adición, discriminados por líneas de negocios y cuentas en forma detallada, para cada uno de los años que conforman el presente periodo de revisión tarifaria.

I.2.2.2 Análisis adicional para verificar los criterios de eficiencia adoptados.

A los efectos de verificar con otros criterios mensurables la razonabilidad de los coeficientes de eficiencia aplicados, teniendo en cuenta la incidencia que tiene la asimetría de la información existente entre el Regulador y la empresa, los tiempos disponibles para el análisis y la multiplicidad y variedad de obras realizadas, se lleva a cabo una evaluación de la incidencia de los costos operativos realmente ejecutados por la empresa y los asignados a través del IMP.

A continuación se detallan los costos operativos previstos y los costos efectivamente ejecutados.

		2006	2007	2008	2009
Empresa	Gastos OyM - Distribución	6,254,962	8,156,028	14,209,937	15,553,538
	Gastos Comercialización	8,701,323	5,087,196	11,085,563	13,710,738
	Gastos Administrativos	26,373,591	18,633,747	7,419,709	4,870,394
	Total	41,329,876	31,876,971	32,715,209	34,134,670

		2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010
IMP	Gastos OyM - Distribución	13,431,076	13,796,188	14,166,881	14,540,438
	Gastos Comercialización	15,486,947	15,947,244	16,409,413	16,874,999
	Gastos Administrativos	7,946,604	8,115,545	8,283,797	8,451,947
	Total	36,864,627	37,858,977	38,860,090	39,867,384

Evaluando los costos promedio ejecutados por la empresa en los años 2006-2007, 2007-2008, 2008-2009 y el resto del 2009 se observa una diferencia notable en los costos de operación y mantenimiento asignados por la ASEP en el IMP. Considerando en la información suministrada por la empresa de algunas obras, existe un porcentaje de costos operativos de la empresa que se activan como inversiones, que si bien se observa en el balance regulatorio, puede considerarse parcial y estas diferencias calculadas podrían explicarlo.

Las diferencias existentes son más relevantes en el caso de EDEMET si se toma en cuenta que en la revisión anterior los montos asignados para inversiones en el IMP para el periodo 2006-2010 han sido ampliamente superados en cuanto a lo ejecutado por la empresa, mientras que los costos operativos han resultado sustancialmente inferiores a los montos asignados en el IMP. Sumado a esto se observa un elevado monto en el rubro gastos administrativos en particular para el año 2006 con un valor total de 26,373,571.00 balboas de los cuales más de 21 millones de balboas se denominan "otros gastos prorrateables" y "otros gastos administrativos" sin ningún tipo de detalle para más del 80% del total de gastos administrativos.

Por otro lado, comparando con la otra empresa distribuidora de dimensiones similares, estos gastos son notablemente superiores. Situación similar se observa para estos gastos en los otros años del balance regulatorio, excepto los dos últimos años que se reducen sin explicación alguna. También debe mencionarse que dentro de los gastos de comercialización se incluyen montos que en todos los casos superan los tres millones de balboas como montos incobrables, lo que representa un porcentaje elevado dentro de los gastos comerciales. En cuanto a los gastos de Operación y Mantenimiento, el rubro principal está asignado a supervisión e ingeniería.

Concretamente, la diferencia entre los gastos operativos asignados en el IMP y los ejecutados hasta fines del 2009 asciende a 14,125,599 balboas mientras que la diferencia entre las inversiones declaradas y las eficientes aceptadas asciende a 14,041,088.

Tomando en cuenta estos análisis complementarios, se confirma que los coeficientes de eficiencia asignados para los distintos años son adecuados.

En el siguiente cuadro se aprecia la notable diferencia entre las inversiones óptimas asignadas en el IMP y las realmente ejecutadas por la empresa en el periodo 2006-2010:

Inversiones	JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10	Total
Según Empresa	21,927,865	24,268,156	24,712,789	22,413,093	93,321,903
IMP	13,476,120	13,655,948	13,875,688	14,045,522	55,053,278

I.2.3 Base de Capital a Junio de 2010

Como se mencionó anteriormente para cada año (*aaaa*) del periodo de revisión tarifaria se genera una planilla denominada originalmente como “*CC-01-AD-aaaa*” (ahora denominada para EDEMET como “*CC-01-AD-aaaa-EDEMET*”) donde se aplican los coeficientes de eficiencias sobre las adiciones correspondientes a ese año en particular.

En relación con los costos internacionales de referencia y las comparaciones, en el ANEXO V se incluye una explicación más detallada al respecto.

A partir de los datos volcados en tales planillas, se generan las planillas que permiten calcular la base de capital bruta y neta, denominadas “*AA-01-aaaa*” (para EDEMET “*AA-01-aaaa-EDEMET*”) para cada año (*aaaa*) desde el 2006 hasta el 2010. Estas planillas tienen en cuenta las adiciones hasta el año correspondiente con los respectivos coeficientes de eficiencia aplicados, los retiros producidos hasta ese año en función de sus respectivas fechas de alta y la base de capital de partida a diciembre del 2001.

Con respecto a los retiros presentados por la empresa, estos se consideran a su valor histórico, para restarlos correctamente de la base de capital bruta y neta. Para el año 2010 no se informa ninguna proyección de retiros similar al 2009.

En relación con las proyecciones efectuadas por EDEMET para el año 2010 se adopto lo previsto por las empresas con un coeficiente de eficiencia.

Los resultados del análisis anterior, que incluyen los activos brutos y netos a junio de 2010, quedan reflejados en la siguiente tabla:

	Base Bruta con Eficiencia					
	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2009	30/06/2010
Propiedad y Planta	51,129,862	51,895,969	52,834,176	53,664,344	55,742,964	55,926,453
Distribución	331,633,698	344,018,534	359,177,871	376,462,016	391,041,561	399,580,734
Alumbrado Público	12,446,409	13,017,795	13,536,487	14,272,981	14,593,898	14,920,286
Comercialización	35,671,449	37,018,337	38,538,422	40,242,923	41,740,573	41,740,573
Total	430,881,418	445,950,635	464,086,956	484,642,264	503,118,996	512,168,046

	Base Neta con eficiencia					
	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2009	30/06/2010
Propiedad y Planta	14,413,332	14,972,573	14,679,288	14,150,776	14,876,078	14,140,210
Distribución	167,675,378	169,553,448	171,112,584	177,384,099	180,169,127	182,294,368
Alumbrado Público	6,916,975	6,996,344	7,025,022	7,239,439	7,010,165	7,021,399
Comercialización	16,619,133	16,575,753	16,555,499	16,572,865	16,375,283	15,457,195
Total	205,624,818	208,098,118	209,372,392	215,347,179	218,430,653	218,913,173

A partir de estos valores anuales se han obtenido los correspondientes a los periodos junio a julio que se muestran a continuación sobre la base de considerar valores promedio entre cada mitad de año. Los valores iniciales al 30 de junio del 2006 son los que resultan de la Resolución ASEP:

	Base Bruta Eficiente				
	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2008	30/06/2009	30/06/2010
Propiedad y Planta	50,445,955	52,365,072	53,249,260	54,703,654	55,926,453
Distribución	334,202,119	351,598,203	367,819,943	383,751,788	399,580,734
Alumbrado Público	13,155,425	13,277,141	13,904,734	14,433,439	14,920,286
Comercialización	36,717,199	37,778,380	39,390,673	40,991,748	41,740,573
Total	434,520,698	455,018,796	474,364,610	493,880,630	512,168,046

	Base Neta Eficiente				
	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2008	30/06/2009	30/06/2010
Propiedad y Planta	13,721,078	14,825,931	14,415,032	14,513,427	14,140,210
Distribución	164,838,295	170,333,016	174,248,341	178,776,613	182,294,368
Alumbrado Público	7,359,643	7,010,683	7,132,230	7,124,802	7,021,399
Comercialización	16,880,584	16,565,626	16,564,182	16,474,074	15,457,195
Total	202,799,600	208,735,255	212,359,786	216,888,916	218,913,173

A partir de los valores anteriores es necesario reasignar los activos de Propiedades y Plantas a Activos de Distribución y Comercialización, lo cual se hace en proporción al valor de los mismos, obteniéndose los resultados finales que se muestran en la tabla siguiente:

	Base Bruta Eficiente				
	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2008	30/06/2009	30/06/2010
Distribución	379,654,443	398,882,673	415,918,247	433,176,025	450,217,612
Alumbrado Público	13,155,425	13,277,141	13,904,734	14,433,439	14,920,286
Comercialización	41,710,830	42,858,982	44,541,629	46,271,165	47,030,148
Total	434,520,698	455,018,796	474,364,610	493,880,630	512,168,046

	Base Neta Eficiente				
	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2008	30/06/2009	30/06/2010
Distribución	177,284,768	183,844,861	187,412,024	192,065,485	195,329,313
Alumbrado Público	7,359,643	7,010,683	7,132,230	7,124,802	7,021,399
Comercialización	18,155,189	17,879,712	17,815,532	17,698,629	16,562,460
Total	202,799,600	208,735,255	212,359,786	216,888,916	218,913,173

El ajuste total de las inversiones del periodo fue de 15.05%, porcentaje que resulta de la diferencia entre el total de inversiones declaradas y el total de inversiones reconocidas.

I.2.4 Inversión Eficiente de Distribución y de Comercialización

A partir de las ecuaciones de eficiencia correspondientes, se obtienen los siguientes activos brutos de distribución y comercialización en dólares:

Activos Miles US \$	Jul09-Jun10	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
Distribución	958,318,668	1,000,955,228	1,043,730,905	1,084,033,294	1,125,508,936
Comercialización	65,874,728	68,742,738	71,622,148	74,216,701	76,864,422

Aplicando los ajustes correspondientes explicados en el punto II.6 de la Parte II de este documento, se obtienen los valores de activos en Balboas como sigue:

AD en B/.

El Costo Laboral Relativo resulta en 0.3211 (Ver valores en Cuadro N° 9, Anexo II). Siendo 46.80% la participación de los costos de mano de obra en el total del activo, 53.2% corresponde a materiales, de los cuales el 10% es materiales nacionales y el 90% importados. El PPA es 0.6240 y la tasa de cambio es 1.

$$\text{AD en B/.} = \text{AD en US\$} * 46.8\% * 0.3211 + \text{AD en US\$} * 53.2\% * 10\% * 0.624 + \text{AD en US\$} * 53.2\% * 90\% * 1$$

AC en B/.

Siendo 33.70% la participación de los costos de mano de obra en el total del activo, 66.3% corresponde a materiales, de los cuales el 10% es materiales nacionales y el 90% importados. El PPA es 0.6240 y la tasa de cambio es 1.

$$\text{AC en B/.} = \text{AC en US\$} * 33.7\% * 0.3211 + \text{AC en US\$} * 66.3\% * 10\% * 0.624 + \text{AC en US\$} * 66.3\% * 90\% * 1$$

Los resultados son los siguientes:

Activos Miles B/.	Jul09-Jun10	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
Distribución	634,667,238	662,904,221	691,233,336	717,924,464	745,392,604
Comercialización	49,161,117	51,301,461	53,450,313	55,386,581	57,362,527

Entonces, calculando la diferencia entre los activos correspondientes a un año y al siguiente, se obtienen los valores de inversión eficiente a utilizar para la determinación de la Base de Capital para el periodo 2010-2014, que se muestran a continuación:

Inversiones Miles B/.	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
Distribución	28,236.98	28,329.12	26,691.13	27,468.14
Comercialización	2,140.34	2,148.85	1,936.27	1,975.95

Adicionalmente a ello, dado que los datos de las empresas comparadoras y por consiguiente, las ecuaciones de eficiencia no tienen en cuenta las inversiones en subestaciones de alta tensión, éstas se agregan a partir de lo previsto en los planes de expansión de las propias empresas.

INVERSION EN SE AT/MT NO CONTEMPLADAS EN LAS COMPARADORAS						
Miles de Balboas						
NIVEL DE TENSIÓN	DETALLE	2010 ^a	2011	2012	2013	2014 ^a
AT/MT	Nueva Subestación Las Guías	5,000				
AT/MT	Nueva Subestación Puerto Balboa	2,500				
AT/MT	Nueva Subestación Guadalupe (115kV) en Chorrera			4,000		
AT/MT	Nueva Subestación Las Tablas 115 y línea ARE-LTA					4,500
AT/MT	Reemplazo de Interruptores en SE Locería	500				
AT/MT	Reemplazo de Interruptores en SE S. Francisco	500				
AT/MT	Nueva Subestación Howard			6,200		
	Monto por sumar el año por error		2,011	2,012	2,013	
	PROYECTOS EN AT/MT	4,250	2,011	12,212	2,013	2,250

^aSólo se incorpora la mitad.

Adicionalmente, se han previsto dos ítems de inversiones para contemplar aspectos del servicio que son de interés. Primeramente, la incorporación de un sistema de medición prepago e incorporación de aproximadamente 13,453 medidores (clientes) en EDEMET. Esto permitirá colaborar en la reducción de los problemas de medición en ciertas áreas y en la reducción de las pérdidas económicas asociadas a clientes que este sistema le facilitaría las compras parciales en un mes. Con esta inversión se busca que la empresa inicie la incorporación de esta tecnología como parte de la solución a áreas o clientes de bajos recursos o en condiciones de cortes frecuentes e inclusive como ilegales.

Además, se prevé la incorporación de las inversiones requeridas para el soterramiento de instalaciones aéreas de ciertas áreas consideradas de alto congestionamiento de redes. Tanto el tipo de obras como el presupuesto de las mismas han sido estimados por la empresa y comunicados a la ASEP mediante Nota CM-231-10 del 19 de marzo de 2010 para EDEMET-EDECHI. No obstante, en reuniones sostenidas con la empresa se acordó modificar las propuestas.

Previsiones de inversión para un sistema de medición prepago

Concepto	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13
Inversiones en software y hardware [B/.]	250,000		150,000
Inversiones en medidores		672,650	672,650
TOTAL	250,000	672,650	822,650

Previsiones de inversión para obras de soterramiento de instalaciones

Áreas	Costos (incluidas telecomunicaciones) [B/.]
Polígono del Centro Bancario	18,774,879
Ciudad de Santiago (Ave Central)	1,817,640
Total	20,592,519

En resumen las inversiones adicionales a incorporar son los siguientes:

Inversiones Miles B/.	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
Distribución (SE AT/MT)	5,255.50	7,111.50	7,112.50	3,256.50
Medidores prepago	250.00	672.65	822.65	
Proy. Soterramiento	6,177.76	6,177.76	6,177.76	2,059.25

Con los valores anteriores y las inversiones que resultan de las ecuaciones de eficiencia, resultan las inversiones para el periodo julio 2010 a junio 2014 de distribución y comercialización.

Inversiones Miles B/.	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
Distribución	39,670.24	41,618.37	39,981.38	32,783.89
Comercialización	2,390.34	2,821.50	2,758.92	1,975.95

Los costos agregados a las Inversiones Eficientes, de las subestaciones de alta tensión, para la incorporación de medición prepago y para el soterramiento de instalaciones aéreas en este IMP podrán variar durante su ejecución, por lo que el costo eficiente a ser incorporado en la Base de Capital del siguiente periodo tarifario será determinado en su momento con la metodología utilizada para determinar el costo eficiente del resto de las inversiones

realizadas y en ningún caso se considerarán como precio eficientes los costos estimados en este IMP.

I.2.5 Alumbrado Público

Para la determinación de $ACTALUM_t$ y $ACTNALUM_t$ se tomó en consideración el valor del activo fijo al término del año 2009 y las incorporaciones de activos basados en el plan de inversiones presentado por la distribuidora.

En el caso de EDEMET, al 31 de Diciembre de 2009 contaba con 83,343 luminarias existentes. A partir de la información suministrada por la empresa mediante Notas CM-044-10 del 18 de enero de 2010 y CM-319-10 del 23 de abril de 2010 resulta el plan de inversiones discriminado en crecimiento vegetativo, adecuación de normas y proyectos especiales. La estimación de luminarias a junio de 2010 es 85,291 luminarias.

Dado que los proyectos presentados por las empresas son para todo el periodo, se ha supuesto:

- Crecimiento vegetativo: Asignación a cada año del periodo suponiendo una tasa de crecimiento entre un año y el siguiente.
- Adecuación a normas: Asignación a cada año del periodo en forma igualitaria. Las previstas para la Autopista Panamá-Chorrera (160 luminarias de 250 W) se han supuesto incorporadas en el periodo 2010-2011.
- Reconversión sistemas serie: A ejecutarse entre Julio 2010 y Diciembre 2011.
- Cambio Mercurio a Sodio: A ejecutarse entre Julio 2010 y Diciembre 2011.

En el siguiente cuadro se presentan los valores para el crecimiento vegetativo y los correspondientes a proyectos puntuales definidos:

Concepto	Inversiones en Alumbrado Público [Cantidad de luminarias]					
	Potencia (W)	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14	TOTAL
Crecimiento Vegetativo	100	1,345	1,400	1,454	1,513	5,712
Crecimiento Vegetativo	250	247	257	267	279	1,050
Adecuación de Normas	100	5,835	5,835	5,835	5,835	23,340
Adecuación de Normas	250	900	741	741	741	3,123
Reconversión sistemas serie	100	500	243	0	0	743
Cambio lámparas mercurio por sodio	100	480	240	0	0	720
Cambio lámparas mercurio por sodio	250	435	217	0	0	652

Adicionalmente, EDEMET informa separadamente sobre los proyectos específicos a ejecutar. Dado que EDEMET no informa sobre las fechas de ejecución de los mismos, se han supuesto las mismas tal como se indica en la última columna intentando una distribución de inversiones razonablemente uniforme en todo el periodo. El detalle de los mismos es el mostrado en el siguiente cuadro:

INVERSIONES PREVISTAS POR EDEMET COMO PROYECTOS ESPECIALES DE AP			
Proyectos Especiales	Monto B/.	Luminarias	Periodo
Puente Centenario Burunga	345,925.77	362	Jul10-Jun11
Entrada de Howard y Calles Internas	241,500.00	105	Jul10-Jun11
Carretera Veracruz	477,438.09	294	Jul11-Jun12
Del Puente Centenario a límite con ELEKTRA	214,000.00	254	Jul11-Jun12
Ciudad del Futuro	28,520.94	32	Jul11-Jun12
Urb. Quintas del Pacifico - Vía Puerto Caimito	96,704.68	57	Jul11-Jun12
Desde Puente de las Américas hasta entrada de Arraiján	651,947.44	386	Jul12-Jun13
Autopista Arraiján Chorrera	770,184.00	456	Jul13-Jun14
TOTAL	2,826,220.92	1,946	

Integrando el total de luminarias incorporadas por todo concepto al balance de Diciembre de 2009, resultan los totales por periodo que se detallan. Debe tenerse en cuenta que los proyectos de reconversión de serie a paralelo y de cambio de luminarias de mercurio a sodio no suman nuevas luminarias, pues se trata de reemplazo de luminarias existentes.

Existencia total de luminarias a fin de cada periodo [Cantidad de luminarias]				
Ene10-Jun10	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
85,291	94,085	102,955	111,638	120,462

Vale la pena señalar que no ha sido posible realizar un mejor análisis a fin de verificar la razonabilidad de estas luminarias pues la empresa manifiesta no contar con las coordenadas de cada luminaria. Al respecto, consideramos que resulta imprescindible, especialmente a los fines del control, que de ahora en adelante suministren la información sobre las luminarias existentes, con las características de cada una y sus coordenadas, de manera de poder identificarlas de forma inequívoca.

Los costos específicos de las instalaciones de AP se han adoptado a partir de los valores suministrados por las empresas en su plan de inversión. En todos los casos se ha adoptado un único valor para todas las empresas, según el tipo de instalación, coincidente con el menor por ellas informado. Por otro lado, se ha realizado una comparación de costos con licitaciones de las propias empresas, valores internacionales y con los valores aceptados en la anterior revisión tarifaria a fin de verificar la razonabilidad de los mismos.

Así se han considerado los siguientes costos unitarios:

- Costo Unitario para crecimiento vegetativo y adecuación a normas, 100W: 195 B./luminaria
- Costo Unitario para crecimiento vegetativo y adecuación a normas, 250W: 350 B./luminaria
- Costo Unitario reemplazo mercurio por sodio, 100W: 120 B./luminaria
- Costo Unitario reemplazo mercurio por sodio, 250W: 160 B./luminaria
- Costo Unitario proyectos específicos adecuación a normas, 250W: 747 B./luminaria
- Costo Unitario para reemplazo instalaciones en serie: 1,824 B/. por luminaria

En función de todo ello resultan los montos de inversión que se indican a continuación:

Concepto	Inversiones en Alumbrado Público [En Balboas]					
	Potencia (W)	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14	TOTAL
Crecimiento Vegetativo	100	262,275	273,000	283,530	295,035	1,113,840
Crecimiento Vegetativo	250	86,450	89,950	93,450	97,650	367,500
Adecuación de Normas	100	1,137,825	1,137,825	1,137,825	1,137,825	4,551,300
Adecuación de Normas	250	315,000	259,350	259,350	259,350	1,093,050
Reconversión sistemas serie	100	912,000	443,232	0	0	1,355,232
Cambio lámparas mercurio por sodio	100	57,600	28,800	0	0	86,400
Cambio lámparas mercurio por sodio	250	69,600	34,720	0	0	104,320
Proyectos Especiales		587,425.77	816,663.71	651,947.44	770,184.00	2,826,220.92

A partir de los valores parciales anteriores, los valores finales de inversión por periodo son los indicados en el siguiente cuadro:

Inversiones totales en Alumbrado Público [En Balboas]				
Jul10-Jun11	Jul11-Jun12	Jul12-Jun13	Jul13-Jun14	Total
3,428,176	3,083,541	2,426,102	2,560,044	11,497,863

I.2.6 Ajuste por Actividades No Reguladas

El régimen tarifario establece que de existir actividades no reguladas que usufructúan infraestructura dedicada a negocios regulados, las bases de capital calculadas para el sistema de distribución y para el de comercialización, deberán ser ajustadas.

Para tal fin se evaluó para los años 2007, 2008 y 2009 los ingresos por actividades no reguladas que cumplieren el principio anterior como porcentaje del total de ingresos de la empresa. Los valores finales adoptados para el ajuste son los del 2009 por ser los más recientes.

EDEMET informa ingresos en concepto de alquiler de postes que no pueden identificarse en los balances regulatorios. Los valores informados son los siguientes:

Ingresos Adicionales	
Años	B/.
2005	784,528.91
2006	662,788.25
2007	689,289.35
2008	693,151.89

Adicionalmente, ante solicitud de la ASEP, la empresa presenta mediante Notas CM-310-10 y CM-311-10 de fecha 20 de Abril de 2010, el detalle de Ingresos por Actividades No Reguladas y No Eléctricas para los años 2008 y 2009 registradas en los balances regulatorios. De ellas se observa que existen, además del alquiler de postes, otros ingresos por actividades no reguladas y no eléctricas que es necesario considerar a los efectos de los ajustes a la base de capital. En principio estos son todos los provenientes de actividades no reguladas y, al menos, el ingreso proveniente de ventas de Residuos y Chatarras declaradas dentro de las No Eléctricas. El resumen de las mismas se muestra en el siguiente cuadro:

EDEMET	2009
Actividades No Reguladas	[B/.]
Alquiler de postes	689,520
Alquiler de transformadores	6,645
Arrendamiento de instalaciones y locales	15,250
Arrendamiento de equipos	1,973
Arrendamiento de terreno	2,000
Actividades No Eléctricas	
Venta de residuos y chatarras	64,043

A los fines de corroborar esta información, la ASEP ha solicitado a las empresas de telecomunicaciones un informe sobre los montos abonados a las empresas distribuidoras o afiliadas en concepto de alquiler de postes.

Adicionalmente, se han revisado los balances de la empresa UFINET disponibles en la ASEP. El último disponible es el del año 2007. En este informe no se menciona el concepto de alquiler de postes, sino las dos siguientes líneas:

Ingresos por cesión de uso de postes	B/.2,444,310
Derechos por cesión de uso de postes	B/.1,209,898

En resumen, UFINET en el año 2007, pagó por el uso de postes la suma de B/.1,209,898 y a su vez los ha subalquilado a otras empresas en la suma de B/.2,444,310. Dada la relación empresaria existente entendemos que el subalquiler de postes lo es sólo con aquellos pertenecientes a EDEMET-EDECHI.

En función de ello, entendemos que corresponde ajustar los montos declarados por EDEMET y EDECHI a fin de tener en cuenta aquellos montos dejados de percibir por ellas y percibidos por UFINET. A los efectos de este ajuste, se supondrá que los ingresos reales en concepto de alquiler de postes de EDEMET-EDECHI, para el año 2007, son la suma de los montos percibidos declarados por ellas más los montos percibidos por UFINET en concepto de Ingresos por cesión uso de postes. La partición de este último monto entre EDEMET y EDECHI se realiza en proporción a lo declarado por ellas. Las relación resultantes entre el nuevo monto así calculado y el declarado por la empresa se aplicará a lo declarado en el año 2009 para estimar el real percibido por este concepto.

A los montos así resultantes se le sumará los restantes conceptos declarados por las empresas mencionados en el cuadro anterior. En el siguiente cuadro se resumen los ajustes practicados y los valores finales resultantes:

Detalle de Ingresos por Actividades No Reguladas Ajustadas - Año 2009

Concepto	EDEMET	EDECHI
	[B/.]	[B/.]
Ingresos 2007 por alquiler postes según empresas	689,289.35	179,975.76
Total 2007 declarados por EDEMET y EDECHI (1)	869,265.11	
Ingresos UFINET 2007 por cesión uso de postes de EDEMET y EDECHI (2)	2,444,310.00	
Factor de incremento para contemplar ingresos UFINET (2) / (1)	3.8119	
Ingresos 2009 por alquiler postes según empresas	689,520.00	179,975.00
Ingresos 2009 ajustados según Factor de Ajuste	2,628,399.88	686,051.55
Otros ingresos declarados 2009	689,520	179,975
Alquiler de transformadores	6,645	3,205
Arrendamiento de instalaciones y locales	15,250	11,460
Arrendamiento de equipos	1,973	0
Arrendamiento de terreno	2,000	3,000
Venta de residuos y chatarras	64,043	17,900
Total año 2009 Actividades No Reguladas y No Eléctricas	2,718,310.88	721,616.55

A fin de determinar el porcentaje que representan los ingresos por actividades no reguladas del año 2009, como porcentaje del total de ingresos de la empresa, es necesario determinar el total de ingresos netos de la distribuidora por actividades distintas de la compra y venta de energía. Es decir, hay que restar del total de ingresos los costos por compra de energía, cargos de transmisión y similares. Así, a partir de los balances y de los informes regulatorios resultan los valores que se muestran continuación:

AÑO	TOTAL DE INGRESOS POR ACTIVIDADES REGULADAS [B/.]		
	Total Ingresos	Compra Energía y cargos transmisión	Ingresos Netos por actividades reguladas
2009	486,829,470	399,033,881	87,858,589

En base a las consideraciones anteriores, el Coeficiente de Ajuste determinado tal como lo prevé el RDC se muestra en el cuadro siguiente:

AÑO	COEFICIENTE DE AJUSTE POR ACTIVIDADES NO REGULADAS		
	Ingresos Netos por Actividades Reguladas [B/.]	Total Ingresos por Actividades No Eléctricas [B/.]	Coeficiente de ajuste
2009	87,858,589	2,718,309.88	0.96999

I.2.7 Base de Capital 2010-2014

Los coeficientes de ajuste anteriores, aplicados a los activos brutos y netos antes vistos, permiten obtener los valores de Activos Brutos y Netos para el año inicial, correspondientes solo a actividades reguladas, tal como se aprecia en el cuadro siguiente:

BASE DE CAPITAL A Junio 2010	Base a Junio 10 (En B/.)	Coefficiente de Ajuste	Base Ajustada (En B/.)
Activos de Distribución Brutos	450,217,612	0.96999	436,706,582
Activos de Distribución Netos	195,329,313	0.96999	189,467,481
Activos de Comercialización Brutos	47,030,148	0.96999	45,618,773
Activos de Comercialización Netos	16,562,460	0.96999	16,065,421
Activos de Alumbrado Público Brutos	14,920,286	0.96999	14,472,529
Activos de Alumbrado Público Netos	7,021,399	0.96999	6,810,687
Total Activos Brutos	512,168,046	0.96999	496,797,883
Total Activos Netos	218,913,173	0.96999	212,343,588

Sumando las inversiones a la Base de Capital a junio de 2010 resulta la Base de Capital a utilizar para la determinación de los IMP.

Base de Capital Miles de B/.	BASE Jun-10	Jun-11	Jun-12	Jun-13	Jun-14
Valores Brutos					
Distribución	436,706.58	476,376.82	517,995.19	557,976.57	590,760.47
Comercialización	45,618.77	48,009.12	50,830.62	53,589.54	55,565.48
Alumbrado Público	14,472.53	17,900.70	20,984.25	23,410.35	25,970.39
Valores Netos					
Distribución	189,467.48	214,846.41	240,924.93	264,167.02	279,228.09
Comercialización	16,065.42	16,857.06	17,985.90	18,960.29	19,085.91
Alumbrado Público	6,810.69	9,619.50	11,976.98	13,593.09	15,254.56

I.3 PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN

Con el nivel de pérdidas obtenido a través de las fórmulas establecidas en el Régimen Tarifario se calculan el porcentaje (%) de pérdidas a reconocer para el periodo tarifario:

Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
8.20%	8.19%	8.17%	8.16%

Se ha adoptado un porcentaje de pérdidas de 1.5% en el caso de la energía ingresada con motivo de la demanda de ELEKTRA, a efectos de reconocer las pérdidas de esa demanda sobre las líneas de 115kV.

I.4 COSTOS EFICIENTES

I.4.1 Costos de Administración, Operación y Mantenimiento y Comercialización

Los costos eficientes que resultan aplicando las ecuaciones de eficiencia son los siguientes:

En US \$	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
ADM	22,817,551	23,706,298	24,505,017	25,318,126
OM	30,063,566	31,324,813	32,462,309	33,623,352

COM	26,317,863	27,525,469	28,617,504	29,735,596
-----	------------	------------	------------	------------

Como se señaló anteriormente, estos valores están en dólares, razón por la cual deben ser ajustados para convertirlos en Balboas. Para tales fines se utilizan las fórmulas y los porcentajes de participación de la mano de obra y materiales en los costos detallados en la Parte II de este documento. Los resultados se muestran a continuación:

ADM en B/.

Como ya dijimos, el Costo Laboral Relativo resulta en 0.3211. Siendo 34.46% la participación de los costos de mano de obra en el total del costo de administración, 65.54% corresponde a materiales, de los cuales el 25% es materiales nacionales y el 75% importados. El PPA es 0.6240 y la tasa de cambio es 1.

$$\text{ADM B/.} = \text{ADM US\$} * 34.46\% * 0.3211 + \text{ADM US\$} * 65.54\% * 25\% * 0.624 + \text{ADM US\$} * 65.54\% * 75\% * 1$$

OM en B/.

Siendo 52.75% la participación de los costos de mano de obra en el total del costo de operación y mantenimiento, 47.25% corresponde a materiales, de los cuales el 10% es materiales nacionales y el 90% materiales importados.

$$\text{OM B/.} = \text{OM US\$} * 52.75\% * 0.3211 + \text{OM US\$} * 47.25\% * 10\% * 0.624 + \text{OM US\$} * 47.25\% * 90\% * 1$$

COM en B/.

Siendo 28.61% la participación de los costos de mano de obra en el total del costo de comercialización, 71.39% corresponde a materiales, de los cuales el 15% es materiales nacionales y el 85% materiales importados.

$$\text{COM B/.} = \text{COM US\$} * 28.61\% * 0.3211 + \text{COM US\$} * 71.39\% * 15\% * 0.624 + \text{COM US\$} * 71.39\% * 85\% * 1$$

Los resultados son los siguientes:

En Balboas	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
ADM	16,073,675	16,699,747	17,262,399	17,835,188
OM	18,763,100	19,550,262	20,260,190	20,984,813
COM	20,146,396	21,070,822	21,906,778	22,762,681

I.4.2 Costos de Operación y Mantenimiento del Alumbrado Público

Según lo dispuesto en el Régimen Tarifario, el costo unitario promedio eficiente de operación y mantenimiento a reconocer en el cálculo debe basarse en la información de costos presentada por la distribuidora y en una comparación de costos del mercado.

Para cumplir con lo establecido, se analizó en primer lugar cuánto representan respecto a los activos brutos de AP, los gastos declarados por EDEMET en las planillas del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas correspondientes a los años 2007-2009. De ellos resultan los valores indicados:

Concepto	Año 2007	Año 2008	Año 2009	Promedio 2007-2009
Gastos OyM AP [B/.]	296,690	439,483	481,037	405,737
Activos Brutos de AP [B/.]	14,014,312	14,806,935	15,164,179	14,661,809

% OyM AP respecto Activos Brutos AP	2.12%	2.97%	3.17%	2.77%
-------------------------------------	-------	-------	-------	-------

Por otro lado, se ha procedido a calcular los costos unitarios para el mismo periodo:

Concepto	Año 2007	Año 2008	Año 2009	Promedio 2007-2009
Gastos OyM AP [B/.]	296,690	439,483	481,037	405,737
Cantidad de luminarias	75,964	78,775	81,762	78,833
Gastos de OyM de AP por luminaria [B/.lum]	3.91	5.58	5.88	5.15

Si se tiene en cuenta los valores anteriores y se lo compara con el valor de 11.30 B./luminaria-año reconocido en el año 2006 para el periodo tarifario 2006-2010, resulta evidente que las tareas de mantenimiento que llevan a cabo las empresas representan un costo mucho menor que el reconocido. Esto puede deberse a una muy buena eficiencia en la gestión del mantenimiento del AP, a un deficiente mantenimiento, a un traslado de gastos de mantenimiento a activos brutos o, lo cual es lo más probable, a una combinación de todos esos factores.

En función de lo anterior, se fija un valor de 6.50 B./luminaria-año para el periodo tarifario 2010-2014 en concepto de valor eficiente de OyM de AP para el caso de la empresa EDEMET. En base a ello los valores resultantes son, para cada año del periodo tarifario, los que se muestran a continuación, resultantes del costo eficiente adoptado y del valor medio de la cantidad de luminarias para cada periodo:

Costo de Operación y Mantenimiento de Alumbrado Público [En B/.]			
Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
582,972	640,380	697,427	754,325

I.5 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

Mediante la Resolución AN No.3575-Elec de 25 de junio de 2010, la ASEP estableció los ingresos permitidos a EDEMET para el periodo del 1º de julio de 2010 al 30 de junio de 2014. Los resultados se muestran a continuación:

VALOR PRESENTE NETO	Unidades	Julio/10-Junio/14
DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	259,089.65
COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	82,520.94
ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	8,941.24
Sub-Total	Miles de B/.	350,551.82
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	122,959.53
TOTAL	Miles de B/.	473,511.35
ENERGIA FACTURADA sin AP	MWh	10,043,031
Costo medio sobre energía facturada	B./MWh	47.15

En el Anexo I se adjuntan los Cuadros N° 1, N° 2 y N° 3 que presenta el detalle de los resultados obtenidos para la empresa y para cada componente del IMP.

Los factores de descuento utilizados se indicaron en el punto denominado tasa de descuento.

CAPITULO II IMP A EDECHI

II.1 INFORMACIÓN DE BASE

En este punto se desarrollará todo lo relativo a la obtención de la información de base necesaria para calcular el IMP a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI). Básicamente se trata de los valores de demanda máxima, energía, clientes, base de capital inicial, bruta y neta, en distribución, comercialización y alumbrado público y las proyecciones de inversión durante el periodo y también las estimaciones del costo monómico de la energía y el cálculo de la tasa de depreciación a utilizar. Se desarrollará cada una de ellas a continuación.

II.1.1 Proyección de Demanda, Energía y Clientes

La evolución prevista de la demanda máxima de la empresa corresponde a la informada por el Centro Nacional de Despacho de ETESA en el Informe Indicativo de Demanda (IID) 2010-2019 (Máximos coincidentes y factores de coincidencia) aprobado por la ASEP, Adenda N°2 de febrero de 2010. Dado que el gran usuario Petroterminales de Panamá SA (PTP) es abastecido a través de las instalaciones de EDECHI, los datos se toman de la Tabla # 9 de la Adenda 1 de noviembre de 2009. La proyección prevista del número de clientes y energía facturada fue presentada mediante Nota CM-229-2010 del 18 de Marzo de 2010. Además, incluye lo correspondiente a los sistemas aislados.

Datos	Unidades	BASE	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
Demanda Máxima	MW	89.03	91.70	94.54	97.54	100.72
Energía Facturada	MWH	438,220.5	450,450.0	463,300.0	476,700.0	490,800.0
Energía Ingresada al Sistema	MWH	484,171.1	497,243.8	510,938.7	525,223.1	541,200.3
Clientes	N° clientes	101,059	105,101	109,192	112,988	116,642

II.1.2 Proyección de Costos Monómicos

A los efectos de la valorización de las pérdidas, se ha utilizado las últimas licitaciones y valores disponibles de los contratos de las empresas y las proyecciones del mercado, que se sintetiza como sigue:

Monómico	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
B./MWh	78.04	82.82	101.91	112.96

II.1.3 Tasa de Depreciación

De acuerdo al Régimen Tarifario aprobado la tasa de depreciación a utilizar en el cálculo del Ingreso corresponde al promedio ponderado de la depreciación de los activos de la empresa, calculado a partir de la vida útil de cada uno.

En las revisiones tarifarias anteriores se ha adoptado un valor único para todos los activos (de distribución, comercialización y alumbrado público). En este caso particular se ha extraído la información de los balances, tanto general como por ítem de activo. En los cuadros siguientes se muestran los datos y valores resultantes para el caso discriminado y para el total de activos agrupados. Los activos correspondientes a Propiedades y Plantas en el Sistema Regulatorio de Cuentas se han distribuido entre Distribución y Comercialización en proporción a sus propios activos.

En el cálculo de los montos correspondientes a depreciaciones, dentro de la determinación del Ingreso Máximo Permitido, se utilizan los porcentajes promedio de cada ítem de activo particular, en los casos que el promedio esté dentro del rango establecido en el Sistema Uniforme de Cuentas. En los casos en que el valor se salga del rango, se utilizará el límite del rango.

PORCENTAJE DE DEPRECIACION POR TIPO DE ACTIVO			
Tipo de Activo	Depreciación B/.	Activos Brutos B/.	Depreciación respecto a Activos Brutos %
DISTRIBUCION			
Año 2007	2,931,832	87,828,006	3.34%
Año 2008	2,369,676	93,192,317	2.54%
Año 2009	2,448,472	101,145,361	2.42%
Promedio Años 2007-2009	2,583,327	94,055,228	2.75%
COMERCIALIZACION			
Año 2007	8,503	8,771,514	0.10%
Año 2008	418,883	9,423,462	4.45%
Año 2009	460,961	9,905,010	4.65%
Promedio Años 2007-2009	296,116	9,366,662	3.16%
ALUMBRADO PUBLICO			
Año 2007	164,142	4,951,362	3.32%
Año 2008	169,012	5,342,311	3.16%
Año 2009	177,708	5,524,491	3.22%
Promedio Años 2007-2009	170,287	5,272,721	3.23%

Los rangos establecidos en el Sistema Uniforme de Cuentas son los siguientes:

- Activos de Comercialización (Medidores): 3.33% al 7.0%
- Activos de Alumbrado Público: 3.33% al 7%
- Activos de distribución: 3.0% al 3.5%

A continuación se presentan los porcentajes utilizados para el caso de EDECHI:

Tipo de Activo	Depreciación respecto a Activos Brutos %
Distribución	3.00%
Comercialización	3.33%
Alumbrado Público	3.33%

II.2 BASE DE CAPITAL

La documentación definitiva aportada por EDECHI es la siguiente:

- a) Las inversiones realizadas en los años 2006, 2007, 2008 y 2009 se ha obtenido de las planillas enviadas por la empresa en el formato requerido por en el sistema regulatorio de cuentas. El monto de inversión total por cuenta se presenta en “*EC20xx.B1.xls*” para cada uno de los años. El detalle de las diferentes cuentas se presentan en los archivos “*EC20xx.1Ax.xls*” para cada año y para cada cuenta. Sin embargo la información completada por la empresa no se ajusta correctamente al formato requerido por el sistema regulatorio de cuentas. Especialmente se observan diferencias en los códigos descriptivos y problemas de agrupamiento de gran cantidad de obras. La proyección de inversiones para el año 2010 se obtiene de la planilla “*Inversiones en Curso EDECHI con TPI.xls*” enviada por la empresa.
- b) El detalle de los retiros realizados en los años 2006, 2007, 2008 y 2009 se ha obtenido de las planillas enviadas por la empresa en el formato requerido por en el sistema regulatorio de cuentas. El monto de retiro total por cuenta se presenta en “*EC20xx.B1.xls*” para cada uno de los años. El detalle de las diferentes cuentas se presentan en los archivos “*EC20xx.1Rx.xls*” para cada año y para cada cuenta. Para el primer semestre del 2010 la empresa no presenta ninguna estimación de retiros.
- c) Explicaciones sobre las adiciones y descripción de unidades constructivas se pueden encontrar en “*UNION FENOSA PE-1046 edechi.pdf*”. La empresa adicionalmente presenta presupuestos de obras particulares en “*Información para la ASEP – 2006.pdf*”, “*Información para la ASEP – 2007.pdf*”, “*Información para la ASEP – 2008.pdf*” y “*Información para la ASEP – 2009.pdf*”.
- d) También se dispone de los balances regulatorios para los años 2006, 2007, 2008 y 2009, y los estados financieros de la empresa para los años 2006, 2007 y 2008 y 2009. Se han verificado aspectos puntuales de los mismos relacionados con la información detallada en los formularios BS-01.

Las inversiones pendientes de activación durante el año 2010 presentadas por la empresa se han analizado para determinar cuáles podrían entrar en operación durante el primer semestre de 2010.

II.2.1 Valores de partida

Como datos de partida se adopta la base de capital aprobada por la ASEP mediante la Resolución AN No.436-Elec, modificada mediante la Resolución AN No.486-Elec de 18 de diciembre de 2006, para junio del 2006.

Las planillas diseñadas por la ASEP para el cálculo de la base de capital, planillas denominadas “*AA-01-aaaa*” (las cuales se han redenido a efectos de evitar confusiones agregándole el nombre de la empresa como: *AA-01-2006-EDECHI.xls*, *AA-01-2007-EDECHI.xls*,, *AA-01-2010-EDECHI.xls*) toman como valor de partida la base de capital al 31 de diciembre de 2001 a fin de computar correctamente la depreciación y los retiros. Las adiciones y retiros hasta el 31 de diciembre de 2005 se toman con la eficiencia determinada en el estudio tarifario anterior, a fin de que la base de partida sea la misma determinada por la Resolución AN No.436 para junio de 2006. Los valores originales a Junio 2006 se muestran en el cuadro siguiente:

EDECHI	Jun/2006
Activos Distribución Brutos	78,107,871
Activos Distribución Netos	35,733,007
Activos Comercialización Brutos	7,591,310
Activos Comercialización Netos	4,400,043
Activos AP Brutos	5,013,154
Activos AP Netos	3,191,591
Total Activos Brutos	90,712,335
Total Activos Netos	43,324,641

Los valores anteriores no incluyen la línea de negocios “Propiedades y Planta”, la cual forma parte de la contabilidad regulatoria y es obtenida a partir de los valores de distribución y comercialización. Los valores discriminados en cuatro líneas de negocios también fueron determinados en el estudio tarifario anterior. Los valores son los siguientes:

EDECHI	Jun/2006
Activos Prop. y Planta Brutos	6,118,394
Activos Prop. y Planta Netos	1,104,157
Activos Distribución Brutos	72,531,450
Activos Distribución Netos	34,749,905
Activos Comercialización Brutos	7,049,337
Activos Comercialización Netos	4,278,987
Activos AP Brutos	5,013,154
Activos AP Netos	3,191,591
Total Activos Brutos	90,712,335
Total Activos Netos	43,324,641

Es importante destacar que en la presente revisión se ha mantenido la información aportada en la revisión anterior en cuanto a adiciones y retiros de activos desde el 31 de diciembre del 2001 hasta junio del año 2006. Con esta información anterior y la aportada por la empresa para el periodo 2006-2010 es posible contar con un mayor detalle de la evolución de las inversiones en las diferentes cuentas. En particular permite imputar en la base de capital neta la depreciación de los activos incorporados en el periodo 2002-2005 y posteriores, para los cuales se tiene una vida útil definida y no se necesita calcular una vida útil promedio. Otra ventaja adicional es que esta información permite imputar los retiros de bienes dados de alta entre el 31 de diciembre de 2001 y 31 de diciembre de 2005, los retiros dados de alta antes del 31 de diciembre de 2001 se agrupan juntos y se calcula una fecha de alta promedio perdiéndose la información específica.

II.2.2 Análisis de Eficiencia

II.2.2.1 Criterios Básicos y Generales para el Análisis de Eficiencia

Los criterios utilizados para el análisis de eficiencia de EDECHI son los mismos que se han adoptado para EDEMET. Se hacen algunas consideraciones especiales debido a algunas particularidades que se observan en el desarrollo de las inversiones de EDECHI.

Los criterios utilizados para evaluar los activos han sido las siguientes:

- En primer lugar, se observa un fuerte crecimiento de inversiones entre los años 2007 y 2009, dado que de inversiones anuales del orden de los cuatro millones de balboas en el 2005 y 2006 pasa a 5.5 millones en el 2007, 6.5 millones en el 2008 y 9 millones de balboas en el 2009. Un análisis de este crecimiento en particular en el año 2009 muestra que una de las mayores inversiones está representada por la construcción de 33 kilómetros de línea forrada de 34.5 kV con un costo promedio de 70,000 balboas por Km., lo cual resulta elevado teniendo en cuenta que los costos internacionales de cable pre ensamblado están por debajo de los 50,000 balboas por Km. En virtud de ello, en este caso puntual se ha adoptado un coeficiente de eficiencia de 0.70.
- El resto de los criterios se adoptan los mismos que EDEMET.
- En relación con las inversiones proyectadas a junio del 2010 se ha adoptado el valor indicado por la empresa con un coeficiente de eficiencia de 0.85 que corresponde al promedio de los años anteriores.

II.2.2.2 Análisis adicional para verificar los criterios de eficiencia adoptados.

A los efectos de verificar con otros criterios mensurables la razonabilidad de los coeficientes de eficiencia aplicados, teniendo en cuenta la incidencia que tiene la asimetría de la información existente entre el Regulador y la empresa, los tiempos disponibles para el análisis y la multiplicidad y variedad de obras realizadas, se lleva a cabo una evaluación de la incidencia de los costos operativos realmente ejecutados por la empresa y los asignados a través del IMP.

A continuación se detallan los costos operativos previstos y los costos efectivamente ejecutados.

		2006	2007	2008	2009
Empresa	Gastos OyM - Distribución	2,177,778	2,044,810	3,592,993	3,752,709
	Gastos Comercialización	1,926,038	359,208	1,976,488	2,225,905
	Gastos Administrativos	4,310,542	3,692,103	1,594,490	1,232,314
	Total	8,414,358	6,096,121	7,163,971	7,210,928

		2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010
IMP	Gastos OyM - Distribución	4,255,969	4,348,095	4,439,692	4,531,139
	Gastos Comercialización	4,720,505	4,831,172	4,941,647	5,052,088
	Gastos Administrativos	3,385,137	3,441,952	3,498,304	3,554,285
	Total	12,361,610	12,621,218	12,879,642	13,137,511

Evaluando los costos promedio ejecutados por la empresa en los años 2006-2007, 2007-2008, 2008-2009 y el resto del 2009 se observa una diferencia notable en los costos de operación y mantenimiento asignados por la ASEP en el IMP. Las diferencias existentes son más relevantes en el caso de EDECHI si se toma en cuenta que en la revisión anterior los montos asignados para inversiones en el IMP para el periodo 2006-2010 han sido ampliamente superados en cuanto a lo ejecutado por la empresa, mientras que los costos operativos han resultado sustancialmente inferiores a los montos asignados en el IMP.

La diferencia entre los gastos operativos asignados en el IMP y los ejecutados asciende a 19,753,028 balboas. Este monto resulta muy elevado en contraposición con las inversiones realizadas, que muestran un comportamiento inverso en cuanto a lo asignado en el IMP y lo ejecutado. Por otro lado, la reducción total por eficiencia en las inversiones es alrededor de 4 millones de balboas, por lo que se considera que parte de los costos operativos han sido asignados a inversiones y por lo tanto, los criterios de eficiencia adoptados son razonables.

En la siguiente tabla se presenta la notable diferencia entre las inversiones óptimas asignadas en el IMP y las realmente ejecutadas por la empresa en el periodo 2006-2010:

Inversiones	JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10	Total
Según Empresa	4,703,155	6,110,192	7,714,503	7,736,923	26,264,773
IMP	3,056,791	3,226,494	3,164,409	3,170,735	12,618,429

II.2.3 Base de capital a junio de 2010

Como se mencionó anteriormente para cada año (*aaaa*) del periodo de revisión tarifaria se genera una planilla denominada originalmente como “CC-01-AD-aaaa” (ahora denominada para EDECHI como “CC-01-AD-aaaa-EDECHI”) donde se aplican los coeficientes de eficiencias sobre las adiciones correspondientes a ese año en particular.

A partir de los datos volcados en tales planillas, se generan las planillas que permiten calcular la base de capital bruta y neta, denominadas “AA-01-aaaa” (para EDECHI “AA-01-aaaa-EDECHI”) para cada año (*aaaa*) desde el 2006 hasta el 2010. Estas planillas tienen en cuenta las adiciones hasta el año correspondiente con los respectivos coeficientes de eficiencia aplicados, los retiros producidos hasta ese año en función de sus respectivas fechas de alta y la base de capital de partida a diciembre del 2001.

Con respecto a los retiros presentados por la empresa, estos se consideran a su valor histórico, para restarlos correctamente de la base de capital bruta y neta. Para el año 2010 no se informa ninguna proyección de retiros.

Los resultados del análisis anterior, que incluyen los activos brutos y netos a junio de 2010, quedan reflejados en la siguiente tabla:

	Base Bruta con Eficiencia					
	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2009	30/06/2010
Propiedad y Planta	6,309,159	6,499,989	6,623,684	6,735,567	7,000,107	7,031,260
Distribución	71,633,679	73,897,398	77,803,432	82,232,999	88,396,523	91,391,071
Alumbrado Público	4,752,528	4,995,388	5,250,791	5,608,258	5,775,114	5,917,692
Comercialización	7,049,337	7,235,468	7,481,838	7,923,467	8,241,232	8,241,232
Total	89,744,703	92,628,244	97,159,745	102,500,290	109,412,977	112,581,255

	Base Neta con eficiencia					
	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2009	30/06/2010
Propiedad y Planta	1,196,890	1,329,216	1,284,343	1,205,313	1,290,323	1,197,246
Distribución	34,998,233	34,961,534	35,981,899	37,944,258	41,426,889	42,940,507
Alumbrado Público	3,038,977	3,078,808	3,120,664	3,258,036	3,176,679	3,188,004
Comercialización	4,428,904	4,320,629	4,293,027	4,418,043	4,425,384	4,249,601
Total	43,663,003	43,690,188	44,679,933	46,825,651	50,319,276	51,575,358

A partir de estos valores anuales se han obtenido los correspondientes a los periodos junio a julio que se muestran a continuación sobre la base de considerar valores promedio entre cada mitad de año. Los valores iniciales al 30 de junio del 2006 son los aprobados en la Resolución ASEP.

Base Bruta Eficiente					
	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2008	30/06/2009	30/06/2010
Propiedad y Planta	6,118,394	6,561,837	6,679,625	6,867,837	7,031,260
Distribución	72,531,450	75,850,415	80,018,216	85,314,761	91,391,071
Alumbrado Público	5,013,154	5,123,090	5,429,525	5,691,686	5,917,692
Comercialización	7,049,337	7,358,653	7,702,652	8,082,349	8,241,232
Total	90,712,335	94,893,994	99,830,018	105,956,634	112,581,255

Base Neta Eficiente					
	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2008	30/06/2009	30/06/2010
Propiedad y Planta	1,104,157	1,306,780	1,244,828	1,247,818	1,197,246
Distribución	34,749,905	35,471,717	36,963,078	39,685,573	42,940,507
Alumbrado Público	3,191,591	3,099,736	3,189,350	3,217,358	3,188,004
Comercialización	4,278,987	4,306,828	4,355,535	4,421,714	4,249,601
Total	43,324,641	44,185,061	45,752,792	48,572,463	51,575,358

A partir de los valores anteriores es necesario reasignar los activos de Propiedades y Plantas a Activos de Distribución y Comercialización, lo cual se hace en proporción al valor de los mismos, obteniéndose los resultados finales que se muestran en la tabla siguiente:

Base Bruta Eficiente					
	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2008	30/06/2009	30/06/2010
Distribución	78,107,871	81,831,951	86,111,312	91,588,273	97,840,730
Alumbrado Público	5,013,154	5,123,090	5,429,525	5,691,686	5,917,692
Comercialización	7,591,310	7,938,953	8,289,181	8,676,675	8,822,833
Total	90,712,335	94,893,994	99,830,018	105,956,634	112,581,255

Base Neta Eficiente					
	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2008	30/06/2009	30/06/2010
Distribución	35,733,007	36,637,011	38,076,685	40,808,299	44,029,937
Alumbrado Público	3,191,591	3,099,736	3,189,350	3,217,358	3,188,004
Comercialización	4,400,043	4,448,313	4,486,756	4,546,806	4,357,416
Total	43,324,641	44,185,061	45,752,792	48,572,463	51,575,358

El ajuste total de las inversiones del periodo fue de 16.79%, porcentaje que resulta de la diferencia entre el total de inversiones declaradas y el total de inversiones reconocidas.

II.2.4 Inversión Eficiente de Distribución y de Comercialización

A partir de las ecuaciones de eficiencia correspondientes, se obtienen los siguientes activos brutos de distribución y comercialización en dólares:

Activos Miles US \$	Jul09-Jun10	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
Distribución	240,541,577	249,801,135	259,242,008	268,194,203	276,962,456
Comercialización	19,647,802	20,408,200	21,176,803	21,889,160	22,574,150

Aplicando los ajustes correspondientes explicados en el punto II.6 de la Parte II de este documento, se obtienen los valores de activos en Balboas como sigue:

AD en B/.

Como ya dijimos, el Costo Laboral Relativo resulta en 0.3211 (Ver valores en Cuadro N° 9, Anexo II). Siendo 46.80% la participación de los costos de mano de obra en el total del activo, 53.2% corresponde a materiales, de los cuales el 10% es materiales nacionales y el 90% importados. El PPA es 0.6240 y la tasa de cambio es 1.

$$\text{AD en B/.} = \text{AD en US\$} * 46.8\% * 0.3211 + \text{AD en US\$} * 53.2\% * 10\% * 0.624 + \text{AD en US\$} * 53.2\% * 90\% * 1$$

AC en B/.

Siendo 33.70% la participación de los costos de mano de obra en el total del activo, 66.3% corresponde a materiales, de los cuales el 10% es materiales nacionales y el 90% importados. El PPA es 0.6240 y la tasa de cambio es 1.

$$\text{AC en B/.} = \text{AC en US\$} * 33.7\% * 0.3211 + \text{AC en US\$} * 66.3\% * 10\% * 0.624 + \text{AC en US\$} * 66.3\% * 90\% * 1$$

Los resultados son los siguientes:

Activos Miles B/.	Jul09-Jun10	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
Distribución	159,303,855	165,436,197	171,688,619	177,617,404	183,424,369
Comercialización	14,662,799	15,230,271	15,803,864	16,335,484	16,846,679

Entonces, calculando la diferencia entre los activos correspondientes a un año y al siguiente, se obtienen los valores de inversión eficiente a utilizar para la determinación de la Base de Capital para el periodo 2006-2010, que se muestran a continuación:

Inversiones Miles B/.	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
Distribución	6,132.34	6,252.42	5,928.78	5,806.96
Comercialización	567.47	573.59	531.62	511.20

Adicionalmente a ello, dado que los datos de las empresas comparadoras y por consiguiente, las ecuaciones de eficiencia no tienen en cuenta las inversiones en subestaciones de alta tensión, éstas se agregan a partir de lo previsto en los planes de expansión de las propias empresas.

INVERSION EN SE AT/MT NO CONTEMPLADAS EN LAS COMPARADORAS						
Miles de Balboas						
NIVEL DE TENSIÓN	DETALLE	2010	2011	2012	2013	2014
AT/MT	Nueva Subestación Cristóbal (115kV) en David	0	4,500	0	0	0

Además, se prevé la incorporación de las inversiones requeridas para el soterramiento de instalaciones aéreas de ciertas áreas consideradas sensibles. Tanto el tipo de obras como el presupuesto de las mismas han sido estimados por la empresa y comunicados a la ASEP

mediante Notas CM-231-10 del 19 de marzo de 2010 para EDEMET-EDECHI. No obstante, en reuniones sostenidas con la empresa se acordó modificar las propuestas.

Previsiones de inversión para obras de soterramiento de instalaciones

Áreas	Costos (incluidas telecomunicaciones) [B/.]
Ciudad de David (Calle 4° entre Calle C y Avenida 8 Este)	836,843
Total	836,843

En resumen las inversiones adicionales a incorporar son los siguientes:

Inversiones Miles B/.	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
Distribución (SE AT/MT)	0	4,500	0	0
Proy. Soterramiento	0	418.4	418.4	0

Con los valores anteriores y las inversiones que resultan de las ecuaciones de eficiencia, resultan las inversiones para el periodo julio 2010 a junio 2014 de distribución y comercialización.

Inversiones Miles B/.	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
Distribución	6,132.34	11,170.84	6,347.21	5,806.96
Comercialización	567.47	573.59	531.62	511.20

Los costos agregados a las Inversiones Eficientes, de las subestaciones de alta tensión y para el soterramiento de instalaciones aéreas en este IMP podrán variar durante su ejecución por lo que el costo eficiente a ser incorporado en la Base de Capital del siguiente periodo tarifario será determinado en su momento con la metodología utilizada para determinar el costo eficiente del resto de las inversiones realizadas y en ningún caso se considerarán como precio eficientes los costos estimados en este IMP.

II.2.5 Alumbrado Público

Para la determinación de $ACTALUM_t$ y $ACTNALUM_t$ se tomó en consideración el valor del activo fijo al término del año 2009, las incorporaciones de activos basados en el plan de inversiones presentado por la distribuidora, y el plan de inversiones de la empresa para atender el crecimiento de la demanda.

En el caso de EDECHI, al 31 de Diciembre de 2009 contaba con 34,777 luminarias existentes. A partir de la información suministrada por la empresa mediante las notas CM-044-10 del 18 de enero de 2010 y CM-319-10 del 23 de abril de 2010 resulta el plan de inversiones discriminado en crecimiento vegetativo y proyectos especiales. La estimación de luminarias a junio de 2010 es 37,015 luminarias.

Dado que los proyectos presentados por las empresas son para todo el periodo, se ha supuesto:

- Crecimiento vegetativo: Asignación a cada año del periodo suponiendo una tasa de crecimiento entre un año y el siguiente.
- Adecuación a normas: Asignación a cada año del periodo en forma igualitaria.
- Cambio Mercurio a Sodio: A ejecutarse entre Julio 2010 y Diciembre 2011.

En el siguiente cuadro se presentan los valores para el crecimiento vegetativo y los correspondientes a proyectos puntuales definidos:

Concepto	Inversiones en Alumbrado Público					
	[Cantidad de luminarias]					
	Potencia (W)	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14	TOTAL
Crecimiento Vegetativo	100	649	675	702	730	2,756
Crecimiento Vegetativo	250	72	75	79	82	308
Adecuación de Normas	100	1,643	1,643	1,643	1,643	6,572
Adecuación de Normas	250	183	183	183	183	732
Cambio lámparas mercurio por sodio	250	117	59	0	0	176

Integrando el total de luminarias incorporadas por todo concepto al balance de Diciembre de 2009, resultan los totales por periodo que se detallan:

Existencia total de luminarias a fin de cada periodo				
[Cantidad de luminarias]				
Ene10-Jun10	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
37,015	39,562	42,138	44,745	47,383

Vale la pena señalar que no ha sido posible realizar un mejor análisis a fin de verificar la razonabilidad de estas luminarias pues la empresa manifiesta no contar con las coordenadas de cada luminaria.

Los costos específicos de las instalaciones de AP se han adoptado a partir de los valores suministrados por la empresa en su plan de inversión. En todos los casos se ha adoptado un único valor para todas las empresas, según el tipo de instalación, coincidente con el menor por ellas informado. Por otro lado, se ha realizado una comparación de costos con licitaciones de las propias empresas, valores internacionales y con los valores aceptados en la anterior revisión tarifaria a fin de verificar la razonabilidad de los mismos

Así se han considerado los siguientes costos unitarios:

- Costo Unitario para crecimiento vegetativo y adecuación a normas, 100W: 195 B./luminaria
- Costo Unitario para crecimiento vegetativo y adecuación a normas, 250W: 350 B./luminaria
- Costo Unitario reemplazo mercurio por sodio, 250W: 160 B./luminaria

En función de todo ello resultan los montos de inversión que se indican a continuación:

Concepto	Inversiones en Alumbrado Público					
	[En Balboas]					
Potencia (W)	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14	TOTAL	
Crecimiento Vegetativo	100	126,555	131,625	136,890	142,350	537,420
Crecimiento Vegetativo	250	25,200	26,250	27,650	28,700	107,800
Adecuación de Normas	100	320,385	320,385	320,385	320,385	1,281,540

Concepto	Inversiones en Alumbrado Público [En Balboas]					
	Potencia (W)	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14	TOTAL
Adecuación de Normas	250	64,050	64,050	64,050	64,050	256,200
Cambio lámparas mercurio por sodio	100	18,720	9,440	0	0	28,160

A partir de los valores parciales anteriores, los valores finales de inversión por periodo son los indicados en el siguiente cuadro:

Inversiones totales en Alumbrado Público [En Balboas]				
Jul10-Jun11	Jul11-Jun12	Jul12-Jun13	Jul13-Jun14	Total
554,910	551,750	548,975	555,485	2,211,120

II.2.6 Ajuste por Actividades No Reguladas

El régimen tarifario establece que de existir actividades no reguladas que usufructúan infraestructura dedicada a negocios regulados, las bases de capital calculadas para el sistema de distribución y para el de comercialización, deberán ser ajustadas.

Para tal fin se evaluó para los años 2007, 2008 y 2009 los ingresos por actividades no reguladas que cumplieren el principio anterior como porcentaje del total de ingresos de la empresa. Los valores finales adoptados para el ajuste son los del 2009 por ser los más recientes.

EDECHI informa ingresos en concepto de alquiler de postes que no pueden identificarse en los balances regulatorios. Los valores informados son los siguientes:

Ingresos Adicionales	
Años	B/.
2005	179,975.76
2006	179,975.76
2007	165,030.61
2008	180,920.87

Adicionalmente, ante solicitud de la ASEP, la empresa presenta mediante Notas CM-310-10 y CM-311-10 de fecha 20 de Abril de 2010, el detalle de Ingresos por actividades No Reguladas y No Eléctricas para los años 2008 y 2009 registradas en los balances regulatorios. De ellas se observa que existen, además del alquiler de postes, otros ingresos por actividades No reguladas y No Eléctricas que es necesario considerar a los efectos de los ajustes a la base de capital. En principio estos son todos los provenientes de actividades no reguladas y, al menos, el ingreso proveniente de ventas de Residuos y Chatarras declaradas dentro de las No Eléctricas. El resumen de las mismas se muestra en el siguiente cuadro:

EDECHI	2009
Actividades No Reguladas	[B/.]
Alquiler de postes	179,975
Alquiler de transformadores	3,205
Arrendamiento de instalaciones y locales	11,460
Arrendamiento de equipos	0
Arrendamiento de terreno	3,000
Actividades No Eléctricas	
Venta de residuos y chatarras	17,900

Como ya se explicó en el cálculo del Coeficiente para EDEMET, se utilizó la información presentada por UFINET a los fines de corroborar esta información. El monto resultante del análisis para EDECHI es de B/.721,616.55.

A fin de determinar el porcentaje que representan los ingresos por actividades no reguladas del año 2009, como porcentaje del total de ingresos de la empresa, es necesario determinar el total de ingresos netos de la distribuidora por actividades distintas de la compra y venta de energía. Es decir, hay que restar del total de ingresos los costos por compra de energía, cargos de transmisión y similares. Así, a partir de los balances y de los informes regulatorios de cada empresa resultan los valores que se muestran continuación:

AÑO	TOTAL DE INGRESOS POR ACTIVIDADES REGULADAS [B/.]		
	Total Ingresos	Compra Energía y cargos transmisión	Ingresos Netos por actividades reguladas
2009	67,205,858	42,356,958	24,848,900

En base a las consideraciones anteriores, el Coeficiente de Ajuste determinado tal como lo prevé el RDC se muestra en el cuadro siguiente:

AÑO	COEFICIENTE DE AJUSTE POR ACTIVIDADES NO REGULADAS		
	Ingresos Netos por Actividades Reguladas [B/.]	Total Ingresos por Actividades no Eléctricas [B/.]	Coeficiente de ajuste
2009	24,848,900	721,616.55	0.97178

II.2.7 Base de Capital 2010-2014

Los coeficientes de ajuste anteriores, aplicados a los activos brutos y netos antes vistos, permiten obtener los valores de Activos Brutos y Netos para el año inicial, correspondientes solo a actividades reguladas, tal como se aprecia en el cuadro siguiente.

BASE DE CAPITAL A Junio 2010	Base a Junio 10 (En B/.)	Coeficiente de Ajuste	Base Ajustada (En B/.)
Activos de Distribución Brutos	97,840,730	0.97178	95,079,665
Activos de Distribución Netos	44,029,937	0.97178	42,787,413
Activos de Comercialización Brutos	8,822,833	0.97178	8,573,853
Activos de Comercialización Netos	4,357,416	0.97178	4,234,450
Activos de Alumbrado Público Brutos	5,917,692	0.97178	5,750,694
Activos de Alumbrado Público Netos	3,188,004	0.97178	3,098,039
Total Activos Brutos	112,581,255	0.97178	109,404,212
Total Activos Netos	51,575,358	0.97178	50,119,901

Sumando las inversiones a la Base de Capital a junio de 2010 resulta la Base de Capital a utilizar para la determinación de los IMP.

Base de Capital Miles de B/.	BASE Jun-10	Jun-11	Jun-12	Jun-13	Jun-14
Valores Brutos					
Distribución	95,079.66	101,212.01	112,382.85	118,730.06	124,537.02
Comercialización	8,573.85	9,141.32	9,714.92	10,246.54	10,757.73
Alumbrado Público	5,750.69	6,305.60	6,857.35	7,406.33	7,961.81
Valores Netos					
Distribución	42,787.41	45,883.40	53,682.75	56,468.06	58,538.91
Comercialización	4,234.45	4,497.51	4,747.60	4,938.01	5,090.97
Alumbrado Público	3,098.04	3,442.97	3,766.37	4,068.72	4,359.07

II.3 PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN

Las pérdidas se calculan aplicando la ecuación de eficiencia de pérdidas, así:

Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
8.86%	8.85%	8.84%	8.82%

II.4 COSTOS EFICIENTES

II.4.1 Costos de Administración, Operación y Mantenimiento y Comercialización

Los costos eficientes que resultan aplicando las ecuaciones de eficiencia son los siguientes:

En US \$	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
ADM	7,364,210	7,622,149	7,860,637	8,089,460
OM	8,883,973	9,218,979	9,529,615	9,828,432
COM	6,975,768	7,263,510	7,531,069	7,789,116

Como se señaló anteriormente, estos valores están en dólares, razón por la cual deben ser ajustados para convertirlos en Balboas. Para tales fines se utilizan las fórmulas y los porcentajes de participación de la mano de obra y materiales en los costos detallados en la Parte II de este documento. Los resultados se muestran a continuación:

ADM en B/.

Como ya dijimos, el Costo Laboral Relativo resulta en 0.3211. Siendo 34.46% la participación de los costos de mano de obra en el total del costo de administración, 65.54% corresponde a materiales, de los cuales el 25% es materiales nacionales y el 75% importados. El PPA es 0.6240 y la tasa de cambio es 1.

$$\text{ADM B/.} = \text{ADM US\$} * 34.46\% * 0.3211 + \text{ADM US\$} * 65.54\% * 25\% * 0.624 + \text{ADM US\$} * 65.54\% * 75\% * 1$$

OM en B/.

Siendo 52.75% la participación de los costos de mano de obra en el total del costo de operación y mantenimiento, 47.25% corresponde a materiales, de los cuales el 10% es materiales nacionales y el 90% materiales importados.

$$OM\ B/. = OM\ US\$ * 52.75\% * 0.3211 + OM\ US\$ * 47.25\% * 10\% * 0.624 + OM\ US\$ * 47.25\% * 90\% * 1$$

COM en B/.

Siendo 28.61% la participación de los costos de mano de obra en el total del costo de comercialización, 71.39% corresponde a materiales, de los cuales el 15% es materiales nacionales y el 85% materiales importados.

$$COM\ B/. = COM\ US\$ * 28.61\% * 0.3211 + COM\ US\$ * 71.39\% * 15\% * 0.624 + COM\ US\$ * 71.39\% * 85\% * 1$$

Los resultados son los siguientes:

En Balboas	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
ADM	5,187,669	5,369,373	5,537,375	5,698,567
OM	5,544,614	5,753,696	5,947,568	6,134,065
COM	5,339,969	5,560,237	5,765,054	5,962,590

II.4.2 Costos de Operación y Mantenimiento del Alumbrado Público

Según lo dispuesto en el Régimen Tarifario, el costo unitario promedio eficiente de operación y mantenimiento a reconocer en el cálculo debe basarse en la información de costos presentada por la empresa distribuidora y en una comparación de costos del mercado.

Para cumplir con lo establecido, se analizó en primer lugar cuánto representan respecto a los activos brutos de AP los gastos declarados por EDECHI en las planillas del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas correspondientes a los años 2007-2009. De ellos resultan los valores indicados:

Concepto	Año 2007	Año 2008	Año 2009	Promedio 2007-2009
Gastos OyM AP [B/.]	129,938	111,124	116,063	119,042
Activos Brutos de AP [B/.]	4,951,362	5,342,311	5,524,492	5,272,722
% OyM AP respecto Activos Brutos AP	2.62%	2.08%	2.10%	2.26%

Por otro lado, se ha procedido a calcular los costos unitarios para el mismo periodo:

Concepto	Año 2007	Año 2008	Año 2009	Promedio 2007-2009
Gastos OyM AP [B/.]	129,938	111,124	116,063	119,042
Cantidad de luminarias	31,045	32,605	34,171	32,607
Gastos de OyM de AP por luminaria [B/.lum]	4.19	3.41	3.40	3.65

Si se tiene en cuenta los valores anteriores y se lo compara con el valor de 11.30 B./luminaria-año reconocido en el año 2006 para el periodo tarifario 2006-2010, resulta evidente que las tareas de mantenimiento que llevan a cabo las empresas les insumen un costo mucho menor que el reconocido. Esto puede deberse a una muy buena eficiencia en la gestión del mantenimiento del AP, a un deficiente mantenimiento, a un traslado de gastos

de mantenimiento a activos brutos o, lo cual es lo más probable, a una combinación de todos esos factores.

En función de lo anterior, se fija un valor de 5.00 B./luminaria-año para el periodo tarifario 2010-2014 en concepto de valor eficiente de OyM de AP para el caso de la empresa EDECHI. En base a ello los valores resultantes son, para cada año del periodo tarifario, los que se muestran a continuación, resultantes del costo eficiente adoptado y del valor medio de la cantidad de luminarias para cada periodo:

Costo de Operación y Mantenimiento de Alumbrado Público [En B/.]			
Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
191,443	204,250	217,208	230,320

II.5 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

Mediante la Resolución AN No. 3575-Elec de 25 de junio de 2010, la ASEP estableció los ingresos permitidos a EDECHI para el periodo del 1° de julio de 2010 al 30 de junio de 2014. Los resultados se muestran a continuación:

VALOR PRESENTE NETO	Unidades	Julio/10-Junio/14
DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	66,712.92
COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	21,347.21
ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	2,803.72
Sub-Total	Miles de B/.	90,863.85
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	14,012.85
TOTAL	Miles de B/.	104,876.70
ENERGIA FACTURADA sin AP	MWh	1,476,725
Costo medio sobre energía facturada	B./MWh	71.02

En el Anexo I se adjuntan los Cuadros N° 4, N° 5 y N° 6 que presenta el detalle de los resultados obtenidos para la empresa y para cada componente del IMP.

Los factores de descuento utilizados se indicaron en el punto denominado tasa de descuento.

CAPITULO III IMP A ELEKTRA

III.1 INFORMACIÓN DE BASE

En este punto se desarrollará todo lo relativo a la obtención de la información de base necesaria para calcular el Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la empresa de distribución Elektra Noreste, S.A. (ELEKTRA). Básicamente se trata de los valores de demanda máxima, energía, clientes, base de capital inicial, bruta y neta, en distribución, comercialización y alumbrado público y las proyecciones de inversión durante el periodo y

también las estimaciones del costo monómico de la energía y el cálculo de la tasa de depreciación a utilizar. Se desarrollará cada una de ellas a continuación.

III.1.1 Proyección de Demanda, Energía y Clientes

La proyección de la Demanda Máxima, así como la de clientes y consumo, son resultado de agregar a lo definido en el Informe Indicativo de Demanda aprobado por la ASEP (los cuales corresponden a clientes regulados) los valores previstos para aquellos clientes no regulados (Grandes Clientes- Tablas 6, 7 y 10) que se conectan a las redes de la empresa y la demanda máxima de los Sistemas Aislados, según Información proporcionada en Propuesta de Pliegos Tarifarios, Pronóstico de Demanda fechada Diciembre de 2009. A la fecha y para el periodo bajo análisis solo se prevé como Grandes Clientes no regulados a Importadora Ricamar, S.A., Business Park y CEMEX. Los valores de las variables deben corresponder con el total vinculado al sistema de distribución, sin importar que se trate de clientes regulados o no.

La línea Cerro Viento – San Francisco, de 115kV y perteneciente a ELEKTRA, en el periodo tarifario 2002-2006 esta línea llevaba una carga máxima promedio aproximada de 110-115 MW, debido a ello esta carga (potencia y energía) se tuvo en cuenta en el cálculo del IMP de ELEKTRA y luego, en la determinación de las tarifas, se descontó el monto que pagaba EDEMET por el uso de tales instalaciones.

Para el periodo tarifario 2006-2010, EDEMET informó mediante Nota N° VPE-099-06 recibida en la ASEP el 01 de febrero de 2006, que desde aproximadamente mediados del año 2006 la línea “Cerro Viento – San Francisco” permanecería desconectada como estado normal y solo se prevé su uso en condiciones de emergencia o para casos de mantenimiento.

Ante esta nueva situación, a los efectos del cálculo del IMP, no se tuvieron en cuenta los eventuales flujos que pudieran circular por las instalaciones de ELEKTRA para abastecer a EDEMET.

No obstante, debido al nuevo esquema de interconexión en 115 kV que aparece en el sistema a partir de la inauguración de la Subestación Centro Bancario de EDEMET, a través de la línea “Cerro Viento-San Francisco”, aparece un sistema anillado con lo cual la citada línea sirve para incrementar el nivel de confiabilidad de ambas distribuidoras así como para cubrir faltantes de potencia por tareas de mantenimiento en ambas.

Para el nuevo periodo tarifario, EDEMET informa a ELEKTRA, mediante nota PE-227-09, los pronósticos mensuales de carga de esta línea (energía y demanda máxima) para el periodo 2010-2014. ELEKTRA transmite esta información a la ASEP mediante nota DME-373-09 del 21 de diciembre de 2009. Los valores de demanda máxima previstos se sitúan entre los 88 MW y 98 MW.

Frente a esta nueva situación se considera que la demanda informada por EDEMET para esta línea debe ser agregada a la demanda de ELEKTRA a los fines de la determinación del IMP. Dada la significación de la misma y puesto que ella transcurre solo sobre un corto tramos de líneas de AT, se ha separado el cálculo de pérdidas de esta línea respecto del sistema de distribución propiamente dicho. Para esta demanda en particular se ha considerado un porcentaje de pérdidas del 1.5%, la cual es puramente técnica.

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

Datos	Unidades	BASE	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
Demanda Máxima	MW	545.36	572.63	603.45	635.13	661.64
Energía Facturada con EDEMET	MWH	2,861,354	3,004,131	3,156,017	3,320,161	3,464,563
Energía Ingresada al Sistema sin EDEMET	MWH	2,836,125	2,977,959	3,135,928	3,305,691	3,459,546
Energía Ingresada al Sistema por EDEMET	MWH	296,581	311,410	321,915	333,952	340,307
Clientes	N° clientes	356,938	371,929	386,847	401,657	416,194

III.1.2 Proyección de Costos Monómicos

A los efectos de la valorización de las pérdidas, se han utilizado los precios resultantes de las últimas licitaciones y valores disponibles de los contratos de las empresas y las proyecciones del mercado, que se sintetiza como sigue:

Monómico	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
B./MWh	119.56	117.03	111.51	113.34

III.1.3 Tasa de Depreciación

De acuerdo al Régimen Tarifario aprobado la tasa de depreciación a utilizar en el cálculo del Ingreso corresponde al promedio ponderado de la depreciación de los activos de la empresa, calculado a partir de la vida útil de cada uno.

En las revisiones tarifarias anteriores se ha adoptado un valor único para todos los activos (de distribución, comercialización y alumbrado público). En este caso particular se ha extraído la información de los balances, tanto general como por ítem de activo. En los cuadros siguientes se muestran los datos y valores resultantes para el caso discriminado y para el total de activos agrupados. Los activos correspondientes a Propiedades y Plantas en el Sistema Regulatorio de Cuentas se han distribuido entre Distribución y Comercialización en proporción a sus propios activos.

En el cálculo de los montos correspondientes a depreciaciones, dentro de la determinación del Ingreso Máximo Permitido, se utilizan los porcentajes promedio de cada ítem de activo particular, en los casos que el promedio esté dentro del rango establecido en el Sistema Uniforme de Cuentas. En los casos en que el valor resultante del promedio no está dentro del rango, se utilizará el límite del rango.

PORCENTAJE DE DEPRECIACION POR TIPO DE ACTIVO			
Tipo de Activo	Depreciación B/.	Activos Brutos B/.	Depreciación respecto a Activos Brutos %
DISTRIBUCION			
Año 2007	10,451,215	301,343,441	3.47%
Año 2008	10,997,973	279,858,278	3.93%
Año 2009	11,883,601	331,734,896	3.58%
Promedio Años 2007-2009	11,110,930	304,312,205	3.65%

PORCENTAJE DE DEPRECIACION POR TIPO DE ACTIVO			
Tipo de Activo	Depreciación B/.	Activos Brutos B/.	Depreciación respecto a Activos Brutos %
COMERCIALIZACION			
Año 2007	1,582,823	35,228,474	4.49%
Año 2008	1,611,832	38,365,829	4.20%
Año 2009	1,962,284	39,282,141	5.00%
Promedio Años 2007-2009	1,718,979	37,625,481	4.57%
ALUMBRADO PUBLICO			
Año 2007	476,137	17,237,322	2.76%
Año 2008	487,848	17,593,291	2.77%
Año 2009	521,832	18,263,464	2.86%
Promedio Años 2007-2009	495,272	17,698,026	2.80%

Los rangos establecidos en el Sistema Uniforme de Cuentas son los siguientes:

- Activos de Comercialización (Medidores): 3.33% al 7.0%
- Activos de Alumbrado Público: 3.33% al 7%
- Activos de distribución: 3.0% al 3.5%

A continuación se presentan los porcentajes utilizados para el caso de ELEKTRA:

Tipo de Activo	Depreciación respecto a Activos Brutos %
Distribución	3.50%
Comercialización	4.57%
Alumbrado Público	3.33%

III.2 BASE DE CAPITAL

La documentación definitiva aportada por ELEKTRA es la siguiente:

- Las inversiones realizadas en los años 2006, 2007, 2008 y 2009 se ha obtenido de las planillas enviadas por la empresa en el formato requerido por en el sistema regulatorio de cuentas. El monto de inversión total por cuenta se presenta en "EL20xx.B1.xls" para cada uno de los años. El detalle de las diferentes cuentas se presentan en los archivos "EL20xx.1Ax.xls" para cada año y para cada cuenta. Sin embargo, la información completada por la empresa en general se ajusta al formato requerido por el sistema regulatorio de cuentas, aunque se observan códigos descriptivos que corresponden a gastos menores. La proyección de inversiones para el año 2010 se obtiene del documento "Proyección a junio de 2010dic.doc" enviado por la empresa.
- El detalle de los retiros realizados en los años 2006, 2007, 2008 y 2009 se ha obtenido de las planillas enviadas por la empresa en el formato requerido por en el sistema regulatorio de cuentas. El monto de retiro total por cuenta se presenta en "EL20xx.B1.xls" para cada uno de los años. El detalle de las diferentes cuentas se presentan en los archivos "EL20xx.1Rx.xls" para cada año y para cada cuenta. Para el primer semestre del 2010 la empresa hace una proyección de retiros en "Proyección a junio de 2010dic.doc".

- c) Explicaciones para las adiciones del primer semestre se pueden encontrar en “Proyección a junio de 2010dic.doc”.
- d) También se dispone de los balances regulatorios para los años 2006, 2007, 2008 y 2009, y los estados financieros de la empresa para los años 2006, 2007 y 2008. Se han verificado aspectos puntuales de los mismos relacionados con la información detallada en los formularios BS-01

La empresa ha suministrado información adicional requerida sobre algunos proyectos específicos.

Las inversiones pendientes de activación durante el año 2010 presentadas por la empresa se han analizado incluyéndose aquellas que efectivamente podrían entrar en operación.

III.2.1 Valores de partida 2006

Como datos de partida se adopta la base de capital aprobada por la ASEP mediante la Resolución AN No.435 de 1 de diciembre de 2006, modificada mediante la Resolución AN No.463-Elec de 15 de diciembre de 2006, para junio del 2006.

Las planillas diseñadas por la ASEP para el cálculo de la base de capital, planillas denominadas “AA-01-aaaa” (las cuales se han redeterminado a efectos de evitar confusiones agregándole el nombre de la empresa como:AA-01-2006- ELEKTRA.xls, AA-01-2007- ELEKTRA.xls,, AA-01-2010- ELEKTRA.xls) toman como valor de partida la base de capital al 31 de diciembre de 2001 a fin de computar correctamente la depreciación y los retiros. Las adiciones y retiros hasta el 31 de diciembre de 2005 se toman con la eficiencia determinada en el estudio tarifario anterior, a fin de que la base de partida sea la misma determinada por la Resolución AN No.436 para junio de 2006. Los valores originales a Junio 2006 se muestran en el cuadro siguiente:

ELEKTRA	Jun/2006
Activos Distribución Brutos	276,264,612
Activos Distribución Netos	166,345,928
Activos Comercialización Brutos	27,542,787
Activos Comercialización Netos	18,429,775
Activos AP Brutos	13,691,156
Activos AP Netos	9,446,193
Total Activos Brutos	317,498,555
Total Activos Netos	194,221,895

Los valores anteriores no incluyen la línea de negocios “Propiedades y Planta”, la cual forma parte de la contabilidad regulatoria y es obtenida a partir de los valores de distribución y comercialización. Los valores discriminados en cuatro líneas de negocios también fueron determinados en el estudio tarifario anterior. Los valores son los siguientes:

ELEKTRA	Jun/2006
Activos Prop. y Planta Brutos	15,367,279
Activos Prop. y Planta Netos	4,431,029
Activos Distribución Brutos	262,290,511
Activos Distribución Netos	162,356,856

ELEKTRA	Jun/2006
Activos Comercialización Brutos	26,149,609
Activos Comercialización Netos	17,987,818
Activos AP Brutos	13,691,156
Activos AP Netos	9,446,193
Total Activos Brutos	317,498,555
Total Activos Netos	194,221,895

Es importante destacar que en la presente revisión se ha mantenido la información aportada en la revisión anterior en cuanto a adiciones y retiros de activos desde el 31 de diciembre del 2001 hasta junio del año 2006. Con esta información anterior y la aportada por la empresa para el periodo 2006-2010 es posible contar con un mayor detalle de la evolución de las inversiones en las diferentes cuentas. En particular permite imputar correctamente la depreciación de los activos incorporados en el periodo 2002-2005, para los cuales se tiene una vida útil definida y no se necesita calcular una vida útil promedio. Otra ventaja adicional es que esta información permite imputar correctamente los retiros de bienes dados de alta entre el 31 de diciembre de 2001 y 31 de diciembre de 2005, los retiros dados de alta antes del 31 de diciembre de 2001 se agrupan juntos y se calcula una fecha de alta promedio perdiéndose la información específica.

III.2.2 Análisis de Eficiencia

III.2.2.1 Criterios básicos y generales para el análisis de eficiencia

Las inversiones presentadas por la empresa han sido revisadas y se aplica sobre las mismas, cuando corresponde, criterios de eficiencia. El detalle y la información de las inversiones presentada por ELEKTRA están en términos generales en concordancia con los requerimientos del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas proporcionado por ASEP.

Del análisis de la información pueden observarse algunas particularidades que es importante mencionar. En primer lugar se observan adiciones realizadas en las planillas correspondientes al año 2006 con fechas de alta anteriores a la misma, en algunos casos varios años anteriores. Esto no resulta aceptable pues en la revisión tarifaria anterior se incluyeron los activos hasta el 31 de diciembre del 2005 y luego se aceptaron las previsiones hasta el 30 de junio del 2006. En este caso se ha adoptado el criterio de aceptar los ingresos posteriores al 30 de septiembre del 2005, teniendo en cuenta que esos activos podrían no haber sido incluidos en la revisión anterior en forma efectiva; por otro lado al evaluar las adiciones del 2006 se considera la razonabilidad de esas incorporaciones. Es importante destacar que esta deducción tiene incidencia fundamentalmente en la determinación de la eficiencia del año 2006.

Otro aspecto a considerar es que por ejemplo en el caso de líneas de los distintos niveles de tensión se observa –en virtud del nivel de detalle requerido que deben incorporarse cada una de las obras con su código descriptor-, un gran número de renglones con costos en algunos casos insignificantes, por lo cual en estos casos se han deducido todos los registros con costos inferiores a cien balboas.

Finalmente, del análisis de la información surge un gran número de casos donde por ejemplo se reemplazan postes y no se reemplazan cables y otros donde se reemplazan

cables y no hay postes. Este tipo de activos lleva a pensar en la activación de bienes de capital que en realidad deberían considerarse dentro de los costos operativos. A tal efecto se han deducido los montos correspondientes a aquellos casos en que solo se reemplaza hasta dos postes o se reemplazan menos de cincuenta metros de cables en el caso de las líneas aéreas y veinte metros en las subterráneas.

Los criterios utilizados para evaluar los activos han sido las siguientes:

- Con respecto a activos intangibles: Se ha aceptado la actualización del software solusoft con su coeficiente de eficiencia. Dentro de estos activos intangibles se observa que hay actividades que pueden ser desarrolladas por el propio personal de la empresa dentro de los costos operativos. Asimismo se observan fuertes inversiones en aplicaciones informáticas en los años 2008 y 2009 vinculadas a calidad de la información y un gran número de licencias. Adicionalmente, se observa también una fuerte inversión en software y hardware a los efectos de la actualización del sistema SCADA en el año 2009. Se ha evaluado la información suministrada por la empresa encontrándose en la misma varios costos no detallados por montos muy importantes, así como costos de servidores muy elevados. Es claro que resulta necesaria una actualización periódica de software y hardware, pero con inversiones eficientes dado que una sobre inversión recae directamente en el costo de la tarifa, considerando además la posibilidad de que algunas actualizaciones de software consecuencia de requerimientos del propio servicio o de la ASEP puede ser ejecutado contemplando los costos operativos, se adopta un coeficiente de eficiencia de 0.88 para todo el rubro de software y hardware y el sistema SCADA.
- En el año 2006 en el caso de las líneas de 115 kV se detalla una mejora en las líneas de alta tensión de Tinajitas. Se detalla la construcción de 268 metros de línea con dos postes y 2,552 metros de línea sin postes. Del análisis de los costos de manos de obra y materiales se observa que el costo de materiales es ínfimo lo cual no condice con el detalle indicado en el código descriptivo, mostrando una inconsistencia en la información. Se adopta en este caso un coeficiente de eficiencia de 0.80.
- Del análisis de la información suministrada de la subestación Tinajitas se observa por ejemplo en relación con el costo del terreno y teniendo en cuenta la zona donde está instalada resulta un costo del orden de los 90 balboas el metro cuadrado lo que está por encima de los valores de los terrenos en el momento de compra de los mismos de acuerdo a consultas realizadas. Asimismo se observa en el detalle un gran número de rubros denominados costos de distribución de financiamiento y mano de obra que no refieren a facturación específica que implica altos montos. Debe aclararse que no es posible efectuar una auditoría detallada de la obra en virtud de que la misma ya está concluida pero el análisis de estos aspectos muestran que debe aplicarse un coeficiente de eficiencia que contemple por un lado la asimetría de la información y por otros aspectos destacados y observados. Sumado a esto se han solicitado algunas facturas las cuales han sido entregadas e incluyen montos importantes de cientos de miles de balboas con muy poco detalle de las actividades desarrolladas. Por otro lado, las previsiones originales realizadas por la distribuidora para la estación Tinajitas eran inferiores a lo realizado. Se observa además diferencias entre los costos de transformadores de potencias similares. Se adopta un coeficiente de eficiencia de 0.85. En el año 2009 se han activado el transformador de Tinajitas y sistemas de protección que si bien no están

en operación la distribuidora declara haber sido energizado para verificar su funcionamiento. Asimismo se ha observado que para el año 2010 se informa un monto de ampliación de Tinajitas por el total de la inversión al 30 de junio del 2010, mientras que en el plan de inversiones 2010-2014 incluyen el 50% en el primer semestre del 2010 y el otro 50% en el segundo semestre. De las visitas realizadas durante el mes de marzo del 2010 se observó que se estaba trabajando en los tableros de control para la vinculación con las barras de conexión al transformador. Teniendo en cuenta que la distribuidora activa 50% en el primer semestre y 50% en el segundo, lo que significa que no estará operativa en junio del 2010, se pasa toda la inversión al final del 2010.

- En relación con las líneas de 13.8 kV el análisis de la información suministrada y detallada muestra costos unitarios extremadamente diferentes por ejemplo (para el año 2006 pero ocurre en todos los años) la construcción de 210 metros de línea aérea con conductor aluminio 1/0 y 5 postes de hormigón el costo por kilómetro resulta 10,684 balboas mientras que una línea de similares características con 7 postes y 283 metros con poste de madera da un costo por kilómetro de 16,805 balboas. Resulta difícil encontrar explicación a esas diferencias en líneas con características similares más allá de posibles diferencias constructivas, considerando además que el costo unitario mayor corresponde a la línea de mayor longitud. Esto se repite en distintas partes del detalle solo que se ha mencionado algunos de los casos encontrados. Del mismo modo, para el mismo año, líneas trifásicas de similares características y ubicadas en lugares similares resultan en costos de 22,000 balboas por kilómetro y 13,000 dólares por kilómetro. Por otro lado, dentro de la información requerida para dos líneas similares los costos por kilómetro son totalmente diferentes. Además aunque difícil de comparar pero calculando un costo promedio de las líneas (en el caso de las aéreas sumando postes totales y longitud de cables totales) resultan por encima de los costos de referencia internacionales. En virtud de lo expuesto se adopta un coeficiente de eficiencia adicional de 0.9 para estas líneas. En todos los casos de líneas aéreas se adopta el mismo coeficiente. Se ha extendido el criterio también para líneas subterráneas, dado que los conceptos son similares.
- En el caso de transformadores de media tensión y banco de capacitores se adopta un coeficiente de 0.92 considerando que en parte de los costos hay incluido costos de operación y mantenimiento.
- En el caso de los centros de transformación de 13.8 de 50 kVA se observan, de acuerdo al código descriptivo (año 2006 pero se repite en los otros), casos con tres centros de transformación con un costo de 1,206 balboas y otros con un solo centro de transformación 1,454 balboas lo cual obviamente dificulta el análisis y la determinación de un valor medio por centro. Se adopta un coeficiente de eficiencia global de 0.92 para todas las cuentas de centros de transformación.
- En el caso de las acometidas subterráneas se observan notables diferencias (año 2006 pero se repite en los otros) difíciles de explicar, por ejemplo acometidas de 74 m con un costo total de 3,600 balboas mientras otra con otro con descriptor idéntico de 58 m a un costo de 568 balboas, siendo el mismo conductor y el resto de las características iguales, por lo tanto, esto dificulta el análisis, otra acometida de 180 metros con un costo de 588 balboas. Por otro lado, se ha efectuado un análisis del número de acometidas ejecutadas

en relación al crecimiento de usuarios por año y los retiros de acometidas efectuadas resultando en todos los años una notable diferencia en más de acometidas colocadas. Teniendo en cuenta estos factores se adopta un coeficiente de eficiencia de 0.85. Una situación similar se da para las acometidas aéreas. En el caso de las acometidas aéreas, 1,000 m de acometidas están valuadas en 17,279 balboas mientras que 348 m valen 1,749 balboas, siendo los resultados unitarios ya sea por acometida o por metro totalmente diferente.

- En el caso de las luminarias se observan una gran cantidad de luminarias “sueltas” que a criterio de la ASEP deberían estar incluidas en los costos de OyM por ello que se adopta un coeficiente de eficiencia de 0.92.
- En relación con los medidores se observa una cantidad de medidores reemplazados que supera ampliamente los medidores retirados sumados al crecimiento de usuarios. Además en los años 2007 y 2008 se observa una importante cantidad de medidores con transformadores de tensión y corriente incorporados los que resulta llamativo. El coeficiente adoptado es 0.85 en todos los casos.
- Con respecto a la construcción y mejoras de edificios se solicitó a la empresa documentación sobre las mejoras a BUSINESS PARK para el año 2007. Del análisis de la misma se observa por un lado elevados costos de proyecto, de alfombrados y otros rubros. Sumado a esto dentro de la documentación se observa que como consecuencia de no haber solicitado un permiso de construcción la Dirección de Obras y construcciones municipales aplicó una multa de mil balboas (la que además fue incluida en el costo). La aplicación de la multa surgió a partir de una valuación estimada que hizo el Municipio que valuó el total de la obra en 700,000 balboas (105,000.00 balboas el 15%), lo que dista mucho del monto final de la obra. Tomando en cuenta que este valor es solo una estimación se adopta un coeficiente de eficiencia de 0.85, el cual se extenderá a todos los casos de edificios y mejoras dado que la referencia municipal es adecuada por haberse producido en la fecha de la obra.
- En cuanto al equipamiento de mobiliario se observan algunos costos que resultan llamativos. A modo de ejemplo en el año 2007 se incluyen 40 escritorios ejecutivos con costo superior a 2,200 balboas cada uno, 15 puestos operativos a casi 6,000 balboas cada uno y varios otros rubros con costos elevados desde el punto de vista de la eficiencia (En el año 2008 un sillón cuesta cerca de B/.5,000). Se adopta un coeficiente global de 0.88.
- En relación con el año 2010, se han evaluado las inversiones y se ha adoptado como criterio un coeficiente de eficiencia del 0.8. La extensión de Tinajitas se ha pasado todo al final del 2010 dado que al informar en el plan de inversiones 50% en el primer semestre y 50% en el segundo semestre se pasa todo el monto a la fecha de puesta en operación de la expansión como se explicó anteriormente, del mismo modo la estación Santa María. Un antecedente para tener en cuenta en las previsiones del 2010 es la revisión anterior donde la empresa proyectó una inversión de 16 millones de balboas para medio año y terminó ejecutando 17 millones de balboas en todo el año.

Con los criterios definidos y con los costos de referencia se aplicaron los factores resultantes a cada uno de los ítems detallados en las planillas correspondientes obteniéndose finalmente los valores de inversiones a reconocer para cada uno de los años.

Los coeficientes de eficiencia aplicados pueden observarse en las planillas *CC-01-AD-2006-ELEKTRA*, *CC-01-AD-2007-ELEKTRA*, *CC-01-AD-2008-ELEKTRA*, *CC-01-AD-2009-ELEKTRA* y *CC-01-AD-2010-ELEKTRA*.

III.2.2.2 Otros criterios para la evaluación de la eficiencia.

A los efectos de verificar con otros criterios mejor mensurables la razonabilidad de los coeficientes de eficiencia aplicados, teniendo en cuenta la incidencia que tiene la asimetría de la información existente entre el Regulador y la empresa, los tiempos disponibles para el análisis y la multiplicidad y variedad de obras realizadas, se lleva a cabo una evaluación de la incidencia de los costos operativos realmente ejecutados por la empresa y los asignados a través del IMP.

		2006	2007	2008	2009
Empresa	Gastos OyM - Distribución	8,663,878	8,376,930	10,126,616	9,910,646
	Gastos Comercialización	11,557,978	12,567,314	13,791,459	13,167,771
	Gastos Administrativos	11,249,326	10,471,362	11,268,165	12,233,830
	Total	31,471,182	31,415,606	35,186,240	35,312,247

		2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010
IMP	Gastos OyM - Distribución	13,751,580	14,360,948	14,886,662	15,348,105
	Gastos Comercialización	16,549,272	17,373,531	18,069,612	18,663,440
	Gastos Administrativos	8,334,448	8,630,554	8,877,542	9,086,134
	Total	38,635,299	40,365,034	41,833,815	43,097,679

Como puede verse la diferencia de costos operativos entre ejecutados y los resultantes de la revisión tarifaria anterior es todavía superior a la diferencia obtenida entre las inversiones declaradas por la empresa y las inversiones reconocidas aplicando los diferentes coeficientes de eficiencia a las distintas actividades y años. Concretamente los valores de eficiencia resultantes son los siguientes: Tomando en consideración los tres años completos definidos es decir 2007 al 2009 más el 50% del 2009 se puede ver que la empresa concretó como gastos operativos la suma de balboas 117,649,684 mientras que lo otorgado por el IMP para estos gastos es de 142,382,988, es decir es más de un 20% por encima de lo ejecutado (un total de 24,733,304 balboas).

Teniendo en cuenta los criterios aplicados en el análisis de eficiencia la reducción de las inversiones por eficiencia alcanza un monto inferior al que resulta del posible traspaso de costos operativos. Es importante además destacar que en los costos comerciales hay incluidos montos de 4,000,000.00 balboas en los años 2006 y 2007 y cercanos a los 6,000,000.00 balboas en el año 2008 correspondientes a cuentas incobrables y otros gastos sin asignación específica. En cuanto a los rubros de operación y mantenimiento también se encuentran englobados en otros gastos de operación y mantenimiento montos del orden de los 2,500,000.00 balboas en 2006 y 2007 y superiores a 3,200,000.00 balboas en el 2008. En cuanto a los gastos administrativos se asignan montos cercanos a los 1,900,000.00 balboas por año en concepto de honorarios externos.

Como conclusión puede decirse que los coeficientes de eficiencia determinados con los criterios generales, criterios específicos considerando otros costos locales o costos internacionales, análisis de la documentación suministrada etc., resultan totalmente razonables, tomando en cuenta que el nivel de eficiencia definido implica un monto sustancialmente inferior a la diferencia de costos operativos. Considerando además la asimetría de la información entre la ASEP y las empresas distribuidoras y el criterio general de que las inversiones deben ser eficientes tanto en costos unitarios como en necesidades efectivas del sistema, manteniendo la calidad de servicio adecuada, los resultados del análisis de eficiencia resultan adecuados.

Por otro lado, puede observarse que en este caso las diferencias entre las inversiones óptimas asignadas por el IMP y las realmente ejecutadas por la empresa no son sustanciales teniendo en cuenta que la empresa asignó para el año 2010 en el primer semestre un monto que no es posible ejecutar. En la siguiente tabla se presenta la comparación para el periodo 2006-2010:

Inversiones	JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10	Total
Según Empresa	19,582,952	19,438,112	20,726,368	30,169,227	89,916,659
IMP	25,082,948	20,525,073	18,323,503	16,721,653	80,653,177

III.2.3 Base de Capital a Junio de 2010

Como se mencionó anteriormente para cada año (aaaa) del periodo de revisión tarifaria se genera una planilla denominada originalmente como "CC-01-AD-aaaa" (ahora denominada para ELEKTRA como "CC-01-AD-aaaa-ELEKTRA") donde se aplican los coeficientes de eficiencias sobre las adiciones correspondientes a ese año en particular.

A partir de los datos volcados en tales planillas, se generan las planillas que permiten calcular la base de capital bruta y neta, denominadas "AA-01-aaaa" (para ELEKTRA "AA-01-aaaa-ELEKTRA") para cada año (aaaa) desde el 2006 hasta el 2010. Estas planillas tienen en cuenta las adiciones hasta el año correspondiente con los respectivos coeficientes de eficiencia aplicados, los retiros producidos hasta ese año en función de sus respectivas fechas de alta y la base de capital de partida a diciembre del 2001.

Con respecto a los retiros presentados por la empresa, estos se consideran a su valor histórico, para restarlos correctamente de la base de capital bruta y neta. Para el año 2010 solo se informa el monto total proyectado de retiros por lo que ha sido necesario redistribuirlo aplicado las proporciones promedio para los años anteriores.

Los resultados del análisis anterior, que incluyen los activos brutos y netos a junio de 2010, quedan reflejados en la siguiente tabla:

	Base Bruta con Eficiencia					
	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2009	30/06/2010
Propiedad y Planta	15,273,227	15,191,578	14,860,742	15,457,710	16,960,288	17,262,877
Distribución	253,308,653	261,773,762	273,813,296	282,519,663	299,648,487	305,690,772
Alumbrado Público	14,025,507	14,113,355	14,434,390	14,739,068	15,455,591	15,661,225
Comercialización	25,826,974	27,351,110	30,645,564	33,100,841	34,857,210	35,503,824
Total	308,434,360	318,429,805	333,753,992	345,817,283	366,921,576	374,118,698

	Base Neta con eficiencia					
	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2009	30/06/2010
Propiedad y Planta	4,779,685	3,947,972	3,471,568	3,821,415	4,883,628	5,012,939
Distribución	157,652,793	158,251,922	162,198,473	162,483,258	170,140,021	171,687,513
Alumbrado Público	9,769,159	9,477,650	9,301,061	9,135,166	9,346,026	9,325,469
Comercialización	17,824,344	18,159,772	20,244,593	21,552,435	22,185,693	22,354,909
Total	190,025,981	189,837,316	195,215,695	196,992,275	206,555,369	208,380,830

A partir de estos valores anuales se han obtenido los correspondientes a los periodos junio a julio que se muestran a continuación sobre la base de considerar valores promedio entre cada mitad de año. Los valores iniciales al 30 de junio del 2006 son los que resultan de la Resolución ASEP:

	Base Bruta Eficiente				
	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2008	30/06/2009	30/06/2010
Propiedad y Planta	15,367,279	15,026,160	15,159,226	16,208,999	17,262,877
Distribución	262,290,511	267,793,529	278,166,480	291,084,075	305,690,772
Alumbrado Público	13,691,156	14,273,872	14,586,729	15,097,329	15,661,225
Comercialización	26,149,609	28,998,337	31,873,203	33,979,026	35,503,824
Total	317,498,555	326,091,899	339,785,637	356,369,429	374,118,698

	Base Neta Eficiente				
	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2008	30/06/2009	30/06/2010
Propiedad y Planta	4,431,029	3,709,770	3,646,491	4,352,522	5,012,939
Distribución	162,356,856	160,225,197	162,340,865	166,311,640	171,687,513
Alumbrado Público	9,446,193	9,389,356	9,218,114	9,240,596	9,325,469
Comercialización	17,987,818	19,202,182	20,898,514	21,869,064	22,354,909
Total	194,221,895	192,526,506	196,103,985	201,773,822	208,380,830

A partir de los valores anteriores es necesario reasignar los activos de Propiedades y Plantas a Activos de Distribución y Comercialización, lo cual se hace en proporción al valor de los mismos, obteniéndose los resultados finales que se muestran en la tabla siguiente:

	Base Bruta Eficiente				
	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2008	30/06/2009	30/06/2010
Distribución	276,264,612	281,351,544	291,767,282	305,598,738	321,157,319
Alumbrado Público	13,691,156	14,273,872	14,586,729	15,097,329	15,661,225
Comercialización	27,542,787	30,466,482	33,431,626	35,673,361	37,300,154
Total	317,498,555	326,091,899	339,785,637	356,369,429	374,118,698

	Base Neta Eficiente				
	30/06/2006	30/06/2007	30/06/2008	30/06/2009	30/06/2010
Distribución	166,345,928	163,537,951	165,571,473	170,158,341	176,122,930
Alumbrado Público	9,446,193	9,389,356	9,218,114	9,240,596	9,325,469
Comercialización	18,429,775	19,599,199	21,314,398	22,374,884	22,932,431
Total	194,221,895	192,526,506	196,103,985	201,773,822	208,380,830

El ajuste total de las inversiones del periodo fue de 19.15%, porcentaje que resulta de la diferencia entre el total de inversiones declaradas y el total de inversiones reconocidas.

III.2.4 Inversión Eficiente de Distribución y de Comercialización

A partir de las ecuaciones de eficiencia correspondientes, se obtienen los siguientes activos brutos de distribución y comercialización en dólares:

Activos Miles US \$	Jul05-Jun06	Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
Distribución	953,511,980	995,373,991	1,038,233,504	1,081,125,104	1,121,751,607
Comercialización	66,661,518	69,370,324	72,062,330	74,731,756	77,348,748

Aplicando los ajustes correspondientes explicados en el punto II.6 de la Parte II de este documento, se obtienen los valores de activos en Balboas como sigue:

AD en B/.

Como ya dijimos, el Costo Laboral Relativo resulta en 0.3211 (Ver valores en Cuadro N° 9, Anexo II). Siendo 46.80% la participación de los costos de mano de obra en el total del activo, 53.2% corresponde a materiales, de los cuales el 10% es materiales nacionales y el 90% importados. El PPA es 0.6240 y la tasa de cambio es 1.

$$AD \text{ en B/.} = AD \text{ en US\$} * 46.8\% * 0.3211 + AD \text{ en US\$} * 53.2\% * 10\% * 0.624 + AD \text{ en US\$} * 53.2\% * 90\% * 1$$

AC en B/.

Siendo 33.70% la participación de los costos de mano de obra en el total del activo, 66.3% corresponde a materiales, de los cuales el 10% es materiales nacionales y el 90% importados. El PPA es 0.6240 y la tasa de cambio es 1.

$$AC \text{ en B/.} = AC \text{ en US\$} * 33.7\% * 0.3211 + AC \text{ en US\$} * 66.3\% * 10\% * 0.624 + AC \text{ en US\$} * 66.3\% * 90\% * 1$$

Los resultados son los siguientes:

Activos Miles B/.	Jul09-Jun10	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
Distribución	631,483,905	659,207,925	687,592,564	715,998,453	742,904,232
Comercialización	49,748,284	51,769,817	53,778,812	55,770,957	57,723,970

Entonces, calculando la diferencia entre los activos correspondientes a un año y al siguiente, se obtienen los valores de inversión eficiente a utilizar para la determinación de la Base de Capital para el periodo 2006-2010, que se muestran a continuación:

Inversiones Miles B/.	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
Distribución	27,724.02	28,384.64	28,405.89	26,905.78
Comercialización	2,021.53	2,009.00	1,992.14	1,953.01

Adicionalmente a ello, dado que los datos de las empresas comparadoras y por consiguiente, las ecuaciones de eficiencia no tienen en cuenta las inversiones en subestaciones de alta tensión, éstas se agregarán a partir de lo previsto en los planes de expansión de las propias empresas. En el caso de ELEKTRA se ha considerado al traspaso de los valores no contemplados en la base de capital al 30 de Junio de 2010 (subestaciones Tinajitas y Santa María).

INVERSION EN SE AT/MT NO CONTEMPLADAS EN LAS COMPARADORAS						
Miles de Balboas						
NIVEL DE TENSION	DETALLE	2010	2011	2012	2013	2014 ^a
AT/MT	Expansión S/E Tinajitas	1,895				
AT/MT	Expansión I S/E Tinajitas (Metalclad y salidas MT)	155 ^a				
AT/MT	Nueva Subestación Gonzalillo				798	570
AT/MT	Nueva Subestación Gonzalillo (Metalclad y salidas MT)				622	444
AT/MT	Nueva Subestación Corredor Sur (Proyecto Base)	825 ^a	2,605			
AT/MT	Nueva Subestación Corredor Sur (Metalclad y salidas MT)	325 ^a	918			
AT/MT	Expansión S/E Santa María	936			991	587
AT/MT	Expansión S/E Santa María (Metalclad y adecuaciones a Salidas MT existentes)				429	255
AT/MT	Expansión S/E Colón			759	532	
AT/MT	Expansión S/E France Field			3,251		
AT/MT	Expansión S/E France Field			1,004		
AT/MT	Arreglos del patio S/E Monte Esperanza				239	480
AT/MT	Arreglos del patio S/E Cerro Viento				308	161
	PROYECTOS EN AT/MT	3,484	3,523	5,014	3,919	1,248

^aSólo se incorpora la mitad.

Adicionalmente, se han previsto dos ítems de inversiones para contemplar aspectos del servicio que son de interés. Primeramente, la incorporación de un sistema de medición prepago e incorporación de aproximadamente 19,860 medidores (clientes) en ELEKTRA. Esto permitirá colaborar en la reducción de los problemas de medición en ciertas áreas y en la reducción de las pérdidas económicas asociadas a clientes que este sistema le facilitaría las compras parciales en un mes. Con esta inversión se busca que la empresa inicie la incorporación de esta tecnología como parte de la solución a áreas o clientes de bajos recursos o en condiciones de cortes frecuentes e inclusive como ilegales.

Además, se prevé la incorporación de las inversiones requeridas para el soterramiento de instalaciones aéreas de ciertas áreas consideradas de alto congestionamiento de redes. Tanto el tipo de obras como el presupuesto de las mismas han sido estimados por la empresa y comunicados a la ASEP mediante Nota DDI-ADM-017-10 del 12 de abril de 2010. No obstante, en reuniones sostenidas con la empresa se acordó modificar las propuestas.

Previsiones de inversión para un sistema de medición prepago

Concepto	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13
Inversiones en software y hardware [B/.]	250,000		150,000
Inversiones en medidores [B/.]		653,500	653,500
Colón		339,500	339,500
Panamá			
TOTAL	250,000	993,000	1,143,000

Previsiones de inversión para obras de soterramiento de instalaciones

Áreas	Costos (incluidas telecomunicaciones) [B/.]
Zona Libre de Colón (Excluyendo France Field)	7,499,045
Línea de Alta Tensión-proyecto Corredor Sur	9,482,600
Total	16,981,645

En resumen las inversiones adicionales a incorporar son los siguientes:

Inversiones Miles B/.	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
Distribución (SE AT/MT)	5,246	4,268	4,466	3,208
Medidores prepago	250	993	1,143	
Proy. Soterramiento	3,067.5	5,758.98	4,173.48	3,981.68

Con los valores anteriores y las inversiones que resultan de las ecuaciones de eficiencia, resultan las inversiones para el periodo julio 2010 a junio 2014 de distribución y comercialización.

Inversiones Miles B/.	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
Distribución	36,037.17	38,411.93	37,045.72	34,095.28
Comercialización	2,271.53	3,002.00	3,135.14	1,953.01

Los costos agregados a las Inversiones Eficientes, de las subestaciones de alta tensión, para la incorporación de medición prepago y para el soterramiento de instalaciones aéreas, en este IMP podrán variar durante su ejecución por lo que el costo eficiente a ser incorporado en la Base de Capital del siguiente periodo tarifario será determinado en su momento con la metodología utilizada para determinar el costo eficiente del resto de las inversiones realizadas y en ningún caso se considerarán como precio eficientes los costos estimados en este IMP.

III.2.5 Alumbrado Público

Para la determinación de $ACTALUM_t$ y $ACTNALUM_t$ se tomó en consideración el valor del activo fijo al término del año 2009, las incorporaciones de activos basados en el plan de inversiones presentado por la distribuidora, y el plan de inversiones de la empresa para atender el crecimiento de la demanda.

En el caso de ELEKTRA, al 31 de Diciembre de 2009 contaba con 85,785 luminarias existentes. A partir de la información suministrada por la empresa mediante la nota Ref. 60118 del 15 de enero de 2010 resulta el plan de inversiones discriminado en crecimiento vegetativo y proyectos especiales. La estimación de luminarias a junio de 2010 es 85,008 luminarias.

Dado que los proyectos presentados por las empresas son para todo el periodo, se ha supuesto:

- Crecimiento vegetativo: Asignación a cada año del periodo suponiendo una tasa de crecimiento entre un año y el siguiente.
- Adecuación a normas: Asignación a cada año del periodo en forma igualitaria.
- Reconversión sistemas serie: A ejecutarse entre Julio 2010 y Diciembre 2011.
- Cambio Mercurio a Sodio: A ejecutarse entre Julio 2010 y Diciembre 2011.

En el siguiente cuadro se presentan los valores para el crecimiento vegetativo y los correspondientes a proyectos puntuales definidos:

Concepto	Inversiones en Alumbrado Público [Cantidad de luminarias]					
	Potencia (W)	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14	TOTAL
Crecimiento Vegetativo	100	2,600	2,704	2,812	2,924	11,040
Adecuación de Normas	100	2,537	2,537	2,538	2,538	10,150
Reconversión sistemas serie	100	200	88	0	0	288
Cambio lámparas mercurio por sodio	100	2,848	1,424	0	0	4,272
Proyectos Especiales	250	183	184	184	184	735

Los proyectos especiales a ejecutar por ELEKTRA incorporados en el cuadro anterior se detallan en el siguiente cuadro:

INVERSIONES PREVISTAS POR ELEKTRA COMO PROYECTOS ESPECIALES EN AP				
Proyectos Especiales	Postes	Luminarias 250 HPS	Secundario (m.)	Tx de 10 kVA
Ensanche TOC-24 Dic.				
Puente de Villa Belén hasta entrada de Mañanitas	14	25	1,000	1
Entrada de Villa Daniela	5	10	400	1
Entrada del Machetazo y Parques del Este	20	20	800	1
Frente a la Estación AB	0	5	200	1
Desde el Interruptor 1964 hacia la Doña	30	30	600	2
Desde el poste 58617 hacia la Doña	8	8	300	0
Desde el poste 40790 hacia Pacora	0	5	200	0
Entrada de la Rubén Darío Paredes	0	8	200	0
Ensanche 24 Dic. – Pacora				
Recorrido a-b	40	40	2,000	1
Recorrido b-c	72	72	3,600	4
Recorrido d-e	56	56	2,800	3
Recorrido e-f	24	24	1,200	1
Recorrido f-g	24	24	1,200	1
Recorrido g-h	28	28	1,400	1
Recorrido h-i	64	64	3,200	3
Límite con EDEMET-Colegio Chino Panameño	19	19	2,186	0
Entrada de Mañanitas	0	4	200	0
IPHE Camino Real de Bethania	0	3	200	0
Ensanche al Estadio Nacional				
Tramo 1A	9	27	2,280	1
Tramo 1B	14	14	1,232	0
Tramo 1C	12	12	1,188	0
Estadio Nacional al límite con EDEMET	150	171	9.12	18

INVERSIONES PREVISTAS POR ELEKTRA COMO PROYECTOS ESPECIALES EN AP				
Proyectos Especiales	Postes	Luminarias 250 HPS	Secundario (m.)	Tx de 10 kVA
Límite Corredor Sur – Riba Smith en Costa del Este	1	6	224	0
Ave. La Pulida en Río Abajo – Pueblo Nuevo	22	29	765	0
Entrada de Cerro Azul	19	19	945	2
TOTAL	644	735	29,629.12	36

Integrando el total de luminarias incorporadas por todo concepto al balance de Diciembre de 2009, resultan los totales por periodo que se detallan. Debe tenerse en cuenta que los proyectos de reconversión de serie a paralelo y de cambio de luminarias de mercurio a sodio no suman nuevas luminarias pues se trata de reemplazo de luminarias existentes.

Existencia total de luminarias a fin de cada periodo [Cantidad de luminarias]				
Ene10-Jun10	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
85,008	90,328	95,753	101,287	106,933

En el caso particular de Elektra, presenta la información de las luminarias existentes, las requeridas para adecuación a normas, los cambios de mercurio por sodio y las implicadas en la transformación serie a paralelo, identificadas todas por sus coordenadas. Estas luego se han representado junto con el mapa obtenido de Google Earth a fin de verificar la razonabilidad de las mismas. De su observación se podría afirmar que los requerimientos parecen razonables. Si se observa en algunos casos una aproximación excesiva entre luminarias lo cual podría deberse a un error en las coordenadas de los postes o en la decisión de colocar luminarias en los postes existentes, independientemente de su ubicación.

Los costos específicos de las instalaciones de AP se han adoptado a partir de los valores suministrados por la empresa en su plan de inversión. En todos los casos se ha adoptado un único valor para todas las empresas, según el tipo de instalación, coincidente con el menor por ellas informado. Por otro lado, se ha realizado una comparación de costos con licitaciones de las propias empresas, valores internacionales y con los valores aceptados en la anterior revisión tarifaria a fin de verificar la razonabilidad de los mismos

Así se han considerado los siguientes costos unitarios:

- Costo Unitario para crecimiento vegetativo y adecuación a normas, 100W: 195 B./luminaria
- Costo Unitario para crecimiento vegetativo y adecuación a normas, 250W: 350 B./luminaria
- Costo Unitario reemplazo mercurio por sodio, 100W: 120 B./luminaria
- Costo Unitario reemplazo mercurio por sodio, 250W: 160 B./luminaria
- Costo Unitario proyectos específicos adecuación a normas, 250W: 747 B./luminaria
- Costo Unitario para reemplazo instalaciones en serie: 1,824 B/. por luminaria

En función de todo ello resultan los montos de inversión que se indican a continuación:

Concepto	Inversiones en Alumbrado Público [En Balboas]					
	Potencia (kW)	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14	TOTAL
Crecimiento Vegetativo	100	507,000	527,280	548,340	570,180	2,152,800
Adecuación de Normas	100	494,715	494,715	494,910	494,910	1,979,250
Reconversión sistemas serie	100	364,800	160,512	0	0	525,312
Cambio lámparas mercurio por sodio	100	341,760	170,880	0	0	512,640
Proyectos Especiales		158,625	159,894	159,894	159,894	638,308

A partir de los valores parciales anteriores, los valores finales de inversión por periodo son los indicados en el siguiente cuadro:

Inversiones totales en Alumbrado Público [En Balboas]				
Jul10-Jun11	Jul11-Jun12	Jul12-Jun13	Jul13-Jun14	Total
1,866,900	1,513,281	1,203,144	1,224,984	5,808,310

III.2.6 Ajuste por Actividades No Reguladas

El régimen tarifario establece que de existir actividades no reguladas que usufructúan infraestructura dedicada a negocios regulados, las bases de capital calculadas para el sistema de distribución y para el de comercialización, deberán ser ajustadas.

Para tal fin se evaluó para los años 2007, 2008 y 2009 los ingresos por actividades no reguladas que cumplieren el principio anterior como porcentaje del total de ingresos de la empresa. Los valores finales adoptados para el ajuste son los del 2009 por ser los más recientes.

ELEKTRA informa ingresos netos por actividades no eléctricas, alquiler de postes específicamente, que surgen de la diferencia entre ingresos brutos y gastos. Los ingresos brutos informados coinciden con los valores registrados en los balances regulatorios. Los valores informados son los del cuadro siguiente:

Ingresos por Alquiler de postes declarado por ELEKTRA			
	2007	2008	2009
Alquiler de Postes/Ingreso	2,779,109	3,028,557	3,308,220
Alquiler de Postes/Gasto	609,793	609,793	609,793
Alquiler de Postes/Neto	2,169,316	2,418,764	2,698,427

A fin de determinar el porcentaje que representan los ingresos por actividades no reguladas del año 2009, como porcentaje del total de ingresos de la empresa, es necesario determinar el total de ingresos netos de la distribuidora por actividades distintas de la compra y venta de energía. Es decir, hay que restar del total de ingresos los costos por compra de energía, cargos de transmisión y similares. Así, a partir de los balances y de los informes regulatorios de cada empresa resultan los valores que se muestran continuación:

AÑO	TOTAL DE INGRESOS POR ACTIVIDADES REGULADAS [B/.]		
	Total Ingresos	Compra Energía y cargos transmisión	Ingresos Netos por actividades reguladas
2009	395,040,931	308,972,678	86,068,253

En base a tales consideraciones el Coeficiente de Ajuste determinado tal como lo prevé el RDC se muestra en el cuadro siguiente:

AÑO	COEFICIENTE DE AJUSTE POR ACTIVIDADES NO REGULADAS		
	Ingresos Netos por Actividades Reguladas [B/.]	Total Ingresos por Actividades no Eléctricas [B/.]	Coeficiente de ajuste
2009	86,068,253	2,698,427.00	0.96960

III.2.7 Base de Capital 2006-2010

Los coeficientes de ajuste anteriores, aplicados a los activos brutos y netos antes vistos, permiten obtener los valores de Activos Brutos y Netos para el año inicial, correspondientes solo a actividades reguladas, tal como se aprecia en el cuadro siguiente.

BASE DE CAPITAL A Junio 2010	Base a Junio 10 (En B/.)	Coeficiente de Ajuste	Base Ajustada (En B/.)
Activos de Distribución Brutos	321,157,319	0.96960	311,394,136
Activos de Distribución Netos	176,122,930	0.96960	170,768,792
Activos de Comercialización Brutos	37,300,154	0.96960	36,166,229
Activos de Comercialización Netos	22,932,431	0.96960	22,235,286
Activos de Alumbrado Público Brutos	15,661,225	0.96960	15,185,124
Activos de Alumbrado Público Netos	9,325,469	0.96960	9,041,974
Total Activos Brutos	374,118,698	0.96960	362,745,489
Total Activos Netos	208,380,830	0.96960	202,046,053

Sumando las inversiones a la Base de Capital a junio de 2010 resulta la Base de Capital a utilizar para la determinación de los IMP.

Base de Capital Miles de B/.	BASE Jun-10	Jun-11	Jun-12	Jun-13	Jun-14
Valores Brutos					
Distribución	311,394.14	347,431.31	385,843.24	422,888.95	456,984.23
Comercialización	36,166.23	38,437.76	41,439.76	44,574.90	46,527.92
Alumbrado Público	15,185.12	17,052.02	18,565.31	19,768.45	20,993.43
Valores Netos					
Distribución	170,768.79	194,645.87	219,553.28	241,797.89	259,898.72
Comercialización	22,235.29	22,750.21	23,858.41	24,956.48	24,783.17
Alumbrado Público	9,041.97	10,341.04	11,236.10	11,780.95	12,306.86

III.3 PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN

Las pérdidas se calculan aplicando la ecuación de eficiencia de pérdidas, así:

Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
8.24%	8.22%	8.20%	8.19%

Se ha adoptado un porcentaje de pérdidas de 1.5% en el caso de la energía ingresada con motivo de la demanda de EDEMET, a efectos de reconocer las pérdidas de esa demanda sobre las líneas de 115kV.

III.4 COSTOS EFICIENTES

III.4.1 Costos de Administración, Operación y Mantenimiento y Comercialización

Los costos eficientes que resultan aplicando las ecuaciones de eficiencia son los siguientes:

En US \$	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
ADM	23,011,474	23,841,944	24,663,343	25,466,651
OM	30,330,141	31,510,927	32,682,070	33,829,457
COM	26,580,673	27,710,483	28,834,716	29,940,512

Como se señaló anteriormente, estos valores están en dólares, razón por la cual deben ser ajustados para convertirlos en Balboas. Para tales fines se utilizan las fórmulas y los porcentajes de participación de la mano de obra y materiales en los costos detallados en la Parte II de este documento. Los resultados se muestran a continuación:

ADM en B/.

Como ya dijimos, el Costo Laboral Relativo resulta en 0.3211. Siendo 34.46% la participación de los costos de mano de obra en el total del costo de administración, 65.54% corresponde a materiales, de los cuales el 25% es materiales nacionales y el 75% importados. El PPA es 0.6240 y la tasa de cambio es 1.

$$ADM\ B/. = ADM\ US\$ * 34.46\% * 0.3211 + ADM\ US\$ * 65.54\% * 25\% * 0.624 + ADM\ US\$ * 65.54\% * 75\% * 1$$

OM en B/.

Siendo 52.75% la participación de los costos de mano de obra en el total del costo de operación y mantenimiento, 47.25% corresponde a materiales, de los cuales el 10% es materiales nacionales y el 90% materiales importados.

$$OM\ B/. = OM\ US\$ * 52.75\% * 0.3211 + OM\ US\$ * 47.25\% * 10\% * 0.624 + OM\ US\$ * 47.25\% * 90\% * 1$$

COM en B/.

Siendo 28.61% la participación de los costos de mano de obra en el total del costo de comercialización, 71.39% corresponde a materiales, de los cuales el 15% es materiales nacionales y el 85% materiales importados.

$$COM\ B/. = COM\ US\$ * 28.61\% * 0.3211 + COM\ US\$ * 71.39\% * 15\% * 0.624 + COM\ US\$ * 71.39\% * 85\% * 1$$

Los resultados son los siguientes:

En Balboas	Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
ADM	16,210,282	16,795,302	17,373,931	17,939,816
OM	18,929,473	19,666,419	20,397,346	21,113,446
COM	20,347,578	21,212,451	22,073,054	22,919,545

III.4.2 Costos de Operación y Mantenimiento del Alumbrado Público

Según lo dispuesto en el Régimen Tarifario, el costo unitario promedio eficiente de operación y mantenimiento a reconocer en el cálculo debe basarse en la información de costos presentada por la distribuidora y en una comparación de costos del mercado.

Para cumplir con lo establecido, se analizó en primer lugar cuánto representan respecto a los activos brutos de AP los gastos declarados por ELEKTRA en las planillas del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas correspondientes a los años 2007-2009. De ellos resultan los valores indicados:

Concepto	Año 2007	Año 2008	Año 2009	Promedio 2007-2009
Gastos OyM AP [B/.]	568,176	301,295	467,419	445,630
Activos Brutos de AP [B/.]	17,237,322	17,593,291	18,263,464	17,698,026
% OyM AP respecto Activos Brutos AP	3.30%	1.71%	2.56%	2.52%

Por otro lado, se ha procedido a calcular los costos unitarios para el mismo periodo:

Concepto	Año 2007	Año 2008	Año 2009	Promedio 2007-2009
Gastos OyM AP [B/.]	568,176	301,295	467,419	445,630
Cantidad de luminarias	73,106	79,935	83,768	78,936
Gastos de OyM de AP por luminaria [B/.lum]	7.77	3.77	5.58	5.65

Si se tiene en cuenta los valores anteriores y se lo compara con el valor de 11.30 B./luminaria-año reconocido en el año 2006 para el periodo tarifario 2006-2010, resulta evidente que las tareas de mantenimiento que llevan a cabo las empresas les insumen un costo mucho menor que el reconocido. Esto puede deberse a una muy buena eficiencia en la gestión del mantenimiento del AP, a un deficiente mantenimiento, a un traslado de gastos de mantenimiento a activos brutos o, lo cual es lo más probable, a una combinación de todos esos factores.

En función de lo anterior, se fija un valor de 6.50 B./luminaria-año para el periodo tarifario 2010-2014 en concepto de valor eficiente de OyM de AP para el caso de la empresa ELEKTRA. En base a ello los valores resultantes son, para cada año del periodo tarifario, los que se muestran a continuación, resultantes del costo eficiente adoptado y del valor medio de la cantidad de luminarias para cada periodo:

Costo de Operación y Mantenimiento de Alumbrado Público [En B/.]			
Jul 10/jun 11	Jul 11/jun 12	Jul 12/jun 13	Jul 13/jun 14
569,842	604,763	640,380	676,715

III.5 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

Mediante la Resolución AN No.3574-Elec de 25 de junio de 2010, la ASEP estableció los ingresos permitidos a ELEKTRA para el periodo del 1° de julio de 2010 al 30 de junio de 2014. Los resultados se muestran a continuación:

VALOR PRESENTE NETO	Unidades	Julio/10-Junio/14
DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	246,211.95
COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	85,816.78
ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	8.036,44
Sub-Total	Miles de B/.	340,065.16
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	102.128,35
TOTAL	Miles de B/.	442,193.51
ENERGIA FACTURADA sin AP	MWh	10,451,315
Costo medio sobre energía facturada	B./MWh	42.31

En el Anexo I se adjuntan los Cuadros N° 7, N° 8 y N° 9 que presenta el detalle de los resultados obtenidos para la empresa y para cada componente del IMP.

Los factores de descuento utilizados se indicaron en el punto denominado tasa de descuento.

ANEXO I INGRESO MAXIMO PERMITIDO – EMPRESAS DE
DISTRIBUCION ELECTRICA

Cuadro N° 1

EDEMET

INGRESO MAXIMO PERMITIDO = IMP

(En miles de Balboas)

	JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14
ISPD	71,558.04	76,942.43	81,840.92	85,694.23
IMPCO	23,504.98	24,641.21	25,670.76	26,605.58
ALUMPU	2,206.61	2,616.83	2,926.54	3,245.48
IPPD	36,980.05	36,908.11	36,970.30	38,187.66
IMP	134,249.69	141,108.58	147,408.53	153,732.95

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
VALORES REFERENCIADOS A JUNIO DE 2010	UNIDADES	JULIO/10-JUNIO/14
DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	259,089.65
COMERCIALIZACIÓN	En miles de B/.	82,520.94
ALUMBRADO PÚBLICO	En miles de B/.	8,941.24
SUB-TOTAL	En miles de B/.	350,551.82
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	122,959.53
TOTAL	En miles de B/.	473,511.35

Cuadro N° 2

EDEMET

INGRESO MAXIMO PERMITIDO POR DISTRIBUCION = IMPD

(En miles de Balboas)

SISTEMA PRINCIPAL		JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14
Rentabilidad sobre Activos	BCDN * RR	22,429.97	25,152.56	27,579.04	29,151.41
Depreciación	BCD * DEP%	14,291.30	15,539.86	16,739.30	17,722.81
Operación y Mantenimiento	OM	18,763.10	19,550.26	20,260.19	20,984.81
Administración	ADM	16,073.67	16,699.75	17,262.40	17,835.19
	IPSD	71,558.04	76,942.43	81,840.92	85,694.23
Pérdidas	PD% * MWhd * CMM	36,951.76	36,887.25	36,956.23	38,177.72
Pérdidas Carga ELEKTRA	PD% * MWhd * CMM	28.29	20.86	14.07	9.94
	IPPD	36,980.05	36,908.11	36,970.30	38,187.66
	IMPD	108,538.10	113,850.54	118,811.22	123,881.89

INGRESO MAXIMO PERMITIDO POR COMERCIALIZACION = IPCO

(En miles de Balboas)

COMERCIALIZACIÓN		JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14
Rentabilidad sobre Activos	BCNC * RR	1,759.88	1,877.73	1,979.45	1,992.57
Depreciación	BCC * DEP%	1,598.70	1,692.66	1,784.53	1,850.33
Comercialización	COM	20,146.40	21,070.82	21,906.78	22,762.68
	IPCO	23,504.98	24,641.21	25,670.76	26,605.58

INGRESO MAXIMO PERMITIDO POR ALUMBRADO PUBLICO = ALUMPU

(En miles de Balboas)

ALUMBRADO PÚBLICO		JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14
Rentabilidad sobre Activos	ACTN alum * RR	1,004.28	1,250.40	1,419.12	1,592.58
Depreciación	ACT alum * DEP%	619.36	726.05	810.00	898.58
Operación y Mantenimiento	OM alum	582.97	640.38	697.43	754.33
	ALUMPU	2,206.61	2,616.83	2,926.54	3,245.48

Cuadro N° 3

EDEMET

PARAMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS PERMITIDOS

PARÁMETROS		UNIDADES	JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14	
Tasa de Rentabilidad	RR%	%	10.44%	10.44%	10.44%	10.44%	
Depreciación Activos Distribución	DEP%	%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	
Depreciación Activos Comercialización	DEP%	%	3.33%	3.33%	3.33%	3.33%	
Depreciación Activos de AP	DEP%	%	3.46%	3.46%	3.46%	3.46%	
Operación y Mantenimiento de AP	OM alum	B./Luminaria	6.50	6.50	6.50	6.50	
IMPULSORES DE COSTOS	UNIDADES	BASE	JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14	
Demanda Máxima	MW	590.96	614.60	638.03	664.69	692.87	
Energía Facturada	MWH	2,841,900.0	2,931,632.7	3,051,848.7	3,182,464.8	3,322,080.3	
Energía Ingresada al Sistema	MWH	3,201,045	3,329,087	3,469,005	3,609,579	3,772,584	
Clientes	N° clientes	352,587	368,454	384,406	398,798	413,502	
Costo de la Energía en Mercado Mayorista (CMM)	B./MWh		135.940	130.310	125.550	124.240	
Cantidad de Luminarias		85,291	94,085	102,955	111,638	120,462	
COSTOS EFICIENTES	UNIDADES	UNIDADES	JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14	
Administración	ADM	En Balboas	16,073,675	16,699,747	17,262,399	17,835,188	
Operación y Mantenimiento	OMD	En Balboas	18,763,100	19,550,262	20,260,190	20,984,813	
Comercialización	COM	En Balboas	20,146,396	21,070,822	21,906,778	22,762,681	
Pérdidas	PD%	%	8.20%	8.19%	8.17%	8.16%	
ACTIVOS PERMITIDOS – BASE DE CAPITAL	UNIDADES	UNIDADES	BASE	JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14
Activos Brutos							
Distribución	BCD	Miles de B/.	436,706.58	476,376.82	517,995.19	557,976.57	590,760.47
Comercialización	BCC	Miles de B/.	45,618.77	48,009.12	50,830.62	53,589.54	55,565.48
Alumbrado Público	ACT alum	Miles de B/.	14,472.53	17,900.70	20,984.25	23,410.35	25,970.39
Activos Netos							
Distribución	BCND	Miles de B/.	189,467.48	214,846.41	240,924.93	264,167.02	279,228.09
Comercialización	BCNC	Miles de B/.	16,065.42	16,857.06	17,985.90	18,960.29	19,085.91
Alumbrado Público	ACTN alum	Miles de B/.	6,810.69	9,619.50	11,976.98	13,593.09	15,254.56

Cuadro N° 4

EDECHI

INGRESO MAXIMO PERMITIDO = IMP

(En miles de Balboas)

	JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14
ISPD	18,558.87	20,099.03	20,942.11	21,680.21
IMPCO	6,113.92	6,379.39	6,621.79	6,852.32
ALUMPU	760.87	825.81	888.61	950.54
IPPD	3,436.28	3,743.06	4,729.31	5,395.00
IMP	28,869.93	31,047.30	33,181.82	34,878.07

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
VALORES REFERENCIADOS A JUNIO DE 2010	UNIDADES	JULIO/10-JUNIO/14
DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	66,712.92
COMERCIALIZACIÓN	En miles de B/.	21,347.21
ALUMBRADO PÚBLICO	En miles de B/.	2,803.72
SUB-TOTAL	En miles de B/.	90,863.85
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	14,012.85
TOTAL	En miles de B/.	104,876.70

Cuadro N° 5

EDECHI

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR DISTRIBUCION = IMPD

(En miles de Balboas)

SISTEMA PRINCIPAL		JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14
Rentabilidad sobre Activos	BCDN * RR	4,790.23	5,604.48	5,895.27	6,111.46
Depreciación	BCD * DEP%	3,036.36	3,371.49	3,561.90	3,736.11
Operación y Mantenimiento	OM	5,544.61	5,753.70	5,947.57	6,134.06
Administración	ADM	5,187.67	5,369.37	5,537.37	5,698.57
	IPSD	18,558.87	20,099.03	20,942.11	21,680.21
Pérdidas	PD% * MWhD * CMM	3,436.28	3,743.06	4,729.31	5,395.00
	IPPD	3,436.28	3,743.06	4,729.31	5,395.00
	IMPD	21,995.15	23,842.09	25,671.42	27,075.21

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR COMERCIALIZACIÓN = IPCO

(En miles de Balboas)

COMERCIALIZACIÓN		JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14
Rentabilidad sobre Activos	BCNC * RR	469.54	495.65	515.53	531.50
Depreciación	BCC * DEP%	304.41	323.51	341.21	358.23
Comercialización	COM	5,339.97	5,560.24	5,765.05	5,962.59
	IPCO	6,113.92	6,379.39	6,621.79	6,852.32

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ALUMBRADO PÚBLICO = ALUMPU

(En miles de Balboas)

ALUMBRADO PÚBLICO		JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14
Rentabilidad sobre Activos	ACTN alum * RR	359.45	393.21	424.77	455.09
Depreciación	ACT alum * DEP%	209.98	228.35	246.63	265.13
Operación y Mantenimiento	OM alum	191.44	204.25	217.21	230.32
	ALUMPU	760.87	825.81	888.61	950.54

Cuadro N° 6

EDECHI

PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS PERMITIDOS

PARÁMETROS		UNIDADES	JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14	
Tasa de Rentabilidad	RR%	%	10.44%	10.44%	10.44%	10.44%	
Depreciación Activos Distribución	DEP%	%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	
Depreciación Activos Comercialización	DEP%	%	3.33%	3.33%	3.33%	3.33%	
Depreciación Activos de AP	DEP%	%	3.33%	3.33%	3.33%	3.33%	
Operación y Mantenimiento de AP	OM alum	B./Luminaria	5.00	5.00	5.00	5.00	
IMPULSORES DE COSTOS	UNIDADES	BASE	JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14	
Demanda Máxima	MW	89.03	91.70	94.54	97.54	100.72	
Energía Facturada	MWH	438,220.5	450,450.0	463,300.0	476,700.0	490,800.0	
Energía Ingresada al Sistema	MWH	484,171.1	497,243.8	510,938.7	525,223.1	541,200.3	
Clientes	N° clientes	101,059	105,101	109,192	112,988	116,642	
Costo de la Energía en Mercado Mayorista (CMM)	B./MWh		78.04	82.82	101.91	112.96	
Cantidad de Luminarias		37,015	39,562	42,138	44,745	47,383	
COSTOS EFICIENTES	UNIDADES	UNIDADES	JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14	
Administración	ADM	En Balboas	5,187,669	5,369,373	5,537,375	5,698,567	
Operación y Mantenimiento	OMD	En Balboas	5,544,614	5,753,696	5,947,568	6,134,065	
Comercialización	COM	En Balboas	5,339,969	5,560,237	5,765,054	5,962,590	
Pérdidas	PD%	%	8.86%	8.85%	8.84%	8.82%	
ACTIVOS PERMITIDOS – BASE DE CAPITAL	UNIDADES	BASE	JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14	
Activos Brutos							
Distribución	BCD	Miles de B/.	95,079.66	101,212.01	112,382.85	118,730.06	124,537.02
Comercialización	BCC	Miles de B/.	8,573.85	9,141.32	9,714.92	10,246.54	10,757.73
Alumbrado Público	ACT alum	Miles de B/.	5,750.69	6,305.60	6,857.35	7,406.33	7,961.81
Activos Netos							
Distribución	BCND	Miles de B/.	42,787.41	45,883.40	53,682.75	56,468.06	58,538.91
Comercialización	BCNC	Miles de B/.	4,234.45	4,497.51	4,747.60	4,938.01	5,090.97
Alumbrado Público	ACTN alum	Miles de B/.	3,098.04	3,442.97	3,766.37	4,068.72	4,359.07

Cuadro N° 7

ELEKTRA

INGRESO MAXIMO PERMITIDO = IMP

(En miles de Balboas)

	JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14
ISPD	67,620.88	72,887.60	77,816.09	82,181.14
IMPCO	24,479.31	25,597.07	26,715.58	27,633.23
ALUMPU	2,217.28	2,396.04	2,528.60	2,660.63
IPPD	29,878.97	30,724.26	30,786.15	32,672.85
IMP	124,196.43	131,604.96	137,846.42	145,147.85

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
VALORES REFERENCIADOS A JUNIO DE 2010	UNIDADES	JULIO/10-JUNIO/14
DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	246,211.95
COMERCIALIZACIÓN	En miles de B/.	85,816.78
ALUMBRADO PÚBLICO	En miles de B/.	8,036.44
SUB-TOTAL	En miles de B/.	340,065.16
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	102,128.35
TOTAL	En miles de B/.	442,193.51

Cuadro N° 8

ELEKTRA

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR DISTRIBUCIÓN = IMPD

(En miles de Balboas)

SISTEMA PRINCIPAL		JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14
Rentabilidad sobre Activos	BCDN * RR	20,321.03	22,921.36	25,243.70	27,133.43
Depreciación	BCD * DEP%	12,160.10	13,504.51	14,801.11	15,994.45
Operación y Mantenimiento	OM	18,929.47	19,666.42	20,397.35	21,113.45
Administración	ADM	16,210.28	16,795.30	17,373.93	17,939.82
	IPSD	67,620.88	72,887.60	77,816.09	82,181.14
Pérdidas	PD% * MWhD * CMM	29,320.49	30,159.15	30,227.56	32,094.30
Pérdidas – carga de EDEMET	PD% * MWhD * CMM	558.48	565.11	558.58	578.56
	IPPD	29,878.97	30,724.26	30,786.15	32,672.85
	IMPD	97,499.85	103,611.86	108,602.24	114,853.99

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR COMERCIALIZACIÓN = IPCO

(En miles de Balboas)

COMERCIALIZACIÓN		JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14
Rentabilidad sobre Activos	BCNC * RR	2,375.12	2,490.82	2,605.46	2,587.36
Depreciación	BCC * DEP%	1,756.61	1,893.80	2,037.07	2,126.33
Comercialización	COM	20,347.58	21,212.45	22,073.05	22,919.54
	IPCO	24,479.31	25,597.07	26,715.58	27,633.23

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ALUMBRADO PÚBLICO = ALUMPU

(En miles de Balboas)

ALUMBRADO PÚBLICO		JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14
Rentabilidad sobre Activos	ACTN alum * RR	1,079.60	1,173.05	1,229.93	1,284.84
Depreciación	ACT alum * DEP%	567.83	618.22	658.29	699.08
Operación y Mantenimiento	OM alum	569.84	604.76	640.38	676.72
	ALUMPU	2,217.28	2,396.04	2,528.60	2,660.63

Cuadro N° 9

ELEKTRA

PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS PERMITIDOS

PARÁMETROS		UNIDADES	JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14	
Tasa de Rentabilidad	RR%	%	10.44%	10.44%	10.44%	10.44%	
Depreciación Activos Distribución	DEP%	%	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%	
Depreciación Activos Comercialización	DEP%	%	4.57%	4.57%	4.57%	4.57%	
Depreciación Activos de AP	DEP%	%	3.33%	3.33%	3.33%	3.33%	
Operación y Mantenimiento de AP	OM alum	B./Luminaria	6.50	6.50	6.50	6.50	
IMPULSORES DE COSTOS	UNIDADES	BASE	JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14	
Demanda Máxima	MW	545.36	572.63	603.45	635.13	661.64	
Energía Facturada con EDEMET	MWh	2,861,354	3,004,131	3,156,017	3,320,161	3,464,563	
Energía Ingresada al Sistema sin EDEMET	MWh	2,836,125	2,977,959	3,135,928	3,305,691	3,459,546	
Energía Ingresada al Sistema por EDEMET	MWh	296,581	311,410	321,915	333,952	340,307	
Clientes	N° clientes	356,938	371,929	386,847	401,657	416,194	
Costo de la Energía en Mercado Mayorista (CMM)	B./MWh		119.56	117.03	111.51	113.34	
Cantidad de Luminarias		85,008	90,328	95,753	101,287	106,933	
COSTOS EFICIENTES		UNIDADES	JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14	
Administración	ADM	En Balboas	16,210,282	16,795,302	17,373,931	17,939,816	
Operación y Mantenimiento	OMD	En Balboas	18,929,473	19,666,419	20,397,346	21,113,446	
Comercialización	COM	En Balboas	20,347,578	21,212,451	22,073,054	22,919,545	
Pérdidas	PD%	%	8.24%	8.22%	8.20%	8.19%	
ACTIVOS PERMITIDOS – BASE DE CAPITAL		UNIDADES	BASE	JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14
Activos Brutos							
Distribución	BCD	Miles de B/.	311,394.14	347,431.31	385,843.24	422,888.95	456,984.23
Comercialización	BCC	Miles de B/.	36,166.23	38,437.76	41,439.76	44,574.90	46,527.92
Alumbrado Público	ACT alum	Miles de B/.	15,185.12	17,052.02	18,565.31	19,768.45	20,993.43
Activos Netos							
Distribución	BCND	Miles de B/.	170,768.79	194,645.87	219,553.28	241,797.89	259,898.72
Comercialización	BCNC	Miles de B/.	22,235.29	22,750.21	23,858.41	24,956.48	24,783.17
Alumbrado Público	ACTN alum	Miles de B/.	9,041.97	10,341.04	11,236.10	11,780.95	12,306.86

ANEXO II EMPRESAS COMPARADORAS

1. ANALISIS DE FRONTERAS DE EFICIENCIA

1.1. Consideraciones Teóricas

El interés por el análisis de las Fronteras de Eficiencia Económica ha crecido rápidamente desde sus planteos iniciales en la década de 1950/60, existiendo numerosas publicaciones con metodologías y aplicaciones relativas a su estimación/determinación.

En forma general, pueden mencionarse dos metodologías principales desarrolladas para medir la eficiencia: a) aquellas sustentadas en técnicas econométricas y b) aquellas que recurren a la programación matemática. En ambos casos la eficiencia de una determinada empresa proviene de una medida relativa de distancia respecto a una frontera que se asume como límite práctico máximo de eficiencia.

En la metodología econométrica se especifica una forma funcional para la función de producción, la cual caracteriza a la empresa evaluada. Luego, la eficiencia está representada por la cuantía del error en la aproximación que la empresa arroja en su producción, respecto de la forma funcional propuesta. Cuando la metodología de análisis es estocástica, el alejamiento respecto a la frontera de eficiencia se considera producto tanto de la ineficiencia como del azar (por ejemplo, de una mala medición), por lo que el error especificado en la función de producción se compone de dos términos solidarios a sendas fuentes: un error completamente aleatorio y un error que representa la ineficiencia. Para medir la ineficiencia se separan estas dos componentes del error total, imponiendo supuestos específicos para la distribución de cada uno de ellos.

Por el contrario, la metodología de programación matemática no impone una estructura determinada para la frontera y cualquier desviación respecto de la misma es considerada como una ineficiencia de la empresa en estudio.

Los métodos econométricos se han criticado por confundir potenciales estimaciones de eficiencia con los errores de la especificación. También existe discrepancia, relacionada con los métodos econométricos, sobre si deben imponerse supuestos sobre la distribución en el término del error y, en tal caso, cuál es la distribución que resulta más apropiada.

La programación matemática, por otro lado, es no-paramétrica y así menos susceptible a los errores de especificación. No requiere de suponer, a priori, una forma de la frontera asociada a la función de producción en cada empresa. Se objeta, en cambio, que no es capaz de considerar la posibilidad de desviaciones que cada unidad productiva pueda presentar respecto a frontera eficiente, imputables a razones puramente aleatorias.

En el análisis basado en programación matemática se obtienen estimaciones puntuales de eficiencia, sin que se pueda analizar la precisión de la estimación y, por tanto, en la comparación entre unidades no es posible saber si la diferencia se debe exclusivamente a errores en los datos, generando un problema de fiabilidad de la estimación. Para corregir estas deficiencias se han propuesto varias alternativas de análisis para determinar la sensibilidad de éstas. Una de la más aceptada es la realizada a partir de estimadores “*bootstrap*”, método que ha sido adaptado recientemente para aproximar la distribución del estimador de eficiencia de la metodología denominada DEA (Data Envelopment Analysis), sustentada en la programación lineal. A partir del método bootstrap se obtienen intervalos de confianza asignables a la eficiencia, que permiten analizar estadísticamente las comparaciones.

1.2. Medición de la Eficiencia

La eficiencia es un concepto relativo, consecuencia de una comparación con otras alternativas disponibles, considerando los recursos empleados para el logro de ciertos resultados.

En el caso de la actuación de una empresa, se puede indicar que la misma es económicamente eficiente (atendiendo sólo a su eficiencia productiva) cuando es capaz de producir cierto bien/servicio a un costo menor respecto del que resultaría al producirlo con el resto de las alternativas existentes en el mercado. Económicamente, se sustenta en el principio de escasez en los recursos, de modo que no presenta un carácter absoluto (eficiencia absoluta) sino relativo, sujeto a las alternativas de producción existentes. Cada empresa elige la combinación de insumos que le permite obtener cierta producción de bienes y/o servicios. La evaluación de su producción se focaliza, entonces, en la medición de su eficiencia productiva.

Farrel (1957)¹ fue el primero que proporcionó una manera para medir empíricamente la eficiencia productiva. Como el mejor comportamiento se desconoce, propuso considerar como referencia eficiente la mejor práctica observada de entre la muestra de empresas en estudio, y calcular así los índices indicativos de la eficiencia, relativos a las empresas que presentan el mejor comportamiento productivo.

Las empresas que constituyen la mejor práctica componen lo que se denomina frontera eficiente o Isocuanta, término que alude al hecho de que no es posible ser más eficiente que las empresas situadas en dicha frontera.

Para su propuesta de medición de eficiencia, Farrel supuso una empresa que empleara dos insumos (entradas x_1 y x_2), para generar un producto, (salida y), bajo rendimientos constantes a escala y total conocimiento de la función de producción, que consideró convexa en x_1 , x_2 . La hipótesis de convexidad, implica que si dos condiciones de operación son factibles, entonces su combinación convexa también lo es. Con la segunda hipótesis, de rendimientos constantes a escala, asumió la existencia de una relación invariable entre la modificación de los insumos y la obtención de los productos, lo que permite asegurar que la eficiencia que se está midiendo es netamente técnica y no de escala.

Para el caso de desconocimiento de la función de producción, Farrel propuso la estimación de una frontera paramétrica empleando modelos de programación matemática. Para ello sugirió el uso de: a) una isocuanta no paramétrica convexa lineal por tramos, construida de tal forma que ninguna observación se queda debajo de ella, o b) una función paramétrica, como una de tipo Cobb-Douglas, ajustada a los datos, tal que nuevamente ningún punto observado debe ubicarse debajo de ella.

¹ FARREL M.J. (1957): The measurement of productive efficiency, Journal of the Royal Statistical Society, Series A, Paert III, vol. 120, pp. 253-290.

Para Farrell, la eficiencia técnica corresponde a desviaciones observadas respecto de la frontera eficiente. Tal enfoque entraña un sustancial cambio respecto del tratamiento econométrico, en el que la eficiencia se expresa por los residuos de un modelo de regresión.

1.2.1. Análisis Envolvente de Datos (DEA)

El Análisis Envolvente de Datos, DEA, es una técnica de optimización construida para medir la eficiencia relativa de un grupo de unidades organizacionales, (DMUs – Decision Making Units), en las cuales la presencia de múltiples insumos (entradas) y productos (salidas) hacen difícil la comparación de su desempeño. DEA provee un método para comparar la eficiencia sin el conocimiento de la función de producción, es decir, sin necesidad de conocer una relación funcional entre entradas y salidas. El resultado de eficiencia en la presencia de múltiples entradas y salidas se define como:

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Suma ponderada de las Salidas}}{\text{Suma ponderada de las Entradas}} \quad (1)$$

Asumiendo que existen n DMUs en el conjunto de estudio, cada una con e entradas y s salidas, el resultado de eficiencia relativa de una DMU individual, indicada como DMU_0 , se obtiene resolviendo el siguiente modelo fraccionario propuesto por Charnes, Cooper y Rodees (1978)²:

$$\text{Max} \quad h_0 = \frac{\left[\sum_{r=1}^s v_{r0} \times y_{r0} \right]}{\left[\sum_{i=1}^e u_{ij} \times x_{i0} \right]} \quad (2)$$

Sujeto a :

$$\frac{\left[\sum_{r=1}^s v_{rj} \times y_{rj} \right]}{\left[\sum_{i=1}^e u_{ij} \times x_{ij} \right]} \leq 1 \quad ; \quad \forall j \in [1, n]$$

$$u_i, v_r \geq 0$$

En este modelo, y_r y x_i , son constantes que representan las cantidades observadas en la r -ésima salida y en la i -ésima entrada para la unidad DMU_j . Las variables v_r y u_i , son factores ponderadores que permiten obtener la medida escalar de eficiencia buscada. El valor h_0 satisface la condición: $0 \leq h_0 \leq 1$, y representa el valor de eficiencia correspondiente a la DMU_0 .

Si $h_0 = 1$, se tiene eficiencia máxima; luego un valor de $h_0 < 1$ indica el grado de ineficiencia de la unidad DMU_0 . Por otra parte, h_0 resulta invariante a las unidades de medida empleadas en las variables de entrada/salida.

² CHARNES A., COOPER W. y RHODES E. (1978): Measuring the efficiency of decision making units. European Journal of Operational Research, 2(6), 429-444

Es importante observar que el modelo (2) puede no tener una solución, dado que los denominadores pueden hacerse cero indefiniendo las cantidades en el mismo. Por otra parte, si v^* y u^* son solución de (2), entonces también lo son $(k \times v^*)$ y $(k \times u^*)$, para cualquier $k > 0$. Para excluir las múltiples soluciones, y los inconvenientes del programa fraccionario, (2) puede convertirse en un modelo de programación lineal empleando la siguiente transformación:

(3)

$$\begin{aligned} & \text{Max} \\ & \quad [\eta_0] \\ & \text{Sujeto a:} \\ & \quad \left[\sum_{j=1}^n \lambda_j \times x_{ij} \right] \leq x_{i0} \quad ; \quad \forall j \in [1, n]; \forall i \in [1, e] \\ & \quad \left[\sum_{j=1}^n \lambda_j \times y_{rj} \right] \geq \eta_0 \times y_{r0} \quad ; \quad \forall j \in [1, n]; \forall r \in [1, s] \\ & \quad \lambda_j \geq 0 \end{aligned}$$

La solución de este modelo proporciona los ponderadores de entrada y de salida que maximizan el resultado de eficiencia de la DMU_0 en evaluación. Para encontrar el resultado de eficiencia relativa de todas las $DMUs$, el problema (3) debe resolverse n veces. Tal solución satisface la denominada condición de optimalidad de Koopmans³, puesto que cualquier aumento de la eficiencia máxima puede realizarse sólo si se aumenta algunas de las entradas x_i o se reduce algunas de las salidas y_r .

El modelo (3) tiene una orientación de salida dado que la búsqueda de eficiencia se realiza encontrando los ponderadores que maximizan la salida de la DMU_0 o de prueba, mientras se mantiene fija la cantidad total de entrada mediante la imposición de la segunda restricción.

Análogamente, puede plantearse un modelo DEA con orientación de entrada, es decir, los ponderadores deberán minimizar la cantidad de entradas utilizadas para obtener la misma salida. El modelo resultará, en tal caso:

³ KOOPMANS T.C. (1951): An analysis of production as an efficient combination of activities. In: KOOPMANS, T. C, Activity analysis of production and allocation, Cowles Commission for Research in Economics, Monograph n° 13. NY, JWS. Según Koopmans, una combinación factible de entrada y salida es técnicamente eficiente, si es tecnológicamente imposible aumentar alguna salida y/o reducir alguna entrada sin reducir simultáneamente al menos otra salida y/ o aumentar al menos otra entrada.

(4)

Max

$$\left[\sum_{r=1}^s v_{r0} \times y_{r0} \right]$$

Sujeto a :

$$\left[\sum_{i=1}^s v_{ij} \times y_{ij} \right] - \left[\sum_{i=1}^e u_{ij} \times x_{ij} \right] \leq 0 \quad ; \quad \forall j \in [1, n]$$

$$\left[\sum_{i=1}^e u_{i0} \times x_{i0} \right] = 1$$

$$u_i, v_r \geq 0$$

A los modelos DEA expresados en (3) y (4), se los suele conocer como Modelos de Multiplicadores. A efectos de comparar eficiencias, la metodología DEA también puede identificar el grupo de referencia eficiente sobre cierto conjunto de DMUs en estudio. Las DMUs eficientes, en tal caso, se encuentran resolviendo el problema dual de los modelos (3) o (4). El problema dual de (3) se formula como:

(5)

Min

$$[\theta_0]$$

Sujeto a :

$$\left[\sum_{j=1}^n \lambda_j \times x_{ij} \right] \leq \theta_0 \times x_{i0} \quad ; \quad \forall j \in [1, n]; \forall i \in [1, e]$$

$$\left[\sum_{j=1}^n \lambda_j \times y_{rj} \right] \geq y_{r0} \quad ; \quad \forall j \in [1, n]; \forall r \in [1, s]$$

$$\lambda_j \geq 0$$

En este problema, la DMU₀ en evaluación, se compara con todas las DMUs (o combinación lineal de entradas y salidas) que produzcan lo mismo o más que la DMU₀, consumiendo lo mismo o menos que ella. De esta manera, si la DMU₀ es eficiente, el modelo de programación no ha encontrado entre las DMUs una combinación de cantidades de entradas y de salidas con las que se produzca lo mismo o más y se use lo mismo o menos que la DMU₀, por tanto, impone a θ_0 el valor uno. Por el contrario, si la DMU₀ es ineficiente, el modelo de programación ha identificado un conjunto de DMUs cuya combinación de entradas y de salidas componen una DMU ficticia que produce lo mismo o más y emplea lo mismo o menos que la DMU₀. De esta manera, las unidades implicadas en la construcción de la DMU compuesta, pueden utilizarse como máximos de referencia para definir mejoras de eficiencia de la DMU₀.

De forma similar, el problema dual correspondiente al modelo (4), se formula en los siguientes términos:

$$\begin{aligned} & \text{Min} \\ & \left[\sum_{i=1}^e u_{i0} \times x_{i0} \right] \tag{6} \\ & \text{Sujeto a:} \\ & \left[\sum_{r=1}^s v_{rj} \times y_{rj} \right] - \left[\sum_{i=1}^e u_{ij} \times x_{ij} \right] \leq 0 \quad ; \quad \forall j \in [1, n] \\ & \left[\sum_{r=1}^s v_{r0} \times y_{r0} \right] = 1 \\ & u_i, v_r \geq 0 \end{aligned}$$

En forma análoga a la descripción correspondiente al modelo dual (5), puede establecerse el mecanismo por el cual el modelo (6) determina el grado $\theta_\theta = 1$ de eficiencia o impone algún grado de ineficiencia a la DMU₀.

Los modelos (5) y (6), son conocidos como Modelos Envolventes.

1.2.2. Eficiencia Débil y Eficiencia Fuerte

Los modelos anteriores proporcionan un resultado de eficiencia para la unidad en evaluación, manteniendo la misma escala en cada entrada o salida considerada. De esta manera, resulta posible que en los resultados aparezcan unidades caracterizadas como eficientes ($\theta_\theta = 1$), las cuales, sin embargo, podrían tomar menos de alguna entrada o producir más de alguna salida en comparación a su correspondiente DMU compuesta óptima. Esto se refleja en cierto valor de holgura en las desigualdades presentes en los modelos duales (5) y (6), introduciéndose el concepto, en tal sentido, de ineficiencia de holgura. Por tal motivo, los modelos envolventes (5) y (6), son caracterizados como de eficiencia débil.

Para concebir, como contraparte, un modelo que pondere este efecto, orientado a una eficiencia fuerte, se plantean igualdades en lugar de desigualdades, a través de la incorporación de variables “*slacks*” (o de holgura) asociadas a cada entrada/salida, en los modelos envolventes (5) y (6). Adicionalmente, la reducción de eficiencia por efecto de la holgura no nula, se establece incorporando un término que resta el producto entre un escalar $\varepsilon > 0$ y la sumatoria de las variables slacks solidarias a cada entrada/salida, respectivamente. Típicamente el valor adoptado para este escalar, es $\varepsilon = 10^{-6}$. El modelo (5) orientado a eficiencia fuerte, se formula, entonces, en los siguientes términos:

(7)

Min

$$\left[\theta_0 - \varepsilon \times \left(\sum_{i=1}^e S_i^- + \sum_{r=1}^s S_r^+ \right) \right]$$

Sujeto a :

$$\left[\sum_{j=1}^n \lambda_j \times x_{ij} \right] - \theta_0 \times x_{i0} + S_i^- = 0 \quad ; \quad \forall j \in [1, n]; \forall i \in [1, e]$$

$$\left[\sum_{j=1}^n \lambda_j \times y_{rj} \right] - y_{r0} - S_r^+ = 0 \quad ; \quad \forall j \in [1, n]; \forall r \in [1, s]$$

$$\lambda_j \geq 0 \quad ; \quad \varepsilon = 10^{-6} \quad ; \quad S_i^-, S_r^+ \geq 0$$

Análogamente puede ser formulado un modelo equivalente orientado a eficiencia fuerte para el modelo (6). El modelo (5) es el de interés, por ser el empleado en este trabajo, directamente o con algunas variantes, como se explicará.

1.2.3. Rendimientos A Escala

Los modelos vistos anteriormente permiten, como se dijo, medir la eficiencia puramente técnica, eliminando la influencia que pudiera tener la existencia de economías de escala en la evaluación de las DMUs. En efecto, la medida de eficiencia de una unidad, puede estar condicionada no sólo por la gestión de la misma sino también por la escala en la que opere y los modelos anteriores suponen tácitamente la existencia de rendimientos constantes a escala, (RCE). Esto significa que todas las unidades se comparan como si estuvieran sometidas a rendimientos constantes y no se contempla la posibilidad de existencia de ineficiencias debidas a las diferencias entre las escalas operativas en cada DMU.

Banker, Charnes y Cooper (1984)⁴, propusieron como solución a esa consideración implícita, incorporando una restricción adicional al modelo RCE de manera de restringir la búsqueda de la DMU compuesta más eficiente sobre la envolvente convexa definida para las DMUs, con lo cual la comparación se realiza entre DMUs con características operativas similares.

El modelo resultante se conoce como modelo DEA con rendimientos variables a escala, (RVE). Extendiendo tales consideraciones al modelo (5) se formula el modelo DEA RVE-orientado a eficiencia fuerte, en los términos siguientes:

⁴ BANKER R.D., CHARNES A. y COOPER W.W. (1984): Some models for estimating technical and scale efficiencies in Data Envelopment Analysis. Management Science, 30, 1078-1092.

Min

$$\left[\theta_0 - \varepsilon \times \left(\sum_{i=1}^e S_i^- + \sum_{r=1}^s S_r^+ \right) \right]$$

Sujeto a:

$$\left[\sum_{j=1}^n \lambda_j \times x_{ij} \right] - \theta_0 \times x_{i0} + S_i^- = 0 \quad ; \quad \forall j \in [1, n]; \forall i \in [1, e] \quad (8)$$

$$\left[\sum_{j=1}^n \lambda_j \times y_{rj} \right] - y_{r0} - S_r^+ = 0 \quad ; \quad \forall j \in [1, n]; \forall r \in [1, s]$$

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j = 1$$

$$\lambda_j \geq 0 \quad ; \quad \varepsilon = 10^{-6} \quad ; \quad S_i^-, S_r^+ \geq 0$$

A este tipo de modelos RVE, se los suele conocer como modelos BCC, debido a las iniciales de sus autores. Del mismo modo, a los anteriores, que consideran retornos constantes a escala RCE, se los suele conocer también como CCR.

1.3. Aplicación Al Caso De Empresas De Distribución Eléctrica

A partir de un gran número de publicaciones analizadas sobre el tema, puede observarse que la metodología de Análisis Envolvente de Datos ha comenzado a tener una singular importancia como herramienta de benchmarking (o competencia por comparación), a efectos de ponderar la eficiencia entre grupos de empresas de Distribución Eléctrica.

1.3.1. Selección de variables de entrada y salida

La identificación de una variable como entrada o salida, obedece a la necesidad de reflejar el efecto que produce su variación en el resultado de eficiencia, evitando así la aparición de objetivos contradictorios en la optimización. En distribución eléctrica, se emplean a efectos de ponderar, en última instancia la eficiencia del Valor Agregado de Distribución (VAD), típicamente las siguientes:

1.3.1.1. Variables de Entrada:

Las variables de entrada incluyen esencialmente los costos en que incurren las empresas distribuidoras. Típicamente pueden ser mencionadas las siguientes:

- Costos de capital
- Costos de operación y Mantenimiento
- Costos de Administración
- Número de trabajadores
- Remuneraciones
- Energía no vendida
- Pérdidas

Costos de Capital: El costo de capital consiste en todos los costos de los bienes del sistema de suministro. Está representado por la base de capital reconocida hasta cierto período, normalmente coincidente con el comienzo del período tarifario. Puede tener su expresión a través del indicador VNR (Valor a Nuevo de Reemplazo) o por otros estimadores, tales como el CIPLP (Costo Incremental Promedio de Largo Plazo) y la capacidad (MW) correspondiente al momento en el que tal indicador es considerado.

Costos de operación y mantenimiento: Los costos de operación y mantenimiento radican en gastos directos e indirectos como costos por remuneración, operación del sistema, mantenimiento de la red, planificación, equipos en depósito.

Costos de Administración: Análogamente a los costos de operación del sistema, se tienen aquí los costos involucrados en la gestión administrativa de la empresa como servicios contratados que brindan servicios a la empresa y otros costos imprevistos.

Número de trabajadores: La variable número de trabajadores juega un factor importante para dimensionar y estructurar el tipo de organización constituido en las empresas, así como en la definición de precios para la determinación de los costos.

Remuneraciones: Junto a la variable número de trabajadores, permiten estructurar la organización de la empresa y permiten definir el precio del trabajo en la estimación de los costos.

Energía no vendida: Como una manera de considerar información respecto a la adecuada/inadecuada operación del sistema.

Pérdidas: El nivel de pérdidas globales del sistema, de potencia y energía, valorizadas al precio de compra, constituye un costo a integrar en el conjunto de entradas. Puede integrarse como porcentaje, o bien expresarse como un costo. En cualquier caso, como todas las entradas del modelo, deben minimizarse para cierto nivel de la salida virtual ponderada.

1.3.1.2. Variables de Salida:

Se escogen las variables fijadas a corto plazo y que describen eficazmente el servicio, el sistema y, en cierta medida, el entorno que enfrentan las distribuidoras. Las más generalmente utilizadas son:

- Energía vendida.
- Demanda máxima.
- Número de clientes.
- Longitud de la red de distribución.

Energía vendida: Las ventas de energía, son necesarias ya que reflejan el resultado de la actividad primaria ejercida por cada empresa.

Potencia máxima coincidente en punta: constituye un proxy de la capacidad de las instalaciones requerida por la distribuidora para permitir la entrega de energía a clientes en horas de demanda máxima. Esto refleja el hecho que el sistema de distribución debe ser diseñado para enfrentar demandas máximas, incluso si éstas están muy por encima de la demanda media. La inclusión de la potencia máxima asegura que las distribuidoras que requieran mayores entradas para enfrentar demandas relativamente altas, no sean castigadas en la evaluación de eficiencia.

Número de clientes: El costo propio de distribución está afectado por el número de puntos de conexión que se deben construir y servir. El número de clientes actúa como una variable proxy para el número de puntos de conexión de cada distribuidora. Por lo tanto, es importante que este se incluya como una salida en el modelo de eficiencia de las mismas .

Longitud de la red de distribución: Una forma de medir el tamaño de la red es por medio de los kilómetros de línea. Esta salida captura, en proporción, el tamaño del sistema de distribución operado por la empresa y asegura que, por ejemplo, una distribuidora rural grande no sea castigada en la evaluación de eficiencia comparada con una distribuidora que realiza el servicio en una zona urbana. En algunos trabajos, esta variable, junto al número de transformadores, también se utiliza para representar el costo de capital.

La confiabilidad de suministro también podría incluirse como una variable de salida. Sin embargo, esta información, en general, no está disponible para todas las empresas y, por tanto, no es recomendada para el presente estudio.

Adicionalmente a la selección enunciada, sobre el mismo modelo matemático DEA elegido, se plantean diversas combinaciones de las variables de entrada/salida escogidas, incluyendo todas o algunas en cada una. Ello posibilita un análisis de sensibilidad que el modelo DEA empleado (eficiencias resultantes), exhibe frente a la consideración de alternativas diferentes en estas variables.

1.3.2. Modelos a Emplear. Posibilidades de análisis mediante metodología DEA

1.3.2.1. Modelos de Multiplicadores (DEA Primal) o Envolventes (DEA Dual)

En primer lugar, como se anticipó al presentar los principales Modelos DEA, existen varias razones para utilizar el tipo de Modelo Envolvente en lugar del Modelo de Multiplicadores. Las dos más importantes se mencionan a continuación:

- Operatividad y Ahorro de tiempo. Simplicidad en la formulación y Cálculo:

Considerando que el número de entradas/salidas es, en general, bastante menor que el de DMUs, el modelo dual (envolvente) tendrá menos restricciones que el primal (multiplicadores). Esto redundará en una mayor sencillez respecto de su formulación, rapidez y seguridad de convergencia en su cálculo.

- Interpretación más adecuada de la eficiencia:

El modelo dual, por ejemplo (5), exhibe en sus restricciones la estrategia de búsqueda. En efecto, en las primeras e restricciones (e = número de entradas), determina la existencia de una unidad (DMU), real o ficticia, que consuma menos o lo mismo que la DMU_0 en evaluación. Mediante las s restricciones siguientes (s = número de salidas), verifica si tal DMU (real o ficticia), es capaz de producir más o lo mismo que la DMU_0 evaluada. Si no existiese tal DMU, diferente de DMU_0 , no quedará otra alternativa que su índice de eficiencia sea la unidad ($\theta_0 = 1$). Si tal DMU existiese, entonces la única alternativa de solución es que ($\theta_0 < 1$).

- Mayor claridad en la información al momento de diseñar estrategias de mejora:

Esto es así para los modelos envolventes, dada su facilidad en términos de la identificación de grupos comparables de DMUs. Por ejemplo, en el modelo BCC, que considera

rendimientos variables a escala (ecuación (8)), la envolvente resultante es consecuencia, como se ha dicho, de una comparación con DMUs de similares escalas de operación.

1.3.2.2. Modelos Orientados a Entradas u Orientados a Salidas

En el ámbito de las empresas de distribución, la orientación a entradas del modelo DEA, ofrece mayor claridad de interpretación. En efecto, dada la exigencia impuesta por el esquema retributivo empleado, sustentado en la Regulación por Eficiencia (particularmente, de Limitación de Ingresos), las DMUs intentarán maximizar sus beneficios a partir de una minimización de sus costos. Esto es equivalente a la reducción de la entrada ponderada en el modelo de multiplicadores. La pertinencia de tal orientación se sostiene, obviamente, al emplear su modelo dual.

1.3.2.3. Modelos de Rendimientos Constantes (CCR) o Variables a Escala (BCC)

Adoptando como hipótesis que se reconoce la existencia de Rendimientos a Escala en el sector de distribución eléctrica, el modelo adecuado resulta el BCC. Aún considerando la pre-clasificación de empresas en Áreas Representativas, en las que se intenta agrupar similares tecnologías y escalas de producción, el mismo modelo determinará la escala de operación de la empresa real o virtual contra la que se compara la DMU₀ evaluada. De manera que pueden resultar ponderaciones de entradas y salidas que exhiban rendimientos no constantes (ineficiencia de escala). Tal como se mencionó, la situación puede resolverse forzando al modelo a comparar entre grupos homogéneos en escalas de producción, concibiendo la estructura del programa lineal (8).

1.3.2.4. Modelos Orientados a Eficiencia Fuerte o Débil

Si bien es muy común encontrar en la literatura especializada, aplicaciones que sólo contemplan modelos de eficiencia débil (como el (5) o el (6)), en las aplicaciones para distribución eléctrica generalmente se proponen modelos orientados a eficiencia fuerte, tal como el (8).

La diferencia introducida en este estudio respecto de la formulación (8), es que la medida de eficiencia fuerte será el resultado de resolver dos programas lineales equivalentes a (8). La ventaja de esta estrategia es no tener que tratar con el parámetro ε , lo cual puede introducir algunos inconvenientes operativos.

Los pasos (o modelos lineales **DEA**) son los siguientes:

1ro.- Resolver el Modelo (5), orientado a eficiencia débil. Se obtiene, como solución, para cada una de las **n** DMUs del conjunto analizado, el *valor de eficiencia* θ_0 y el *vector de ponderadores* $\lambda = [\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n]$.

2do.- Con el valor de ($\theta_0 = \theta^*_0$), se resuelve el siguiente problema lineal, en las variables *slacks* correspondientes a cada entrada/salida y el vector de ponderadores $\lambda' = [\lambda'_1, \lambda'_2, \dots, \lambda'_n]$:

(9)

Max

$$\left[\left(\sum_{i=1}^e S_i^- + \sum_{r=1}^s S_r^+ \right) \right]$$

Sujeto a :

$$\left[\sum_{j=1}^n \lambda'_j \times x_{ij} \right] - \theta^* \times x_{i0} + S_i^- = 0 \quad ; \quad \forall j \in [1, n]; \forall i \in [1, e]$$

$$\left[\sum_{j=1}^n \lambda'_j \times y_{rj} \right] - y_{r0} - S_r^+ = 0 \quad ; \quad \forall j \in [1, n]; \forall r \in [1, s]$$

$$\sum_{j=1}^n \lambda'_j = 1$$

$$\lambda'_j \geq 0 \quad ; \quad S_i^-, S_r^+ \geq 0$$

Luego, el valor de la función objetivo resultante para cada DMU en el problema (9), puede ser utilizado para ponderar un decremento en la eficiencia, volviéndola, si corresponde, débil, o bien para definir un índice de eficiencia basado en holgura, que contemple la eficiencia en la utilización de cada insumo/entrada y de cada producto/salida, a través de la correspondiente sumatoria de los valores en las variables de holgura o *slack* respectivas. En el presente trabajo, se ha escogido la segunda opción.

2. CUADROS – ANALISIS DE EMPRESAS COMPARADORAS

Cuadro N° 1	Empresas de la FERC seleccionadas como comparadoras
Cuadro N° 2	Información general de las empresas seleccionadas (US \$)
Cuadro N° 3	Índices de Precios al Consumidor e Industriales para EEUU – Periodo 1960-2004
Cuadro N° 4	Empresas Comparadoras - Valores Económicos Expresados en Dólares Internacionales a Junio de 2006
Cuadro N° 5	Empresas Comparadoras - Demanda, Energía, Pérdidas y Clientes
Cuadro N° 6	Empresas Comparadoras - Eficiencias
Cuadro N° 7	Empresas Comparadoras Seleccionadas
Cuadro N° 8	Empresas Comparadoras Seleccionadas - Pérdidas
Cuadro N° 9	Valores de Indicadores varios para traslación de datos entre países y dentro del mismo país

Cuadro N° 1 - Empresas de la FERC seleccionadas como comparadoras

Años con datos	EMPRESA		
	Nombre completo	Nombre reducido	
Empresas con datos años 2007 y 2008	1	Alabama Power Company	Alabama
	2	Alaska Electric Light And Power Company	Alaska
	3	Allete, Inc.	Allete
	4	Appalachian Power Company	Appalachian
	5	Arizona Public Service Company	Arizona
	6	Atlantic City Electric Company	Atlantic
	7	Avista Corporation	Avista
	8	Baltimore Gas And Electric Company	Baltimore
	9	Bangor Hydro-Electric Company	Bangor
	10	Black Hills Power, Inc.	Black Hills
	11	Carolina Power & Light Company	Carolina
	12	Central Hudson Gas & Electric Corporation	C. Hudson
	13	Central Illinois Light Company	C. Illinois LP
	14	Central Illinois Public Service Company	C. Illinois PSC
	15	Central Vermont Public Service Corporation	C. Vermont
	16	Cleco Power Llc	Cleco
	17	Cleveland Electric Illuminating Company, The	Cleveland
	18	Columbus Southern Power Company	Columbus
	19	Commonwealth Edison Company	Commonwealth
	20	Connecticut Light And Power Company, The	Connecticut
	21	Consolidated Edison Company Of New York, Inc.	Consolidated
	22	Consumers Energy Company	Consumers EC
	23	Chugach Electric Association, Inc.	Chugach
	24	Delmarva Power & Light Company	Delmarva
	25	Duke Energy Carolinas, LLC	Duke EC
	26	Duke Energy Indiana, Inc.	Duke EI
	27	Duke Energy Kentucky, Inc.	Duke EK
	28	Duke Energy Ohio, Inc.	Duke EO
	29	Duquesne Light Company	Duquesne
	30	Edison Sault Electric Company	Edison
	31	El Paso Electric Company	El Paso
	32	Entergy Arkansas, Inc.	Entergy A
	33	Entergy Gulf States Louisiana, L.L.C.	Entergy GSL
	34	Entergy Louisiana, LLC	Entergy L
	35	Entergy Mississippi, Inc.	Entergy M
	36	Entergy New Orleans, Inc.	Entergy NO
	37	Fitchburg Gas And Electric Light Company	Fitchburg
	38	Florida Power & Light Company	Florida PLC
	39	Florida Power Corporation	Florida PC
	40	Georgia Power Company	Georgia
	41	Golden State Water Company	Golden
	42	Granite State Electric Company	Granite
	43	Green Mountain Power Corporation	Green Mountain
	44	Gulf Power Company	Gulf
	45	Hawaii Electric Light Company, Inc.	Hawaii ELC
	46	Hawaiian Electric Company, Inc.	Hawaiian EC
	47	Idaho Power Company	Idaho
	48	Illinois Power Company	Illinois
	49	Indiana Michigan Power Company	Indiana
	50	Indianapolis Power & Light Company	Indianapolis

Cuadro N° 1 - Empresas de la FERC seleccionadas como comparadoras

Años con datos	EMPRESA		
	Nombre completo	Nombre reducido	
Empresas con datos años 2007 y 2008	51	Interstate Power And Light Company	Interstate
	52	Jersey Central Power & Light Company	Jersey
	53	Kansas City Power & Light Company	Kansas CPLC
	54	Kansas Gas And Electric Company	Kansas GEC
	55	KCP&L Greater Missouri Operations Company	KCP
	56	Kentucky Power Company	Kentucky PC
	57	Kentucky Utilities Company	Kentucky UC
	58	Kingsport Power Company	Kingsport
	59	Lockhart Power Company	Lockhart
	60	Louisville Gas And Electric Company	Louisville
	61	Madison Gas And Electric Company	Madison
	62	Massachusetts Electric Company	Massachusetts
	63	Maui Electric Company, Limited	MAUI
	64	Mdu Resources Group, Inc.	MDU
	65	Metropolitan Edison Company	Metropolitan
	66	Midamerican Energy Company	MidAmerican
	67	Midwest Energy Inc.	Midwest
	68	Mississippi Power Company	Mississippi
	69	Monongahela Power Company	Monongahela
	70	Mt. Carmel Public Utility Co	Mt. Carmel
	71	Nevada Power Company, D/B/A NV Energy	Nevada
	72	New York State Electric & Gas Corporation	New York
	73	Niagara Mohawk Power Corporation	Niagara
	74	Northern Indiana Public Service Company	Northern IPSC
	75	Northern States Power Company (Minnesota)	Northern SPCM
	76	Northern States Power Company (Wisconsin)	Northern SPCW
	77	Northwestern Corporation	NorthWestern C
	78	Northwestern Wisconsin Electric Company	Northwestern WEC
	79	Nstar Electric Company	NSTAR
	80	Ohio Edison Company	Ohio EC
81	Ohio Power Company	Ohio PC	
82	Oklahoma Gas And Electric Company	Oklahoma	
83	Orange And Rockland Utilities, Inc.	Orange	
84	Otter Tail Corporation	Otter	
85	Pacific Gas And Electric Company	Pacific	
86	Pacificorp	Pacificorp	
87	Peco Energy Company	PECO	
88	Pennsylvania Electric Company	Pennsylvania EC	
89	Pennsylvania Power Company	Pennsylvania PC	
90	Pioneer Power And Light Company	Pioneer	
91	Portland General Electric Company	Portland	
92	Potomac Electric Power Company	Potomac	
93	Ppl Electric Utilities Corporation	PPL	
94	Public Service Company Of Colorado	Public SCC	
95	Public Service Company Of New Hampshire	Public SCNH	
96	Public Service Company Of New Mexico	Public SCNM	
97	Public Service Company Of Oklahoma	Public SCO	

Cuadro N° 1 - Empresas de la FERC seleccionadas como comparadoras

Años con datos	EMPRESA		
		Nombre completo	Nombre reducido
Empresas con datos años 2007 y 2008	98	Public Service Electric And Gas Company	Public SEGC
	99	Puget Sound Energy, Inc.	Puget
	100	Rockland Electric Company	Rockland
	101	Rochester Gas And Electric Corporation	Rochester
	102	San Diego Gas & Electric Company	San Diego
	103	Sierra Pacific Power Company, D/B/A NV Energy	Sierra
	104	South Carolina Electric & Gas Company	South Carolina
	105	Southern California Edison Company	Southern California
	106	Southern Indiana Gas And Electric Company	Southern Indiana
	107	Southwestern Electric Power Company	Southwestern EPC
	108	Southwestern Public Service Company	Southwestern PSC
	109	Superior Water, Light And Power Company	Superior
	110	Tampa Electric Company	Tampa
	111	The Dayton Power And Light Company	The Dayton
	112	The Detroit Edison Company	The Detroit
	113	The Empire District Electric Company	The Empire
	114	The Narragansett Electric Company	The Narragansett
	115	The Potomac Edison Company	The Potomac EC
	116	The United Illuminating Company	The United IC
	117	Toledo Edison Company, The	Toledo
	118	Tucson Electric Power Company	Tucson
	119	Union Electric Company	Union
	120	Unitil Energy Systems, Inc.	Unitil
	121	UNS Electric, Inc.	UNS
	122	Upper Peninsula Power Company	Upper
	123	Virginia Electric And Power Company	Virginia
	124	West Penn Power Company	West Penn
	125	Westar Energy, Inc.	Westar
	126	Western Massachusetts Electric Company	Western MEC
	127	Wheeling Power Company	Wheeling
128	Wisconsin Electric Power Company	Wisconsin EPC	
129	Wisconsin Power And Light Company	Wisconsin PLC	
130	Wisconsin Public Service Corporation	Wisconsin PSC	
Sólo año 2008	131	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, Q	Black Hills Colorado
	132	Entergy Texas, Inc.	Entergy T

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Alabama		Alaska	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	5,428,237,766	5,708,554,538	58,170,005	37,255,952
p207 c370	Activos Comercialización	224,281,514	246,768,764	3,200,957	3,341,578
c373	Activos Alumbrado Público	199,028,677	205,435,380	313,720	315,286
L75	Planta de Distribución Total	4,586,035,132	4,826,852,773	41,113,206	42,239,697
p207 L104	Total act. planta en servicio	16,592,240,476	17,556,704,897	112,963,389	116,081,379
p207 L99	Activo total planta general	971,030,175	1,014,751,397	16,118,948	16,905,970
p110 L.2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	16,669,142,525	17,635,128,193	113,304,625	116,087,191
L5	Depreciación Acumulada	6,563,989,629	6,894,511,223	65,519,138	68,469,565
p301 L.2	Consumo Residencial [MWh]	18,874,039	18,379,801	142,018	128,495
L4	Consumo Comercial [MWh]	14,761,243	14,551,495	55,381	47,215
L5	Consumo Industrial [MWh]	22,805,675	22,074,616	70,054	68,247
L6	Energía para AP [MWh]	197,480	197,824	1,171	1,158
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	76,137	65,061
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	3,394	3,459	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	56,641,831	55,207,195	344,761	310,176
L11	Ventas para reventa [MWh]	18,922,975	20,229,031	0	0
L12	Ventas totales de energía [MWh]	75,564,806	75,436,226	344,761	310,176
p401a L.27	Pérdidas de energía [MWh]	3,653,417	3,442,090	17,909	19,269
L.26	Consumo propio [MWh]	127,588	125,192	3,290	3,291
L.25	E. suministrada sin costo [MWh]	1,914	1,967	0	0
L.28	E. disponible para venta [MWh]	79,347,725	79,005,475	365,960	332,736
p301 L.14	N° de Clientes	1,425,243	1,435,370	15,865	15,918
p336 L.8	Amortiz. Anual Activos Distribución	160,509,288	168,307,195	1,283,536	1,295,968
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	10,079,632	10,104,757	246,182	233,257
c597		661,083	773,468	10,219	15,124
L164		99,744,865	107,272,753	988,611	1,179,754
p323 L.171		34,400,253	34,841,327	45,571	24,951
L.178		13,462,722	13,564,494	0	0
p322 c580	Costos OyM Distribución	15,185,263	15,664,265	374,125	385,409
c581		393	26	0	0
c582		3,021,433	2,908,874	9,888	14,107
c583		5,308,597	4,729,661	0	0
c584		2,628,913	2,887,188	0	0
c587		3,289,164	3,719,715	0	0
c588		12,188,092	14,422,452	237,817	242,022
c589		50,876	50,246	0	0
c590		7,699,892	8,774,195	0	0
c591		122,292	139,662	63,952	52,630
c592		7,992,314	8,736,326	80,033	87,590
c593		108,111,988	108,431,305	324,571	445,791
c594		3,699,032	4,135,613	273,606	258,918
c595		3,525,218	4,229,121	-16,332	-69,020
c598		216,006	287,310	16,965	29,993
p323 L.197	Costos de Administración	299,765,708	292,365,941	3,603,889	4,366,637
L.198	Total Costos de ADM	3,387,133,238	3,981,544,865	17,911,493	34,071,525
p207 c365	Activos Líneas Aereas	797,392,347	848,558,550	8,751,056	8,838,876
c367	Activos Líneas Subterrán.	389,553,400	422,231,696	5,820,291	5,935,161
L.66	Activos conducciones subt.	24,492,085	27,374,185	2,285,261	2,371,080
p401b	Demanda Pico [MW]	12,496	11,804	66	64
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	9,516	8,782	66	64
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	583,035,517	688,318,175	8,787,192	9,097,570
p321 L.79	Gastos por compra energía [U\$S]	602,216,222	706,259,804	8,787,192	9,097,570
p320-321	Costos de Combustibles	1,614,004,696	2,032,607,676	1,040,707	15,031,684
p422-423	Activos LA 24-115kV	1,090,629,925	1,151,465,294	19,444,698	19,676,675
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	38,725,150	45,418,136	188,707	254,938

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Allethe		Appalachian	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	423,077,401	440,918,536	2,231,862,081	2,349,794,737
p207 c370	Activos Comercialización	41,125,874	41,856,007	98,053,209	104,841,139
c373	Activos Alumbrado Público	2,464,858	2,492,502	21,353,567	21,814,500
L75	Planta de Distribución Total	401,101,558	420,379,527	2,372,576,807	2,499,383,288
p207 L104	Total act. planta en servicio	1,630,738,141	1,775,346,733	7,960,202,684	8,264,877,900
p207 L99	Activo total planta general	135,778,092	139,031,179	170,047,881	177,041,949
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	1,630,757,567	1,775,366,159	7,974,614,337	8,277,826,022
L5	Depreciación Acumulada	770,687,143	780,376,274	2,979,224,745	3,090,973,162
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	1,051,453	1,079,837	12,376,428	12,523,324
L4	Consumo Comercial [MWh]	1,244,930	1,240,324	7,052,259	7,057,113
L5	Consumo Industrial [MWh]	6,622,051	6,737,333	13,617,512	13,794,156
L6	Energía para AP [MWh]	15,752	15,983	70,415	70,066
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	67,056	64,912	758,797	765,009
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	9,001,242	9,138,389	33,875,411	34,209,668
L11	Ventas para reventa [MWh]	3,949,817	3,606,043	20,530,415	20,163,676
L12	Ventas totales de energía [MWh]	12,951,059	12,744,432	54,405,826	54,373,344
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	353,811	446,064	3,027,352	2,994,823
L26	Consumo propio [MWh]	16,593	17,597	0	0
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	937	969
L28	E. disponible para venta [MWh]	13,321,463	13,208,093	57,434,115	57,369,136
p301 L14	N° de Clientes	140,750	141,555	951,798	957,963
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	10,428,522	13,995,745	72,354,806	77,127,671
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	1,385,956	1,367,019	1,208,051	1,740,753
c597		13,081	13,457	581,077	536,202
L164		5,982,029	5,870,920	47,771,598	43,739,772
p323 L171		7,468,791	9,288,034	4,301,623	4,178,371
L178		159,065	68,934	110	0
p322 c580	Costos OyM Distribución	1,433,566	1,522,148	6,716,687	7,172,334
c581		0	0	928,438	1,059,457
c582		0	0	1,265,974	1,324,366
c583		1,412,390	1,335,437	-327,421	1,095,959
c584		562,876	558,261	1,089,782	1,396,626
c587		0	0	951,079	861,789
c588		158,880	189,111	11,973,021	16,843,239
c589		86,976	65,636	2,653,393	3,687,195
c590		541,195	512,452	260,612	229,303
c591		0	0	72,216	172,589
c592		3,087,944	3,036,960	3,261,705	3,258,416
c593		11,048,483	10,388,988	55,450,644	67,325,364
c594		1,928,516	1,894,963	2,662,997	2,202,487
c595		0	0	3,254,370	2,802,204
c598	13,564	-3,868	4,347,125	5,457,113	
p323 L197	Costos de Administración	46,938,614	75,458,134	115,643,198	120,747,247
L198	Total Costos de ADM	530,392,721	494,992,887	2,110,496,327	2,368,753,906
p207 c365	Activos Líneas Aereas	71,305,303	73,655,201	454,483,966	478,826,608
c367	Activos Líneas Subterrán.	64,367,367	69,182,664	167,911,494	178,815,132
L66	Activos conducciones subt.	8,325,756	8,801,219	66,613,050	70,499,119
p401b	Demanda Pico [MW]	1,789	1,774	8,003	7,848
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	1,259	1,290	5,142	5,090
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	252,373,109	176,299,461	868,014,053	1,126,207,807
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	255,052,019	179,080,665	882,704,778	1,140,854,434
p320-321	Costos de Combustibles	116,590,884	126,166,315	686,277,563	683,508,840
p422-423	Activos LA 24-115kV	65,591,717	67,329,339	135,530,567	140,004,502
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	1,194,079	0	3,503,428	3,138,475

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Arizona		Atlantic	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	3,497,624,231	3,703,201,456	1,298,084,187	1,329,741,956
p207 c370	Activos Comercialización	180,162,724	181,114,208	61,850,237	61,571,419
c373	Activos Alumbrado Público	70,437,335	73,312,730	60,112,689	63,685,857
L75	Planta de Distribución Total	4,183,564,856	4,428,372,822	1,242,718,762	1,315,924,088
p207 L104	Total act. planta en servicio	11,916,994,963	12,545,216,212	1,949,654,865	2,138,714,296
p207 L99	Activo total planta general	457,918,666	480,328,986	113,524,253	115,053,813
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	11,938,354,783	12,609,885,322	1,955,208,578	2,144,268,009
L5	Depreciación Acumulada	4,637,471,645	4,798,579,348	633,518,715	666,229,742
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	13,771,481	13,368,015	4,519,536	4,417,607
L4	Consumo Comercial [MWh]	12,850,891	12,870,469	4,468,969	4,492,410
L5	Consumo Industrial [MWh]	2,422,132	2,422,055	1,149,391	1,129,043
L6	Energía para AP [MWh]	123,620	129,843	48,828	49,683
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	3,197	3,206	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	29,171,321	28,793,588	10,186,724	10,088,743
L11	Ventas para reventa [MWh]	4,398,481	4,471,391	4,131,131	4,243,103
L12	Ventas totales de energía [MWh]	33,569,802	33,264,979	14,317,855	14,331,846
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	2,155,220	2,075,392	766,140	667,590
L26	Consumo propio [MWh]	62,399	64,848	27,529	27,022
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	35,787,421	35,405,219	15,111,524	15,026,458
p301 L14	N° de Clientes	1,086,388	1,101,956	542,126	545,011
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	99,052,245	106,054,246	33,071,641	34,985,847
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	5,454,566	6,034,245	1,343,168	2,328,169
c597		73,121	10,969	1,360,844	766,894
L164		67,386,636	75,589,260	43,130,921	49,860,865
p323 L171		11,184,454	12,641,506	18,421,783	21,996,142
L178		14,202,647	15,162,546	2,571,934	1,318,364
p322 c580	Costos OyM Distribución	1,818,920	2,888,505	7,130,699	10,638,795
c581		966,010	1,208,320	1,406,775	1,478,333
c582		1,133,249	992,550	0	0
c583		853,851	2,730,924	3,366,066	2,944,329
c584		4,040,309	3,392,368	0	0
c587		80,318	71,233	35,972	31,900
c588		35,087,501	38,243,427	4,210,442	5,719,944
c589		478,335	615,385	3,672,822	3,622,320
c590		400,272	643,682	520,691	934,543
c591		802,566	1,363,454	0	0
c592		3,027,040	2,684,919	4,590,799	3,642,847
c593		15,912,033	19,006,742	4,346,516	4,651,057
c594		7,632,803	8,150,101	2,041,297	1,075,525
c595	4,746,985	4,815,471	0	0	
c598	9,325,410	10,869,228	1,882	155,154	
p323 L197	Costos de Administración	151,185,276	157,964,325	41,389,527	48,602,729
L198	Total Costos de ADM	2,015,634,653	2,205,876,050	1,285,187,261	1,349,915,517
p207 c365	Activos Líneas Aereas	272,581,757	279,867,659	195,303,682	213,355,389
c367	Activos Líneas Subterrán.	1,234,823,571	1,320,458,126	110,945,364	115,036,981
L66	Activos conducciones subt.	577,756,928	599,586,449	36,041,698	36,123,942
p401b	Demanda Pico [MW]	7,545	7,026	2,894	2,615
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	6,618	6,139	2,103	1,877
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	527,995,239	533,749,191	1,060,413,911	1,184,514,918
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	526,945,489	532,718,911	1,129,398,195	1,179,169,848
p320-321	Costos de Combustibles	761,984,057	882,538,989	4,806,903	128,371
p422-423	Activos LA 24-115kV	372,478,899	398,351,091	102,694,642	104,514,422
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	29,128,775	28,504,288	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	7,740,088	8,527,094	98,750	-7,041

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Avista		Baltimore	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	866,568,265	942,215,876	2,871,710,365	3,039,812,027
p207 c370	Activos Comercialización	23,347,930	44,273,042	240,618,283	246,676,211
c373	Activos Alumbrado Público	26,262,991	27,761,029	79,132,299	81,540,110
L75	Planta de Distribución Total	881,923,279	957,313,048	3,468,999,987	3,672,215,254
p207 L104	Total act. planta en servicio	2,425,959,004	2,544,509,470	4,244,444,041	4,493,754,681
p207 L99	Activo total planta general	70,342,012	75,769,538	114,787,651	123,419,010
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	3,131,916,272	3,340,068,198	5,884,727,731	6,193,745,741
L5	Depreciación Acumulada	1,090,037,407	1,142,578,137	2,263,197,222	2,389,080,034
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	3,670,026	3,743,696	13,364,615	13,022,459
L4	Consumo Comercial [MWh]	3,132,068	3,187,832	15,886,787	15,293,672
L5	Consumo Industrial [MWh]	2,084,372	2,058,527	3,462,233	3,244,264
L6	Energía para AP [MWh]	25,418	25,757	188,211	189,631
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	12,842	13,507	210,610	212,950
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	8,924,726	9,029,319	33,112,456	31,962,976
L11	Ventas para reventa [MWh]	2,536,103	3,566,073	0	0
L12	Ventas totales de energía [MWh]	11,460,829	12,595,392	33,112,456	31,962,976
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	617,437	623,811	1,998,700	2,263,765
L26	Consumo propio [MWh]	12,302	9,705	23,005	23,776
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	12,090,568	13,228,908	35,134,161	34,250,517
p301 L14	N° de Clientes	347,097	352,352	1,221,284	1,229,181
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	18,445,167	24,527,250	120,078,172	112,954,985
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	908,418	1,308,218	2,373,196	1,082,569
c597		176,847	145,069	244,290	922,781
L164		12,489,906	12,369,667	51,857,455	71,158,491
p323 L171		11,363,893	16,811,273	6,949,710	4,678,658
L178		949,730	766,527	0	0
p322 c580	Costos OyM Distribución	1,086,493	1,391,231	7,107,890	10,042,984
c581		0	0	4,674,831	4,619,691
c582		456,006	621,675	1,501,934	1,138,207
c583		872,105	1,975,815	349,368	-1,189,552
c584		1,400,039	896,606	3,422,925	5,935,209
c587		886,924	825,366	0	0
c588		4,614,263	5,097,414	38,052,371	40,596,336
c589		152,361	191,442	4,707,645	4,308,835
c590		1,334,694	1,371,668	1,034,681	903,761
c591		269,664	294,513	0	0
c592		872,990	750,947	3,198,349	3,102,971
c593		6,718,499	7,983,419	39,145,537	41,736,310
c594		1,064,426	1,059,209	9,662,873	9,615,193
c595	550,762	678,925	536,658	2,652,999	
c598	352,619	503,563	2,168,262	878,995	
p323 L197	Costos de Administración	55,332,687	54,994,954	162,820,173	141,306,746
L198	Total Costos de ADM	504,795,844	665,007,310	1,867,446,322	2,255,829,179
p207 c365	Activos Líneas Aereas	121,489,836	129,268,022	420,215,682	449,592,004
c367	Activos Líneas Subterrán.	106,836,636	115,565,756	971,049,650	1,012,925,454
L66	Activos conducciones subt.	65,856,250	71,349,434	150,575,522	169,795,294
p401b	Demanda Pico [MW]	1,685	1,821	7,194	6,929
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	1,332	1,330	7,194	6,929
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	191,126,248	276,853,230	1,500,380,569	1,820,894,284
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	218,563,361	356,155,170	1,500,380,569	1,880,105,300
p320-321	Costos de Combustibles	126,495,317	135,951,504	0	0
p422-423	Activos LA 24-115kV	88,260,718	97,051,942	77.229.222	77.229.222
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	775,675	1.133.063	4.404.153	5.664.032

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Bangor		Black Hills	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	248,273,190	253,573,839	218,950,407	228,412,438
p207 c370	Activos Comercialización	23,137,653	21,019,549	10,005,719	7,897,105
c373	Activos Alumbrado Público	4,346,353	4,463,556	1,450,251	1,516,330
L75	Planta de Distribución Total	252,770,100	258,538,674	239,729,489	249,651,598
p207 L104	Total act. planta en servicio	544,278,703	581,147,335	678,703,508	694,821,670
p207 L99	Activo total planta general	33,511,587	34,822,738	38,325,234	40,949,063
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	627,440,080	664,308,712	683,573,816	705,864,624
L5	Depreciación Acumulada	123,256,239	131,291,722	282,235,339	300,066,347
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	593,894	590,808	518,148	524,411
L4	Consumo Comercial [MWh]	606,509	603,663	690,702	699,733
L5	Consumo Industrial [MWh]	378,553	349,723	434,627	414,421
L6	Energía para AP [MWh]	8,700	8,102	10,448	9,955
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	24,213	24,413
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	1,587,656	1,552,296	1,678,138	1,672,933
L11	Ventas para reventa [MWh]	276,813	309,726	1,331,512	1,740,200
L12	Ventas totales de energía [MWh]	1,864,469	1,862,022	3,009,650	3,413,133
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	135,418	125,621	77,490	79,548
L26	Consumo propio [MWh]	2,300	2,300	11,665	11,854
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	2,002,187	1,989,943	3,098,805	3,504,535
p301 L14	N° de Clientes	133,397	134,151	65,165	65,989
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	7,044,647	7,139,922	7,147,121	7,339,196
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	808,381	864,024	245,879	331,448
c597		25,910	27,693	44,403	57,737
L164		5,600,168	5,292,207	2,218,632	2,700,894
p323 L171		44,981	143,951	914,554	980,570
L178		0	0	0	0
p322 c580	Costos OyM Distribución	154,162	164,774	771,641	943,029
c581		108,925	114,914	165,415	178,703
c582		81,615	87,233	449,920	462,324
c583		279,824	299,085	467,449	533,525
c584		5,830	6,231	216,998	228,638
c587		71,252	76,156	28,911	28,661
c588		1,577,897	1,686,508	427,514	545,655
c589		0	0	21,248	22,500
c590		323,870	346,164	36,060	26,743
c591		55,706	59,540	0	0
c592		571,955	611,325	132,647	116,827
c593		4,005,073	4,039,122	1,320,089	1,865,762
c594		197,561	211,160	123,311	161,178
c595		248,733	265,854	10,591	7,885
c598	11,659	12,462	31,234	41,573	
p323 L197	Costos de Administración	8,480,659	10,853,748	19,701,197	21,799,463
L198	Total Costos de ADM	60,869,747	74,884,141	124,693,235	166,252,345
p207 c365	Activos Líneas Aereas	59,517,113	60,998,481	33,242,905	32,720,816
c367	Activos Líneas Subterrán.	5,514,432	6,243,399	34,833,212	35,726,002
L66	Activos conducciones subt.	1,980,418	2,031,326	1,262,103	1,211,297
p401b	Demanda Pico [MW]	291	272	430	486
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	251	230	245	245
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	27,657,026	31,096,556	49,377,537	80,787,890
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	27,657,026	31,096,556	49,377,537	81,423,583
p320-321	Costos de Combustibles	121,575	356,756	22,774,969	24,449,768
p422-423	Activos LA 24-115kV	0	0	878,107	923,219
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	15,121	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Carolina		C. Hudson	
		2007	2007	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	3,637,170,622	4,011,309,515	637,930,200	674,518,249
p207 c370	Activos Comercialización	190,828,024	194,249,262	32,073,593	32,171,404
c373	Activos Alumbrado Público	106,701,929	113,016,559	8,720,898	8,817,769
L75	Planta de Distribución Total	4,139,294,784	4,322,198,703	603,042,838	629,691,308
p207 L104	Total act. planta en servicio	15,100,230,838	15,682,599,210	807,365,855	862,418,824
p207 L99	Activo total planta general	476,059,347	479,190,990	773,808	779,209
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	15,119,419,571	15,701,369,094	1,169,800,706	1,262,070,998
L5	Depreciación Acumulada	7,972,132,046	8,300,877,255	402,172,213	417,555,070
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	17,184,046	17,081,010	2,087,392	2,003,545
L4	Consumo Comercial [MWh]	14,033,801	13,926,093	1,284,647	1,181,018
L5	Consumo Industrial [MWh]	11,860,042	11,314,662	1,010,479	147,781
L6	Energía para AP [MWh]	122,172	123,533	23,082	22,921
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	1,315,123	1,341,549	344,003	370,394
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	932	937
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	44,515,184	43,786,847	4,750,535	3,726,596
L11	Ventas para reventa [MWh]	15,309,430	14,328,970	153,902	147,045
L12	Ventas totales de energía [MWh]	59,824,614	58,115,817	4,904,437	3,873,641
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	2,357,277	2,268,699	172,462	136,664
L26	Consumo propio [MWh]	75,991	77,679	10,337	9,859
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	62,257,882	60,462,195	5,087,236	4,020,164
p301 L14	N° de Clientes	1,423,785	1,447,449	293,205	288,262
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	183,980,954	191,496,656	14,359,794	14,927,964
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	2,753,572	3,836,082	1,662,734	1,502,290
c597		212,697	0	0	0
L164		46,350,745	45,175,352	14,746,050	17,257,307
p323 L171		5,990,975	11,000,984	12,368,999	14,539,511
L178		4,590,270	3,220,911	959,181	303,320
p322 c580	Costos OyM Distribución	1,179,390	952,184	1,394,049	1,426,446
c581		3,407,126	3,032,118	309,199	324,820
c582		553,624	937,708	536,384	402,395
c583		3,279,555	3,801,860	2,946,522	5,931,770
c584		3,900,096	3,501,627	894,057	935,562
c587		1,090,675	1,399,284	1,058,445	971,514
c588		45,109,165	38,264,430	4,838,291	5,100,904
c589		98,710	5,947,269	594,083	615,533
c590		0	0	146,859	169,403
c591		462,349	260,789	0	0
c592		3,730,588	3,758,408	1,026,546	881,084
c593		39,031,667	32,698,350	13,505,426	15,744,506
c594		4,245,651	4,051,888	829,570	823,119
c595		186,629	290,811	0	0
c598	1,126,514	1,184,016	0	259	
p323 L197	Costos de Administración	274,337,336	289,345,025	58,036,133	58,359,885
L198	Total Costos de ADM	2,717,049,940	2,739,853,263	510,766,394	501,801,006
p207 c365	Activos Líneas Aereas	617,893,838	637,189,927	129,346,127	135,043,657
c367	Activos Líneas Subterrán.	734,814,384	769,299,793	42,893,834	44,686,593
L66	Activos conducciones subt.	102,059,219	106,114,564	18,502,889	19,427,796
p401b	Demanda Pico [MW]	12,009	11,599	1,185	1,187
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	9,056	8,850	1,149	1,144
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	301,833,080	346,831,997	381,550,346	363,577,022
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	361,366,907	288,134,968	383,356,153	365,280,414
p320-321	Costos de Combustibles	1,340,618,254	1,422,406,110	79,267	69,485
p422-423	Activos LA 24-115kV	0	214,359,426	71,725,396	83,295,574
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	3,332,711	7,163,160	7,062,089

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	C. Illinois LP		C. Illinois PSC	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	656,352,796	676,166,235	1,124,213,592	1,165,888,976
p207 c370	Activos Comercialización	22,734,931	21,248,028	46,075,882	47,465,811
c373	Activos Alumbrado Público	12,243,111	12,589,292	42,242,599	42,731,932
L75	Planta de Distribución Total	770,932,527	795,347,489	1,212,709,684	1,257,724,923
p207 L104	Total act. planta en servicio	920,950,692	953,929,029	1,680,889,801	1,742,299,112
p207 L99	Activo total planta general	47,141,297	52,770,424	124,643,872	130,243,176
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	1,407,593,870	1,458,186,249	2,030,428,836	2,107,632,928
L5	Depreciación Acumulada	883,766,199	914,934,143	1,084,862,338	1,133,243,435
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	2,043,903	2,065,882	3,954,401	3,883,153
L4	Consumo Comercial [MWh]	1,938,173	1,988,261	4,312,549	4,166,189
L5	Consumo Industrial [MWh]	2,382,747	2,436,254	4,319,408	4,205,031
L6	Energía para AP [MWh]	25,783	24,408	57,615	58,123
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	1,015	-604	113,593	118,483
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	6,391,621	6,514,201	12,757,566	12,430,979
L11	Ventas para reventa [MWh]	2,918	0	661	648
L12	Ventas totales de energía [MWh]	6,394,539	6,514,201	12,758,227	12,431,627
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	224,507	123,195	162,804	431,641
L26	Consumo propio [MWh]	0	0	0	0
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	6,619,046	6,637,396	12,921,031	12,863,268
p301 L14	N° de Clientes	210,178	214,343	387,776	392,680
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	28,191,940	27,027,449	46,295,807	48,131,318
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	1,499,890	1,772,148	2,843,285	3,203,470
c597		3,880	4,228	344,229	350,675
L164		12,091,385	10,958,065	21,770,679	22,361,997
p323 L171		873,801	1,078,284	916,756	1,539,626
L178	196,869	133,474	277,938	198,172	
p322 c580	Costos OyM Distribución	1,428,435	1,262,842	3,859,297	4,193,104
c581		996,806	1,349,246	1,227,175	1,514,030
c582		424,751	228,413	1,136,800	1,357,682
c583		959,643	1,178,910	1,353,073	1,588,725
c584		361,166	463,497	710,663	706,675
c587		519,903	298,184	3,105,901	3,078,138
c588		5,366,971	5,375,303	6,920,090	6,887,093
c589		265,026	287,926	126,803	111,393
c590		631,439	364,236	1,139,669	987,339
c591		319,112	473,031	501,537	363,754
c592		1,887,807	2,337,974	7,135,481	6,875,867
c593		7,469,631	14,175,987	27,099,991	36,763,295
c594		937,029	971,873	1,022,987	1,321,296
c595	35,798	70,718	360,493	523,395	
c598	590,884	772,484	1,066,126	964,385	
p323 L197	Costos de Administración	32,037,240	27,610,247	39,943,865	47,870,533
L198	Total Costos de ADM	335,251,980	351,721,640	658,410,957	613,379,679
p207 c365	Activos Líneas Aereas	138,542,946	144,630,918	273,870,250	285,719,025
c367	Activos Líneas Subterrán.	132,729,849	137,747,368	141,411,969	146,277,065
L66	Activos conducciones subt.	58,236,369	60,888,055	6,081,517	6,782,846
p401b	Demanda Pico [MW]	964	923	1,913	1,905
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	964	923	1,913	1,904
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	254,955,684	273,053,574	507,774,356	460,699,575
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	256,457,443	276,663,682	507,781,090	459,490,457
p320-321	Costos de Combustibles	914	27,516	0	0
p422-423	Activos LA 24-115kV	0	0	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	C. Vermont		Cleco	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	313,681,358	326,921,148	840,142,872	873,076,622
p207 c370	Activos Comercialización	19,173,783	19,320,714	38,222,845	40,441,689
c373	Activos Alumbrado Público	2,586,212	2,651,906	35,552,567	38,198,475
L75	Planta de Distribución Total	289,991,879	302,922,401	882,928,869	920,935,190
p207 L104	Total act. planta en servicio	538,186,348	554,463,185	1,904,747,396	1,977,415,007
p207 L99	Activo total planta general	34,079,975	35,097,599	105,454,824	108,395,674
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	545,017,501	560,639,125	1,910,755,525	1,983,312,106
L5	Depreciación Acumulada	244,455,143	254,173,312	907,164,476	937,277,015
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	1,003,055	982,966	3,595,481	3,545,376
L4	Consumo Comercial [MWh]	885,713	873,192	2,478,080	2,450,083
L5	Consumo Industrial [MWh]	425,356	396,741	3,008,436	2,898,176
L6	Energía para AP [MWh]	6,233	6,299	28,871	28,867
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	17	13	106,014	104,852
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	2,320,374	2,259,211	9,216,882	9,027,354
L11	Ventas para reventa [MWh]	697,749	759,832	1,110,997	1,302,902
L12	Ventas totales de energía [MWh]	3,018,123	3,019,043	10,327,879	10,330,256
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	141,354	139,239	554,001	555,779
L26	Consumo propio [MWh]	8,293	8,046	13,144	11,185
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	3,167,770	3,166,328	10,895,024	10,897,220
p301 L14	N° de Clientes	157,919	158,700	273,050	275,528
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	7,396,084	7,699,360	28,735,131	29,801,054
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	698,970	798,781	714,971	685,476
c597		11,032	12,753	1,050,396	667,240
L164		7,204,331	7,414,921	17,057,898	17,363,159
p323 L171		1,183,839	1,254,968	5,315,652	4,773,113
L178		3,558	7,883	3,593,585	3,501,171
p322 c580	Costos OyM Distribución	4,221,253	4,500,309	589,215	543,181
c581		217,544	202,644	2,630	3,127
c582		164,677	185,911	789,292	723,024
c583		1,350,443	1,435,323	1,333,332	1,536,165
c584		134,145	148,670	783,689	689,808
c587		57,463	64,084	0	0
c588		1,997,757	1,927,133	1,335,368	1,229,590
c589		2,129,050	2,137,289	2,546,084	2,431,518
c590		405,047	528,168	1,632,504	1,653,623
c591		927,292	1,090,208	3,020	5,718
c592		929,998	994,156	1,503,072	1,033,271
c593		19,233,041	17,802,019	12,274,278	11,867,344
c594		63,714	93,306	276,765	295,476
c595		172,969	220,351	271,979	243,172
c598		0	0	98,778	52,833
p323 L197	Costos de Administración	39,045,411	40,120,170	46,024,818	41,798,499
L198	Total Costos de ADM	279,225,717	290,500,263	803,224,229	843,243,664
p207 c365	Activos Líneas Aereas	80,067,666	83,265,786	198,757,832	201,906,689
c367	Activos Líneas Subterrán.	4,903,179	5,452,461	45,875,225	51,916,809
L66	Activos conducciones subt.	1,108,318	1,181,124	35,816,702	37,754,941
p401b	Demanda Pico [MW]	425	425	2,104	2,002
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	332	323	1,889	1,763
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	160,721,868	165,450,778	382,939,271	469,164,012
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	163,508,178	168,096,431	396,724,457	466,730,932
p320-321	Costos de Combustibles	4,406,175	4,597,703	264,548,131	242,553,931
p422-423	Activos LA 24-115kV	27,296,377	27,978,898	6,229,159	5,938,695
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	2,413,837	0	2,784,111	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Cleveland		Columbus	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	1,543,003,774	1,633,313,379	1,368,625,918	1,377,849,505
p207 c370	Activos Comercialización	92,584,437	95,653,214	78,414,347	79,080,286
c373	Activos Alumbrado Público	69,259,879	62,431,093	11,842,767	12,250,709
L75	Planta de Distribución Total	1,554,539,327	1,639,928,221	1,550,865,684	1,622,867,778
p207 L104	Total act. planta en servicio	2,233,156,003	2,197,620,032	4,362,388,214	4,764,582,283
p207 L99	Activo total planta general	96,123,691	103,496,463	81,728,453	90,511,381
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	2,249,967,105	2,214,431,134	4,379,178,885	4,782,461,761
L5	Depreciación Acumulada	885,262,454	876,512,261	1,902,042,383	1,989,471,318
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	5,669,613	5,606,045	7,740,902	7,550,528
L4	Consumo Comercial [MWh]	4,936,003	4,840,134	8,925,796	8,771,995
L5	Consumo Industrial [MWh]	8,944,063	8,688,898	5,288,342	5,827,886
L6	Energía para AP [MWh]	168,028	167,261	53,567	55,242
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	19,717,707	19,302,338	22,008,607	22,205,651
L11	Ventas para reventa [MWh]	2,804,895	0	10,697,264	9,483,574
L12	Ventas totales de energía [MWh]	22,522,602	19,302,338	32,705,871	31,689,225
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	856,582	751,005	1,435,031	1,252,449
L26	Consumo propio [MWh]	30,130	30,185	0	0
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	-2,313,954	-2,144,782	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	21,095,360	17,938,746	34,140,902	32,941,674
p301 L14	N° de Clientes	758,320	755,807	745,233	747,182
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	51,058,608	54,289,480	54,154,151	55,749,808
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	1,028,629	952,644	1,482,773	1,297,651
c597		4,089,602	3,753,712	253,522	251,169
L164		32,441,214	27,816,445	44,585,387	56,259,233
p323 L171		3,274,767	3,502,306	3,447,833	3,184,624
L178		1,592,746	1,630,946	25,313	46,837
p322 c580	Costos OyM Distribución	2,064,222	1,609,463	6,325,900	6,230,253
c581		1,811,703	1,632,916	52,087	13,975
c582		935,348	968,542	1,281,737	1,179,699
c583		1,554,542	1,561,898	1,056,875	1,508,240
c584		874,179	777,264	2,269,485	2,924,865
c587		0	0	531,532	289,825
c588		5,138,567	6,994,589	10,950,182	15,126,444
c589		4,774	-38,789	2,634,811	2,992,783
c590		572,524	557,567	449,170	246,131
c591		0	0	207,649	184,045
c592		4,647,944	6,315,454	2,386,248	2,722,368
c593		25,149,149	32,740,484	25,124,581	22,148,500
c594		2,010,210	2,130,451	2,721,841	2,931,069
c595	360,557	245,695	793,242	674,130	
c598	1,877,474	1,495,204	1,817,439	1,589,830	
p323 L197	Costos de Administración	52,189,430	35,376,658	60,377,665	61,906,638
L198	Total Costos de ADM	1,063,429,654	1,034,607,417	1,269,274,019	1,476,677,021
p207 c365	Activos Líneas Aereas	236,570,789	267,256,561	203,825,480	217,599,951
c367	Activos Líneas Subterrán.	266,472,989	276,993,945	303,880,330	327,969,320
L66	Activos conducciones subt.	67,060,765	67,137,500	75,918,189	80,394,469
p401b	Demanda Pico [MW]	4,471	4,295	4,723	4,558
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	3,877	4,295	3,243	3,246
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	745,524,383	777,093,099	578,944,133	685,081,619
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	745,633,727	777,322,200	587,518,450	693,575,332
p320-321	Costos de Combustibles	46,869,887	0	312,711,812	329,069,000
p422-423	Activos LA 24-115kV	77,731,392	79,051,475	45,639,345	46,317,763
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	110,853,307	53,749,503	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	1,484,975	968,457	853,663	1,623,734

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Commonwealth		Connecticut	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	9,138,106,807	9,542,282,502	3,232,478,433	3,582,062,293
p207 c370	Activos Comercialización	352,620,510	367,200,302	149,992,204	153,443,094
c373	Activos Alumbrado Público	109,265,574	109,613,109	39,537,324	40,044,844
L75	Planta de Distribución Total	11,608,706,164	12,097,052,725	3,222,750,166	3,382,422,914
p207 L104	Total act. planta en servicio	15,760,571,702	16,622,457,429	4,821,469,016	6,189,662,150
p207 L99	Activo total planta general	1,231,375,656	1,258,999,936	209,278,303	225,344,195
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	18,573,943,511	19,428,776,123	4,890,343,345	6,235,973,572
L5	Depreciación Acumulada	6,342,951,110	6,451,421,429	1,396,019,873	1,436,931,632
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	29,374,266	28,390,220	10,335,993	9,913,156
L4	Consumo Comercial [MWh]	33,848,535	33,486,373	10,128,124	9,992,875
L5	Consumo Industrial [MWh]	29,070,083	28,808,650	3,264,051	2,945,111
L6	Energía para AP [MWh]	721,533	668,058	106,072	103,342
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	27,848	2,398	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	534,831	543,014	197,570	190,432
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	93,577,096	91,898,713	24,031,810	23,144,916
L11	Ventas para reventa [MWh]	1,551,985	0	3,599,896	3,653,019
L12	Ventas totales de energía [MWh]	95,129,081	91,898,713	27,631,706	26,797,935
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	5,690,491	4,543,145	1,361,228	1,966,115
L26	Consumo propio [MWh]	79,311	0	0	0
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	478,813	469,622	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	101,377,696	96,911,480	28,992,934	28,764,050
p301 L14	N° de Clientes	3,786,656	3,806,862	1,200,536	1,203,951
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	275,345,150	292,624,439	97,517,322	100,795,501
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	7,727,976	7,143,727	8,928,338	9,636,793
c597		474,421	618,711	1,411,541	1,558,195
L164		213,340,786	223,556,795	66,643,668	89,475,603
p323 L171		18,092,405	37,684,217	128,581,509	136,397,368
L178		0	0	118,671	108,624
p322 c580	Costos OyM Distribución	16,067,986	23,665,849	5,296,444	6,289,291
c581		27,985	206,530	3,090,704	3,543,535
c582		2,862,124	2,850,422	2,421,250	2,879,989
c583		9,241,400	7,619,235	5,656,595	5,836,372
c584		14,102,892	12,249,177	4,641,371	5,233,326
c587		22,351,885	22,418,402	1,111,245	1,000,294
c588		11,449,903	14,401,827	3,591,326	3,629,041
c589		399,352	379,907	65,137	74,933
c590		7,582,070	7,032,871	5,581,666	6,394,059
c591		1,557,063	1,595,069	1,007,365	959,465
c592		60,983,426	49,104,873	8,653,919	10,365,360
c593		149,036,537	156,117,373	50,636,003	66,342,560
c594		43,829,388	56,945,591	12,295,138	11,343,893
c595		3,772,207	3,338,911	5,711,600	6,790,810
c598		15,635,888	18,939,956	2,647,081	2,898,953
p323 L197	Costos de Administración	409,888,915	358,025,140	176,872,512	179,825,948
L198	Total Costos de ADM	4,845,629,224	4,662,634,223	2,928,578,936	2,551,462,338
p207 c365	Activos Líneas Aereas	1,621,416,577	1,703,276,389	882,182,451	908,612,822
c367	Activos Líneas Subterrán.	3,429,765,423	3,551,553,824	542,433,603	584,964,353
L66	Activos conducciones subt.	687,900,172	706,396,547	166,686,996	171,420,676
p401b	Demanda Pico [MW]	21,972	20,951	5,114	5,289
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	21,636	20,951	4,479	4,617
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	3,591,772,065	3,248,461,016	2,265,500,261	1,842,619,628
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	3,591,772,065	3,260,667,394	2,266,162,632	1,843,263,789
p320-321	Costos de Combustibles	0	0	3,440,474	0
p422-423	Activos LA 24-115kV	0	0	333,169,883	369,914,720
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	102,030,743	283,555,676
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	369,777	547,351

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Consolidated		Consumers EC	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	8,665,016,728	9,549,686,981	4,186,862,800	4,447,212,462
p207 c370	Activos Comercialización	409,398,858	428,373,172	174,449,229	192,949,011
c373	Activos Alumbrado Público	165,350,200	177,064,825	87,114,034	88,188,627
L75	Planta de Distribución Total	12,141,176,736	13,307,065,654	4,476,264,302	4,746,751,427
p207 L104	Total act. planta en servicio	14,955,169,854	16,380,618,047	7,743,586,873	8,057,503,614
p207 L99	Activo total planta general	0	0	128,051,794	141,585,214
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	21,334,850,132	23,184,582,794	11,970,391,598	12,518,798,258
L5	Depreciación Acumulada	4,788,880,999	5,021,601,713	4,970,246,631	5,278,337,076
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	14,108,355	14,060,097	13,205,447	12,853,576
L4	Consumo Comercial [MWh]	32,055,159	29,744,746	12,384,049	11,968,968
L5	Consumo Industrial [MWh]	0	2,182,947	11,153,047	10,563,450
L6	Energía para AP [MWh]	12,143	10,753	182,442	181,423
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	550,892	563,107	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	119,982	125,438	48,731	43,278
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	46,846,531	46,687,088	36,973,716	35,610,695
L11	Ventas para reventa [MWh]	0	736,145	1,825,182	1,509,105
L12	Ventas totales de energía [MWh]	46,846,531	47,423,233	38,798,898	37,119,800
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,294,268	1,180,742	2,885,026	2,958,462
L26	Consumo propio [MWh]	174,077	165,803	16,932	12,076
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	48,314,876	48,769,778	41,700,856	40,090,338
p301 L14	N° de Clientes	3,236,037	3,261,503	1,797,388	1,804,233
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	294,694,151	347,157,149	131,624,604	138,092,966
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	6,583,748	6,094,193	5,297,632	5,266,469
c597		551,126	446,415	1,192,255	1,026,815
L164		194,201,067	215,721,000	55,371,745	65,631,618
p323 L171		7,559,725	13,906,478	31,478,670	31,113,476
L178		25,410,815	17,728,103	385,515	180,122
p322 c580	Costos OyM Distribución	32,695,329	34,503,416	15,342,792	18,308,082
c581		0	0	0	0
c582		28,954,542	27,150,197	5,145,875	5,819,394
c583		15,637,813	12,636,814	17,216,451	16,908,017
c584		45,366,161	63,957,084	4,088,905	3,578,343
c587		16,898,249	15,436,585	6,787,569	4,839,289
c588		30,803,850	30,633,565	18,985,516	20,308,564
c589		32,772,363	33,482,869	3,415,588	2,674,619
c590		15,076,002	15,078,791	5,674,780	6,476,143
c591		5,173,998	6,816,099	1,039,026	965,095
c592		10,636,741	11,313,192	6,255,104	5,207,044
c593		45,301,104	45,169,441	53,721,907	55,824,556
c594		112,608,773	130,448,631	3,448,836	2,991,231
c595		15,940,944	13,372,387	588,461	1,606,372
c598	8,008,402	11,970,993	7,695	-95,563	
p323 L197	Costos de Administración	543,832,608	567,299,579	168,004,129	199,141,807
L198	Total Costos de ADM	4,799,817,349	5,120,188,050	2,478,504,501	2,486,451,515
p207 c365	Activos Líneas Aereas	522,432,525	558,256,089	840,344,327	903,664,121
c367	Activos Líneas Subterrán.	3,468,108,614	3,748,395,572	412,052,227	424,009,636
L66	Activos conducciones subt.	2,325,491,399	2,513,902,217	70,283,609	75,221,973
p401b	Demanda Pico [MW]	10,815	10,987	8,183	7,488
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	10,815	10,821	7,825	7,206
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	2,980,915,885	3,149,581,598	1,346,603,119	1,224,290,361
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	2,982,559,336	3,151,314,788	1,357,539,421	1,236,160,145
p320-321	Costos de Combustibles	323,510,283	375,779,553	438,460,598	506,343,354
p422-423	Activos LA 24-115kV	0	0	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Chugach		Delmarva	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	206,847,768	210,492,562	1,268,289,454	1,280,218,457
p207 c370	Activos Comercialización	13,311,189	12,183,969	77,156,608	77,051,480
c373	Activos Alumbrado Público	8,234,319	9,805,255	51,285,224	52,725,325
L75	Planta de Distribución Total	267,651,541	272,864,256	1,337,826,137	1,357,440,113
p207 L104	Total act. planta en servicio	803,578,227	819,409,495	2,066,092,982	2,097,683,993
p207 L99	Activo total planta general	53,287,829	52,860,405	76,139,248	79,139,894
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	805,631,207	821,462,475	2,584,060,162	2,630,295,262
L5	Depreciación Acumulada	367,391,921	389,002,139	1,083,328,490	1,083,823,814
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	557,081	560,757	5,333,062	5,036,528
L4	Consumo Comercial [MWh]	600,099	604,581	5,470,573	5,276,330
L5	Consumo Industrial [MWh]	44,129	35,807	2,825,432	2,651,734
L6	Energía para AP [MWh]	4,728	4,687	51,079	50,151
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	4,444	1,346
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	1,206,037	1,205,832	13,684,590	13,016,089
L11	Ventas para reventa [MWh]	1,405,060	1,579,873	11,315	662
L12	Ventas totales de energía [MWh]	2,611,097	2,785,705	13,695,905	13,016,751
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	138,636	168,346	1,004,999	692,808
L26	Consumo propio [MWh]	5,010	4,834	60,341	58,435
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	2,754,743	2,958,885	14,761,245	13,767,994
p301 L14	N° de Clientes	78,233	78,657	516,059	496,683
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	746,609	927,534	37,240,347	36,130,199
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	613,042	653,275	1,304,874	1,487,371
c597		5,917	8,086	161,884	131,938
L164		4,296,117	4,770,165	50,244,486	54,457,071
p323 L171		603,761	626,497	1,818,873	1,298,593
L178		0	0	631,313	692,459
p322 c580	Costos OyM Distribución	1,244,256	1,063,297	3,288,347	7,351,771
c581		539,351	572,512	2,383,566	2,228,757
c582		114,901	84,383	945,163	897,894
c583		280,518	315,948	1,446,881	1,264,039
c584		684,694	610,759	664,718	1,626,255
c587		221,517	237,881	16,781	19,428
c588		1,442,488	1,188,562	2,665,113	6,735,134
c589		0	0	1,353,782	1,512,026
c590		571,949	460,103	854,716	1,432,931
c591		0	0	0	0
c592		1,638,319	1,562,357	5,533,471	3,723,947
c593		3,496,271	3,435,574	14,912,880	11,021,393
c594		1,370,938	929,986	2,854,234	1,920,057
c595		246,089	297,272	0	0
c598	900,711	780,723	375,665	345,960	
p323 L197	Costos de Administración	20,767,717	19,056,753	54,050,445	50,758,048
L198	Total Costos de ADM	202,308,145	228,793,603	1,011,560,337	984,268,780
p207 c365	Activos Líneas Aereas	14,949,205	13,582,968	140,717,078	149,017,395
c367	Activos Líneas Subterrán.	69,797,677	68,709,355	240,500,932	247,128,011
L66	Activos conducciones subt.	31,541,944	35,243,468	15,851,026	16,599,157
p401b	Demanda Pico [MW]	479	469	4,178	3,971
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	235	219	4,175	3,971
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	32,354,802	30,161,629	848,465,046	816,959,906
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	33,947,828	31,486,621	853,757,782	823,284,652
p320-321	Costos de Combustibles	106,023,734	137,894,553	1,194	4,493
p422-423	Activos LA 24-115kV	0	0	78,421,917	75,711,725
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	5,852,575	5,302,920
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	0	-941,831

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Duke EC		Duke EI	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	7,743,221,852	7,093,641,111	2,008,007,402	2,088,301,356
p207 c370	Activos Comercialización	324,860,162	334,512,972	142,869,749	141,912,879
c373	Activos Alumbrado Público	182,619,494	194,849,014	31,056,882	32,635,011
L75	Planta de Distribución Total	7,708,603,282	8,090,330,933	2,019,184,385	2,098,209,635
p207 L104	Total act. planta en servicio	22,348,423,151	23,942,609,307	7,760,858,709	8,361,353,098
p207 L99	Activo total planta general	579,688,933	562,897,718	209,445,450	221,007,390
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	22,353,260,563	23,946,268,959	7,766,292,765	8,366,787,154
L5	Depreciación Acumulada	9,844,141,814	10,853,479,749	3,261,240,376	3,407,205,959
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	27,426,860	27,370,072	9,418,614	9,283,226
L4	Consumo Comercial [MWh]	27,402,679	27,181,585	6,324,342	6,259,848
L5	Consumo Industrial [MWh]	23,893,374	22,412,527	11,606,093	10,671,598
L6	Energía para AP [MWh]	277,747	282,788	53,952	54,225
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	2,331,205	2,278,622
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	79,000,660	77,246,972	29,734,206	28,547,519
L11	Ventas para reventa [MWh]	7,603,039	8,229,109	8,268,489	8,385,839
L12	Ventas totales de energía [MWh]	86,603,699	85,476,081	38,002,695	36,933,358
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	5,268,830	5,253,970	1,169,622	946,466
L26	Consumo propio [MWh]	201,965	140,495	43,506	42,474
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	92,074,494	90,870,546	39,215,823	37,922,298
p301 L14	N° de Clientes	2,330,296	2,364,469	773,979	776,674
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	231,885,338	244,302,794	74,220,390	76,543,961
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	10,901,600	11,678,775	-158,212	1,788,826
c597		800,984	1,214,808	852,785	603,822
L164		70,946,351	69,501,913	43,792,306	41,110,607
p323 L171		27,478,127	20,178,968	7,551,185	6,968,906
L178		32,204	5,795	9,543,974	220,899
p322 c580	Costos OyM Distribución	419,951	314,401	1,145,382	599,953
c581		0	3,869	3,543,620	3,855,778
c582		1,939,257	2,072,720	1,518,127	1,773,481
c583		9,360,209	2,361,967	1,970,110	2,802,214
c584		6,674,842	5,972,864	2,401,676	3,157,361
c587		4,780,284	7,996,408	429,008	4,254,580
c588		27,864,716	33,211,256	3,665,942	6,546,551
c589		144,453	82,652	0	-622
c590		4,169,126	4,075,509	1,821,018	791,737
c591		0	0	322,831	281,690
c592		5,763,803	7,474,670	2,550,883	3,086,717
c593		73,548,470	75,400,108	19,597,380	50,317,114
c594		7,012,683	6,884,472	2,107,820	1,790,130
c595		3,511,831	3,104,379	1,515,532	1,655,438
c598	9,353,685	9,249,741	1,210,382	-430,513	
p323 L197	Costos de Administración	519,237,192	510,358,951	263,364,542	224,943,849
L198	Total Costos de ADM	3,214,897,739	3,527,762,676	1,396,778,888	1,612,325,535
p207 c365	Activos Líneas Aereas	1,390,808,963	1,460,362,424	198,999,097	218,443,908
c367	Activos Líneas Subterrán.	1,348,611,146	1,503,979,875	291,564,200	305,831,134
L66	Activos conducciones subt.	166,588,929	164,462,762	7,924,232	10,866,971
p401b	Demanda Pico [MW]	17,493	16,886	6,282	5,823
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	16,049	15,357	4,957	4,535
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	166,570,770	277,145,694	209,586,763	253,646,828
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	169,636,934	282,705,097	130,256,263	259,540,762
p320-321	Costos de Combustibles	1,492,198,570	1,641,174,677	621,301,369	726,247,003
p422-423	Activos LA 24-115kV	760,022,123	828,641,197	168,077,061	180,110,584
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	839,958	439,015	468,303
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	5,827,791	10,726,870	6,854,953	7,573,075

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Duke EK		Duke EO	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	283,722,183	296,096,699	1,438,782,946	1,522,236,719
p207 c370	Activos Comercialización	14,406,151	14,939,877	77,308,657	84,722,420
c373	Activos Alumbrado Público	7,217,566	7,457,771	29,467,683	35,292,693
L75	Planta de Distribución Total	302,307,606	316,556,331	1,627,976,822	1,693,326,884
p207 L104	Total act. planta en servicio	1,103,942,084	1,102,417,689	7,118,468,388	7,213,473,134
p207 L99	Activo total planta general	1,015,382	1,384,194	35,900,541	37,844,663
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	1,450,696,556	1,476,192,847	8,765,866,619	8,965,906,440
L5	Depreciación Acumulada	641,505,019	650,100,350	2,933,111,018	3,110,427,251
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	1,537,077	1,472,798	7,783,694	7,393,924
L4	Consumo Comercial [MWh]	1,460,620	1,441,559	6,575,669	6,474,154
L5	Consumo Industrial [MWh]	807,792	796,826	5,822,885	5,430,489
L6	Energía para AP [MWh]	15,988	16,001	98,910	97,868
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	319,972	313,360	1,613,909	1,608,095
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	703	833	5,296	4,923
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	4,142,152	4,041,377	21,900,363	21,009,453
L11	Ventas para reventa [MWh]	542,845	538,826	16,173,112	11,583,132
L12	Ventas totales de energía [MWh]	4,684,997	4,580,203	38,073,475	32,592,585
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	214,783	215,295	632,548	686,572
L26	Consumo propio [MWh]	662	860	18,600	17,460
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	4,900,442	4,796,358	38,724,623	33,296,617
p301 L14	N° de Clientes	133,876	134,712	686,615	687,965
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	8,055,732	8,326,925	39,075,946	39,757,554
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	29,512	288,965	225,289	724,464
c597		187,054	239,063	560,104	624,315
L164		6,957,300	6,741,609	43,717,919	56,488,266
p323 L171		881,263	1,000,547	5,663,082	4,871,627
L178		-34	555	10,510	2,360
p322 c580	Costos OyM Distribución	216,780	116,245	1,216,172	665,581
c581		16,680	436,999	1,516,118	2,133,392
c582		185,125	325,643	1,605,572	1,882,649
c583		353,201	277,063	3,287,879	1,270,167
c584		54,602	149,853	427,474	732,642
c587		356,856	713,015	2,119,103	3,925,820
c588		387,983	413,634	4,068,740	6,443,843
c589		494,928	494,928	0	0
c590		201,966	115,351	1,713,365	807,648
c591		25,935	62,996	352,136	383,944
c592		208,730	298,083	2,180,363	2,192,581
c593		3,788,910	4,314,182	26,170,919	27,845,701
c594		346,369	311,783	2,670,893	2,981,315
c595		105,586	88,571	619,882	486,374
c598	37,311	-29,948	17,521	-233,298	
p323 L197	Costos de Administración	29,467,387	29,024,207	243,356,685	219,242,402
L198	Total Costos de ADM	252,572,523	256,983,489	1,875,355,244	1,633,686,185
p207 c365	Activos Líneas Aereas	64,286,475	67,636,276	283,463,254	301,438,321
c367	Activos Líneas Subterrán.	35,471,651	38,139,237	219,791,961	281,561,502
L66	Activos conducciones subt.	14,629,916	15,521,565	95,531,165	98,970,116
p401b	Demanda Pico [MW]	912	853	5,201	4,472
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	811	757	3,029	2,916
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	62,077,740	48,741,108	635,183,888	449,929,520
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	63,023,831	45,803,436	639,510,578	455,032,248
p320-321	Costos de Combustibles	86,293,979	110,432,167	612,905,443	614,455,225
p422-423	Activos LA 24-115kV	11,475,517	11,736,849	53,432,958	57,228,806
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	228,255
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	2,186,633	1,162,933	1,025,060

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Duquesne		Edison	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	1,556,748,906	1,609,838,253	57,562,484	58,383,472
p207 c370	Activos Comercialización	109,822,108	114,778,829	3,802,434	3,944,800
c373	Activos Alumbrado Público	34,093,174	34,330,126	743,994	726,771
L75	Planta de Distribución Total	1,717,039,999	1,779,820,298	65,305,194	66,220,498
p207 L104	Total act. planta en servicio	2,418,405,133	2,472,750,740	89,058,426	91,143,367
p207 L99	Activo total planta general	237,255,388	236,477,190	8,371,185	8,403,895
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	2,418,514,268	2,472,859,875	89,039,866	91,124,807
L5	Depreciación Acumulada	785,098,776	817,254,160	46,170,916	48,518,891
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	4,210,531	4,060,410	170,569	171,067
L4	Consumo Comercial [MWh]	6,715,380	6,631,125	244,873	236,540
L5	Consumo Industrial [MWh]	3,145,180	3,079,488	208,824	211,280
L6	Energía para AP [MWh]	67,288	66,903	2,460	2,460
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	47,705	51,598
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	14,138,379	13,837,926	674,431	672,945
L11	Ventas para reventa [MWh]	22,479	22,708	195,118	190,030
L12	Ventas totales de energía [MWh]	14,160,858	13,860,634	869,549	862,975
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	842,166	804,251	44,449	43,674
L26	Consumo propio [MWh]	30,068	30,222	2,165	2,161
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	15,033,092	14,695,107	916,163	908,810
p301 L14	N° de Clientes	585,944	586,996	22,691	22,700
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	46,442,542	48,524,931	2,051,569	2,112,231
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	1,504,523	1,408,550	114,031	114,073
c597		1,471,547	1,293,953	7,340	5,589
L164		33,676,827	19,481,481	1,182,088	1,296,747
p323 L171		2,604,716	2,520,089	32,212	28,279
L178		0	0	0	0
p322 c580	Costos OyM Distribución	1,067,333	1,247,998	103,303	121,682
c581		560,013	475,683	136,292	138,385
c582		225,910	329,070	95,836	108,297
c583		309,209	235,998	-26,786	73,400
c584		359,149	489,909	3,686	3,549
c587		41,315	18,605	34,705	39,322
c588		8,719,889	8,563,701	112,611	93,866
c589		0	0	0	0
c590		299,825	69,331	86,645	100,384
c591		-25,043	130,518	730	2,053
c592		2,032,036	1,441,332	116,480	66,465
c593		9,774,434	11,396,773	1,225,888	1,235,499
c594		428,847	532,403	201,908	241,136
c595		106,222	18,277	43,579	31,834
c598	264,165	322,656	0	236	
p323 L197	Costos de Administración	110,891,942	84,369,735	3,380,517	3,168,565
L198	Total Costos de ADM	557,864,990	562,621,668	51,295,325	52,361,311
p207 c365	Activos Líneas Aereas	288,823,633	299,514,296	9,200,085	9,367,832
c367	Activos Líneas Subterrán.	208,392,791	216,556,671	12,813,983	12,971,177
L66	Activos conducciones subt.	96,966,645	99,186,140	90,533	90,533
p401b	Demanda Pico [MW]	2,890	2,822	144	145
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	2,886	2,818	113	115
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	375,610,563	417,714,725	37,541,087	37,678,547
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	375,610,563	417,714,725	37,541,087	37,678,547
p320-321	Costos de Combustibles	0	0	102,765	219,596
p422-423	Activos LA 24-115kV	13,329,858	9,868,931	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	9,594,711	9,594,711	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	El Paso		Entergy A	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	557,072,203	614,823,268	2,333,138,535	2,388,765,526
p207 c370	Activos Comercialización	29,890,017	31,726,312	132,622,375	130,089,842
c373	Activos Alumbrado Público	9,269,338	9,567,002	76,696,279	76,867,469
L75	Planta de Distribución Total	611,908,397	673,877,866	2,217,209,423	2,300,026,880
p207 L104	Total act. planta en servicio	2,934,635,184	3,103,222,102	6,791,728,580	7,316,568,481
p207 L99	Activo total planta general	105,526,228	131,721,727	135,640,219	162,756,795
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	2,934,635,184	3,103,222,102	6,795,261,069	7,319,082,661
L5	Depreciación Acumulada	1,766,138,301	1,808,821,988	3,089,928,277	3,266,418,745
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	2,232,668	2,227,838	7,725,494	7,678,130
L4	Consumo Comercial [MWh]	2,216,428	2,255,585	5,944,757	5,875,401
L5	Consumo Industrial [MWh]	1,195,038	1,102,277	7,424,344	7,211,475
L6	Energía para AP [MWh]	45,983	47,500	76,680	76,929
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	1,338,397	1,401,154	199,869	195,967
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	7,028,514	7,034,354	21,371,144	21,037,902
L11	Ventas para reventa [MWh]	3,082,286	4,266,070	9,835,240	10,048,921
L12	Ventas totales de energía [MWh]	10,110,800	11,300,424	31,206,384	31,086,823
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	607,020	571,314	2,038,693	1,671,859
L26	Consumo propio [MWh]	10,881	13,285	63,249	57,867
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	10,728,701	11,885,023	33,308,326	32,816,549
p301 L14	N° de Clientes	354,231	361,063	685,516	688,984
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	15,824,759	17,368,748	74,379,938	77,124,664
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	2,409,563	2,652,446	3,903,058	4,438,699
c597		23,409	13,041	134,250	116,343
L164		14,874,432	14,333,692	43,379,703	39,496,073
p323 L171		1,033,780	471,604	6,238,027	4,960,399
L178		0	0	1,464,007	1,442,282
p322 c580	Costos OyM Distribución	832,483	930,226	9,075,902	8,923,099
c581		0	0	403,362	798,719
c582		1,327,660	1,522,670	349,656	302,636
c583		1,062,507	1,054,048	244,617	876,450
c584		458,797	561,276	1,416,283	1,616,515
c587		548,088	499,234	484,863	530,039
c588		3,922,825	5,037,299	2,749,278	2,393,149
c589		294,687	309,380	1,553,075	1,308,956
c590		1,498	34	2,050,160	2,034,082
c591		5,817	3,289	110,531	135,541
c592		686,378	1,003,491	2,405,511	1,910,570
c593		3,538,107	3,438,919	20,867,393	82,762,017
c594		276,664	303,432	1,697,853	1,749,946
c595		440	2,414	15,645	52,074
c598	2,557,141	1,095,186	1,203,507	1,235,741	
p323 L197	Costos de Administración	101,451,460	96,457,384	142,083,435	127,410,804
L198	Total Costos de ADM	626,014,307	763,383,133	1,438,211,326	1,779,491,086
p207 c365	Activos Líneas Aereas	54,475,800	60,625,186	340,148,113	353,446,610
c367	Activos Líneas Subterrán.	76,992,648	88,304,529	122,148,712	127,230,538
L66	Activos conducciones subt.	83,364,266	91,679,227	75,212,399	78,630,336
p401b	Demanda Pico [MW]	1,505	1,667	7,028	6,658
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	1,073	1,068	4,953	4,619
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	126,833,412	210,482,734	818,549,381	953,662,980
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	127,549,021	211,491,183	707,775,974	954,905,073
p320-321	Costos de Combustibles	251,322,691	289,967,685	245,580,139	284,315,035
p422-423	Activos LA 24-115kV	41,377,954	48,935,656	234,345,779	212,255,170
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	5,002,796	5,492,735

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Entergy GSL		Entergy L	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	1,120,844,356	1,085,099,529	1,881,261,615	1,938,339,389
p207 c370	Activos Comercialización	41,187,549	41,590,248	101,851,688	100,359,413
c373	Activos Alumbrado Público	16,408,246	14,666,933	20,338,706	21,214,982
L75	Planta de Distribución Total	1,003,459,511	1,055,877,597	1,737,005,975	1,815,591,529
p207 L104	Total act. planta en servicio	6,131,208,299	6,401,494,655	6,693,880,302	6,878,015,157
p207 L99	Activo total planta general	73,839,239	86,418,635	113,876,942	128,244,315
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	6,230,845,456	6,508,772,901	6,947,380,877	7,134,476,982
L5	Depreciación Acumulada	3,447,046,033	3,564,098,513	3,302,841,459	3,432,587,126
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	10,214,822	4,888,374	8,645,849	8,487,404
L4	Consumo Comercial [MWh]	8,979,500	4,972,794	5,848,299	5,784,424
L5	Consumo Industrial [MWh]	15,011,564	8,415,814	13,209,208	13,161,834
L6	Energía para AP [MWh]	96,928	58,934	116,632	119,694
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	352,303	155,577	328,616	338,526
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	34,655,117	18,491,493	28,148,604	27,891,882
L11	Ventas para reventa [MWh]	5,387,926	9,014,600	2,410,674	2,233,296
L12	Ventas totales de energía [MWh]	40,043,043	27,506,093	30,559,278	30,125,178
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	2,356,836	921,017	1,825,483	1,566,405
L26	Consumo propio [MWh]	36,329	8,657	45,300	46,348
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	42,436,208	28,435,767	32,430,061	31,737,931
p301 L14	N° de Clientes	758,326	374,403	653,495	659,774
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	47,625,902	23,432,991	49,182,313	59,812,961
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	3,582,393	1,824,180	2,648,912	2,385,677
c597		401,185	194,278	445,530	375,447
L164		44,847,511	22,751,590	43,448,367	35,786,490
p323 L171		9,162,372	2,553,073	3,115,508	3,741,060
L178		3,572,021	2,754,889	3,415,987	3,201,190
p322 c580	Costos OyM Distribución	11,382,942	5,244,936	10,016,324	9,641,522
c581		1,085,885	479,095	1,570,289	1,230,272
c582		927,890	453,187	752,900	742,741
c583		749,785	151,785	235,979	192,896
c584		2,090,740	1,122,526	1,061,456	1,020,935
c587		768,866	481,646	491,026	478,904
c588		2,991,849	1,174,042	2,322,472	2,268,034
c589		6,278,764	142,010	1,134,593	850,299
c590		3,127,529	1,216,044	3,581,808	3,085,948
c591		122,354	122,587	127,806	264,923
c592		1,991,262	747,260	1,959,334	2,006,936
c593		17,237,205	7,818,885	13,746,903	15,689,537
c594		1,689,290	672,134	826,411	797,445
c595		98,281	56,791	25,881	58,227
c598	568,742	180,647	476,922	607,338	
p323 L197	Costos de Administración	179,923,313	102,477,216	150,836,120	140,046,956
L198	Total Costos de ADM	2,692,993,793	2,157,799,659	2,147,514,934	2,486,166,488
p207 c365	Activos Líneas Aereas	155,546,552	162,563,927	446,356,621	456,109,724
c367	Activos Líneas Subterrán.	73,679,617	78,083,730	64,721,188	70,431,570
L66	Activos conducciones subt.	47,030,590	49,939,626	43,239,948	46,069,436
p401b	Demanda Pico [MW]	7,377	3,912	5,341	5,234
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	6,440	2,672	4,944	4,866
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	1,339,985,950	1,408,202,494	814,779,146	1,009,469,935
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	1,374,647,632	1,501,821,758	911,785,518	1,054,309,737
p320-321	Costos de Combustibles	775,442,314	309,802,324	792,820,044	1,005,790,022
p422-423	Activos LA 24-115kV	189,810,969	106,035,946	209,032,322	192,648,464
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	5,848,200	6,066,372	5,111,271	5,628,557

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Entergy M		Entergy NO	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	1,276,181,904	1,325,075,601	313,272,512	344,787,904
p207 c370	Activos Comercialización	49,692,950	49,156,671	25,239,887	24,238,855
c373	Activos Alumbrado Público	31,562,846	32,175,697	2,734,763	3,060,423
L75	Planta de Distribución Total	1,122,313,840	1,173,366,173	379,442,649	394,719,706
p207 L104	Total act. planta en servicio	2,828,837,579	2,951,408,121	745,425,529	767,326,715
p207 L99	Activo total planta general	138,954,653	158,256,158	23,849,801	24,590,789
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	2,838,180,681	2,959,441,196	947,296,002	964,557,549
L5	Depreciación Acumulada	960,223,133	1,018,410,013	476,862,735	497,827,540
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	5,474,190	5,353,565	1,220,680	1,394,270
L4	Consumo Comercial [MWh]	4,872,205	4,841,271	1,762,885	1,774,432
L5	Consumo Industrial [MWh]	2,771,322	2,565,095	568,445	540,541
L6	Energía para AP [MWh]	86,455	85,902	49,974	50,977
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	334,392	325,474	697,410	722,436
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	4,891	2,552
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	13,538,564	13,171,307	4,304,285	4,485,208
L11	Ventas para reventa [MWh]	1,492,682	934,967	1,010,100	1,360,845
L12	Ventas totales de energía [MWh]	15,031,246	14,106,274	5,314,385	5,846,053
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,156,848	1,093,560	342,854	339,963
L26	Consumo propio [MWh]	16,703	14,954	2,580	3,167
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	16,204,797	15,214,788	5,659,819	6,189,183
p301 L14	N° de Clientes	432,072	433,724	126,745	137,735
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	33,791,226	36,667,427	11,165,472	11,782,543
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	2,117,287	1,882,509	379,591	484,036
c597		213,242	191,213	58,918	70,391
L164		29,459,940	29,456,562	18,784,859	9,840,883
p323 L171		3,399,764	3,677,921	863,351	976,378
L178		805,762	976,579	642,124	668,891
p322 c580	Costos OyM Distribución	6,331,736	6,310,465	2,460,011	2,162,462
c581		626,452	568,383	326,298	316,302
c582		499,410	512,904	62,079	71,240
c583		260,090	1,096,519	29,872	59,283
c584		536,841	672,833	224,894	377,130
c587		503,454	547,212	201,868	321,565
c588		2,068,948	1,828,811	1,008,942	918,699
c589		268,664	266,742	261,677	107,860
c590		1,307,727	933,672	738,329	684,699
c591		9,530	15,181	16,374	43,909
c592		1,250,019	1,098,512	328,613	273,746
c593		12,681,980	14,226,610	2,379,853	1,680,550
c594		805,951	1,125,220	837,378	885,798
c595		14,811	17,473	7,731	6,318
c598	542,399	599,829	25,549	35,857	
p323 L197	Costos de Administración	71,004,676	79,238,905	39,186,989	46,540,308
L198	Total Costos de ADM	1,074,205,004	1,141,622,253	446,885,207	544,809,422
p207 c365	Activos Líneas Aereas	206,268,657	218,091,326	29,525,539	31,964,059
c367	Activos Líneas Subterrán.	48,967,365	52,214,793	68,825,131	70,163,760
L66	Activos conducciones subt.	18,565,160	19,714,103	43,152,851	46,932,041
p401b	Demanda Pico [MW]	3,354	3,210	904	882
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	3,045	3,013	743	688
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	414,763,075	468,218,979	198,329,176	227,064,751
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	397,316,919	387,934,352	200,294,315	221,523,058
p320-321	Costos de Combustibles	474,999,691	538,336,895	157,329,802	236,498,174
p422-423	Activos LA 24-115kV	194,387,579	194,866,766	20,595,631	20,325,679
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	4,605,000	4,691,187	2,097,783	2,867,379

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Fitchburg		Florida PLC	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	75,003,787	78,064,819	7,851,563,235	8,210,648,720
p207 c370	Activos Comercialización	3,885,243	4,701,307	459,894,984	474,046,268
c373	Activos Alumbrado Público	1,151,535	1,267,400	355,389,068	373,715,185
L75	Planta de Distribución Total	78,414,711	81,597,508	9,624,305,623	10,073,173,290
p207 L104	Total act. planta en servicio	89,435,984	92,629,379	25,342,108,013	26,245,114,171
p207 L99	Activo total planta general	1,854,524	1,840,125	873,094,736	844,530,735
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	163,505,487	179,977,453	25,577,923,370	26,487,111,508
L5	Depreciación Acumulada	56,957,748	59,927,834	11,928,048,543	12,055,232,913
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	170,377	163,968	55,138,456	53,228,815
L4	Consumo Comercial [MWh]	114,425	109,959	45,920,842	45,561,429
L5	Consumo Industrial [MWh]	195,158	183,305	3,774,458	3,587,220
L6	Energía para AP [MWh]	1,631	3,070	436,892	422,854
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	3,182	3,203	52,812	37,394
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	91,442	81,095
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	484,773	463,505	105,414,902	102,918,807
L11	Ventas para reventa [MWh]	128,768	128,450	3,405,956	2,657,889
L12	Ventas totales de energía [MWh]	613,541	591,955	108,820,858	105,576,696
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	24,012	8,558	7,649,175	7,336,288
L26	Consumo propio [MWh]	900	864	129,737	120,991
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	638,453	601,377	116,599,770	113,033,975
p301 L14	N° de Clientes	28,372	28,392	4,496,597	4,509,743
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	3,667,752	3,844,461	341,603,928	356,623,321
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	239,467	284,351	6,867,315	7,958,734
c597		0	0	2,586,481	2,175,481
L164		2,292,526	2,617,023	131,893,714	149,420,524
p323 L171		1,063,437	904,468	86,939,039	102,494,808
L178		56,898	80,200	17,524,686	16,278,393
p322 c580	Costos OyM Distribución	238,551	327,292	20,531,161	20,708,082
c581		118,742	109,814	554,315	565,553
c582		22,707	24,417	2,601,245	2,699,670
c583		91,619	113,259	5,198,039	8,118,704
c584		57,829	59,520	8,145,382	6,957,852
c587		7,154	2,472	2,259,834	2,592,465
c588		26,084	39,637	30,209,779	30,486,219
c589		0	15	8,375,827	8,357,864
c590		151,090	169,259	19,216,431	16,597,751
c591		0	0	228,402	395,868
c592		66,532	44,856	8,194,170	7,663,378
c593		670,032	619,942	111,809,997	107,876,858
c594		33,650	20,122	30,317,893	29,550,823
c595		1,108	4,359	1,601,410	1,220,384
c598	1,059	923	7,280,669	7,035,701	
p323 L197	Costos de Administración	4,272,085	5,364,899	340,610,668	208,299,237
L198	Total Costos de ADM	55,344,397	55,324,336	8,230,483,474	8,180,519,831
p207 c365	Activos Líneas Aereas	19,299,488	19,866,338	1,094,038,132	1,138,300,619
c367	Activos Líneas Subterrán.	7,357,039	7,539,460	1,702,045,592	1,786,574,284
L66	Activos conducciones subt.	1,229,753	1,250,274	1,252,525,055	1,317,633,332
p401b	Demanda Pico [MW]	93	95	21,962	21,060
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	74	75	21,320	20,565
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	43,483,017	39,866,311	1,103,242,643	1,152,234,041
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	43,704,731	40,030,413	1,048,369,847	1,079,969,721
p320-321	Costos de Combustibles	26,688	0	5,684,849,815	5,676,453,470
p422-423	Activos LA 24-115kV	1,741,151	1,741,151	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	85,610	0	85,610	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Florida PC		Georgia	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	3,563,927,159	3,792,693,703	6,097,963,297	6,464,334,074
p207 c370	Activos Comercialización	117,505,351	120,557,384	339,847,127	359,862,556
c373	Activos Alumbrado Público	287,204,324	293,793,185	462,168,779	491,191,507
L75	Planta de Distribución Total	3,534,697,873	3,707,979,640	6,972,136,720	7,394,110,920
p207 L104	Total act. planta en servicio	9,774,283,758	10,202,714,265	21,859,654,570	23,804,473,217
p207 L99	Activo total planta general	379,209,924	362,025,813	915,888,976	956,837,710
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	10,060,472,116	10,483,943,630	21,952,298,858	23,919,504,877
L5	Depreciación Acumulada	4,540,773,297	4,684,684,414	9,094,513,999	9,480,922,650
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	19,911,884	19,328,406	26,840,275	26,412,131
L4	Consumo Comercial [MWh]	12,183,637	12,138,923	33,056,632	33,058,109
L5	Consumo Industrial [MWh]	3,819,403	3,786,296	25,490,036	24,163,566
L6	Energía para AP [MWh]	26,102	26,271	460,483	484,197
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	3,340,612	3,275,813	57,636	4,815
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	179,243	181,576
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	39,281,638	38,555,709	86,084,305	84,304,394
L11	Ventas para reventa [MWh]	5,930,039	6,777,353	15,769,872	13,491,920
L12	Ventas totales de energía [MWh]	45,211,677	45,333,062	101,854,177	97,796,314
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	2,598,933	2,339,406	4,875,940	5,329,387
L26	Consumo propio [MWh]	147,317	143,530	102,747	102,416
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	47,957,927	47,815,998	106,832,864	103,228,117
p301 L14	N° de Clientes	1,632,451	1,638,935	2,324,876	2,346,768
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	114,632,769	119,683,122	198,682,424	246,147,723
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	9,031,904	8,862,762	33,241,560	35,881,602
c597		470,773	884,396	1,481,303	1,779,793
L164		51,048,997	49,943,267	138,943,560	160,945,230
p323 L171		72,297,731	71,494,001	43,525,210	44,899,236
L178		1,964,040	1,774,613	46,165,133	45,763,068
p322 c580	Costos OyM Distribución	10,352,589	21,206,569	9,026,865	13,339,924
c581		4,018,262	4,495,958	10,042,624	10,882,248
c582		60,454	60,925	2,187,167	1,959,809
c583		5,497,932	5,339,867	12,056,380	12,128,117
c584		3,266,204	2,250,861	11,124,606	10,345,731
c587		983,562	1,391,200	5,335,876	5,441,214
c588		39,163,804	22,181,469	8,541,758	6,706,247
c589		573,150	645,555	2,400,619	2,446,379
c590		2,523,003	2,506,866	25,654,174	24,030,538
c591		13,567	41,759	366,069	316,012
c592		3,483,217	4,884,509	12,912,488	11,066,810
c593		30,541,293	29,817,899	78,311,868	66,462,662
c594		8,882,118	8,086,742	14,321,318	14,201,722
c595		417,439	80,612	9,043,777	7,966,112
c598	21,405,981	25,461,009	648,566	-213,732	
p323 L197	Costos de Administración	292,969,080	256,097,678	375,339,478	370,521,911
L198	Total Costos de ADM	3,409,361,231	3,721,321,145	5,249,434,910	5,803,723,348
p207 c365	Activos Líneas Aereas	536,730,035	556,384,934	825,629,525	861,721,679
c367	Activos Líneas Subterrán.	487,807,417	503,175,480	1,225,910,530	1,296,801,454
L66	Activos conducciones subt.	204,650,089	216,680,179	255,478,460	275,506,400
p401b	Demanda Pico [MW]	10,355	10,153	17,975	17,271
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	9,075	8,714	15,322	15,014
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	885,492,819	921,860,536	1,060,472,462	1,407,787,689
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	888,876,331	924,137,861	1,097,718,145	1,443,102,052
p320-321	Costos de Combustibles	1,696,206,569	1,990,554,244	2,586,033,036	2,772,777,331
p422-423	Activos LA 24-115kV	432,398,294	504,233,830	14,659,971	13,607,866
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	12,305,496	12,393,628	0	11,715,510
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	4,018,056	0	4,082,673	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Golden		Granite	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	37,703,960	38,953,680	99,656,910	104,447,485
p207 c370	Activos Comercialización	2,700,100	3,046,200	3,764,878	3,808,728
c373	Activos Alumbrado Público	221,400	221,400	3,621,566	3,863,518
L75	Planta de Distribución Total	41,063,600	42,363,600	107,100,617	112,067,036
p207 L104	Total act. planta en servicio	64,456,000	65,894,000	112,953,813	117,894,318
p207 L99	Activo total planta general	5,750,500	5,983,700	5,828,388	5,802,474
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	900,267,000	962,635,000	133,374,576	138,315,082
L5	Depreciación Acumulada	298,909,000	326,089,000	45,525,679	47,886,061
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	76,993	77,379	293,280	284,404
L4	Consumo Comercial [MWh]	48,004	46,691	314,553	305,362
L5	Consumo Industrial [MWh]	14,820	12,624	50,412	48,341
L6	Energía para AP [MWh]	624	664	1,374	1,364
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	140,441	137,358	659,619	639,471
L11	Ventas para reventa [MWh]	21,157	23,601	0	0
L12	Ventas totales de energía [MWh]	161,598	160,959	659,619	639,471
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	19,507	14,328	32,040	17,659
L26	Consumo propio [MWh]	0	0	736	744
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	181,105	175,287	692,395	657,874
p301 L14	N° de Clientes	23,273	23,172	40,661	41,158
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	1,553,000	1,593,000	3,792,935	4,031,559
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	55,200	76,100	241,674	236,397
c597		0	700	14,388	16,696
L164		913,800	1,120,600	1,661,368	1,881,616
p323 L171		0	0	497,464	544,271
L178		-55,500	-36,200	0	6,990
p322 c580	Costos OyM Distribución	238,500	291,400	107,283	98,974
c581		0	0	31,698	38,045
c582		38,400	41,400	85,983	182,177
c583		255,800	287,900	283,936	464,049
c584		78,900	85,200	174,857	94,505
c587		56,900	62,300	106,674	105,099
c588		325,300	271,800	750,013	1,177,861
c589		0	0	4,407	4,686
c590		0	0	4,058	545
c591		0	0	33,364	12,433
c592		6,300	12,000	146,607	164,408
c593		0	0	3,767,110	2,845,396
c594		26,600	14,900	51,395	-27,025
c595		13,000	8,900	16,454	44,577
c598	686,900	751,400	83	9	
p323 L197	Costos de Administración	5,743,800	6,865,400	3,945,491	4,703,961
L198	Total Costos de ADM	20,555,000	21,953,000	83,557,898	92,455,054
p207 c365	Activos Líneas Aereas	8,262,900	8,534,200	28,157,927	30,216,267
c367	Activos Líneas Subterrán.	3,667,200	3,751,000	8,262,985	8,446,142
L66	Activos conducciones subt.	1,932,200	1,932,200	4,143,193	4,253,109
p401b	Demanda Pico [MW]	40	40	93	88
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	35	35	93	88
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	14,199,000	13,616,000	63,972,647	68,726,761
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	12,099,000	12,062,000	63,973,162	68,727,241
p320-321	Costos de Combustibles	0	0	0	0
p422-423	Activos LA 24-115kV	0	0	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Green Mountain		Gulf	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	231,271,280	222,984,509	955,470,341	987,458,827
p207 c370	Activos Comercialización	14,035,835	14,514,589	47,252,797	48,773,807
c373	Activos Alumbrado Público	4,812,953	5,140,563	53,737,079	55,664,375
L75	Planta de Distribución Total	211,641,361	220,220,527	873,642,376	900,792,743
p207 L104	Total act. planta en servicio	378,440,511	397,489,369	2,672,226,878	2,779,506,451
p207 L99	Activo total planta general	34,060,437	37,966,623	128,696,223	131,867,644
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	381,666,525	400,398,355	2,678,952,293	2,785,561,812
L5	Depreciación Acumulada	155,666,346	166,575,383	1,104,843,133	1,151,788,971
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	580,895	577,823	5,477,111	5,348,643
L4	Consumo Comercial [MWh]	710,950	708,067	3,970,892	3,960,923
L5	Consumo Industrial [MWh]	675,479	669,092	2,048,389	2,210,597
L6	Energía para AP [MWh]	4,339	4,349	24,497	23,237
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	57	49	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	1,971,720	1,959,380	11,520,889	11,543,400
L11	Ventas para reventa [MWh]	209,461	237,833	5,111,465	3,687,996
L12	Ventas totales de energía [MWh]	2,181,181	2,197,213	16,632,354	15,231,396
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	89,714	85,829	711,220	653,647
L26	Consumo propio [MWh]	3,176	3,333	21,957	22,710
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	11,694	11,984
L28	E. disponible para venta [MWh]	2,274,071	2,286,375	17,377,225	15,919,737
p301 L14	N° de Clientes	93,483	94,211	427,663	429,304
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	5,946,582	6,032,175	30,602,555	31,755,814
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	515,193	584,598	2,987,558	3,215,464
c597		165,357	190,052	157,677	148,852
L164		3,252,876	3,422,112	22,386,178	21,873,186
p323 L171		657,421	736,912	23,740,312	25,715,174
L178		23,690	3,520	1,396,815	1,115,645
p322 c580	Costos OyM Distribución	342,913	425,775	7,292,825	5,985,830
c581		211,905	130,154	720,173	618,925
c582		120,190	74,700	333,360	343,817
c583		299,861	335,238	1,948,227	2,328,875
c584		68,486	60,388	1,039,466	1,031,665
c587		4,962	2,885	595,178	717,442
c588		763,644	755,175	2,087,489	2,213,153
c589		17,961	8,979	2,551	0
c590		24,357	28,538	3,016,892	3,223,770
c591		210	1,422	1,682,092	1,745,989
c592		758,803	690,814	1,268,401	1,772,021
c593		6,252,917	7,634,882	10,440,357	9,233,178
c594		456,303	475,308	2,648,796	1,783,054
c595		165,836	145,099	786,481	882,039
c598	56,440	79,424	397,551	496,633	
p323 L197	Costos de Administración	14,499,785	13,987,440	89,128,761	87,984,318
L198	Total Costos de ADM	199,489,204	212,627,591	915,409,686	1,022,623,631
p207 c365	Activos Líneas Aereas	42,175,171	44,222,448	114,370,807	115,818,581
c367	Activos Líneas Subterrán.	18,057,434	18,239,274	100,391,517	106,833,192
L66	Activos conducciones subt.	11,485,778	11,793,909	1,217,455	1,217,455
p401b	Demanda Pico [MW]	344	345	2,634	2,541
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	312	309	1,859	1,952
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	142,357,501	147,579,062	71,493,744	109,339,935
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	142,549,448	147,965,388	74,786,549	112,939,906
p320-321	Costos de Combustibles	5,052,057	4,568,391	562,802,702	628,808,163
p422-423	Activos LA 24-115kV	37,337,693	20,766,339	142,793,348	151,496,472
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	18,153	17,553	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	1,345,739	1,180,110

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Hawaii ELC		Hawaiian EC	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	382,446,517	405,580,789	887,466,917	910,844,773
p207 c370	Activos Comercialización	11,405,064	11,914,539	27,829,737	28,432,819
c373	Activos Alumbrado Público	0	0	0	0
L75	Planta de Distribución Total	438,307,259	468,745,343	1,154,680,625	1,185,428,937
p207 L104	Total act. planta en servicio	835,089,621	879,303,395	2,529,629,407	2,597,899,933
p207 L99	Activo total planta general	54,919,673	59,087,177	208,420,022	207,620,934
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	835,218,743	879,303,395	2,533,221,926	2,600,230,690
L5	Depreciación Acumulada	370,892,691	401,692,248	1,167,995,323	1,225,334,547
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	451,386	441,414	2,134,535	2,048,728
L4	Consumo Comercial [MWh]	458,504	453,123	2,471,421	2,473,464
L5	Consumo Industrial [MWh]	248,255	241,859	3,027,950	2,992,077
L6	Energía para AP [MWh]	4,539	4,634	41,449	41,693
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	1,162,684	1,141,030	7,675,355	7,555,962
L11	Ventas para reventa [MWh]	0	0	0	0
L12	Ventas totales de energía [MWh]	1,162,684	1,141,030	7,675,355	7,555,962
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	92,012	99,221	396,947	376,426
L26	Consumo propio [MWh]	3,995	4,521	16,813	18,261
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	1,258,691	1,244,772	8,089,115	7,950,649
p301 L14	N° de Clientes	77,933	79,386	293,847	294,327
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	18,254,676	19,154,280	47,149,504	49,316,855
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	722,485	814,559	1,598,422	1,219,198
c597		83,341	94,465	11,529	12,031
L164		3,976,237	5,327,513	12,254,512	15,870,636
p323 L171		2,413,349	3,036,253	21,951,809	31,968,064
L178		82,137	102,322	650,003	224,334
p322 c580	Costos OyM Distribución	146,549	218,683	249,256	442,905
c581		0	0	1,736,746	1,907,582
c582		153,277	154,039	807,160	1,061,291
c583		216,566	251,221	550,785	622,977
c584		116,814	128,696	858,785	805,919
c587		10,081	16,674	232,087	643,179
c588		265,427	282,114	4,624,329	4,414,576
c589		0	0	9,252	8,142
c590		152,740	127,348	0	0
c591		7,319	10,149	117,644	156,506
c592		454,111	387,851	3,474,203	3,022,737
c593		2,668,783	3,087,100	6,280,121	6,394,790
c594		709,590	732,200	2,773,636	2,875,633
c595		836,903	422,562	821,366	812,581
c598	131,751	145,159	1,408,066	1,444,919	
p323 L197	Costos de Administración	16,258,844	13,325,106	71,461,252	79,099,632
L198	Total Costos de ADM	263,543,522	335,687,947	1,105,385,913	1,583,365,102
p207 c365	Activos Líneas Aereas	80,822,891	82,693,671	87,663,964	89,661,742
c367	Activos Líneas Subterrán.	78,147,007	89,839,784	238,735,650	247,086,192
L66	Activos conducciones subt.	14,954,229	15,434,473	206,620,530	210,554,081
p401b	Demanda Pico [MW]	203	198	1,261	1,186
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	203	198	1,261	1,186
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	134,918,830	176,247,628	368,765,775	475,205,483
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	135,371,706	176,931,048	369,679,487	476,906,164
p320-321	Costos de Combustibles	74,964,384	109,617,479	525,555,558	866,826,607
p422-423	Activos LA 24-115kV	0	0	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Idaho		Illinois	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	1,090,877,261	1,163,710,897	1,896,189,029	1,971,658,763
p207 c370	Activos Comercialización	56,322,932	58,984,822	68,414,363	67,595,274
c373	Activos Alumbrado Público	4,121,273	4,152,933	129,789,477	132,443,165
L75	Planta de Distribución Total	1,175,428,671	1,254,048,343	2,028,404,169	2,112,956,219
p207 L104	Total act. planta en servicio	3,796,793,711	4,030,588,348	2,615,113,274	2,715,036,674
p207 L99	Activo total planta general	226,463,847	242,163,992	246,095,195	257,736,276
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	3,799,704,789	4,036,452,062	3,452,352,934	3,587,704,527
L5	Depreciación Acumulada	1,468,831,768	1,505,119,564	1,366,179,245	1,410,148,561
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	5,227,166	5,297,257	5,858,993	5,718,209
L4	Consumo Comercial [MWh]	5,831,537	5,860,422	6,159,691	6,087,501
L5	Consumo Industrial [MWh]	3,453,633	3,355,202	6,102,667	6,100,990
L6	Energía para AP [MWh]	29,489	30,833	106,581	97,209
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	265,097	255,772
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	14,541,825	14,543,714	18,493,029	18,259,681
L11	Ventas para reventa [MWh]	2,743,647	2,048,234	2,210	0
L12	Ventas totales de energía [MWh]	17,285,472	16,591,948	18,495,239	18,259,681
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,258,845	1,353,344	504,694	532,862
L26	Consumo propio [MWh]	0	0	0	0
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	18,544,317	17,945,292	18,999,933	18,792,543
p301 L14	N° de Clientes	477,094	484,535	613,536	626,530
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	29,220,567	30,298,045	46,156,009	52,320,262
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	4,526,255	4,636,934	8,257,447	7,221,821
c597		927,906	862,861	106,421	168,666
L164		16,065,664	21,551,190	34,374,533	36,027,885
p323 L171		23,097,575	28,834,452	1,967,323	2,462,020
L178		0	0	508,598	414,048
p322 c580	Costos OyM Distribución	3,350,727	3,321,954	3,664,361	3,564,525
c581		3,049,911	3,110,301	2,423,584	2,143,122
c582		1,120,906	1,143,619	660,255	655,385
c583		3,432,084	3,346,471	6,532,264	7,664,989
c584		2,120,824	2,034,228	2,114,453	2,355,605
c587		1,371,291	1,398,175	186,800	275,237
c588		5,533,555	5,464,167	11,738,906	11,643,606
c589		644,840	456,147	56,327	65,357
c590		262,635	319,660	1,540,110	1,368,199
c591		0	2,323	377,687	619,550
c592		3,493,145	3,534,603	7,336,543	7,693,925
c593		12,504,013	13,759,196	27,903,087	44,033,373
c594		1,351,054	1,235,321	2,238,640	2,531,703
c595		169,689	445,190	382,972	534,228
c598	127,981	354,999	1,979,017	1,803,262	
p323 L197	Costos de Administración	101,410,523	109,424,041	61,570,771	86,449,073
L198	Total Costos de ADM	600,557,914	649,816,334	897,546,467	883,649,580
p207 c365	Activos Líneas Aereas	106,511,815	116,789,867	396,335,810	417,401,737
c367	Activos Líneas Subterrán.	171,154,321	179,509,673	196,759,487	211,134,768
L66	Activos conducciones subt.	46,129,157	47,417,198	23,599,080	24,360,992
p401b	Demanda Pico [MW]	3,193	3,214	2,614	2,585
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	2,721	2,847	2,614	2,585
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	170,883,181	231,137,298	706,240,736	652,085,228
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	170,883,181	186,308,973	704,474,492	652,610,278
p320-321	Costos de Combustibles	134,321,988	149,402,674	7,124	0
p422-423	Activos LA 24-115kV	45,818,677	51,554,930	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	2,130,646	2,397,304	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Indiana		Indianapolis	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	1,151,111,026	1,253,938,104	935,989,488	970,417,387
p207 c370	Activos Comercialización	67,014,250	70,140,826	55,616,191	57,164,920
c373	Activos Alumbrado Público	17,651,594	17,863,686	54,657,068	55,887,970
L75	Planta de Distribución Total	1,181,722,904	1,282,807,855	1,090,395,002	1,129,738,794
p207 L104	Total act. planta en servicio	5,992,527,663	6,150,475,337	3,855,692,338	3,925,747,930
p207 L99	Activo total planta general	82,960,497	90,950,125	147,124,082	152,082,507
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	6,025,877,244	6,180,377,965	3,856,761,703	3,927,179,356
L5	Depreciación Acumulada	3,181,588,628	3,206,483,340	2,022,157,366	2,154,830,260
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	6,131,688	6,058,613	5,466,825	5,349,792
L4	Consumo Comercial [MWh]	5,373,307	5,272,011	2,101,125	2,030,385
L5	Consumo Industrial [MWh]	7,967,127	7,535,734	7,682,694	7,550,312
L6	Energía para AP [MWh]	80,004	76,477	77,014	72,638
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	19,552,126	18,942,835	15,327,658	15,003,127
L11	Ventas para reventa [MWh]	24,493,220	23,131,457	1,638,399	1,189,334
L12	Ventas totales de energía [MWh]	44,045,346	42,074,292	16,966,057	16,192,461
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,847,533	1,879,381	564,895	561,092
L26	Consumo propio [MWh]	0	0	25,117	25,459
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	58	45	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	45,892,937	43,953,718	17,556,069	16,779,012
p301 L14	N° de Clientes	581,996	582,865	468,667	468,203
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	37,722,997	30,236,396	54,073,756	56,707,074
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	809,670	1,110,975	2,979,023	3,223,031
c597		435,004	361,838	756,062	650,468
L164		22,185,384	21,318,212	18,269,040	19,288,692
p323 L171		2,919,804	3,201,319	1,949,295	1,701,464
L178		1,135	2,437	0	0
p322 c580	Costos OyM Distribución	4,328,247	4,014,397	1,998,183	1,959,037
c581		1,013,113	1,142,814	139,437	147,523
c582		1,003,727	993,504	987,712	930,600
c583		441,329	1,542,852	1,565,216	2,285,826
c584		1,965,058	1,777,807	1,164,631	1,244,158
c587		474,425	451,529	1,297,411	1,437,980
c588		10,783,201	13,557,712	4,617,246	5,076,065
c589		1,919,500	1,840,692	53,203	54,899
c590		389,387	451,571	245	372
c591		55,696	110,360	756,286	1,038,623
c592		2,953,221	3,304,907	2,771,023	2,508,680
c593		26,966,555	33,496,558	10,155,328	15,573,506
c594		2,233,738	2,365,816	2,631,586	2,746,148
c595		2,070,241	1,386,565	-3,777,489	-2,976,600
c598	2,169,768	2,445,275	1,155,287	1,263,018	
p323 L197	Costos de Administración	123,237,409	121,382,988	92,718,691	98,919,468
L198	Total Costos de ADM	1,521,904,901	1,697,868,973	551,875,376	614,485,083
p207 c365	Activos Líneas Aereas	207,296,073	243,456,743	138,950,979	143,299,373
c367	Activos Líneas Subterrán.	149,322,107	158,912,757	183,249,891	189,314,847
L66	Activos conducciones subt.	48,805,570	55,142,666	74,092,632	76,220,832
p401b	Demanda Pico [MW]	6,163	5,903	3,139	2,844
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	2,874	2,796	2,846	2,642
p321 c555	Compras de Energía [US\$]	490,290,475	572,001,669	57,447,707	57,131,024
p321 L79	Gastos por compra energía [US\$]	499,515,474	580,536,964	58,221,376	57,999,048
p320-321	Costos de Combustibles	366,892,540	467,532,946	237,153,928	268,997,255
p422-423	Activos LA 24-115kV	87,410,377	99,151,700	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	2,814,576	1,128,552	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Interstate		Jersey	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	1,487,043,750	1,575,073,588	2,899,125,725	3,004,060,699
p207 c370	Activos Comercialización	75,537,553	78,186,183	86,520,165	84,248,977
c373	Activos Alumbrado Público	58,704,772	58,927,137	124,602,021	132,324,492
L75	Planta de Distribución Total	1,617,707,560	1,714,281,774	2,897,691,563	2,990,016,898
p207 L104	Total act. planta en servicio	3,380,521,753	3,479,732,532	4,161,814,583	4,294,245,930
p207 L99	Activo total planta general	161,493,228	165,293,599	295,239,809	294,528,479
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	4,080,108,277	4,192,896,518	4,175,124,627	4,307,555,974
L5	Depreciación Acumulada	1,845,746,722	1,858,240,576	1,667,187,807	1,701,480,718
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	4,203,553	4,218,254	9,838,800	9,667,364
L4	Consumo Comercial [MWh]	3,912,350	3,910,654	9,867,446	9,706,944
L5	Consumo Industrial [MWh]	7,749,704	7,742,187	2,884,540	2,773,128
L6	Energía para AP [MWh]	55,640	55,593	88,265	88,385
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	38,207	34,661	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	15,959,454	15,961,349	22,679,051	22,235,821
L11	Ventas para reventa [MWh]	2,845,508	1,896,150	4,583,879	4,286,943
L12	Ventas totales de energía [MWh]	18,804,962	17,857,499	27,262,930	26,522,764
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	655,578	175,386	1,959,196	1,210,456
L26	Consumo propio [MWh]	29,773	29,655	41,851	44,073
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	-4,356,109	-4,594,667
L28	E. disponible para venta [MWh]	19,490,313	18,062,540	24,907,868	23,182,626
p301 L14	N° de Clientes	528,104	526,612	1,085,244	1,089,980
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	33,721,622	36,776,700	57,477,109	62,833,947
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	-1,713,017	-2,324,503	1,980,775	1,659,668
c597		4,956	327,044	4,419,198	4,378,441
L164		17,338,971	20,044,623	37,309,332	38,592,092
p323 L171		32,654,202	32,148,471	85,130,769	98,281,349
L178		0	0	0	0
p322 c580	Costos OyM Distribución	5,669,356	5,489,489	2,588,678	2,456,825
c581		802,091	256,768	1,715,545	1,878,313
c582		83,719	354,521	1,075,536	1,288,709
c583		309,053	-1,620,073	6,284,487	6,702,202
c584		664,553	378,409	1,709,392	1,561,906
c587		0	19,994	0	0
c588		1,548,287	2,412,810	30,656,019	32,437,174
c589		179,868	190,969	0	0
c590		0	0	759,327	869,112
c591		0	368,541	780,614	834,010
c592		3,107,366	4,773,892	10,548,223	11,065,327
c593		20,260,696	14,863,773	38,296,920	36,846,870
c594		580,930	1,965,843	8,556,029	3,356,843
c595		21,650	17,285	88,891	259
c598	11,876	134,774	2,785,585	3,811,952	
p323 L197	Costos de Administración	79,901,236	78,267,222	50,319,434	21,796,436
L198	Total Costos de ADM	862,277,771	920,735,296	2,283,479,772	2,508,574,252
p207 c365	Activos Líneas Aereas	365,842,652	381,613,343	520,662,047	534,127,555
c367	Activos Líneas Subterrán.	169,206,759	181,610,985	318,164,677	321,948,264
L66	Activos conducciones subt.	48,566,258	50,402,658	106,046,306	106,120,925
p401b	Demanda Pico [MW]	3,085	2,943	6,152	6,299
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	2,635	2,634	5,020	5,134
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	295,979,484	346,051,950	2,164,306,884	2,370,624,237
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	291,856,475	353,486,027	1,958,089,715	2,206,515,994
p320-321	Costos de Combustibles	333,310,174	281,486,252	5,097,936	2,384,959
p422-423	Activos LA 24-115kV	0	0	255,960,752	270,885,314
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	6,728,244	3,551,758

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Kansas CPLC		Kansas GEC	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	1,261,989,573	1,325,036,523	702,153,234	728,641,934
p207 c370	Activos Comercialización	84,608,528	86,880,524	40,387,775	40,250,021
c373	Activos Alumbrado Público	36,748,621	37,044,396	27,185,711	27,192,224
L75	Planta de Distribución Total	1,542,306,345	1,638,436,003	714,698,132	740,366,619
p207 L104	Total act. planta en servicio	5,443,358,974	5,664,214,306	3,254,824,323	3,450,030,211
p207 L99	Activo total planta general	216,134,848	241,572,223	85,122,271	93,521,803
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	5,450,606,755	5,671,417,089	4,062,379,384	4,257,585,272
L5	Depreciación Acumulada	2,597,232,602	2,737,835,295	2,017,726,401	2,037,015,227
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	5,596,559	5,412,990	3,150,059	3,081,023
L4	Consumo Comercial [MWh]	7,736,564	7,704,357	3,098,774	3,003,260
L5	Consumo Industrial [MWh]	2,160,893	2,061,106	3,853,398	3,842,996
L6	Energía para AP [MWh]	92,918	80,059	34,903	34,002
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	15,586,934	15,258,512	10,137,134	9,961,281
L11	Ventas para reventa [MWh]	5,635,537	5,029,555	1,192,275	1,323,735
L12	Ventas totales de energía [MWh]	21,222,471	20,288,067	11,329,409	11,285,016
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	960,351	836,206	2,793,705	2,038,312
L26	Consumo propio [MWh]	24,329	26,178	4,806	4,858
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	22,207,151	21,150,451	14,127,920	13,328,186
p301 L14	N° de Clientes	506,548	509,317	310,577	313,096
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	41,568,745	43,805,184	17,986,767	18,635,172
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	1,230,679	1,509,744	2,921,326	2,767,244
c597		697,892	619,336	346,231	337,468
L164		14,235,760	15,780,372	9,666,192	10,405,736
p323 L171		3,418,822	4,586,187	838,439	2,109,322
L178		854,647	965,027	11,697	3,917
p322 c580	Costos OyM Distribución	2,039,587	2,078,321	1,446,343	1,557,634
c581		1,255,586	1,215,897	1,128,953	1,317,295
c582		45,317	68,563	567,171	631,025
c583		2,283,851	3,412,033	1,804,331	2,432,800
c584		2,396,576	3,038,020	2,660,442	2,646,021
c587		932,084	345,094	131,449	-349,417
c588		9,141,050	8,118,972	1,258,646	1,242,969
c589		65,586	51,431	192,776	190,282
c590		164,150	119,961	755,146	803,864
c591		265,514	235,574	38,437	28,246
c592		925,119	1,195,514	2,291,962	1,672,312
c593		13,261,790	13,880,103	21,501,402	17,977,386
c594		2,809,189	3,176,795	1,733,177	1,517,405
c595		1,541,180	1,486,042	646,154	606,047
c598	898,150	703,528	464,381	824,683	
p323 L197	Costos de Administración	140,716,675	156,405,755	82,958,369	82,347,807
L198	Total Costos de ADM	719,552,223	775,531,704	475,336,312	554,032,588
p207 c365	Activos Líneas Aereas	190,511,122	197,553,657	101,885,448	105,323,957
c367	Activos Líneas Subterráñ.	343,545,723	371,333,551	88,274,379	91,377,326
L66	Activos conducciones subt.	155,148,698	184,353,413	35,828,360	37,578,463
p401b	Demanda Pico [MW]	3,638	3,495	2,283	2,280
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	2,715	2,664	2,090	2,054
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	101,035,190	118,978,001	16,965,948	57,185,618
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	108,509,148	126,588,298	-21,018,476	46,462,270
p320-321	Costos de Combustibles	245,522,559	253,322,966	188,223,490	204,027,907
p422-423	Activos LA 24-115kV	18,899,881	41,317,230	61,916,745	65,648,788
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	360,958	753,732	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	KCP		Kentucky PC	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	1,075,896,361	907,684,774	544,569,474	571,432,241
p207 c370	Activos Comercialización	44,080,581	34,971,166	21,022,480	22,962,067
c373	Activos Alumbrado Público	37,680,481	32,904,308	2,895,523	2,939,603
L75	Planta de Distribución Total	1,065,852,275	949,649,942	502,486,382	528,711,039
p207 L104	Total act. planta en servicio	2,227,634,348	2,266,051,068	1,431,480,773	1,543,754,230
p207 L99	Activo total planta general	76,808,508	125,290,290	31,554,528	33,659,644
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	3,286,398,796	2,269,428,078	1,440,533,191	1,552,385,107
L5	Depreciación Acumulada	1,439,063,695	901,903,809	486,924,033	506,112,000
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	4,311,270	3,841,297	2,484,565	2,481,169
L4	Consumo Comercial [MWh]	3,535,985	3,514,219	1,445,809	1,428,742
L5	Consumo Industrial [MWh]	2,087,002	1,645,420	3,174,047	3,321,760
L6	Energía para AP [MWh]	46,986	39,937	10,085	10,231
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	451,042	16,194	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	10,432,285	9,057,067	7,114,506	7,241,902
L11	Ventas para reventa [MWh]	1,292,437	766,442	5,305,636	4,630,761
L12	Ventas totales de energía [MWh]	11,724,722	9,823,509	12,420,142	11,872,663
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	817,342	622,167	723,349	567,835
L26	Consumo propio [MWh]	16,975	17,171	0	0
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	12,559,039	10,462,847	13,143,491	12,440,498
p301 L14	N° de Clientes	469,755	403,931	175,806	175,730
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	32,191,900	29,644,513	17,215,281	18,041,242
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	3,396,122	2,922,356	260,409	553,552
c597		139,042	128,184	131,766	158,121
L164		16,845,822	15,240,969	7,711,472	7,384,552
p323 L171		437,775	584,651	2,012,559	1,670,231
L178		595,454	371,819	23	0
p322 c580	Costos OyM Distribución	3,173,925	2,459,865	1,009,894	1,055,735
c581		360,191	446,036	12,279	5,088
c582		403,961	216,933	226,308	240,605
c583		660,687	433,397	202,474	685,565
c584		2,070,610	1,006,583	100,283	81,073
c587		108,179	93,205	375,546	262,870
c588		6,701,932	7,002,210	3,643,324	4,117,800
c589		198,403	144,424	1,550,093	1,442,089
c590		39,712	86,448	8,802	5,936
c591		8,980	48,388	33,186	9,815
c592		2,045,107	1,485,840	755,514	793,557
c593		13,859,539	14,557,573	14,439,972	15,751,488
c594		1,548,650	1,082,470	303,307	236,613
c595		216,679	408,673	772,126	555,405
c598	313,057	368,184	585,361	528,700	
p323 L197	Costos de Administración	97,494,498	95,231,837	21,773,987	22,281,818
L198	Total Costos de ADM	682,524,907	606,566,092	470,780,468	568,075,206
p207 c365	Activos Líneas Aereas	135,311,486	117,084,363	122,052,270	129,155,638
c367	Activos Líneas Subterrán.	124,806,746	114,492,299	7,126,536	7,652,121
L66	Activos conducciones subt.	55,248,187	48,218,581	3,970,629	4,302,754
p401b	Demanda Pico [MW]	2,350	2,231	1,808	1,678
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	2,108	2,067	1,078	1,053
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	268,373,253	249,720,868	224,842,109	287,187,513
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	272,248,754	254,401,941	228,030,131	290,138,925
p320-321	Costos de Combustibles	182,961,823	135,931,369	144,114,703	166,915,229
p422-423	Activos LA 24-115kV	118,054,833	55,585,643	48,741,391	49,894,127
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	22,213	75,717	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	679,508	538,967

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Kentucky UC		Kingsport	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	1,126,244,845	1,306,382,321	87,424,479	90,886,976
p207 c370	Activos Comercialización	65,364,852	65,409,858	4,440,949	4,538,866
c373	Activos Alumbrado Público	53,642,796	76,140,557	5,309,173	5,460,088
L75	Planta de Distribución Total	1,038,231,360	1,231,341,562	92,829,367	96,617,889
p207 L104	Total act. planta en servicio	3,867,960,512	4,435,880,217	114,038,279	118,380,279
p207 L99	Activo total planta general	97,982,325	109,060,254	1,980,593	2,249,505
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	3,867,960,512	4,446,017,779	114,227,295	118,540,926
L5	Depreciación Acumulada	1,931,454,524	2,052,492,161	43,868,291	46,338,503
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	6,846,775	6,802,830	728,267	754,071
L4	Consumo Comercial [MWh]	4,773,590	4,713,879	384,845	406,595
L5	Consumo Industrial [MWh]	6,273,138	5,995,379	1,031,933	1,053,683
L6	Energía para AP [MWh]	56,455	57,575	8,309	8,217
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	1,634,506	1,648,938	32,468	33,752
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	19,584,464	19,218,601	2,185,822	2,256,318
L11	Ventas para reventa [MWh]	3,640,408	4,865,118	0	0
L12	Ventas totales de energía [MWh]	23,224,872	24,083,719	2,185,822	2,256,318
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,429,282	1,360,367	47,619	30,244
L26	Consumo propio [MWh]	16,734	21,841	0	0
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	48	55	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	24,670,936	25,465,982	2,233,441	2,286,562
p301 L14	N° de Clientes	533,563	536,487	47,624	46,961
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	31,460,322	35,108,289	3,185,465	3,304,540
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	6,202,616	6,521,240	29,420	113,260
c597		0	0	21,702	24,681
L164		20,462,037	22,471,516	1,796,503	1,823,907
p323 L171		6,267,285	4,918,133	160,667	124,362
L178		48,890	58,162	0	0
p322 c580	Costos OyM Distribución	1,337,127	1,437,058	232,904	249,967
c581		667,273	603,830	80,856	88,344
c582		1,103,556	1,229,962	105,075	61,506
c583		2,806,778	4,122,244	-51,941	17,273
c584		85,185	72,556	17,388	42,996
c587		-81,768	-80,541	33,984	30,450
c588		4,557,460	4,687,096	767,216	907,676
c589		13,002	12,842	266,401	94,930
c590		7,927	7,745	1,777	3,240
c591		0	685	10,094	42,805
c592		813,560	959,759	111,723	112,574
c593		19,293,285	22,896,107	1,697,054	2,266,803
c594		621,863	630,133	74,552	60,329
c595	112,521	79,117	94,145	91,509	
c598	11,846	-5,118	79,181	122,495	
p323 L197	Costos de Administración	68,717,752	75,563,082	2,576,726	2,398,976
L198	Total Costos de ADM	866,727,321	989,267,259	84,445,045	101,561,975
p207 c365	Activos Líneas Aereas	185,080,180	228,261,323	17,720,147	18,600,031
c367	Activos Líneas Subterrán.	72,833,558	96,955,348	5,312,071	5,659,173
L66	Activos conducciones subt.	1,546,234	1,743,546	3,696,075	3,892,348
p401b	Demanda Pico [MW]	4,344	4,476	421	461
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	3,703	3,621	421	461
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	168,443,606	221,176,768	75,842,867	92,225,605
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	171,662,273	223,750,594	75,843,333	92,230,150
p320-321	Costos de Combustibles	460,118,685	512,399,471	0	0
p422-423	Activos LA 24-115kV	132,641,360	134,260,095	2,503,036	2,563,331
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	1,691,119	1,542,772	11,019	21,884

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Lockhart		Louisville	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	21,019,437	22,360,591	713,004,485	757,972,876
p207 c370	Activos Comercialización	1,646,434	1,687,733	34,389,047	34,626,020
c373	Activos Alumbrado Público	1,407,744	1,455,200	65,207,285	73,032,172
L75	Planta de Distribución Total	19,749,180	20,800,602	761,760,236	822,053,974
p207 L104	Total act. planta en servicio	39,607,609	41,261,938	3,245,629,575	3,338,011,019
p207 L99	Activo total planta general	1,936,611	1,964,510	16,648,246	16,860,626
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	39,911,605	41,565,934	3,972,544,417	4,130,302,167
L5	Depreciación Acumulada	18,777,736	19,805,439	1,859,847,713	1,939,166,902
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	71,498	70,997	4,486,182	4,206,411
L4	Consumo Comercial [MWh]	20,150	20,899	3,837,552	3,723,171
L5	Consumo Industrial [MWh]	125,177	108,148	2,991,980	2,850,830
L6	Energía para AP [MWh]	312	318	60,425	61,975
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	1,281,695	1,240,682
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	217,137	200,362	12,657,834	12,083,069
L11	Ventas para reventa [MWh]	146,708	171,656	6,186,040	7,883,759
L12	Ventas totales de energía [MWh]	363,845	372,018	18,843,874	19,966,828
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	17,935	17,125	623,846	590,337
L26	Consumo propio [MWh]	344	329	135,715	140,741
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	1,133	1,452
L28	E. disponible para venta [MWh]	382,124	389,472	19,604,568	20,699,358
p301 L14	N° de Clientes	6,364	6,368	400,724	400,718
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	633,706	662,488	25,304,139	26,309,831
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	42,366	39,417	5,629,380	5,496,042
c597		20,137	6,482	0	0
L164		329,108	376,565	8,330,951	9,475,080
p323 L171		1,874	2,168	5,269,766	2,669,013
L178		2,397	2,703	42,256	40,713
p322 c580	Costos OyM Distribución	10,993	26,104	1,257,351	1,177,320
c581		0	0	327,998	311,215
c582		1,089	1,020	900,835	977,905
c583		20,608	43,338	3,739,557	5,113,226
c584		0	53	380,113	384,315
c587		15,263	22,695	-224,263	-219,344
c588		4,945	5,058	2,651,266	3,371,056
c589		0	0	13,543	13,726
c590		63,836	74,314	14,794	16,822
c591		0	55	757,829	773,756
c592		46,941	76,982	744,470	877,994
c593		257,951	329,383	10,287,075	11,888,812
c594		6,771	9,329	1,509,199	1,689,915
c595		9,608	9,285	230,867	213,177
c598	0	0	437,400	90,057	
p323 L197	Costos de Administración	1,173,713	1,110,769	56,118,598	58,205,833
L198	Total Costos de ADM	18,619,666	20,034,437	603,075,276	694,882,708
p207 c365	Activos Líneas Aereas	3,220,571	3,392,056	177,409,076	190,397,210
c367	Activos Líneas Subterrán.	142,446	229,061	92,015,891	109,479,166
L66	Activos conducciones subt.	0	0	62,489,084	72,232,030
p401b	Demanda Pico [MW]	83	78	2,834	2,991
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	51	44	1,940	1,852
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	15,605,500	16,789,445	82,337,048	117,907,533
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	15,605,500	16,789,445	82,760,674	123,411,495
p320-321	Costos de Combustibles	69,774	80,351	317,263,561	344,536,735
p422-423	Activos LA 24-115kV	1,355,725	1,697,426	41,546,904	42,545,290
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	2,400,330	2,400,330
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV		84,201	294,607	320,456

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Madison		Massachusetts	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	287,085,884	299,552,105	2,315,935,696	2,471,121,898
p207 c370	Activos Comercialización	24,173,537	24,466,296	110,316,481	112,386,038
c373	Activos Alumbrado Público	2,516,034	2,624,524	108,632,932	109,664,198
L75	Planta de Distribución Total	364,652,739	380,848,212	2,638,645,742	2,770,586,917
p207 L104	Total act. planta en servicio	656,711,078	735,066,455	2,809,746,167	2,945,288,260
p207 L99	Activo total planta general	11,030,353	10,865,548	129,520,703	130,632,318
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	959,194,804	1,053,088,007	3,872,840,678	4,008,382,771
L5	Depreciación Acumulada	442,104,638	470,053,905	1,211,478,873	1,275,433,434
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	833,549	810,415	8,235,970	8,028,233
L4	Consumo Comercial [MWh]	870,373	865,793	3,746,419	3,467,547
L5	Consumo Industrial [MWh]	1,260,599	1,245,944	538,339	652,050
L6	Energía para AP [MWh]	9,045	8,985	22,905	23,084
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	370,740	396,023	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	5,715	5,461	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	3,350,021	3,332,621	12,543,633	12,170,914
L11	Ventas para reventa [MWh]	295,945	468,923	9,967	10,582
L12	Ventas totales de energía [MWh]	3,645,966	3,801,544	12,553,600	12,181,496
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	98,130	100,769	803,813	720,588
L26	Consumo propio [MWh]	4,866	4,877	20,594	22,047
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	3,748,962	3,907,190	13,378,007	12,924,131
p301 L14	N° de Clientes	137,563	139,452	1,175,163	1,195,921
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	10,369,346	11,365,760	99,324,511	104,760,459
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	891,172	964,756	8,376,705	8,512,574
c597		0	0	389,866	495,220
L164		6,817,777	7,303,912	72,755,858	78,283,918
p323 L171		4,211,824	8,657,247	58,918,388	62,827,260
L178		243,074	208,576	674	1,558
p322 c580	Costos OyM Distribución	545,220	445,141	4,985,138	5,130,008
c581		525,886	576,298	5,028,024	5,218,335
c582		1,345,232	1,546,776	4,650,254	4,374,485
c583		160,589	157,900	8,640,713	12,689,968
c584		288,475	233,395	4,599,372	4,692,159
c587		166,548	190,265	2,946,382	3,055,371
c588		2,248,259	2,370,233	25,430,368	33,191,228
c589		42,761	42,354	457,851	465,948
c590		101,296	106,946	273,297	238,725
c591		0	0	257,969	147,891
c592		449,456	617,675	6,191,876	6,634,534
c593		4,081,018	4,125,404	38,787,863	44,680,725
c594		944,757	1,044,122	2,887,821	3,272,064
c595	362,607	405,516	1,458,784	1,553,441	
c598	35,887	43,508	5,736	37,288	
p323 L197	Costos de Administración	29,717,766	31,623,518	130,092,290	136,021,733
L198	Total Costos de ADM	242,680,043	262,276,064	1,984,017,457	2,130,725,407
p207 c365	Activos Líneas Aereas	28,799,915	30,243,550	579,459,153	606,735,272
c367	Activos Líneas Subterrán.	84,853,676	88,768,806	365,563,794	388,541,113
L66	Activos conducciones subt.	44,424,416	46,724,705	172,286,283	177,633,828
p401b	Demanda Pico [MW]	684	673	1,797	1,736
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	630	592	1,795	1,734
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	87,822,583	94,622,010	1,441,319,584	1,446,738,387
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	89,043,595	95,963,983	1,441,325,833	1,446,738,387
p320-321	Costos de Combustibles	59,047,898	59,222,444	0	0
p422-423	Activos LA 24-115kV	0	0	0	30,048,501
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	10,191,445
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	0	942,089

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	MAUI		MDU	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	242,834,078	265,568,849	177,249,614	187,962,520
p207 c370	Activos Comercialización	9,126,079	10,542,681	12,925,099	14,374,322
c373	Activos Alumbrado Público	11,149,886	11,430,287	5,915,742	6,140,104
L75	Planta de Distribución Total	293,709,873	322,028,761	203,335,272	216,311,197
p207 L104	Total act. planta en servicio	798,313,609	837,872,268	674,247,658	736,893,792
p207 L99	Activo total planta general	48,773,429	50,583,411	19,380,379	20,228,267
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	802,731,791	842,290,450	1,015,157,478	1,106,816,262
L5	Depreciación Acumulada	369,940,566	398,610,690	598,947,512	623,400,887
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	449,576	434,562	930,418	945,501
L4	Consumo Comercial [MWh]	410,695	399,680	1,130,859	1,149,921
L5	Consumo Industrial [MWh]	413,971	399,003	453,426	482,412
L6	Energía para AP [MWh]	5,861	5,983	32,325	32,004
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	45,627	44,907
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	8,994	8,707
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	1,280,103	1,239,228	2,601,649	2,663,452
L11	Ventas para reventa [MWh]	0	0	165,639	223,778
L12	Ventas totales de energía [MWh]	1,280,103	1,239,228	2,767,288	2,887,230
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	76,790	73,527	119,611	230,911
L26	Consumo propio [MWh]	1,938	1,838	0	0
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	1,358,831	1,314,593	2,886,899	3,118,141
p301 L14	N° de Clientes	65,710	66,794	119,882	121,124
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	12,310,597	13,285,662	6,569,419	7,015,280
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	833,526	1,034,994	934,986	868,231
c597		428	1,412	15,759	25,812
L164		3,061,414	3,835,185	4,038,101	3,840,312
p323 L171		4,397,075	5,323,956	160,090	226,457
L178		0	0	299,088	314,249
p322 c580	Costos OyM Distribución	0	0	1,340,521	1,230,857
c581		0	0	0	0
c582		150,521	239,089	515,434	573,586
c583		1,079,458	1,313,235	587,172	591,833
c584		427,678	549,572	764,330	806,814
c587		8,774	5,919	362,875	389,423
c588		280,963	585,252	2,469,781	2,363,136
c589		0	0	112,685	112,606
c590		0	0	481,174	422,437
c591		36,815	14,026	0	0
c592		573,696	352,694	129,262	186,329
c593		1,724,170	1,994,856	2,128,552	2,314,748
c594		554,703	440,154	684,194	599,502
c595		112,650	32,410	168,535	158,964
c598	366,245	362,875	412,564	425,626	
p323 L197	Costos de Administración	12,259,196	12,812,715	17,763,258	19,150,041
L198	Total Costos de ADM	261,939,836	344,840,446	130,914,986	135,952,798
p207 c365	Activos Líneas Aereas	36,554,661	38,158,538	18,742,659	18,955,130
c367	Activos Líneas Subterrán.	45,500,118	48,447,491	43,257,953	47,029,641
L66	Activos conducciones subt.	39,292,874	45,652,363	218,143	218,154
p401b	Demanda Pico [MW]	182	177	526	477
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	182	177	496	443
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	33,275,518	38,374,321	31,951,329	30,395,977
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	33,508,808	39,122,123	33,161,079	31,559,852
p320-321	Costos de Combustibles	173,598,687	252,749,025	37,665,025	41,486,993
p422-423	Activos LA 24-115kV	0	0	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Metropolitan		MidAmerican	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	1,364,059,363	1,431,561,727	1,932,981,265	2,055,453,907
p207 c370	Activos Comercialización	54,057,272	54,890,321	77,715,244	105,414,982
c373	Activos Alumbrado Público	10,155,481	10,515,683	43,926,173	46,721,424
L75	Planta de Distribución Total	1,387,375,967	1,455,145,802	2,160,730,388	2,290,103,400
p207 L104	Total act. planta en servicio	1,971,791,402	2,065,250,912	7,376,385,268	8,852,391,881
p207 L99	Activo total planta general	181,172,161	181,989,742	289,865,690	295,996,303
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	1,972,387,729	2,065,847,239	8,496,148,778	10,038,145,026
L5	Depreciación Acumulada	751,794,746	779,691,852	3,694,877,202	3,912,025,499
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	5,595,280	5,597,600	6,157,261	6,048,254
L4	Consumo Comercial [MWh]	4,714,979	4,776,548	4,197,309	4,195,211
L5	Consumo Industrial [MWh]	3,992,283	3,831,118	9,068,127	9,111,341
L6	Energía para AP [MWh]	34,646	34,532	93,437	95,446
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	1,443,110	1,459,178
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	17,053	19,527
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	14,337,188	14,239,798	20,976,297	20,928,957
L11	Ventas para reventa [MWh]	2,117,633	2,289,943	12,637,849	15,133,264
L12	Ventas totales de energía [MWh]	16,454,821	16,529,741	33,614,146	36,062,221
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	810,886	961,230	1,530,164	1,517,529
L26	Consumo propio [MWh]	13,259	13,271	50,777	36,527
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	17,278,966	17,504,242	35,195,087	37,616,277
p301 L14	N° de Clientes	543,864	547,610	716,359	720,692
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	28,033,697	29,731,495	52,811,893	56,597,567
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	1,199,340	1,147,728	2,523,740	3,522,553
c597		3,078,439	2,805,085	619,948	650,371
L164		25,940,518	25,609,827	29,424,940	30,072,710
p323 L171		15,011,225	22,330,002	34,513,085	34,528,245
L178		21,696	28,205	6,576,864	7,479,193
p322 c580	Costos OyM Distribución	1,223,321	1,002,837	10,127,114	10,224,653
c581		722,724	833,214	1,408,250	1,065,703
c582		939,671	886,907	3,673,911	4,187,211
c583		212,282	88,186	5,139,960	6,073,217
c584		739,857	739,434	4,793,798	4,650,760
c587		0	0	1,582,144	1,903,805
c588		7,076,501	8,016,926	11,436,643	13,241,304
c589		386,006	473,934	963,301	794,887
c590		303,413	428,991	195,929	219,805
c591		352,598	276,349	0	0
c592		4,513,678	4,332,077	3,831,358	4,533,473
c593		25,141,049	18,477,818	53,122,642	53,549,288
c594		1,427,379	1,701,773	4,217,966	3,968,475
c595	94,596	28,580	88,900	11,360	
c598	2,836,015	2,549,250	135,422	165,846	
p323 L197	Costos de Administración	19,869,155	9,878,859	94,960,398	88,192,759
L198	Total Costos de ADM	1,206,787,668	1,326,270,553	1,218,392,921	1,230,634,885
p207 c365	Activos Líneas Aereas	251,188,114	278,812,509	432,399,052	457,978,814
c367	Activos Líneas Subterrán.	140,791,864	146,503,417	331,888,145	344,532,848
L66	Activos conducciones subt.	27,726,811	27,786,297	47,693,726	46,549,640
p401b	Demanda Pico [MW]	2,934	3,045	4,727	5,052
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	2,574	2,647	3,029	3,019
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	805,489,163	807,603,400	414,600,349	363,030,112
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	790,197,816	897,122,602	416,706,046	365,262,820
p320-321	Costos de Combustibles	2,206,052	617,085	302,048,626	345,849,740
p422-423	Activos LA 24-115kV	77,794,601	80,989,753	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	1,708,218	1,459,492	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Midwest		Mississippi	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	210,504,825	224,101,358	821,454,652	858,649,908
p207 c370	Activos Comercialización	10,207,137	10,978,841	24,150,584	24,900,919
c373	Activos Alumbrado Público	2,635,861	2,928,919	39,861,329	42,267,385
L75	Planta de Distribución Total	199,749,889	214,066,129	687,988,530	718,892,203
p207 L104	Total act. planta en servicio	298,468,013	387,921,326	2,071,503,483	2,167,249,201
p207 L99	Activo total planta general	16,607,560	17,896,018	133,390,869	141,655,842
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	400,252,845	492,281,784	2,130,834,901	2,230,873,256
L5	Depreciación Acumulada	185,860,699	191,528,575	970,632,355	1,019,459,563
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	313,329	298,972	2,134,883	2,121,389
L4	Consumo Comercial [MWh]	708,841	702,328	2,876,247	2,856,744
L5	Consumo Industrial [MWh]	198,505	230,612	4,317,656	4,187,101
L6	Energía para AP [MWh]	10,451	10,712	38,764	38,886
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	112	120	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	1,231,238	1,242,744	9,367,550	9,204,120
L11	Ventas para reventa [MWh]	169,483	159,096	6,755,748	6,503,739
L12	Ventas totales de energía [MWh]	1,400,721	1,401,840	16,123,298	15,707,859
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	138,535	164,018	515,073	581,798
L26	Consumo propio [MWh]	2,257	2,980	18,804	22,433
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	1,541,513	1,568,838	16,657,175	16,312,090
p301 L14	N° de Clientes	47,887	48,198	183,348	186,027
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	7,774,405	7,859,062	23,369,328	24,692,981
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	64,485	145,902	3,066,486	4,112,227
c597		121,740	148,732	350,247	387,907
L164		2,212,672	2,533,378	15,416,417	15,931,328
p323 L171		601,923	592,277	6,478,801	6,343,536
L178		146,903	121,536	5,939,041	5,280,731
p322 c580	Costos OyM Distribución	217,397	229,376	2,720,153	2,447,282
c581		34,888	32,075	1,002,771	1,105,126
c582		95,616	121,725	190,800	201,190
c583		-33,375	55,102	2,464,628	2,856,551
c584		300,352	381,484	732,158	1,415,706
c587		52,236	54,978	0	55,772
c588		1,246,832	1,443,958	7,581,035	5,931,479
c589		40,264	32,633	61,000	123,878
c590		130,129	109,414	2,446,007	2,396,046
c591		0	0	119	4,459
c592		299,137	380,125	633,062	1,700,852
c593		1,812,171	2,247,356	5,085,095	8,516,813
c594		141,055	88,059	612,514	1,050,177
c595		87,764	79,556	919,889	806,946
c598	13,614	19,997	835,134	243,323	
p323 L197	Costos de Administración	4,144,304	4,337,606	67,496,265	70,059,443
L198	Total Costos de ADM	79,320,160	87,560,038	846,881,877	974,664,927
p207 c365	Activos Líneas Aereas	42,495,743	45,707,882	109,423,352	113,468,076
c367	Activos Líneas Subterrán.	13,609,819	14,510,486	50,995,466	54,770,390
L66	Activos conducciones subt.	2,241,047	2,539,893	537,202	540,455
p401b	Demanda Pico [MW]	336	329	2,582	2,531
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	299	296	1,535	1,522
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	63,767,286	70,794,479	97,065,454	127,827,328
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	66,107,685	69,104,160	99,988,496	130,932,033
p320-321	Costos de Combustibles	6,329	2,694,043	485,634,138	579,835,704
p422-423	Activos LA 24-115kV	20,265,456	20,265,456	164,385,723	172,944,212
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	1,171,015	1,424,231	934,563	1,527,878

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Monongahela		Mt. Carmel	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	979,295,923	1,024,989,738	14,644,119	15,554,534
p207 c370	Activos Comercialización	48,281,457	51,116,251	859,125	882,540
c373	Activos Alumbrado Público	15,951,275	17,430,525	110,381	110,205
L75	Planta de Distribución Total	1,007,459,250	1,054,155,542	14,887,928	15,804,200
p207 L104	Total act. planta en servicio	2,528,117,799	2,628,978,759	24,722,306	26,015,512
p207 L99	Activo total planta general	77,916,468	78,689,503	2,189,211	2,555,240
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	2,528,257,269	2,629,118,229	29,818,466	31,251,653
L5	Depreciación Acumulada	1,311,256,914	1,350,776,987	16,336,089	16,941,232
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	3,536,402	3,526,769	54,467	51,552
L4	Consumo Comercial [MWh]	2,671,422	2,651,508	15,223	14,792
L5	Consumo Industrial [MWh]	4,624,376	4,433,556	57,702	33,268
L6	Energía para AP [MWh]	23,988	23,966	0	0
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	845	952
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	10,856,188	10,635,799	128,237	100,564
L11	Ventas para reventa [MWh]	1,214,548	286,543	3,752	3,810
L12	Ventas totales de energía [MWh]	12,070,736	10,922,342	131,989	104,374
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	793,897	957,977	8,728	9,994
L26	Consumo propio [MWh]	24,303	23,809	463	493
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	331	337
L28	E. disponible para venta [MWh]	12,888,936	11,904,128	141,511	115,198
p301 L14	N° de Clientes	378,562	381,196	5,568	5,544
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	24,715,442	26,007,636	428,964	459,255
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	264,434	253,815	57,162	60,924
c597		804,930	939,312	58,796	67,050
L164		11,069,586	11,008,644	202,413	249,233
p323 L171		1,019,882	1,397,282	0	0
L178		63,944	56,054	-289	-1,779
p322 c580	Costos OyM Distribución	1,324,355	1,197,290	31,256	37,213
c581		1,610,818	1,835,584	0	0
c582		80,522	84,591	100,172	134,273
c583		331,297	523,430	69,306	57,205
c584		387,027	349,979	7,648	14,071
c587		460,383	474,558	22,067	28,434
c588		2,002,346	1,980,243	60,951	61,151
c589		204,196	207,906	0	0
c590		1,983,008	1,798,688	30,563	37,090
c591		0	0	0	0
c592		1,758,022	1,608,829	52,308	7,642
c593		19,506,740	25,524,046	292,768	366,131
c594		819,897	1,646,322	10	0
c595		300,359	307,656	0	0
c598	0	0	0	0	
p323 L197	Costos de Administración	78,673,531	74,934,102	2,398,654	2,156,996
L198	Total Costos de ADM	741,818,593	692,084,597	10,689,609	9,919,276
p207 c365	Activos Líneas Aereas	220,618,856	226,596,407	3,365,920	3,602,261
c367	Activos Líneas Subterrán.	37,961,610	38,837,195	365,077	374,296
L66	Activos conducciones subt.	8,977,268	9,772,479	41,271	41,814
p401b	Demanda Pico [MW]	1,974	1,858	32	26
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	1,788	1,813	31	25
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	274,556,000	268,317,133	6,488,439	6,584,724
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	267,346,698	197,414,603	6,488,439	6,584,724
p320-321	Costos de Combustibles	254,073,789	278,927,823	0	0
p422-423	Activos LA 24-115kV	0	0	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Nevada		New York	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	1,766,626,681	1,876,573,251	1,767,230,656	1,807,359,951
p207 c370	Activos Comercialización	82,242,757	88,046,900	98,702,293	99,798,639
c373	Activos Alumbrado Público	1,054,496	1,062,820	41,405,678	42,704,068
L75	Planta de Distribución Total	2,360,075,562	2,558,540,346	1,854,452,108	1,896,677,786
p207 L104	Total act. planta en servicio	5,574,586,680	6,893,077,845	2,854,905,804	2,922,733,105
p207 L99	Activo total planta general	255,533,437	232,844,072	184,180,146	193,448,577
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	5,571,491,627	6,884,032,915	3,880,895,778	4,007,297,721
L5	Depreciación Acumulada	1,569,023,734	1,674,763,559	1,833,330,151	1,937,456,007
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	9,371,726	9,041,403	6,299,266	6,272,892
L4	Consumo Comercial [MWh]	4,658,070	4,640,976	4,051,248	4,018,936
L5	Consumo Industrial [MWh]	7,591,128	7,698,494	3,380,656	3,392,450
L6	Energía para AP [MWh]	171,606	174,192	78,372	77,053
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	80,513	57,455	1,570,593	1,615,773
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	23,407	22,792
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	21,873,043	21,612,520	15,403,542	15,399,896
L11	Ventas para reventa [MWh]	1,161,173	1,178,478	1,428,465	686,641
L12	Ventas totales de energía [MWh]	23,034,216	22,790,998	16,832,007	16,086,537
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,003,758	344,307	826,238	458,351
L26	Consumo propio [MWh]	27,639	33,745	17,118	18,084
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	24,065,613	23,169,050	17,675,363	16,562,972
p301 L14	N° de Clientes	817,587	825,721	871,638	873,745
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	53,389,741	54,520,409	49,830,776	50,658,147
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	5,480,239	5,680,932	7,595,638	6,899,062
c597		-2,354	1,382	4,868	1,650
L164		35,379,359	42,766,313	44,863,402	51,810,775
p323 L171		5,276,007	8,352,569	28,615,315	34,045,259
L178		4,929	8,347	2,601,368	3,322,630
p322 c580	Costos OyM Distribución	1,258,169	1,094,926	8,492,064	7,381,510
c581		1,678,849	1,463,584	0	0
c582		752,902	812,172	4,425,058	4,233,643
c583		777,643	496,018	6,966,970	9,544,453
c584		1,580,411	1,700,536	1,697,167	1,948,555
c587		19,397	772	1,229,201	1,604,706
c588		5,306,037	5,382,099	9,508,081	10,082,112
c589		925,003	897,766	182,181	379,142
c590		10,870	2,765	11,622,833	7,471,929
c591		0	0	266,558	238,597
c592		2,919,663	2,339,677	2,775,170	2,759,167
c593		1,615,425	1,477,654	37,776,029	71,484,159
c594		1,482,187	1,146,010	1,127,475	1,608,126
c595		0	0	484,039	813,992
c598		3,218,411	2,966,634	822,863	-34,891,019
p323 L197	Costos de Administración	130,562,375	127,550,662	90,930,889	74,159,236
L198	Total Costos de ADM	1,865,042,470	1,802,903,045	1,223,027,070	1,092,468,590
p207 c365	Activos Líneas Aereas	88,509,921	94,014,469	409,992,160	419,748,597
c367	Activos Líneas Subterrán.	904,981,554	1,046,058,044	123,456,606	126,135,601
L66	Activos conducciones subt.	129,636,749	139,050,548	21,912,480	22,727,457
p401b	Demanda Pico [MW]	5,866	5,504	2,942	2,910
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	5,583	5,224	2,704	2,789
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	735,109,725	739,443,367	925,357,492	797,626,821
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	970,082,623	736,635,025	927,384,508	798,838,968
p320-321	Costos de Combustibles	594,382,499	755,924,912	79,675	108,993
p422-423	Activos LA 24-115kV	27,156,080	28,932,040	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	166,021	166,020	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	245,794	275,378	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Niagara		Northern IPSC	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	4,233,705,343	4,436,920,447	1,270,291,592	1,378,859,245
p207 c370	Activos Comercialización	106,476,639	110,693,974	68,860,170	70,321,238
c373	Activos Alumbrado Público	186,171,974	189,772,802	34,146,746	35,554,538
L75	Planta de Distribución Total	3,937,733,637	4,126,547,949	1,231,326,625	1,383,426,223
p207 L104	Total act. planta en servicio	5,876,949,280	6,165,497,040	4,967,588,850	5,567,589,823
p207 L99	Activo total planta general	293,953,879	298,656,704	150,365,646	157,123,008
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	9,153,724,302	9,476,863,852	6,964,498,465	7,666,384,287
L5	Depreciación Acumulada	2,785,848,534	2,922,147,774	4,434,067,989	4,786,377,500
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	10,139,717	9,636,989	3,543,627	3,345,850
L4	Consumo Comercial [MWh]	4,646,958	4,295,294	3,775,008	3,915,793
L5	Consumo Industrial [MWh]	6,090,363	5,689,199	9,443,734	9,305,389
L6	Energía para AP [MWh]	108,777	108,572	55,074	66,648
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	18,752	19,418
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	67,746	52,130
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	20,985,815	19,730,054	16,903,941	16,705,228
L11	Ventas para reventa [MWh]	467,574	493,164	909,119	737,232
L12	Ventas totales de energía [MWh]	21,453,389	20,223,218	17,813,060	17,442,460
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	831,203	1,231,902	1,119,709	896,818
L26	Consumo propio [MWh]	39,853	229,720	0	0
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	22,324,445	21,684,840	18,932,769	18,339,278
p301 L14	N° de Clientes	1,434,408	1,387,875	454,476	456,309
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	112,624,812	121,044,824	47,328,610	52,814,080
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	8,202,946	8,442,425	2,606,663	2,676,864
c597		1,084,024	832,096	54	453
L164		92,262,073	113,627,823	15,494,981	18,407,472
p323 L171		70,952,211	80,691,339	559,235	505,751
L178		2,202	291,829	1,453,848	1,621,725
p322 c580	Costos OyM Distribución	4,996,673	5,123,049	2,515,045	3,310,809
c581		9,944,792	10,285,085	0	0
c582		7,173,623	6,169,449	509,105	513,172
c583		10,035,513	6,479,842	1,443,598	1,665,794
c584		5,569,877	6,168,378	1,741,863	1,797,569
c587		5,416,941	5,627,198	364,646	455,074
c588		39,527,666	47,128,402	2,507,061	2,832,937
c589		733,824	193,148	31,434	73,154
c590		106,318	143,815	1,088,343	1,700,471
c591		1,000,619	1,066,118	2,187	1,421
c592		7,694,465	8,594,119	1,809,900	1,557,868
c593		103,245,185	121,058,260	20,218,787	20,843,893
c594		3,961,981	1,440,743	2,475,265	2,469,690
c595	1,853,340	2,115,179	325,913	325,647	
c598	363,506	309,951	336,249	365,712	
p323 L197	Costos de Administración	238,615,821	279,718,245	104,773,221	108,766,958
L198	Total Costos de ADM	2,080,278,774	2,107,675,882	848,386,491	876,086,225
p207 c365	Activos Líneas Aereas	822,222,734	875,984,992	151,845,788	173,889,751
c367	Activos Líneas Subterrán.	393,449,621	415,936,368	204,218,290	215,828,899
L66	Activos conducciones subt.	129,131,249	134,517,260	3,171,668	3,639,407
p401b	Demanda Pico [MW]	6,454	6,451	3,239	3,076
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	6,319	6,304	3,083	2,952
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	1,388,029,823	1,317,555,078	232,743,733	197,253,306
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	1,388,029,823	1,317,555,078	233,752,177	198,603,540
p320-321	Costos de Combustibles	0	0	316,229,185	356,037,611
p422-423	Activos LA 24-115kV	598,725,517	629,615,671	163,398,942	127,114,006
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	10,794,711	11,029,004	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	22,234,387	22,354,792	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Northern SPCM		Northern SPCW	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	2,626,505,254	2,717,938,391	655,798,776	677,060,662
p207 c370	Activos Comercialización	99,703,700	101,421,115	19,052,347	24,377,448
c373	Activos Alumbrado Público	45,766,507	46,845,326	7,210,926	7,718,602
L75	Planta de Distribución Total	2,735,476,393	2,831,273,473	549,964,021	574,338,222
p207 L104	Total act. planta en servicio	8,885,310,040	9,540,340,247	1,334,506,627	1,427,308,581
p207 L99	Activo total planta general	176,553,286	197,582,319	36,529,983	44,781,490
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	10,217,431,889	10,906,942,774	1,604,694,596	1,708,026,968
L5	Depreciación Acumulada	5,045,671,232	5,256,400,834	782,931,710	831,403,260
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	10,533,775	10,098,859	1,957,478	1,938,259
L4	Consumo Comercial [MWh]	15,710,339	15,703,207	2,781,852	2,761,323
L5	Consumo Industrial [MWh]	10,133,678	10,143,576	1,590,380	1,629,185
L6	Energía para AP [MWh]	161,130	161,246	24,245	24,721
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	101,737	92,096	12,219	11,036
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	12,013	7,005	2,529	2,169
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	36,652,672	36,205,989	6,368,703	6,366,693
L11	Ventas para reventa [MWh]	13,654,547	11,919,779	575,099	553,265
L12	Ventas totales de energía [MWh]	50,307,219	48,125,768	6,943,802	6,919,958
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	988,232	1,087,082	765,675	755,986
L26	Consumo propio [MWh]	38,257	38,334	8,359	7,462
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	51,333,708	49,251,184	7,717,836	7,683,406
p301 L14	N° de Clientes	1,327,066	1,344,989	255,886	259,581
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	81,434,183	86,465,256	18,636,484	19,594,528
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	2,570,190	2,939,367	740,994	574,088
c597		178,684	111,395	60,070	30,369
L164		62,638,211	64,637,938	10,696,859	10,859,557
p323 L171		69,342,011	60,978,215	7,761,069	9,098,190
L178		159,488	152,452	269,813	262,180
p322 c580	Costos OyM Distribución	8,697,108	8,587,770	1,592,567	1,808,213
c581		4,718,462	5,272,785	700,176	705,139
c582		2,400,366	2,481,727	257,770	373,789
c583		1,733,817	602,858	838,263	437,897
c584		5,838,269	6,218,566	1,433,499	1,075,360
c587		1,699,276	2,877,813	-166,828	317,467
c588		16,360,600	15,641,371	4,356,111	4,656,043
c589		2,876,700	2,847,940	881,713	936,517
c590		373,222	504,641	187,304	248,114
c591		0	0	0	0
c592		4,618,007	5,152,322	1,109,342	1,111,257
c593		35,092,045	35,672,906	7,128,457	5,866,541
c594		8,729,771	9,000,754	1,160,646	1,210,972
c595	1,715,236	1,683,233	22,125	17,561	
c598	870	1,719	0	342	
p323 L197	Costos de Administración	161,797,527	181,541,310	29,753,690	27,281,459
L198	Total Costos de ADM	2,586,732,747	2,623,355,224	494,956,377	511,619,213
p207 c365	Activos Líneas Aereas	313,584,696	322,152,894	93,110,046	95,745,880
c367	Activos Líneas Subterrán.	776,259,908	817,297,817	69,745,452	74,349,319
L66	Activos conducciones subt.	174,459,194	180,420,819	13,338,423	14,069,358
p401b	Demanda Pico [MW]	8,505	6,901	1,387	1,337
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	6,243	5,231	1,284	1,241
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	1,131,178,057	1,041,992,866	0	0
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	1,147,975,172	1,148,609,993	331,471,171	364,066,060
p320-321	Costos de Combustibles	503,993,489	540,145,890	40,917,112	20,948,076
p422-423	Activos LA 24-115kV	438,273,169	462,430,235	153,880,718	153,953,110
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	22,800,018	22,865,865	1,804,362	1,820,536
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	5,855,303	6,970,191	22,655,009	1,504,501

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	NorthWestern C		Northwestern WEC	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	1,070,792,906	1,116,866,491	31,668,748	33,596,393
p207 c370	Activos Comercialización	53,782,878	55,495,680	1,299,204	1,311,846
c373	Activos Alumbrado Público	57,198,334	57,828,803	686,781	695,179
L75	Planta de Distribución Total	979,362,505	1,024,831,522	28,023,183	29,497,516
p207 L104	Total act. planta en servicio	1,831,304,759	1,902,619,533	48,872,908	51,270,208
p207 L99	Activo total planta general	77,402,556	81,276,225	3,512,552	3,684,371
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	2,597,279,359	2,718,116,090	48,872,908	51,270,208
L5	Depreciación Acumulada	1,285,104,693	1,350,856,666	19,111,537	20,577,914
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	2,739,507	2,797,544	79,873	79,124
L4	Consumo Comercial [MWh]	3,759,613	3,733,620	47,937	47,766
L5	Consumo Industrial [MWh]	664,402	708,904	43,054	42,306
L6	Energía para AP [MWh]	68,889	69,385	1,025	1,018
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	7,262	6,867	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	13,195	13,312	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	7,252,868	7,329,632	171,889	170,214
L11	Ventas para reventa [MWh]	2,741,358	4,028,601	5,729	5,140
L12	Ventas totales de energía [MWh]	9,994,226	11,358,233	177,618	175,354
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	334,990	347,061	16,134	17,538
L26	Consumo propio [MWh]	4,368	4,163	845	941
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	10,333,584	11,709,457	194,597	193,833
p301 L14	N° de Clientes	385,724	391,049	13,151	13,216
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	35,491,788	34,527,552	1,007,312	1,060,626
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	2,964,095	3,258,667	68,174	72,517
c597		1,215,187	1,214,170	11	349
L164		9,875,953	10,416,866	594,931	612,767
p323 L171		5,250,620	5,894,519	143,183	243,913
L178		866,494	633,695	8,052	7,525
p322 c580	Costos OyM Distribución	3,333,978	3,563,423	22,530	12,884
c581		0	0	0	0
c582		1,092,599	1,175,171	34,446	18,272
c583		2,090,779	2,546,613	499,017	478,072
c584		1,997,312	1,937,788	103,912	127,757
c587		1,769,618	1,922,890	6,747	5,393
c588		2,546,516	2,103,135	92,285	100,034
c589		46,167	29,197	350	100
c590		1,288,026	2,106,530	2,222	2,726
c591		0	0	613	0
c592		1,392,748	1,212,956	6,118	3,273
c593		10,543,785	12,913,683	524,447	580,599
c594		2,074,533	1,932,705	35,211	28,633
c595		707,395	532,471	4,256	28,593
c598	30,056	29,484	0	0	
p323 L197	Costos de Administración	54,592,298	55,911,507	1,328,073	1,361,709
L198	Total Costos de ADM	589,915,330	684,999,247	15,180,571	15,680,982
p207 c365	Activos Líneas Aereas	105,188,351	108,707,064	6,074,524	6,415,564
c367	Activos Líneas Subterrán.	123,558,629	130,177,323	5,846,371	6,170,498
L66	Activos conducciones subt.	57,284,123	61,720,175	0	0
p401b	Demanda Pico [MW]	2,526	2,453	38	33
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	1,856	1,609	37	32
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	369,403,881	438,084,982	11,166,210	11,605,098
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	379,532,254	440,895,631	11,176,831	11,619,982
p320-321	Costos de Combustibles	36,974,438	59,562,745	180,321	20,451
p422-423	Activos LA 24-115kV	199,936,052	207,173,468	6,698,839	7,346,627
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	454,549	454,549
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	7,774,325	10,990,067	29,327	59,537

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	NSTAR		Ohio EC	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	2,855,852,264	2,954,803,032	1,692,054,054	1,822,307,360
p207 c370	Activos Comercialización	163,045,286	163,540,397	111,902,322	119,072,390
c373	Activos Alumbrado Público	26,067,091	24,729,665	51,695,287	53,807,420
L75	Planta de Distribución Total	3,441,383,125	3,599,972,389	1,810,869,785	1,902,597,311
p207 L104	Total act. planta en servicio	4,598,936,896	4,922,932,932	2,373,335,533	2,469,646,064
p207 L99	Activo total planta general	164,837,916	176,148,709	120,646,289	139,263,885
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	4,624,460,474	4,923,996,538	2,380,130,986	2,476,660,895
L5	Depreciación Acumulada	1,286,066,493	1,366,466,602	955,778,821	983,926,707
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	6,575,587	6,538,227	9,379,039	9,250,369
L4	Consumo Comercial [MWh]	13,445,887	13,546,816	7,296,588	7,157,415
L5	Consumo Industrial [MWh]	1,473,589	1,407,500	9,230,345	8,725,585
L6	Energía para AP [MWh]	160,158	155,502	145,703	145,606
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	21,655,221	21,648,045	26,051,675	25,278,975
L11	Ventas para reventa [MWh]	2,980,957	3,054,439	2,634,405	2,800,512
L12	Ventas totales de energía [MWh]	24,636,178	24,702,484	28,686,080	28,079,487
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,285,075	1,038,868	991,861	975,877
L26	Consumo propio [MWh]	26,724	32,415	37,763	46,927
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	-4,696,857	-4,238,786
L28	E. disponible para venta [MWh]	25,947,977	25,773,767	25,018,847	24,863,505
p301 L14	N° de Clientes	1,138,361	1,143,367	1,040,663	1,040,519
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	99,273,128	104,227,566	49,082,737	51,331,098
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	10,332,312	7,408,588	1,241,835	1,182,161
c597		0	0	5,466,399	4,841,903
L164		55,247,004	57,734,544	48,783,611	39,707,521
p323 L171		60,358,639	61,912,218	4,511,180	4,797,989
L178		2,519,201	2,414,945	2,478,049	2,222,466
p322 c580	Costos OyM Distribución	22,015,785	22,472,299	2,739,788	1,593,772
c581		8,037,623	8,031,865	3,042,628	2,988,702
c582		8,497,005	6,484,749	1,856,421	1,795,800
c583		10,472,704	12,310,816	1,221,528	361,847
c584		9,893,308	12,530,681	1,327,558	1,243,383
c587		2,048,414	1,785,761	0	0
c588		13,420,372	10,971,393	5,651,270	8,133,796
c589		1,233,935	885,114	5,048,179	4,012,853
c590		5,427,047	5,515,898	682,922	679,557
c591		315,895	232,092	0	0
c592		3,431,326	3,864,907	7,541,139	7,212,025
c593		20,342,378	23,342,065	36,558,650	42,279,050
c594		8,202,905	7,733,549	2,365,718	3,661,243
c595		0	0	416,274	614,356
c598	1,284,770	3,319,373	2,934,950	2,790,569	
p323 L197	Costos de Administración	131,950,988	137,758,165	44,605,567	28,882,865
L198	Total Costos de ADM	1,937,943,748	2,029,615,912	1,645,264,197	1,680,173,149
p207 c365	Activos Líneas Aereas	449,095,508	458,799,122	366,772,351	396,672,232
c367	Activos Líneas Subterrán.	948,634,786	1,020,972,360	208,059,301	215,538,265
L66	Activos conducciones subt.	382,969,369	410,029,288	61,069,886	61,570,034
p401b	Demanda Pico [MW]	4,554	4,562	5,955	5,579
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	4,031	4,021	5,328	4,951
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	1,225,121,324	1,271,766,299	1,110,580,330	1,145,869,538
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	1,413,968,531	1,460,105,095	1,110,722,075	1,146,166,524
p320-321	Costos de Combustibles	0	0	11,468,687	12,342,630
p422-423	Activos LA 24-115kV	99,017,139	100,897,302	42,661,781	43,400,222
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	114,414,493	112,534,330	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	8,420,584	7,449,966	690,007	680,030

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Ohio PC		Oklahoma	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	1,322,872,023	1,396,099,345	2,075,576,790	2,249,566,405
p207 c370	Activos Comercialización	70,573,876	69,993,692	80,438,800	85,919,799
c373	Activos Alumbrado Público	20,295,021	20,496,896	153,945,836	166,099,939
L75	Planta de Distribución Total	1,394,726,978	1,472,465,990	2,305,070,699	2,505,158,061
p207 L104	Total act. planta en servicio	7,599,090,546	8,151,540,309	5,458,278,980	6,101,813,915
p207 L99	Activo total planta general	133,056,961	155,506,043	196,095,362	202,912,932
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	7,630,914,080	8,179,322,972	5,460,656,580	6,258,153,073
L5	Depreciación Acumulada	2,784,424,031	2,941,678,522	2,490,303,348	2,633,061,106
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	7,674,434	7,527,989	8,667,389	8,962,158
L4	Consumo Comercial [MWh]	6,019,559	5,823,797	6,317,091	6,471,249
L5	Consumo Industrial [MWh]	13,951,534	14,441,162	7,036,938	6,966,677
L6	Energía para AP [MWh]	81,654	77,966	66,705	62,758
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	561	626	2,883,076	2,943,338
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	27,727,742	27,871,540	24,971,199	25,406,180
L11	Ventas para reventa [MWh]	32,168,051	32,475,287	2,095,094	2,756,249
L12	Ventas totales de energía [MWh]	59,895,793	60,346,827	27,066,293	28,162,429
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	2,869,883	3,359,226	1,858,614	1,758,964
L26	Consumo propio [MWh]	0	0	44,202	44,971
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	1,051	987	70,083	75,447
L28	E. disponible para venta [MWh]	62,766,727	63,707,040	29,039,192	30,041,811
p301 L14	N° de Clientes	711,509	711,532	759,624	766,935
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	54,067,120	56,454,550	61,930,715	64,980,831
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	712,225	1,521,194	1,126,976	2,658,227
c597		485,456	475,183	86	0
L164		41,497,021	55,134,349	27,435,888	28,217,956
p323 L171		4,871,987	4,829,798	7,649,878	8,151,199
L178		24,130	72,081	4,716,642	5,390,731
p322 c580	Costos OyM Distribución	5,389,977	6,457,321	1,465,844	2,426,911
c581		45,295	13,424	9,598	0
c582		1,113,070	1,206,629	362,577	620,924
c583		199,144	446,660	788,686	1,499,791
c584		585,075	640,018	1,790,155	2,692,343
c587		815,959	339,599	1,123,056	1,049,364
c588		14,038,628	16,942,586	52,162	343,959
c589		2,810,939	2,936,637	93,752	68,628
c590		396,982	451,354	27,668	5,491
c591		186,643	149,284	0	0
c592		3,804,630	3,640,858	6,778,934	6,070,066
c593		31,532,391	28,529,082	25,656,029	32,912,610
c594		1,827,100	1,457,587	1,377,528	2,277,958
c595	1,644,227	1,508,402	4,848	58,887	
c598	2,149,320	2,265,669	0	0	
p323 L197	Costos de Administración	97,812,293	95,686,301	105,218,022	103,942,461
L198	Total Costos de ADM	1,806,830,593	2,216,493,656	1,414,947,835	1,546,332,220
p207 c365	Activos Líneas Aereas	244,368,101	261,717,402	301,276,761	322,462,661
c367	Activos Líneas Subterrán.	79,932,875	85,970,981	443,941,064	488,256,645
L66	Activos conducciones subt.	47,048,924	49,272,639	111,052,903	123,208,686
p401b	Demanda Pico [MW]	8,430	8,556	6,317	6,472
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	4,109	4,194	5,861	5,878
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	317,256,757	403,265,330	268,629,185	257,005,065
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	328,784,466	414,529,099	333,008,945	331,367,272
p320-321	Costos de Combustibles	832,593,317	1,091,473,652	763,349,290	865,725,266
p422-423	Activos LA 24-115kV	138,125,706	142,579,640	103,502,471	111,287,543
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	3,122,964	3,594,666	5,588,390	6,798,494

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Orange		Otter	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	476,850,496	507,929,583	395,223,340	416,369,856
p207 c370	Activos Comercialización	24,350,399	25,152,197	29,086,087	29,570,322
c373	Activos Alumbrado Público	11,903,308	12,188,599	4,185,545	4,341,585
L75	Planta de Distribución Total	531,867,870	567,110,036	322,406,327	341,670,641
p207 L104	Total act. planta en servicio	712,494,166	766,072,604	1,027,240,348	1,203,969,941
p207 L99	Activo total planta general	31,515,920	33,617,096	71,215,490	75,365,503
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	1,248,809,344	1,338,579,451	1,028,917,132	1,205,646,725
L5	Depreciación Acumulada	419,449,192	443,218,559	446,475,444	467,854,874
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	1,645,851	1,658,914	1,218,026	1,257,641
L4	Consumo Comercial [MWh]	1,851,676	1,868,844	1,518,825	1,558,950
L5	Consumo Industrial [MWh]	512,240	501,004	1,318,059	1,357,006
L6	Energía para AP [MWh]	21,649	22,719	27,078	27,121
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	102,563	101,235	41,843	41,189
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	4,133,979	4,152,716	4,123,831	4,241,907
L11	Ventas para reventa [MWh]	336,030	289,481	3,543,401	4,729,086
L12	Ventas totales de energía [MWh]	4,470,009	4,442,197	7,667,232	8,970,993
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	154,735	87,582	94,952	74,623
L26	Consumo propio [MWh]	12,655	13,030	12,015	12,802
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	27	27
L28	E. disponible para venta [MWh]	4,637,399	4,542,809	7,774,226	9,058,445
p301 L14	N° de Clientes	221,454	222,343	129,175	129,281
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	14,891,040	16,010,660	8,775,975	9,224,741
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	1,917,580	2,086,660	1,000,585	1,022,451
c597		285,290	147,459	441,438	440,213
L164		14,056,740	14,544,658	10,507,260	11,014,684
p323 L171		9,808,987	11,672,643	5,241,699	5,404,185
L178		22,319	22,768	1,421,239	1,057,090
p322 c580	Costos OyM Distribución	3,578,523	3,497,631	522,846	397,506
c581		124,939	128,372	295,848	356,114
c582		2,096,069	2,362,844	145,438	153,356
c583		1,439,613	252,589	330,930	247,451
c584		575,945	345,437	1,099,905	1,173,207
c587		230,264	198,443	327,862	354,144
c588		3,951,517	4,809,783	2,274,823	2,464,143
c589		20,755	19,800	240,965	343,226
c590		270	0	813,410	805,567
c591		0	0	0	0
c592		608,904	617,673	832,021	677,918
c593		13,182,184	17,242,024	4,537,893	4,416,717
c594		3,118,844	3,200,804	829,638	830,403
c595		47,436	60,656	0	0
c598	0	0	0	0	
p323 L197	Costos de Administración	44,401,396	50,200,728	32,629,723	35,545,137
L198	Total Costos de ADM	382,907,326	422,049,304	235,320,411	235,744,885
p207 c365	Activos Líneas Aereas	104,312,557	110,114,212	41,998,499	43,138,261
c367	Activos Líneas Subterrán.	76,925,669	82,195,338	51,499,989	54,263,039
L66	Activos conducciones subt.	14,769,954	16,438,750	10,879	0
p401b	Demanda Pico [MW]	1,474	1,530	1,044	1,217
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	1,367	1,433	568	581
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	273,313,629	298,744,163	74,694,689	56,334,634
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	274,436,018	300,055,117	76,802,414	58,527,672
p320-321	Costos de Combustibles	0	0	61,244,668	72,545,729
p422-423	Activos LA 24-115kV	0	0	103,670,468	107,203,972
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	53,066	53,066
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	5,129,131	5,356,524

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Pacific		PacifiCorp	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	14,142,156,304	15,001,501,340	4,876,046,954	5,095,450,563
p207 c370	Activos Comercialización	592,650,732	650,466,552	184,941,478	187,558,731
c373	Activos Alumbrado Público	147,381,960	152,857,533	59,329,699	61,496,138
L75	Planta de Distribución Total	16,012,064,990	16,956,032,722	4,884,637,321	5,105,989,492
p207 L104	Total act. planta en servicio	30,377,387,656	31,976,269,446	16,417,338,424	18,224,942,831
p207 L99	Activo total planta general	564,606,743	587,870,660	1,182,266,561	1,197,249,133
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	42,702,548,625	44,912,075,197	16,637,482,510	18,462,953,925
L5	Depreciación Acumulada	23,217,528,131	23,746,346,903	6,691,765,903	6,848,927,351
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	30,797,140	31,454,144	15,975,228	16,221,455
L4	Consumo Comercial [MWh]	39,386,988	39,647,312	15,951,322	16,055,182
L5	Consumo Industrial [MWh]	15,158,490	16,147,954	20,892,453	21,494,710
L6	Energía para AP [MWh]	432,542	444,013	136,080	141,122
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	27,017	21,495	435,395	449,314
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	511,126	554,214	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	86,313,303	88,269,132	53,390,478	54,361,783
L11	Ventas para reventa [MWh]	1,610,856	1,994,678	13,723,856	12,344,976
L12	Ventas totales de energía [MWh]	87,924,159	90,263,810	67,114,334	66,706,759
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	4,644,001	4,506,008	4,498,827	4,503,710
L26	Consumo propio [MWh]	0	0	161,514	121,598
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	92,568,160	94,769,818	71,774,675	71,332,067
p301 L14	N° de Clientes	5,190,978	5,278,738	1,683,619	1,706,127
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	542,837,568	571,509,610	129,744,033	137,554,066
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	-1,911,788	-3,940,412	5,795,418	7,204,688
c597		3,659,387	5,734,101	5,476,485	5,212,174
L164		285,996,085	269,713,816	95,457,786	99,309,085
p323 L171		457,708,043	729,450,354	46,969,452	56,242,513
L178		5,672,320	3,902,283	0	0
p322 c580	Costos OyM Distribución	0	0	19,728,019	20,296,814
c581		0	0	12,661,549	12,782,671
c582		6,156,463	6,743,916	3,375,957	4,574,167
c583		16,431,313	16,935,460	7,612,638	5,392,347
c584		23,214,562	28,564,787	230,535	403
c587		29,839,007	31,563,769	9,337,557	11,063,638
c588		112,554,203	100,755,220	9,098,859	8,389,281
c589		0	0	4,289,931	3,038,169
c590		0	0	6,502,417	6,421,892
c591		2,862,301	3,518,206	1,382,792	2,030,161
c592		24,849,825	24,164,893	11,743,862	11,547,226
c593		240,285,406	282,754,821	91,506,851	85,001,337
c594		23,343,487	23,049,493	22,801,662	23,539,909
c595		4,263,018	5,930,692	744,964	1,116,622
c598	7,267,228	543,997	4,467,250	3,391,891	
p323 L197	Costos de Administración	754,574,760	781,466,848	180,356,471	170,044,137
L198	Total Costos de ADM	6,085,663,694	7,478,608,321	2,785,895,241	2,968,278,259
p207 c365	Activos Líneas Aereas	2,528,821,775	2,706,311,564	607,741,213	620,174,971
c367	Activos Líneas Subterrán.	2,740,340,121	2,863,023,371	649,509,858	677,463,735
L66	Activos conducciones subt.	1,986,674,456	2,059,319,738	270,012,305	279,913,506
p401b	Demanda Pico [MW]	20,258	20,385	9,775	9,717
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	19,905	19,956	7,906	8,035
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	3,351,824,559	4,385,859,095	763,738,961	754,189,849
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	3,369,348,580	4,379,666,247	826,816,664	812,331,684
p320-321	Costos de Combustibles	145,687,082	159,700,153	907,015,904	1,091,874,817
p422-423	Activos LA 24-115kV	844,944,735	875,423,758	543,122,931	563,887,416
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	121,355,325	123,450,725	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	49,719,378	35,443,227	4,501,719	5,272,568

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	PECO		Pennsylvania EC	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	3,424,415,280	3,589,528,690	1,709,137,084	1,793,736,296
p207 c370	Activos Comercialización	177,392,657	180,285,197	56,912,343	56,406,928
c373	Activos Alumbrado Público	49,382,875	49,792,843	29,109,748	29,960,274
L75	Planta de Distribución Total	3,941,010,931	4,135,239,648	1,679,233,013	1,768,168,251
p207 L104	Total act. planta en servicio	4,950,983,215	5,173,671,741	2,218,476,086	2,324,352,490
p207 L99	Activo total planta general	59,357,763	51,981,780	131,008,807	141,497,679
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	7,004,072,243	7,302,549,687	2,218,987,408	2,324,863,812
L5	Depreciación Acumulada	2,267,988,342	2,343,362,887	838,621,791	868,638,707
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	13,487,283	13,317,085	4,496,832	4,557,862
L4	Consumo Comercial [MWh]	8,891,613	8,700,237	5,138,859	5,185,820
L5	Consumo Industrial [MWh]	16,582,182	16,533,639	4,609,562	4,593,995
L6	Energía para AP [MWh]	178,903	170,092	41,218	40,927
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	751,548	738,890	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	39,891,529	39,459,943	14,286,471	14,378,604
L11	Ventas para reventa [MWh]	520,226	554,752	3,018,947	3,025,688
L12	Ventas totales de energía [MWh]	40,411,755	40,014,695	17,305,418	17,404,292
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	2,265,533	1,941,212	1,045,643	881,121
L26	Consumo propio [MWh]	53,271	47,774	4,969	4,804
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	-406,334	-470,403
L28	E. disponible para venta [MWh]	42,730,559	42,003,681	17,949,696	17,819,814
p301 L14	N° de Clientes	1,555,342	1,567,250	588,888	589,034
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	80,273,481	84,885,938	37,505,228	38,893,059
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	5,492,127	4,534,699	1,291,292	1,085,046
c597		0	0	3,274,782	3,331,340
L164		153,904,015	237,619,387	26,676,674	24,517,707
p323 L171		10,369,800	11,342,050	17,960,235	27,257,818
L178		1,472,060	1,020,204	14,423	25,182
p322 c580	Costos OyM Distribución	0	0	2,961,830	2,099,156
c581		131,544	0	850,397	925,596
c582		1,264,704	522,675	129,101	148,338
c583		7,788,300	6,969,330	46,846	47,633
c584		7,009,323	6,476,472	15,938	5,728
c587		4,366,541	3,937,585	0	0
c588		8,576,967	15,701,590	12,852,413	11,323,367
c589		5,824,370	7,804,943	1,313,826	1,224,832
c590		0	0	405,971	448,584
c591		3,184,014	2,891,752	0	0
c592		11,726,878	13,152,455	6,032,907	5,580,048
c593		81,133,701	83,803,200	22,323,595	21,134,734
c594		10,392,708	11,176,424	1,628,826	864,813
c595		1,809,050	1,621,781	22,191	36,216
c598	8,658,056	9,006,666	2,728,962	2,422,404	
p323 L197	Costos de Administración	149,334,017	135,293,627	4,154,365	-4,504,783
L198	Total Costos de ADM	2,876,866,762	3,001,581,189	1,025,060,461	1,103,381,006
p207 c365	Activos Líneas Aereas	702,355,454	752,207,931	453,695,715	518,231,340
c367	Activos Líneas Subterrán.	705,779,776	750,815,223	117,988,653	119,507,788
L66	Activos conducciones subt.	276,034,447	283,983,272	32,665,881	32,725,622
p401b	Demanda Pico [MW]	8,549	8,824	2,895	2,880
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	8,445	8,707	2,408	2,391
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	2,110,171,726	2,134,909,653	836,035,483	822,895,989
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	2,110,171,726	2,134,909,653	790,414,237	875,700,425
p320-321	Costos de Combustibles	0	0	4,067	0
p422-423	Activos LA 24-115kV	17,420,770	21,482,968	120,296,791	116,908,091
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	55,072,113	53,685,171	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	3,543,628	3,390,987

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Pennsylvania PC		Pioneer	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	328,171,080	355,953,435	2,751,215	2,787,908
p207 c370	Activos Comercialización	23,989,244	23,684,328	112,668	116,961
c373	Activos Alumbrado Público	6,508,110	6,532,262	22,418	22,418
L75	Planta de Distribución Total	353,799,149	382,257,799	3,379,794	3,416,487
p207 L104	Total act. planta en servicio	391,310,976	427,280,300	3,968,755	4,028,378
p207 L99	Activo total planta general	10,415,947	16,074,760	588,894	611,824
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	393,075,247	429,044,571	3,968,756	4,028,370
L5	Depreciación Acumulada	146,591,092	152,250,864	2,580,475	2,711,217
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	1,689,599	1,666,785	12,555	12,549
L4	Consumo Comercial [MWh]	1,413,599	1,404,034	1,864	1,790
L5	Consumo Industrial [MWh]	1,627,118	1,614,208	2,723	3,002
L6	Energía para AP [MWh]	6,493	6,465	244	224
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	4,736,809	4,691,492	17,386	17,565
L11	Ventas para reventa [MWh]	4,329	4,348	14,164	13,760
L12	Ventas totales de energía [MWh]	4,741,138	4,695,840	31,550	31,325
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	120,178	154,134	2,332	2,236
L26	Consumo propio [MWh]	2,179	1,968	10	11
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	-2,194,563	-2,476,910	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	2,668,932	2,375,032	33,892	33,572
p301 L14	N° de Clientes	158,989	159,347	2,132	2,151
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	6,946,946	7,034,336	0	0
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	180,328	136,146	1,546	77
c597		1,148,607	1,160,709	150	2,870
L164		7,178,013	7,449,359	90,521	117,898
p323 L171		2,332,320	6,634,538	0	26,127
L178		89,678	104,223	0	0
p322 c580	Costos OyM Distribución	98,794	18,971	0	0
c581		0	0	0	0
c582		189,185	222,521	19,554	0
c583		84,763	53,625	0	0
c584		272,856	283,204	0	0
c587		0	0	0	0
c588		935,679	1,022,486	0	0
c589		350,758	359,520	0	0
c590		102,957	82,657	0	0
c591		0	0	0	0
c592		1,469,145	1,213,328	1,289	6,327
c593		9,037,557	12,092,034	0	0
c594		112,185	352,718	249,497	364,358
c595		0	4,336	2,966	4,141
c598	487,912	380,140	3,569	4,170	
p323 L197	Costos de Administración	4,402,791	-1,085,661	298,042	352,088
L198	Total Costos de ADM	232,246,603	213,673,837	2,786,429	3,032,215
p207 c365	Activos Líneas Aereas	65,019,523	78,878,212	86,145	86,145
c367	Activos Líneas Subterrán.	42,631,320	43,685,217	1,037,816	1,037,816
L66	Activos conducciones subt.	5,923,664	6,060,013	9,816	9,816
p401b	Demanda Pico [MW]	1,082	1,063	7	7
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	1,080	1,061	4	4
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	200,261,283	185,925,212	2,115,517	2,140,365
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	200,511,485	182,566,339	2,115,517	2,140,365
p320-321	Costos de Combustibles	141,015	0	0	0
p422-423	Activos LA 24-115kV	3,504,921	3,542,774	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	142,979	88,400	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Portland		Potomac	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	1,871,843,192	1,972,950,493	2,892,897,686	3,099,963,197
p207 c370	Activos Comercialización	56,204,374	62,022,327	193,724,242	204,755,991
c373	Activos Alumbrado Público	51,275,057	53,367,631	39,822,224	40,721,342
L75	Planta de Distribución Total	2,178,003,716	2,298,421,710	3,839,199,872	4,124,646,324
p207 L104	Total act. planta en servicio	4,892,058,854	5,052,380,193	4,897,148,705	5,207,636,430
p207 L99	Activo total planta general	252,091,350	259,475,659	265,161,106	267,050,584
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	4,898,550,533	5,060,855,525	5,009,267,214	5,314,057,362
L5	Depreciación Acumulada	2,408,841,933	2,542,998,566	2,265,046,048	2,364,669,133
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	7,688,285	7,877,595	8,093,208	7,729,510
L4	Consumo Comercial [MWh]	7,181,001	7,116,096	17,919,198	17,679,070
L5	Consumo Industrial [MWh]	2,484,642	2,472,100	708,025	724,766
L6	Energía para AP [MWh]	107,748	109,931	160,964	161,298
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	66	84	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	569,470	568,541
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	17,461,742	17,575,806	27,450,865	26,863,185
L11	Ventas para reventa [MWh]	12,941,965	8,893,586	3,623,382	3,491,257
L12	Ventas totales de energía [MWh]	30,403,707	26,469,392	31,074,247	30,354,442
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,132,776	1,120,393	1,743,842	1,451,250
L26	Consumo propio [MWh]	24,643	25,025	83,494	73,088
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	31,561,126	27,614,810	32,901,583	31,878,780
p301 L14	N° de Clientes	800,647	811,368	756,712	762,094
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	89,605,674	97,837,825	112,430,732	101,936,561
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	1,016,354	1,009,492	2,925,541	3,705,723
c597		69,472	69,545	1,085,534	685,974
L164		55,868,010	59,179,673	64,492,655	70,235,615
p323 L171		9,831,802	9,479,629	1,694,170	1,475,635
L178		-2,359	0	6,959	14,226
p322 c580	Costos OyM Distribución	8,554,880	10,038,461	3,152,162	3,842,199
c581		0	0	5,884,536	6,333,100
c582		423,109	320,535	3,007,717	2,822,362
c583		0	0	1,419,386	1,459,880
c584		1,510,805	1,959,839	8,551,391	6,638,948
c587		1,248,603	2,118,355	6,675,044	5,224,541
c588		58,786	181,307	6,485,258	3,494,540
c589		1,356,853	1,663,275	7,940,934	7,818,992
c590		1,226,988	1,251,476	411,554	679,085
c591		208,822	188,967	811,922	693,492
c592		2,699,239	3,396,427	9,238,803	8,657,158
c593		27,797,597	29,152,090	16,882,109	15,291,816
c594		4,697,702	5,057,973	8,420,355	8,731,060
c595		0	0	2,988,413	3,563,948
c598	10,127,552	10,415,370	6,590,737	6,808,996	
p323 L197	Costos de Administración	120,083,195	123,664,763	105,013,908	96,622,624
L198	Total Costos de ADM	1,704,280,202	1,573,476,116	1,544,607,659	1,635,628,456
p207 c365	Activos Líneas Aereas	406,912,021	431,566,434	281,179,792	301,828,880
c367	Activos Líneas Subterráñ.	498,530,158	530,743,072	820,059,658	876,670,985
L66	Activos conducciones subt.	15,819,471	15,791,045	767,257,399	841,272,558
p401b	Demanda Pico [MW]	4,607	4,031	6,858	6,727
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	2,718	2,733	6,103	5,990
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	1,006,045,733	790,015,293	1,254,913,174	1,352,588,694
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	1,018,166,775	803,278,006	1,256,923,622	1,355,571,275
p320-321	Costos de Combustibles	298,934,809	359,229,937	0	0
p422-423	Activos LA 24-115kV	2,449,253	2,449,253	2,066,285	2,061,236
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	4,021,763	4,021,763
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	1,058,955	106,373	180,349	187,933

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	PPL		Public SCC	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	3,493,780,479	3,615,153,875	2,406,041,513	2,525,612,749
p207 c370	Activos Comercialización	258,488,945	259,660,013	187,955,316	190,466,125
c373	Activos Alumbrado Público	82,757,401	84,928,148	143,197,616	145,151,798
L75	Planta de Distribución Total	3,414,497,034	3,538,289,927	3,061,714,187	3,233,264,792
p207 L104	Total act. planta en servicio	4,940,281,072	5,177,571,776	6,601,571,345	7,063,349,020
p207 L99	Activo total planta general	432,546,207	470,510,793	78,877,333	89,511,792
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	4,970,624,985	5,210,254,851	9,104,663,238	9,606,934,855
L5	Depreciación Acumulada	1,940,068,172	2,012,013,607	3,404,743,422	3,560,367,170
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	14,568,456	14,411,852	8,903,876	8,905,338
L4	Consumo Comercial [MWh]	13,881,311	13,928,199	12,883,802	12,863,661
L5	Consumo Industrial [MWh]	9,633,424	9,484,092	6,063,635	6,273,297
L6	Energía para AP [MWh]	85,004	89,036	175,613	178,013
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	626	596	56,723	48,397
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	95,800	92,348	2,207	2,615
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	38,264,621	38,006,123	28,085,856	28,271,321
L11	Ventas para reventa [MWh]	1,022,242	988,649	11,523,018	9,802,417
L12	Ventas totales de energía [MWh]	39,286,863	38,994,772	39,608,874	38,073,738
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	2,822,404	2,755,360	1,613,628	1,690,047
L26	Consumo propio [MWh]	97,985	94,059	1,613,628	48,502
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	40,122	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	42,207,252	41,844,191	41,262,624	39,812,287
p301 L14	N° de Clientes	1,385,122	1,392,482	1,355,763	1,358,070
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	88,261,024	89,724,206	70,527,666	73,795,889
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	8,166,647	9,217,224	2,377,264	1,812,934
c597		13,319	8,151	523,701	464,793
L164		55,056,845	61,463,379	40,316,855	41,370,492
p323 L171		16,876,770	19,991,446	21,237,603	36,306,281
L178		6,784,835	5,884,684	540,030	534,560
p322 c580	Costos OyM Distribución	17,973,934	14,183,416	5,448,983	5,422,325
c581		3,500,874	2,424,292	3,823,181	3,637,249
c582		1,106,587	782,188	1,111,398	1,007,588
c583		19,365,065	19,384,978	3,159,532	1,970,383
c584		6,150,282	7,445,178	4,505,791	3,912,644
c587		5,359,472	5,838,051	2,136,579	1,607,809
c588		5,245,823	9,333,454	16,165,990	15,763,636
c589		8,780,950	9,201,117	2,751,353	3,085,271
c590		1,134,629	1,134,762	818,385	898,705
c591		116,343	66,432	11,207	584
c592		5,106,678	5,516,889	4,934,725	4,191,291
c593		51,000,039	49,853,306	12,052,013	9,932,525
c594		7,762,573	6,571,743	10,367,765	10,880,638
c595		2,035,576	1,578,533	804,872	875,317
c598	2,033,943	1,967,263	212,922	200,425	
p323 L197	Costos de Administración	135,744,282	139,379,316	149,321,939	144,621,198
L198	Total Costos de ADM	2,561,657,020	2,541,658,601	2,054,238,735	2,368,876,001
p207 c365	Activos Líneas Aereas	573,113,139	594,070,956	219,958,893	230,168,885
c367	Activos Líneas Subterrán.	362,973,126	382,947,013	1,088,489,862	1,158,005,929
L66	Activos conducciones subt.	131,975,577	137,493,160	222,465,193	240,952,763
p401b	Demanda Pico [MW]	7,577	7,316	7,004	6,789
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	7,393	7,143	5,048	5,117
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	2,015,907,519	1,986,139,711	1,167,136,901	1,270,545,636
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	2,016,111,995	1,986,351,927	1,164,592,510	1,358,177,400
p320-321	Costos de Combustibles	0	0	426,058,783	535,897,985
p422-423	Activos LA 24-115kV	376,252,667	389,128,052	122,658,037	123,330,488
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	8,242,322	8,392,684
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	4,731,415	3,970,269	1,489,678	1,271,087

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Public SCNH		Public SCNM	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	1,021,929,938	1,109,745,571	921,002,275	957,566,709
p207 c370	Activos Comercialización	59,774,160	58,741,033	39,658,864	40,751,786
c373	Activos Alumbrado Público	6,007,910	6,094,245	17,236,188	17,342,170
L75	Planta de Distribución Total	1,000,589,313	1,077,902,572	986,460,866	1,033,415,955
p207 L104	Total act. planta en servicio	1,997,798,512	2,225,469,883	2,988,477,661	3,365,402,381
p207 L99	Activo total planta general	120,927,412	128,416,287	92,175,920	96,163,530
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	2,003,838,947	2,232,030,906	3,817,921,082	4,224,121,059
L5	Depreciación Acumulada	807,712,835	832,924,628	1,699,330,643	1,770,885,920
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	3,175,726	3,104,609	3,210,651	3,214,333
L4	Consumo Comercial [MWh]	3,403,472	3,361,516	4,003,666	4,021,060
L5	Consumo Industrial [MWh]	1,528,151	1,434,996	1,920,086	1,657,580
L6	Energía para AP [MWh]	24,227	24,748	50,199	51,736
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	186,453	201,343
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	649	16,303
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	8,131,576	7,925,869	9,371,704	9,162,355
L11	Ventas para reventa [MWh]	701,860	591,948	9,838,707	6,218,723
L12	Ventas totales de energía [MWh]	8,833,436	8,517,817	19,210,411	15,381,078
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	397,724	458,105	432,608	547,925
L26	Consumo propio [MWh]	0	0	27,726	26,909
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	9,231,160	8,975,922	19,670,745	15,955,912
p301 L14	N° de Clientes	491,133	492,862	489,410	495,284
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	21,262,013	25,113,888	23,840,100	24,751,544
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	2,264,096	2,383,721	2,207,035	2,609,126
c597		619,415	593,599	724,938	587,847
L164		16,703,612	23,715,137	13,373,234	15,677,636
p323 L171		18,644,879	17,687,206	2,541,992	2,114,716
L178		261,117	367,605	5,764,742	5,330,235
p322 c580	Costos OyM Distribución	1,749,812	2,445,729	3,739,521	3,698,093
c581		661,807	937,606	255,845	477,919
c582		749,194	689,401	217,358	235,583
c583		1,102,303	276,719	2,415,961	1,742,373
c584		777,699	1,057,010	1,229,100	942,714
c587		286,265	334,623	52,375	37,964
c588		673,706	4,047,659	5,086,835	3,581,844
c589		384,453	570,774	475,782	631,259
c590		2,299,042	3,287,845	430,157	1,378,616
c591		178,268	270,048	97,570	72,427
c592		4,054,723	4,979,335	1,382,967	1,365,791
c593		22,232,492	21,016,925	4,680,342	3,409,241
c594		1,263,200	1,293,370	1,361,781	1,393,743
c595		1,201,608	1,973,106	160,544	105,731
c598	873,521	895,815	67,117	29	
p323 L197	Costos de Administración	95,084,756	93,347,383	92,879,922	97,423,911
L198	Total Costos de ADM	846,961,403	896,859,262	1,018,602,481	1,001,669,401
p207 c365	Activos Líneas Aereas	241,598,378	270,722,444	107,315,132	109,111,499
c367	Activos Líneas Subterrán.	84,263,278	87,257,906	189,053,996	200,810,194
L66	Activos conducciones subt.	15,579,003	16,398,134	90,228,870	94,420,992
p401b	Demanda Pico [MW]	1,654	1,667	2,642	2,143
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	1,528	1,557	1,320	1,308
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	378,315,983	416,616,644	434,560,098	337,701,215
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	378,548,878	416,964,878	437,229,323	340,911,295
p320-321	Costos de Combustibles	184,379,384	165,887,598	194,650,609	275,266,882
p422-423	Activos LA 24-115kV	81,245,994	94,036,623	102,111,129	101,289,466
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	1,921,632	2,465,969	2,641,492

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Public SCO		Public SEGC	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	1,220,308,102	1,324,526,545	4,544,980,695	4,777,812,396
p207 c370	Activos Comercialización	56,732,184	60,954,441	189,032,341	197,409,812
c373	Activos Alumbrado Público	49,918,372	47,758,427	250,389,360	259,527,715
L75	Planta de Distribución Total	1,337,038,338	1,468,481,222	5,294,236,352	5,567,333,069
p207 L104	Total act. planta en servicio	3,244,628,832	3,591,756,912	7,085,555,182	7,483,414,575
p207 L99	Activo total planta general	165,117,111	163,150,485	224,153,314	255,996,918
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	3,252,147,495	3,598,725,618	11,498,452,820	12,102,860,711
L5	Depreciación Acumulada	1,447,127,357	1,472,818,998	4,218,081,874	4,414,771,192
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	5,962,343	5,996,759	13,958,115	13,617,663
L4	Consumo Comercial [MWh]	4,925,327	4,890,418	24,745,098	24,589,103
L5	Consumo Industrial [MWh]	5,652,248	5,551,168	5,622,294	5,140,337
L6	Energía para AP [MWh]	41,411	40,620	369,185	372,766
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	1,329,411	1,274,493	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	14,002	13,754
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	17,910,740	17,753,458	44,708,694	43,733,623
L11	Ventas para reventa [MWh]	1,615,715	2,085,702	4,531,409	4,415,259
L12	Ventas totales de energía [MWh]	19,526,455	19,839,160	49,240,103	48,148,882
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,178,717	1,373,573	2,042,374	1,821,303
L26	Consumo propio [MWh]	21,239	22,147	21,004	20,631
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	20,726,411	21,234,880	51,303,481	49,990,816
p301 L14	N° de Clientes	522,422	525,804	2,099,626	2,110,003
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	39,902,547	43,429,892	125,936,640	131,702,577
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	976,954	750,778	11,197,352	10,955,111
c597		263,337	265,551	654,672	411,296
L164		24,539,048	23,149,211	158,720,928	201,540,660
p323 L171		3,319,560	4,960,130	134,876,290	130,601,576
L178		51,766	74,063	3,036,120	3,225,316
p322 c580	Costos OyM Distribución	3,680,191	3,084,999	22,127	-2,819
c581		219,466	183,312	111	0
c582		210,973	229,155	1,033,522	403,202
c583		3,314,774	5,109,399	4,373,412	5,731,845
c584		2,456,898	2,812,999	6,406,281	7,353,948
c587		493,623	581,436	4,808,262	4,945,695
c588		9,364,736	10,559,531	24,760,783	34,047,207
c589		993,696	1,047,600	731,859	746,150
c590		145,692	135,614	81,982	0
c591		262,777	117,301	12,591,361	11,843,457
c592		2,011,218	2,074,981	18,250,042	15,114,517
c593		122,698,987	-27,857,900	41,180,999	42,163,450
c594		770,804	1,713,911	17,710,043	16,077,665
c595		2,548,922	1,579,609	3,260,686	3,428,751
c598	65,288	51,771	1,747,163	1,516,600	
p323 L197	Costos de Administración	63,661,610	65,473,174	213,527,748	215,263,791
L198	Total Costos de ADM	1,250,246,754	1,334,300,306	4,059,620,891	4,535,600,682
p207 c365	Activos Líneas Aereas	233,214,156	261,069,732	912,031,549	956,101,480
c367	Activos Líneas Subterrán.	168,337,329	206,977,729	859,074,223	908,597,352
L66	Activos conducciones subt.	26,213,065	32,946,733	389,685,206	407,270,436
p401b	Demanda Pico [MW]	4,175	4,200	10,239	10,654
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	3,850	3,787	9,335	9,713
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	313,251,911	329,879,997	3,343,172,067	3,774,827,606
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	338,675,610	384,343,436	3,343,683,890	3,774,938,291
p320-321	Costos de Combustibles	571,747,357	727,767,897	0	0
p422-423	Activos LA 24-115kV	0	0	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Puget		Rockland	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	2,391,781,438	2,509,768,173	166,324,221	178,729,170
p207 c370	Activos Comercialización	125,567,119	126,551,955	7,108,957	7,308,195
c373	Activos Alumbrado Público	54,067,252	55,866,430	3,525,416	3,580,278
L75	Planta de Distribución Total	3,048,300,614	3,206,315,954	194,770,053	208,505,923
p207 L104	Total act. planta en servicio	5,620,172,516	6,177,268,496	226,156,492	240,484,260
p207 L99	Activo total planta general	143,152,184	141,993,153	3,173,860	3,246,691
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	8,459,921,147	9,384,712,330	226,365,202	240,692,971
L5	Depreciación Acumulada	3,229,084,719	3,515,486,222	61,266,852	61,192,008
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	10,909,007	11,123,454	778,754	758,015
L4	Consumo Comercial [MWh]	9,259,880	9,488,730	862,158	864,138
L5	Consumo Industrial [MWh]	1,369,242	1,309,464	50,859	47,051
L6	Energía para AP [MWh]	88,409	93,206	12,181	6,831
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	21,626,538	22,014,854	1,703,952	1,676,035
L11	Ventas para reventa [MWh]	4,430,370	3,131,152	0	0
L12	Ventas totales de energía [MWh]	26,056,908	25,146,006	1,703,952	1,676,035
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,538,039	1,522,899	101,114	87,956
L26	Consumo propio [MWh]	24,936	26,377	0	0
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	1,762	1,676
L28	E. disponible para venta [MWh]	27,619,883	26,695,282	1,806,828	1,765,667
p301 L14	N° de Clientes	1,048,411	1,063,954	72,274	72,310
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	82,201,679	86,490,398	14,891,040	2,639,160
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	1,555,260	1,951,634	286,925	191,934
c597		206,677	433,209	12,212	12,096
L164		40,136,915	43,178,114	4,107,531	5,378,979
p323 L171		43,680,157	63,623,389	5,346,564	7,829,114
L178		315,148	379,469	136	0
p322 c580	Costos OyM Distribución	2,314,756	2,474,910	1,096,415	967,194
c581		4,943,787	5,513,069	0	0
c582		1,701,904	1,978,573	518,760	477,933
c583		1,796,851	2,634,572	148,618	-178,296
c584		2,750,188	2,517,747	38,411	63,494
c587		2,979,416	3,465,047	4,396	845
c588		1,513,559	1,741,154	408,596	439,562
c589		521,291	575,019	807,603	1,347,432
c590		47,978	54,369	0	0
c591		168	1,575	0	0
c592		4,472,697	4,009,174	12,910	23,226
c593		30,907,486	33,564,366	3,221,020	3,331,189
c594		10,784,242	12,038,558	496,884	383,907
c595		266,407	264,209	205	0
c598		0	0	0	0
p323 L197	Costos de Administración	80,203,462	89,603,237	22,167,115	24,087,322
L198	Total Costos de ADM	1,422,758,832	1,548,343,174	174,551,220	208,810,924
p207 c365	Activos Líneas Aereas	369,090,805	392,163,666	30,493,772	35,052,624
c367	Activos Líneas Subterrán.	575,356,567	611,988,345	34,891,985	36,415,980
L66	Activos conducciones subt.	525,516,210	554,435,665	12,517,735	13,211,941
p401b	Demanda Pico [MW]	4,495	4,906	422	438
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	3,774	4,331	422	438
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	877,086,510	871,330,841	134,273,875	162,078,354
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	888,682,282	880,748,823	134,273,875	162,078,354
p320-321	Costos de Combustibles	143,405,631	212,332,676	0	0
p422-423	Activos LA 24-115kV	4,004,490	3,306,625	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Rochester		San Diego	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	663,352,358	682,189,404	2,745,675,074	2,870,203,514
p207 c370	Activos Comercialización	40,212,019	40,562,086	128,200,253	134,512,464
c373	Activos Alumbrado Público	33,166,349	33,874,447	23,518,825	23,322,948
L75	Planta de Distribución Total	830,520,415	853,286,123	3,831,213,273	4,011,579,342
p207 L104	Total act. planta en servicio	1,391,428,327	1,407,588,983	7,255,663,693	7,650,327,394
p207 L99	Activo total planta general	24,466,003	26,529,713	152,081,614	161,082,698
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	2,204,683,078	2,235,897,079	8,870,279,905	9,298,487,494
L5	Depreciación Acumulada	870,394,497	795,648,502	4,217,223,939	4,403,390,271
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	2,665,628	2,573,816	4,447,341	5,447,910
L4	Consumo Comercial [MWh]	2,707,004	2,621,899	4,231,135	5,133,601
L5	Consumo Industrial [MWh]	1,593,758	1,421,762	1,345,402	1,663,560
L6	Energía para AP [MWh]	51,096	47,564	63,343	75,154
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	539,587	519,550	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	7,557,073	7,184,591	10,087,221	12,320,225
L11	Ventas para reventa [MWh]	4,201,830	2,855,544	1,067,862	1,226,665
L12	Ventas totales de energía [MWh]	11,758,903	10,040,135	11,155,083	13,546,890
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	83,545	252,272	642,616	985,374
L26	Consumo propio [MWh]	11,394	12,124	27,298	27,751
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	11,853,842	10,304,531	11,824,997	14,560,015
p301 L14	N° de Clientes	359,643	361,036	1,355,136	1,362,847
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	20,369,941	20,881,966	149,117,196	150,017,244
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	2,301,446	2,310,014	11,896,536	10,729,608
c597		1,495	0	779,580	567,721
L164		18,329,551	23,636,856	54,518,134	53,738,140
p323 L171		9,026,959	13,224,017	120,550,102	160,367,000
L178		6,022,583	6,766,702	93,574	0
p322 c580	Costos OyM Distribución	1,808,334	1,957,131	12,312,631	12,063,925
c581		1,487,114	1,538,762	3,231,587	2,965,109
c582		1,270,720	1,564,027	4,658,369	7,181,755
c583		1,525,789	1,393,784	2,160,829	2,582,086
c584		389,775	494,910	3,131,146	3,128,869
c587		89,665	57,587	5,522,397	5,201,686
c588		4,269,967	4,110,009	23,569,230	22,033,449
c589		39,976	25,422	99,963	97,234
c590		2,448,618	2,434,754	1,569,777	1,174,776
c591		93,848	1,612	57,009	74,183
c592		1,563,155	1,346,181	4,853,822	3,529,408
c593		8,492,192	16,530,915	36,012,338	39,520,293
c594		1,075,601	1,316,881	8,507,206	7,667,221
c595	251,392	383,567	299,410	126,211	
c598	5,660,703	-1,057,720	32,645	120,121	
p323 L197	Costos de Administración	79,068,318	66,592,050	239,162,349	248,260,074
L198	Total Costos de ADM	525,609,087	480,809,914	1,480,997,958	1,792,872,453
p207 c365	Activos Líneas Aereas	98,389,208	101,735,043	308,662,885	322,946,381
c367	Activos Líneas Subterrán.	132,405,050	138,137,220	1,038,237,800	1,086,530,038
L66	Activos conducciones subt.	146,208,379	147,023,978	770,992,532	815,763,008
p401b	Demanda Pico [MW]	1,653	1,627	4,636	4,351
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	1,067	1,176	4,217	3,984
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	292,857,854	297,244,222	508,811,924	733,321,594
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	302,502,274	306,916,607	514,747,771	740,648,300
p320-321	Costos de Combustibles	39,513,417	9,437,002	179,021,930	224,731,457
p422-423	Activos LA 24-115kV	0	0	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Sierra		South Carolina	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	999,572,900	1,047,304,663	2,168,840,101	2,333,850,315
p207 c370	Activos Comercialización	40,520,107	41,972,543	119,146,702	147,005,188
c373	Activos Alumbrado Público	33,491,047	34,852,996	187,153,893	208,717,699
L75	Planta de Distribución Total	1,225,004,721	1,283,964,931	2,160,700,687	2,321,878,869
p207 L104	Total act. planta en servicio	2,504,060,058	3,054,555,238	7,031,898,382	7,495,204,534
p207 L99	Activo total planta general	70,972,361	77,947,518	171,893,681	180,884,593
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	2,897,219,036	3,474,809,557	7,960,196,038	8,488,232,114
L5	Depreciación Acumulada	1,248,628,730	1,309,176,215	2,806,094,681	2,971,759,869
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	2,519,666	2,523,923	7,814,159	7,828,251
L4	Consumo Comercial [MWh]	3,249,885	3,233,787	7,472,051	7,452,743
L5	Consumo Industrial [MWh]	3,003,580	2,802,497	6,266,901	6,152,403
L6	Energía para AP [MWh]	15,943	16,108	64,217	66,457
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	499,204	501,980
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	8,789,074	8,576,315	22,116,532	22,001,834
L11	Ventas para reventa [MWh]	561,884	853,671	2,771,731	2,284,742
L12	Ventas totales de energía [MWh]	9,350,958	9,429,986	24,888,263	24,286,576
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	601,739	157,379	1,048,192	988,633
L26	Consumo propio [MWh]	38,364	66,265	118,972	147,895
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	1,539	1,476
L28	E. disponible para venta [MWh]	9,991,061	9,653,630	26,056,966	25,424,580
p301 L14	N° de Clientes	363,454	366,045	633,587	646,537
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	26,130,390	26,541,577	52,285,803	57,365,597
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	1,223,048	1,404,330	1,053,824	1,062,792
c597		16,917	16,773	158,900	169,431
L164		15,487,212	13,558,079	37,252,993	46,845,462
p323 L171		2,157,478	3,776,160	4,081,235	4,149,612
L178		458,034	413,590	2,468,321	2,167,850
p322 c580	Costos OyM Distribución	1,149,668	1,168,521	562,326	586,940
c581		2,318	800	654,898	714,406
c582		791,031	888,315	529,085	541,078
c583		3,216,417	3,335,379	1,786,718	1,793,842
c584		1,353,219	1,274,113	382,652	351,454
c587		157,675	96,052	-10,679	-2,150
c588		6,728,178	6,535,243	6,719,426	7,328,795
c589		674,135	670,067	2,707,961	-837,934
c590		205	761	208,241	223,691
c591		0	3,249	11,814	3,539
c592		1,431,837	1,400,704	2,771,576	2,437,856
c593		4,409,872	4,517,437	24,746,879	23,498,682
c594		612,389	495,114	1,922,340	1,814,405
c595		0	0	390,799	275,792
c598	780,302	828,163	1,906,309	2,689,463	
p323 L197	Costos de Administración	65,015,041	63,530,750	136,413,203	147,248,677
L198	Total Costos de ADM	825,953,968	759,424,231	1,156,705,969	1,378,778,096
p207 c365	Activos Líneas Aereas	134,951,598	141,176,597	325,031,735	341,984,898
c367	Activos Líneas Subterrán.	301,896,646	322,163,947	278,500,987	299,056,719
L66	Activos conducciones subt.	81,876,416	82,867,311	103,129,825	106,077,303
p401b	Demanda Pico [MW]	1,743	1,648	4,926	4,789
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	1,645	1,502	4,402	4,359
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	354,212,326	311,562,263	179,206,090	223,829,713
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	419,237,974	316,875,091	180,888,485	225,920,925
p320-321	Costos de Combustibles	242,973,059	283,342,080	547,595,225	708,701,894
p422-423	Activos LA 24-115kV	4,832,016	6,358,487	215,352,428	214,081,088
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	21,765,473	27,694,069
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	50,052	71,083	0	6,953,288

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Southern California		Southern Indiana	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	9,979,063,998	10,990,724,958	413,824,034	446,279,511
p207 c370	Activos Comercialización	544,922,769	568,270,226	15,721,390	15,826,917
c373	Activos Alumbrado Público	650,791,257	670,294,555	11,842,661	12,006,204
L75	Planta de Distribución Total	12,146,469,548	12,750,953,116	390,230,401	423,288,828
p207 L104	Total act. planta en servicio	26,834,985,408	27,919,288,622	1,811,562,322	1,879,651,828
p207 L99	Activo total planta general	1,544,609,504	1,550,436,365	23,526,951	24,056,707
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	26,877,268,717	27,965,586,390	2,057,987,517	2,139,286,066
L5	Depreciación Acumulada	13,564,955,819	14,067,220,437	926,006,711	972,722,134
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	29,940,965	30,743,545	1,610,171	1,513,784
L4	Consumo Comercial [MWh]	46,682,111	47,135,168	1,389,624	1,336,667
L5	Consumo Industrial [MWh]	11,347,910	11,088,888	2,538,744	2,409,115
L6	Energía para AP [MWh]	530,592	539,164	10,813	18,175
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	236,835	235,781	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	66,978	66,218	1,352	1,396
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	88,805,391	89,808,764	5,550,704	5,279,137
L11	Ventas para reventa [MWh]	8,882,666	8,768,588	1,537,498	1,557,192
L12	Ventas totales de energía [MWh]	97,688,057	98,577,352	7,088,202	6,836,329
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	4,682,919	4,955,781	337,995	308,913
L26	Consumo propio [MWh]	124,919	129,903	12,047	12,454
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	102,495,895	103,663,036	7,438,244	7,157,696
p301 L14	N° de Clientes	4,836,804	4,860,669	146,477	146,340
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	496,827,807	554,088,592	12,252,209	12,073,168
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	29,367,471	26,002,616	929,546	979,349
c597		2,270,797	1,590,237	53,361	40,528
L164		200,685,583	207,393,584	6,357,762	6,590,635
p323 L171		468,921,587	531,068,178	620,991	647,703
L178		18,086,404	16,964,776	588,053	1,305,464
p322 c580	Costos OyM Distribución	6,632,015	9,493,116	584,000	629,415
c581		0	0	0	6,457
c582		21,195,532	21,256,151	105,528	123,613
c583		23,389,013	22,186,258	133,562	466,778
c584		4,156,612	2,738,056	563,469	724,810
c587		20,399,589	22,049,664	601,795	302,158
c588		103,512,733	66,859,369	2,382,857	3,246,194
c589		748,928	683,257	2,149	673
c590		1,720,159	785,808	556,117	741,264
c591		702,482	384,930	52,929	384,289
c592		9,841,682	7,668,115	136,059	243,063
c593		95,283,638	88,616,391	2,026,165	6,179,229
c594		15,988,295	32,321,226	741,982	810,521
c595		2,462,220	3,784,913	58,371	68,434
c598	34,731,548	32,046,989	227,243	218,990	
p323 L197	Costos de Administración	889,800,927	942,298,137	33,162,654	32,721,970
L198	Total Costos de ADM	7,171,655,235	8,823,128,723	292,102,840	324,918,687
p207 c365	Activos Líneas Aereas	900,632,650	937,209,706	61,580,530	66,749,430
c367	Activos Líneas Subterrán.	3,078,951,857	3,264,592,671	46,872,315	49,457,880
L66	Activos conducciones subt.	1,013,243,401	1,081,705,604	18,697,691	19,435,228
p401b	Demanda Pico [MW]	23,111	21,652	1,317	1,212
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	21,108	19,821	1,045	948
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	4,237,598,323	5,724,208,212	26,287,646	25,868,390
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	4,321,594,442	5,794,496,229	27,208,253	26,725,317
p320-321	Costos de Combustibles	174,208,455	194,179,057	148,642,946	157,187,589
p422-423	Activos LA 24-115kV	828,552,150	698,250,599	62,053,259	63,400,600
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	149,300,208	882,378	925,948
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	19,105,048	12,789,311	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Southwestern EPC		Southwestern PSC	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	1,206,640,837	1,286,855,466	993,302,914	1,031,825,724
p207 c370	Activos Comercialización	70,424,388	71,163,982	64,119,082	64,401,990
c373	Activos Alumbrado Público	32,004,790	33,074,408	19,676,181	20,097,361
L75	Planta de Distribución Total	1,312,685,630	1,400,516,409	839,977,554	872,486,930
p207 L104	Total act. planta en servicio	4,129,647,410	4,350,015,753	3,476,118,802	3,594,857,769
p207 L99	Activo total planta general	279,598,297	291,764,895	206,554,970	193,106,206
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	4,165,642,884	4,385,529,801	3,476,145,966	3,594,884,933
L5	Depreciación Acumulada	2,061,636,322	2,141,046,134	1,607,499,692	1,651,478,958
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	5,628,256	5,693,880	3,470,597	3,505,586
L4	Consumo Comercial [MWh]	5,970,526	5,993,544	4,710,817	4,866,439
L5	Consumo Industrial [MWh]	5,606,733	5,401,921	8,519,067	9,267,225
L6	Energía para AP [MWh]	81,721	82,445	50,332	50,331
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	491,190	504,290
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	17,287,236	17,171,790	17,242,003	18,193,871
L11	Ventas para reventa [MWh]	7,408,278	7,319,986	11,172,693	11,911,840
L12	Ventas totales de energía [MWh]	24,695,514	24,491,776	28,414,696	30,105,711
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	904,724	676,002	1,208,724	1,431,570
L26	Consumo propio [MWh]	61,724	60,478	25,450	21,689
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	25,661,962	25,228,256	29,648,870	31,558,970
p301 L14	N° de Clientes	464,808	469,278	391,546	400,064
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	46,318,637	48,717,430	21,618,621	23,009,233
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	3,815,941	3,676,311	1,820,430	2,167,794
c597		447,618	475,211	39,697	24,399
L164		25,618,506	23,977,441	17,323,356	18,506,214
p323 L171		4,580,147	6,770,479	6,308,528	12,066,974
L178		0	0	471,449	629,659
p322 c580	Costos OyM Distribución	3,562,966	3,407,888	3,187,609	3,172,346
c581		239,974	186,681	380,983	364,679
c582		611,756	732,217	863,208	867,143
c583		2,080,331	2,535,798	1,064,533	767,486
c584		1,568,145	1,264,692	339,729	58,527
c587		1,080,828	1,119,383	1,378,323	1,260,872
c588		12,254,587	13,363,308	5,218,094	5,875,392
c589		1,308,218	1,330,000	923,640	926,556
c590		671,364	635,076	102,188	160,188
c591		151,196	88,450	0	0
c592		1,834,292	1,661,654	2,223,896	2,008,195
c593		18,098,482	27,952,169	6,994,390	8,214,345
c594		1,017,200	1,134,904	393,182	482,003
c595		2,288,068	1,926,532	225,484	185,293
c598	242,299	287,073	0	514	
p323 L197	Costos de Administración	62,792,402	65,597,916	64,765,590	66,590,509
L198	Total Costos de ADM	1,113,744,479	1,215,965,830	1,439,571,236	1,767,758,881
p207 c365	Activos Líneas Aereas	262,377,948	285,723,885	155,736,209	163,327,415
c367	Activos Líneas Subterrán.	138,097,163	146,993,497	46,161,903	49,531,883
L66	Activos conducciones subt.	38,644,158	42,441,408	35,836,797	36,256,067
p401b	Demanda Pico [MW]	4,924	4,950	4,881	5,129
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	3,503	3,514	3,042	3,193
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	282,649,319	283,239,105	500,543,472	648,419,907
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	291,369,023	297,267,212	498,477,952	694,304,964
p320-321	Costos de Combustibles	531,252,115	617,649,697	696,747,067	818,736,560
p422-423	Activos LA 24-115kV	0	0	202,524,580	210,811,564
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	1,454,716	994,299

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Superior		Tampa	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	23,548,952	28,847,412	1,428,425,081	1,504,650,082
p207 c370	Activos Comercialización	2,493,172	2,548,240	63,879,220	67,853,618
c373	Activos Alumbrado Público	365,498	369,577	145,412,749	150,984,912
L75	Planta de Distribución Total	22,784,776	28,379,200	1,629,079,838	1,714,120,538
p207 L104	Total act. planta en servicio	32,304,832	38,729,474	5,257,674,279	5,510,880,553
p207 L99	Activo total planta general	643,898	643,898	167,028,064	169,768,080
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	84,878,693	95,744,066	5,302,188,182	5,552,663,197
L5	Depreciación Acumulada	36,858,660	38,675,147	1,973,242,622	2,011,032,724
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	89,624	92,253	8,871,217	8,546,468
L4	Consumo Comercial [MWh]	127,088	131,291	6,541,525	6,398,719
L5	Consumo Industrial [MWh]	431,437	454,609	2,365,511	2,204,870
L6	Energía para AP [MWh]	2,010	1,958	62,505	63,659
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	1,691,995	1,775,889
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	2,222	2,262	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	652,381	682,373	19,532,753	18,989,605
L11	Ventas para reventa [MWh]	0	0	905,140	883,971
L12	Ventas totales de energía [MWh]	652,381	682,373	20,437,893	19,873,576
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	18,297	17,060	920,064	916,144
L26	Consumo propio [MWh]	0	0	37,347	35,735
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	670,678	699,433	21,395,304	20,825,455
p301 L14	N° de Clientes	14,580	14,601	666,354	667,266
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	909,526	1,037,476	58,879,307	62,061,171
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	57,535	71,012	59,312	603,015
c597		188,168	208,071	498,487	534,126
L164		497,635	531,158	29,005,200	30,388,145
p323 L171		532,313	528,467	14,448,043	17,883,654
L178		0	0	1,823,084	2,016,069
p322 c580	Costos OyM Distribución	4,647	1,861	1,037,891	928,594
c581		0	0	0	0
c582		0	0	624,087	737,726
c583		277,354	311,715	318,778	285,119
c584		0	0	3,431	-501
c587		51,758	17,938	4,764,526	3,926,564
c588		113,954	152,647	12,832,862	13,208,643
c589		20,647	26,027	514,982	483,709
c590		41	1	81,526	63,718
c591		0	0	0	0
c592		0	0	2,067,596	1,732,763
c593		520,341	482,045	18,286,947	19,150,378
c594		17,864	13,135	3,472,216	3,688,776
c595		11,586	1,750	384,514	346,079
c598	0	0	0	0	
p323 L197	Costos de Administración	2,206,830	2,370,331	107,435,494	97,983,818
L198	Total Costos de ADM	33,534,733	34,429,715	1,466,597,961	1,572,274,917
p207 c365	Activos Líneas Aereas	4,907,307	5,304,403	203,388,201	212,376,106
c367	Activos Líneas Subterrán.	3,067,368	3,560,641	184,006,084	193,108,936
L66	Activos conducciones subt.	28,960	28,961	150,418,511	156,008,490
p401b	Demanda Pico [MW]	106	108	4,281	4,098
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	106	108	4,100	3,924
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	28,909,370	29,627,658	271,936,785	305,434,217
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	28,957,621	29,649,195	273,228,322	306,408,602
p320-321	Costos de Combustibles	0	0	857,487,627	924,633,750
p422-423	Activos LA 24-115kV	2,621,973	2,621,973	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	The Dayton		The Detroit	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	1,106,888,375	1,323,556,034	4,690,945,845	4,908,862,932
p207 c370	Activos Comercialización	40,510,057	41,373,511	210,589,095	217,866,981
c373	Activos Alumbrado Público	0	0	160,099,009	169,587,770
L75	Planta de Distribución Total	1,124,442,014	1,166,164,597	5,272,567,198	5,535,201,527
p207 L104	Total act. planta en servicio	4,384,960,443	4,809,606,157	12,857,801,746	13,376,307,093
p207 L99	Activo total planta general	33,083,375	33,607,258	753,810,451	795,766,582
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	4,387,101,133	4,811,746,842	12,911,160,023	13,422,361,088
L5	Depreciación Acumulada	2,158,078,811	2,264,480,884	5,637,855,055	5,784,541,279
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	5,535,219	5,532,673	16,146,745	15,492,548
L4	Consumo Comercial [MWh]	3,990,137	3,959,135	19,331,833	18,912,717
L5	Consumo Industrial [MWh]	4,240,900	3,986,374	13,337,832	13,093,854
L6	Energía para AP [MWh]	69,054	68,129	303,981	303,111
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	1,393,891	1,380,948	94,115	89,579
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	4,903	4,849	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	15,234,104	14,932,108	49,214,506	47,891,809
L11	Ventas para reventa [MWh]	3,363,615	2,173,115	6,489,621	6,407,428
L12	Ventas totales de energía [MWh]	18,597,719	17,105,223	55,704,127	54,299,237
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,141,195	1,039,544	3,174,797	3,225,709
L26	Consumo propio [MWh]	12,747	13,371	216,356	219,825
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	19,751,661	18,158,138	59,095,280	57,744,771
p301 L14	N° de Clientes	514,431	514,907	2,163,365	2,150,426
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	40,130,134	41,989,571	210,653,732	212,663,561
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	12,055	1,787	7,136,281	12,189,811
c597		855,940	866,364	0	0
L164		30,510,817	29,383,896	137,237,800	163,224,717
p323 L171		637,975	466,584	60,112,524	61,280,890
L178		0	0	2,249,794	2,488,972
p322 c580	Costos OyM Distribución	1,319,909	1,218,683	31,943,103	34,349,309
c581		0	0	11,688,512	10,612,782
c582		281,928	258,254	3,805,976	11,280,234
c583		201,815	507,501	13,991,987	-4,357,110
c584		817,843	749,432	3,393,663	3,125,110
c587		732,543	756,883	599,461	848,927
c588		412,161	259,348	7,470,078	13,644,048
c589		4,325	6,917	4,109,411	9,556,234
c590		1,578,140	2,562,594	836,729	1,039,713
c591		0	0	153,039	2,145,378
c592		2,820,733	3,140,021	21,424,514	16,070,785
c593		18,468,228	17,902,780	112,776,986	109,489,049
c594		207,402	184,307	26,433,208	19,940,175
c595		1,389,090	1,409,882	0	0
c598	73,585	131,608	2,382,888	0	
p323 L197	Costos de Administración	73,758,027	53,286,559	507,292,699	424,738,063
L198	Total Costos de ADM	886,846,867	981,020,639	3,051,354,469	3,071,165,076
p207 c365	Activos Líneas Aereas	94,888,167	97,642,792	1,363,257,342	1,433,976,960
c367	Activos Líneas Subterrán.	150,333,565	157,602,241	715,115,194	760,817,105
L66	Activos conducciones subt.	9,556,442	9,684,601	254,253,727	283,080,553
p401b	Demanda Pico [MW]	3,270	3,027	11,671	10,744
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	2,713	2,665	10,389	9,552
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	219,643,698	270,303,783	516,071,358	506,251,052
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	227,312,203	276,900,386	516,643,182	507,623,374
p320-321	Costos de Combustibles	326,158,113	358,646,782	832,604,280	945,368,169
p422-423	Activos LA 24-115kV	77,956,787	256,370,554	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	423,578	1,392,988	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	1,833,665	36,539	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	The Empire		The Narrangasset	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	601,519,861	630,137,075	1,025,162,696	1,100,009,850
p207 c370	Activos Comercialización	18,035,456	18,708,003	47,592,450	48,444,637
c373	Activos Alumbrado Público	12,150,417	12,951,656	47,530,279	49,741,301
L75	Planta de Distribución Total	596,340,979	625,918,270	1,024,981,575	1,084,968,922
p207 L104	Total act. planta en servicio	1,407,832,421	1,484,041,125	1,293,685,978	1,383,863,908
p207 L99	Activo total planta general	58,057,107	59,746,634	58,541,813	58,417,701
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	1,419,514,209	1,495,738,930	2,606,666,215	2,713,782,566
L5	Depreciación Acumulada	511,728,135	555,197,937	822,381,157	861,558,108
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	1,930,493	1,952,869	3,063,633	3,006,234
L4	Consumo Comercial [MWh]	1,610,814	1,622,049	2,915,870	2,917,044
L5	Consumo Industrial [MWh]	1,110,328	1,073,250	748,968	790,347
L6	Energía para AP [MWh]	23,471	22,959	8,776	14,333
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	91,638	99,416	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	1,642	1,434	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	4,768,386	4,771,977	6,737,247	6,727,958
L11	Ventas para reventa [MWh]	802,012	1,032,728	814	282
L12	Ventas totales de energía [MWh]	5,570,398	5,804,705	6,738,061	6,728,240
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	367,198	369,377	21,270	39,472
L26	Consumo propio [MWh]	7,727	7,775	10,021	10,831
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	5,945,323	6,181,857	6,769,352	6,778,543
p301 L14	N° de Clientes	166,497	167,669	477,612	478,696
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	20,164,587	21,942,991	35,059,062	36,976,270
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	2,048,678	2,421,892	2,457,543	2,596,836
c597		236,632	279,329	239,951	305,587
L164		9,749,981	8,919,936	24,093,986	26,813,297
p323 L171		1,353,075	1,348,818	18,560,574	18,404,217
L178		423,424	357,103	3	635
p322 c580	Costos OyM Distribución	726,783	798,416	1,414,547	1,214,774
c581		0	0	2,040,720	2,144,144
c582		424,249	512,177	2,219,019	3,062,633
c583		1,324,545	1,602,717	3,493,458	5,095,785
c584		519,800	589,349	1,565,534	1,750,672
c587		141,874	198,032	1,257,981	1,432,144
c588		989,469	1,050,758	8,312,241	10,642,693
c589		3,407	2,023	102,355	107,332
c590		152,907	158,458	81,393	41,343
c591		70,922	76,688	5,310	23,666
c592		1,208,243	1,110,168	2,558,243	3,146,960
c593		13,404,025	9,070,041	12,033,755	15,967,258
c594		655,703	617,499	470,650	1,069,780
c595		132,487	231,261	581,132	247,381
c598	146,705	185,295	193	196	
p323 L197	Costos de Administración	30,042,033	29,058,167	58,307,071	61,483,458
L198	Total Costos de ADM	282,467,957	293,060,530	785,328,896	993,190,186
p207 c365	Activos Líneas Aereas	120,762,814	128,368,563	227,683,980	243,191,936
c367	Activos Líneas Subterrán.	52,830,202	53,156,581	115,037,603	123,614,246
L66	Activos conducciones subt.	21,906,563	25,568,160	60,121,816	61,110,729
p401b	Demanda Pico [MW]	1,173	1,152	909	910
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	1,015	960	909	910
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	77,670,927	87,909,085	609,389,078	780,766,712
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	79,623,617	90,232,688	609,391,282	780,766,983
p320-321	Costos de Combustibles	113,559,375	116,148,480	0	0
p422-423	Activos LA 24-115kV	45,874,554	51,453,650	72,987,749	93,599,690
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	32,289,023	32,276,223
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	682,453	538,087	542,071	738,994

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	The Potomac EC		The United IC	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	1,176,457,401	1,248,524,351	598,951,708	659,146,494
p207 c370	Activos Comercialización	56,535,176	59,440,240	26,846,949	26,923,519
c373	Activos Alumbrado Público	26,556,339	28,895,842	25,357,793	25,065,043
L75	Planta de Distribución Total	1,348,950,713	1,432,579,439	606,222,277	661,936,804
p207 L104	Total act. planta en servicio	1,768,271,554	1,867,186,860	910,944,699	1,304,893,641
p207 L99	Activo total planta general	75,153,231	79,872,366	76,327,855	82,062,402
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	1,771,217,246	1,870,132,553	912,513,670	1,328,748,512
L5	Depreciación Acumulada	746,874,938	788,559,843	312,510,626	342,149,538
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	6,452,192	6,297,679	2,346,341	2,272,494
L4	Consumo Comercial [MWh]	3,592,161	3,586,485	2,742,713	2,724,315
L5	Consumo Industrial [MWh]	3,426,270	3,289,780	785,356	690,350
L6	Energía para AP [MWh]	26,455	27,066	43,038	41,672
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	13,497,078	13,201,010	5,917,448	5,728,831
L11	Ventas para reventa [MWh]	1,508,026	1,384,770	496,122	490,339
L12	Ventas totales de energía [MWh]	15,005,104	14,585,780	6,413,570	6,219,170
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	853,282	738,698	178,994	193,986
L26	Consumo propio [MWh]	8,266	8,427	18,945	19,220
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	15,866,652	15,332,905	6,611,509	6,432,376
p301 L14	N° de Clientes	475,029	480,217	323,176	324,476
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	36,839,057	39,973,694	17,644,655	19,332,216
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	291,696	294,082	7,093,257	7,702,820
c597		749,311	706,515	9,011	3,312
L164		11,935,794	12,935,139	31,213,682	41,603,969
p323 L171		1,335,880	2,314,268	32,863,420	32,285,576
L178		67,355	58,289	0	0
p322 c580	Costos OyM Distribución	1,639,979	1,477,986	8,365,317	9,177,894
c581		2,008,966	2,266,849	12,327	38,115
c582		119,858	132,887	672,901	880,544
c583		380,014	462,254	2,154,705	2,195,523
c584		1,224,567	1,276,118	1,290,318	942,432
c587		548,339	554,456	387,909	268,941
c588		2,229,602	1,668,659	2,632,296	2,511,174
c589		1,021,562	1,231,772	30,788	431
c590		1,817,594	1,587,129	603,368	1,050,313
c591		0	0	170,435	85,272
c592		1,353,556	1,014,025	1,784,215	1,681,717
c593		19,411,626	20,197,433	10,095,311	8,374,647
c594		2,530,431	3,251,180	984,426	1,268,996
c595		375,749	399,308	351,722	168,387
c598	0	0	13,754	13,228	
p323 L197	Costos de Administración	49,335,237	46,698,896	83,364,002	80,344,706
L198	Total Costos de ADM	758,487,215	821,405,449	755,281,927	682,199,931
p207 c365	Activos Líneas Aereas	203,309,663	207,519,097	127,653,070	138,283,655
c367	Activos Líneas Subterrán.	211,321,227	225,137,896	83,913,156	91,941,019
L66	Activos conducciones subt.	76,167,626	81,620,584	44,658,836	48,985,790
p401b	Demanda Pico [MW]	3,200	2,963	1,298	1,301
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	2,896	2,695	1,201	1,202
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	509,108,693	571,810,286	521,148,321	427,905,455
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	508,485,480	581,118,941	526,391,951	432,885,498
p320-321	Costos de Combustibles	0	0	0	0
p422-423	Activos LA 24-115kV	0	0	53,844,974	69,872,628
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	16,027,652	11,893,147
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Toledo		Tucson	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	643,653,736	683,803,253	818,418,810	870,554,053
p207 c370	Activos Comercialización	32,488,496	33,277,530	34,611,774	38,615,125
c373	Activos Alumbrado Público	43,729,654	46,165,218	9,775,882	10,255,659
L75	Planta de Distribución Total	702,180,785	744,177,555	984,656,894	1,044,213,802
p207 L104	Total act. planta en servicio	931,171,790	870,784,820	3,135,388,954	3,342,823,869
p207 L99	Activo total planta general	67,694,286	76,184,849	162,487,211	173,564,151
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	931,240,787	870,853,817	3,845,454,406	4,053,105,577
L5	Depreciación Acumulada	432,347,334	424,560,372	2,099,091,752	2,199,980,074
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	2,538,025	2,523,065	4,004,797	3,852,706
L4	Consumo Comercial [MWh]	2,888,772	2,850,046	2,057,982	2,034,453
L5	Consumo Industrial [MWh]	5,205,400	4,850,528	3,324,198	3,359,668
L6	Energía para AP [MWh]	57,782	57,158	34,492	34,058
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	212,937	221,759
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	10,689,979	10,280,797	9,634,406	9,502,644
L11	Ventas para reventa [MWh]	3,436,137	1,669,252	5,049,369	5,567,208
L12	Ventas totales de energía [MWh]	14,126,116	11,950,049	14,683,775	15,069,852
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	287,520	252,198	910,082	865,950
L26	Consumo propio [MWh]	48,800	50,263	10,942	9,872
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	-1,461,270	-1,273,873	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	13,001,166	10,978,637	15,604,799	15,945,674
p301 L14	N° de Clientes	313,416	312,644	395,098	398,609
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	23,748,227	24,671,102	31,640,471	33,374,772
p322 e586	Costos de OyM Comercialización	767,547	695,779	1,657,798	1,745,735
e597		1,436,029	1,397,449	92,922	112,423
L164		15,713,487	13,727,297	17,504,810	19,228,162
p323 L171		2,962,137	3,132,293	2,316,221	3,613,713
L178		315,536	215,949	0	0
p322 e580	Costos OyM Distribución	338,006	108,205	1,961,979	1,831,468
e581		711,766	765,746	142,851	118,028
e582		262,398	315,429	61,366	111,990
e583		190,235	51,661	820,617	707,022
e584		443,438	217,079	8,493	22,047
e587		0	0	213,735	137,641
e588		3,233,997	4,981,937	8,770,039	9,112,119
e589		219,679	237,377	352,096	382,819
e590		291,904	294,464	617,705	604,386
e591		0	0	0	0
e592		1,437,079	1,923,034	1,269,412	734,409
e593		12,664,363	10,673,627	778,615	638,701
e594		1,345,423	1,337,704	144,999	436,969
e595		32,617	174,944	547,660	561,794
e598	1,802,400	1,423,426	310,642	292,586	
p323 L197	Costos de Administración	36,745,257	22,682,113	69,755,041	71,539,450
L198	Total Costos de ADM	663,192,449	608,078,220	823,776,241	915,903,165
p207 c365	Activos Líneas Aereas	125,856,619	138,791,695	110,593,580	115,561,483
c367	Activos Líneas Subterrán.	97,687,085	100,961,404	228,024,779	239,630,173
L66	Activos conducciones subt.	11,616,582	11,692,555	49,087,480	49,830,912
p401b	Demanda Pico [MW]	2,200	2,050	2,386	2,666
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	1,619	1,738	1,614	1,735
p321 e555	Compras de Energía [U\$S]	384,155,477	417,664,912	168,597,162	267,729,155
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	384,208,649	417,776,319	171,278,218	270,420,461
p320-321	Costos de Combustibles	35,101,431	5,442,213	314,553,848	295,468,527
p422-423	Activos LA 24-115kV	6,964,731	7,127,653	29,271	16,902
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	90,420	90,420	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	289,052	262,38	480,467	240,627

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Union		Unital	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	3,282,657,220	3,469,839,801	155,296,245	164,134,971
p207 c370	Activos Comercialización	104,539,162	106,165,934	10,901,538	11,564,838
c373	Activos Alumbrado Público	106,392,015	109,540,748	2,852,113	2,844,991
L75	Planta de Distribución Total	3,692,927,920	3,920,569,027	163,970,178	173,051,216
p207 L104	Total act. planta en servicio	11,879,895,255	12,341,400,461	176,425,298	186,470,942
p207 L99	Activo total planta general	484,752,738	522,698,418	11,843,607	12,638,294
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	12,247,285,492	12,725,678,803	176,626,675	189,678,431
L5	Depreciación Acumulada	5,314,480,818	5,415,779,708	63,130,452	60,176,218
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	14,257,728	13,903,713	499,813	490,415
L4	Consumo Comercial [MWh]	14,766,007	14,690,267	321,069	312,123
L5	Consumo Industrial [MWh]	9,675,239	9,255,510	309,344	294,331
L6	Energía para AP [MWh]	128,224	130,771	9,158	9,131
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	254	365	117,672	118,891
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	38,827,452	37,980,626	1,257,056	1,224,891
L11	Ventas para reventa [MWh]	11,614,351	11,111,258	2,166	2,186
L12	Ventas totales de energía [MWh]	50,441,803	49,091,884	1,259,222	1,227,077
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,790,622	2,001,721	53,765	32,067
L26	Consumo propio [MWh]	0	0	1,191	1,170
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	52,232,425	51,093,605	1,314,178	1,260,314
p301 L14	N° de Clientes	1,179,795	1,196,124	75,442	75,948
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	118,079,073	130,384,515	6,003,966	6,388,510
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	5,641,334	5,491,137	432,223	470,350
c597		442,693	737,070	735	689
L164		55,932,574	54,925,782	3,473,904	3,492,393
p323 L171		7,731,648	10,724,602	2,263,687	1,605,977
L178		1,123,956	1,145,670	0	0
p322 c580	Costos OyM Distribución	3,965,683	4,407,620	518,410	621,833
c581		4,525,328	4,321,134	51,668	52,324
c582		4,057,153	4,997,905	105,335	121,353
c583		10,111,262	7,904,856	254,106	297,850
c584		1,399,446	2,751,414	92,927	91,335
c587		1,382,025	1,614,583	17,342	20,469
c588		24,435,548	33,650,490	73,364	74,752
c589		188,975	504,885	3,995	3,983
c590		3,517,705	3,196,950	205,226	189,347
c591		2,203,083	1,003,414	524	596
c592		14,568,077	16,073,604	103,712	103,086
c593		92,331,252	44,017,904	1,605,718	1,629,815
c594		5,846,988	8,205,024	0	0
c595		1,670,795	1,979,161	437	1,724
c598	2,012,047	2,914,162	17,683	18,187	
p323 L197	Costos de Administración	265,020,327	272,686,948	7,499,498	8,267,187
L198	Total Costos de ADM	1,676,530,549	1,697,889,710	133,689,336	140,043,067
p207 c365	Activos Líneas Aereas	807,356,196	856,325,272	43,053,818	45,403,878
c367	Activos Líneas Subterrán.	493,185,648	527,667,831	13,043,582	13,460,479
L66	Activos conducciones subt.	190,598,852	223,547,546	1,412,973	1,399,930
p401b	Demanda Pico [MW]	8,645	8,247	280	269
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	6,723	6,454	280	269
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	180,774,731	137,372,116	106,763,128	108,124,406
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	190,230,141	151,781,973	107,214,969	108,401,478
p320-321	Costos de Combustibles	633,747,122	655,354,105	0	0
p422-423	Activos LA 24-115kV	0	0	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	UNS		Upper	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	319,639,651	338,130,055	113,665,039	118,877,277
p207 c370	Activos Comercialización	9,858,959	9,135,761	5,416,487	5,372,580
c373	Activos Alumbrado Público	3,894,325	4,107,216	1,872,388	1,895,048
L75	Planta de Distribución Total	312,842,251	333,221,584	123,540,290	128,831,557
p207 L104	Total act. planta en servicio	429,065,681	446,913,556	193,527,154	207,674,117
p207 L99	Activo total planta general	22,939,008	22,741,278	21,482,109	21,045,338
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	429,857,106	448,254,929	197,102,719	211,249,682
L5	Depreciación Acumulada	265,742,112	274,618,330	85,828,268	89,395,201
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	854,119	822,497	277,968	269,720
L4	Consumo Comercial [MWh]	626,738	619,581	247,987	247,757
L5	Consumo Industrial [MWh]	198,728	219,003	329,523	324,612
L6	Energía para AP [MWh]	2,247	2,237	5,927	5,834
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	1,681,832	1,663,318	861,405	847,923
L11	Ventas para reventa [MWh]	2,548	152,947	399,815	303,601
L12	Ventas totales de energía [MWh]	1,684,380	1,816,265	1,261,220	1,151,524
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	101,082	122,609	47,153	19,674
L26	Consumo propio [MWh]	2,447	1,293	3,966	3,963
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	1,787,909	1,940,167	1,312,339	1,175,161
p301 L14	N° de Clientes	89,472	89,989	51,857	51,891
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	13,759,521	14,140,711	3,518,358	3,650,950
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	760,552	759,850	423,647	369,978
c597		7,933	608	32,462	30,038
L164		5,035,619	5,421,624	4,114,527	3,399,417
p323 L171		334,207	769,203	585,144	416,637
L178		0	85	0	13
p322 c580	Costos OyM Distribución	501,131	422,245	428,327	463,811
c581		465,108	562,134	312,406	332,473
c582		106,192	74,547	423,599	549,902
c583		606,870	491,139	60,255	311,156
c584		543,861	475,089	246,524	-51,486
c587		14,214	34,743	16,000	11,097
c588		1,047,091	1,103,802	2,426,206	2,389,045
c589		79,529	83,088	57,790	56,068
c590		20,901	0	140,339	165,473
c591		0	0	38,954	28,493
c592		628,660	720,102	388,238	526,068
c593		785,206	735,820	5,352,868	4,524,917
c594		121,272	104,656	346,532	342,687
c595		76,937	104,293	41,792	55,864
c598	6,801	15,555	18,095	15,818	
p323 L197	Costos de Administración	7,392,181	7,439,744	13,151,169	13,188,294
L198	Total Costos de ADM	140,023,501	164,714,037	104,001,720	102,961,191
p207 c365	Activos Líneas Aereas	56,680,399	58,977,790	15,153,347	15,766,810
c367	Activos Líneas Subterrán.	34,697,120	37,799,476	16,458,751	16,590,466
L66	Activos conducciones subt.	15,154,521	16,265,133	0	0
p401b	Demanda Pico [MW]	409	409	176	158
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	408	377	123	117
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	110,870,490	127,658,012	65,208,608	61,881,060
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	112,949,450	128,018,231	65,803,662	62,532,073
p320-321	Costos de Combustibles	0	7,621,714	998,597	2,039,212
p422-423	Activos LA 24-115kV	36,708,385	37,347,236	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	369,582	265,753	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Virginia		West Penn	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	5,925,905,704	6,204,499,243	1,334,530,604	1,382,160,037
p207 c370	Activos Comercialización	359,648,438	356,405,436	77,292,903	80,186,842
c373	Activos Alumbrado Público	269,617,289	280,503,201	24,049,844	26,173,539
L75	Planta de Distribución Total	6,892,641,251	7,215,618,010	1,403,640,745	1,456,182,359
p207 L104	Total act. planta en servicio	19,858,371,710	21,028,256,612	1,937,268,437	2,006,731,492
p207 L99	Activo total planta general	545,045,993	550,453,471	139,577,950	147,205,291
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	19,915,208,402	21,117,246,253	1,942,782,798	2,018,502,815
L5	Depreciación Acumulada	8,610,964,241	8,934,170,547	785,424,848	831,686,251
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	30,452,069	29,628,031	7,301,824	7,209,113
L4	Consumo Comercial [MWh]	28,420,468	28,449,988	5,014,354	4,943,367
L5	Consumo Industrial [MWh]	10,073,436	9,779,244	8,179,593	8,149,162
L6	Energía para AP [MWh]	286,979	281,556	52,083	52,022
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	10,659,224	10,525,411	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	79,892,176	78,664,230	20,547,854	20,353,664
L11	Ventas para reventa [MWh]	4,988,616	5,361,667	29,633	32,270
L12	Ventas totales de energía [MWh]	84,880,792	84,025,897	20,577,487	20,385,934
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	2,976,106	1,645,158	1,232,067	965,839
L26	Consumo propio [MWh]	172,500	152,189	33,665	33,737
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	88,029,398	85,823,244	21,843,219	21,385,510
p301 L14	N° de Clientes	2,362,324	2,386,213	711,055	713,406
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	225,047,654	235,067,179	35,572,374	37,353,565
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	13,133,111	14,652,445	853,593	860,197
c597		2,378,792	2,908,342	544,537	525,419
L164		64,521,674	66,031,784	24,578,721	24,826,468
p323 L171		2,277,019	14,055,300	4,300,334	4,284,362
L178		0	0	134,296	112,788
p322 c580	Costos OyM Distribución	10,255,955	12,848,590	2,249,579	1,991,000
c581		0	0	2,409,564	2,778,439
c582		2,132,638	2,654,299	177,848	283,860
c583		7,672,353	9,673,159	454,622	694,682
c584		6,343,865	6,112,410	1,213,736	1,238,788
c587		1,743,968	1,747,049	638,847	650,729
c588		17,212,101	17,463,225	3,134,947	2,992,490
c589		206,514	177,955	1,405	8,595
c590		3,985,665	8,249,660	3,053,419	2,707,872
c591		28,556	19,337	0	0
c592		7,497,712	7,606,639	4,029,232	3,348,706
c593		73,018,517	83,584,164	22,777,792	23,520,349
c594		17,436,807	18,444,105	2,088,776	3,133,192
c595		7,618,246	4,888,835	505,665	503,889
c598	770,194	57,791	0	0	
p323 L197	Costos de Administración	395,019,609	425,651,411	58,574,339	59,726,400
L198	Total Costos de ADM	4,275,366,624	4,613,332,191	1,007,207,235	1,054,981,867
p207 c365	Activos Líneas Aereas	820,394,673	882,666,460	257,394,179	263,888,320
c367	Activos Líneas Subterrán.	1,769,184,793	1,855,719,170	89,007,431	95,933,510
L66	Activos conducciones subt.	224,807,120	241,141,667	26,176,138	27,437,027
p401b	Demanda Pico [MW]	17,029	16,788	3,838	3,658
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	16,064	15,739	3,833	3,652
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	1,755,723,329	2,133,733,837	822,970,445	868,404,656
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	1,452,173,789	1,711,071,439	823,227,237	868,801,767
p320-321	Costos de Combustibles	1,449,497,227	1,536,658,467	0	0
p422-423	Activos LA 24-115kV	227,055,035	244,238,226	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	2,604,566	2,759,509	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	6,199,861	6,867,553	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Westar		Western MEC	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	930,266,365	989,592,228	487,581,211	505,373,801
p207 c370	Activos Comercialización	47,154,360	47,709,547	32,091,284	32,056,101
c373	Activos Alumbrado Público	27,005,765	28,584,048	14,530,326	13,153,967
L75	Planta de Distribución Total	840,282,292	884,997,507	545,296,502	565,016,065
p207 L104	Total act. planta en servicio	2,951,111,949	3,485,866,252	726,268,282	777,782,290
p207 L99	Activo total planta general	167,126,894	178,127,322	38,604,660	38,748,537
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	3,084,613,278	3,614,276,653	726,642,075	779,191,192
L5	Depreciación Acumulada	1,337,461,535	1,386,784,182	227,236,851	233,806,481
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	3,526,903	3,412,753	1,539,193	1,491,111
L4	Consumo Comercial [MWh]	4,438,435	4,359,299	1,589,278	1,547,360
L5	Consumo Industrial [MWh]	1,965,866	1,925,674	842,310	768,768
L6	Energía para AP [MWh]	55,826	55,470	25,201	21,533
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	9,987,030	9,753,196	3,995,982	3,828,772
L11	Ventas para reventa [MWh]	8,833,647	8,059,747	182,487	186,315
L12	Ventas totales de energía [MWh]	18,820,677	17,812,943	4,178,469	4,015,087
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	986,156	266,873	95,324	139,202
L26	Consumo propio [MWh]	14,665	14,254	0	0
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	19,821,498	18,094,070	4,273,793	4,154,289
p301 L14	N° de Clientes	362,571	364,788	206,429	205,479
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	21,620,601	22,641,015	15,016,447	15,482,580
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	3,620,352	2,907,849	1,784,578	1,803,746
c597		737,445	684,685	309,518	285,725
L164		10,995,438	12,431,231	12,827,633	15,295,030
p323 L171		866,965	2,442,998	11,867,588	11,933,375
L178		4,982	1,998	268	-1,610
p322 c580	Costos OyM Distribución	2,036,964	2,169,646	1,407,389	1,660,420
c581		1,297,628	1,373,699	825,867	835,538
c582		663,728	994,591	259,991	272,767
c583		2,975,116	3,072,041	926,362	343,387
c584		2,857,794	2,533,269	386,068	-1,137,781
c587		176,153	208,941	195,260	175,222
c588		2,553,029	3,662,893	383,974	451,547
c589		145,694	139,798	15,210	21,527
c590		767,091	785,739	1,818,496	2,034,842
c591		94,623	41,872	201,367	208,100
c592		1,747,711	1,922,262	908,898	770,715
c593		17,467,069	16,959,941	8,736,539	8,869,887
c594		1,191,298	1,357,497	2,125,944	3,315,755
c595	528,427	314,544	719,192	926,248	
c598	748,975	1,419,282	365,528	357,781	
p323 L197	Costos de Administración	72,396,409	74,106,631	35,767,733	30,302,553
L198	Total Costos de ADM	652,647,955	728,953,249	353,709,301	334,686,169
p207 c365	Activos Líneas Aereas	117,736,253	124,092,427	92,129,971	94,761,298
c367	Activos Líneas Subterrán.	69,759,407	74,385,812	109,129,732	114,540,396
L66	Activos conducciones subt.	28,987,217	29,969,499	49,406,702	51,860,824
p401b	Demanda Pico [MW]	2,662	2,430	789	781
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	1,476	1,348	755	746
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	128,985,369	144,278,846	236,177,166	237,238,566
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	170,020,767	158,597,183	236,219,092	237,242,663
p320-321	Costos de Combustibles	221,923,303	306,540,771	597,637	597,637
p422-423	Activos LA 24-115kV	149,232,047	167,207,908	35,541,103	38,333,002
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	1,865,466	1,865,466
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	800,643	1,131,945

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Wheeling		Wisconsin EPC	
		2007	2008	2007	2008
	Planta de Distribución corregida	98,429,336	105,334,636	2,475,737,444	2,584,985,450
p207 c370	Activos Comercialización	5,339,437	5,242,804	130,076,173	132,870,192
c373	Activos Alumbrado Público	1,722,718	1,709,088	20,433,922	21,159,733
L75	Planta de Distribución Total	100,771,272	108,338,774	3,144,981,288	3,273,123,370
p207 L104	Total act. planta en servicio	133,630,667	141,879,359	5,860,624,134	6,311,939,019
p207 L99	Activo total planta general	4,620,998	4,827,543	90,221,698	85,003,058
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	134,066,726	142,178,131	7,517,411,090	8,338,711,357
L5	Depreciación Acumulada	53,877,425	56,000,001	3,013,225,068	3,172,618,382
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	449,590	424,875	8,416,051	8,277,084
L4	Consumo Comercial [MWh]	447,311	433,874	9,185,399	9,023,733
L5	Consumo Industrial [MWh]	1,327,189	1,299,131	11,036,744	10,691,694
L6	Energía para AP [MWh]	6,075	5,800	162,383	161,447
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	2,230,165	2,163,680	28,800,577	28,153,958
L11	Ventas para reventa [MWh]	0	0	4,602,309	4,402,637
L12	Ventas totales de energía [MWh]	2,230,165	2,163,680	33,402,886	32,556,595
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	58,539	60,510	953,929	1,047,285
L26	Consumo propio [MWh]	0	0	71,410	68,522
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	2,288,704	2,224,190	34,428,225	33,672,402
p301 L14	N° de Clientes	41,332	41,334	1,105,500	1,111,820
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	3,310,392	3,543,975	90,619,748	94,236,597
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	132,411	54,762	4,991,904	4,923,854
c597		35,945	32,054	0	0
L164		2,027,052	1,968,482	38,456,029	93,665,872
p323 L171		298,039	262,398	40,300,524	52,135,860
L178		102	220	260,369	276,815
p322 c580	Costos OyM Distribución	225,188	251,536	1,971,989	2,129,255
c581		2,514	823	6,609,909	6,446,851
c582		86,286	87,267	1,861,334	2,263,911
c583		56,009	71,612	6,211,259	7,306,201
c584		93,952	33,705	2,799,763	3,410,839
c587		57,632	40,570	22,376	51,824
c588		740,680	1,040,574	9,072,611	11,137,359
c589		164,312	162,671	65,470	61,734
c590		30,833	36,076	120,284	119,443
c591		23,772	5,133	313,849	232,186
c592		393,369	206,520	5,286,544	7,162,724
c593		2,330,577	3,333,070	26,690,548	35,709,020
c594		245,068	229,512	4,984,188	8,198,623
c595		140,907	94,930	441,463	395,653
c598	33,921	70,098	47,198	-2,394	
p323 L197	Costos de Administración	2,431,420	2,298,059	163,813,267	175,066,393
L198	Total Costos de ADM	52,811,291	60,206,682	1,957,092,993	2,449,654,946
p207 c365	Activos Líneas Aereas	17,547,301	18,619,633	552,374,299	589,948,616
c367	Activos Líneas Subterrán.	6,990,645	8,230,952	955,763,808	979,445,882
L66	Activos conducciones subt.	4,716,077	4,871,736	159,642,599	167,450,652
p401b	Demanda Pico [MW]	399	326	5,965	5,698
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	399	326	5,168	4,953
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	42,439,350	49,213,522	447,917,030	702,595,302
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	42,440,084	49,218,270	457,266,795	710,303,636
p320-321	Costos de Combustibles	0	0	574,460,602	576,013,684
p422-423	Activos LA 24-115kV	4,682,097	4,857,475	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	22,524	6,338	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Wisconsin PLC		Wisconsin PSC	
		1,162,868,923	1,253,100,543	809,945,806	842,483,189
	Planta de Distribución corregida	1,129,240,002	1,216,155,279	793,260,927	825,756,921
p207 c370	Activos Comercialización	46,901,932	65,340,716	73,856,320	74,345,876
c373	Activos Alumbrado Público	13,539,158	14,013,981	12,086,173	12,295,351
L75	Planta de Distribución Total	1,297,384,610	1,400,881,597	876,685,325	909,388,261
p207 L104	Total act. planta en servicio	2,322,258,090	2,599,493,937	1,833,347,094	2,384,063,829
p207 L99	Activo total planta general	47,826,137	52,118,884	28,624,971	27,616,515
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	2,854,587,524	3,167,339,873	2,609,706,352	3,172,901,747
L5	Depreciación Acumulada	1,257,921,255	1,316,424,391	1,257,853,436	1,302,818,978
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	3,539,611	3,445,885	2,895,657	2,794,785
L4	Consumo Comercial [MWh]	2,306,073	2,269,942	4,007,093	3,962,153
L5	Consumo Industrial [MWh]	4,933,930	4,748,017	4,166,336	4,098,258
L6	Energía para AP [MWh]	39,929	40,932	32,557	33,242
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	0	0	0	0
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	32,839	24,633	3,879	3,567
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	10,852,382	10,529,409	11,105,522	10,892,005
L11	Ventas para reventa [MWh]	4,454,699	4,226,875	4,042,656	5,014,331
L12	Ventas totales de energía [MWh]	15,307,081	14,756,284	15,148,178	15,906,336
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	642,841	608,998	372,034	383,577
L26	Consumo propio [MWh]	8,573	7,892	28,805	51,601
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	15,958,495	15,373,174	15,549,017	16,341,514
p301 L14	N° de Clientes	450,470	453,957	430,425	433,712
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	36,834,258	37,461,486	26,970,303	27,789,753
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	862,685	-1,921,479	1,592,135	1,723,356
c597		4,166	2,858	248,705	290,560
L164		13,924,403	14,160,267	16,827,358	16,101,401
p323 L171		34,533,861	34,711,726	23,024,388	20,163,916
L178		0	0	51,840	122
p322 c580	Costos OyM Distribución	2,555,794	2,615,772	5,925,362	6,174,320
c581		3,943,223	1,120,933	941,872	532,322
c582		1,020,990	676,744	2,571,291	2,355,864
c583		-1,123,327	-773,807	2,298,752	2,343,499
c584		635,655	642,064	1,637,650	1,592,539
c587		0	93,359	0	28,643
c588		1,886,522	2,443,590	7,617,841	6,016,572
c589		483,488	682,455	389,772	390,086
c590		0	0	389,321	378,350
c591		126,221	57,827	0	0
c592		1,692,350	1,618,874	1,689,845	1,939,238
c593		12,536,546	13,374,737	16,911,448	16,490,275
c594		995,158	1,046,460	1,606,069	1,969,918
c595	87,604	101,062	329,790	324,855	
c598	-176,073	339,927	65,460	58,453	
p323 L197	Costos de Administración	69,346,256	67,135,771	79,290,982	81,819,212
L198	Total Costos de ADM	905,110,820	923,956,597	932,109,941	946,107,222
p207 c365	Activos Líneas Aereas	314,776,897	328,762,312	101,428,274	105,343,381
c367	Activos Líneas Subterrán.	197,150,010	220,690,385	105,223,712	105,479,905
L66	Activos conducciones subt.	27,042,801	25,611,372	6,008,819	6,028,548
p401b	Demanda Pico [MW]	2,816	2,583	2,239	2,352
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	2,030	1,873	1,657	1,631
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	449,792,693	451,191,350	436,285,837	410,630,064
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	451,834,402	452,328,461	439,021,278	414,828,915
p320-321	Costos de Combustibles	167,642,863	173,467,891	163,515,569	205,283,345
p422-423	Activos LA 24-115kV	0	0	0	0
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	0	0	0

Cuadro N° 2 Información general de las empresas seleccionadas (US \$) (cont.)

Ref. FERC FORM N° 1	Concepto	Black Hills Colorado	Entergy T
		2008	2008
	Planta de Distribución corregida	200,341,888	1,116,120,941
p207 c370	Activos Comercialización	10,134,803	57,739,294
c373	Activos Alumbrado Público	7,306,821	21,545,904
L75	Planta de Distribución Total	199,289,139	1,130,323,058
p207 L104	Total act. planta en servicio	300,279,198	2,901,906,515
p207 L99	Activo total planta general	21,076,552	128,185,443
p110 L2	Planta de la Empresa (Utility Plant)	556,091,679	2,912,971,633
L5	Depreciación Acumulada	171,913,158	1,069,417,885
p301 L2	Consumo Residencial [MWh]	284,294	5,244,889
L4	Consumo Comercial [MWh]	330,870	4,091,845
L5	Consumo Industrial [MWh]	235,218	5,948,393
L6	Energía para AP [MWh]	4,771	35,857
L7	Ventas a Autoridades [MWh]	14,969	212,503
L8+L9	Otras ventas de energía [MWh]	0	0
L10	Vta tot. consum. propios [MWh]	870,122	15,533,487
L11	Ventas para reventa [MWh]	230,335	3,857,954
L12	Ventas totales de energía [MWh]	1,100,457	19,391,441
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	60,659	950,221
L26	Consumo propio [MWh]	957	19,416
L25	E. suministrada sin costo [MWh]	0	0
L28	E. disponible para venta [MWh]	1,162,073	20,361,078
p301 L14	N° de Clientes	93,602	396,887
p336 L8	Amortiz. Anual Activos Distribución	2,716,486	27,901,163
p322 c586	Costos de OyM Comercialización	292,767	1,554,711
c597		2,987	205,008
L164		1,446,727	18,308,999
p323 L171		165,815	6,846,958
L178		1,192	1,037,732
p322 c580	Costos OyM Distribución	-130,200	5,616,584
c581		61,187	429,251
c582		11,974	417,854
c583		305,070	528,020
c584		161,347	802,093
c587		35,853	408,135
c588		635,113	1,492,509
c589		10,769	3,484,390
c590		22,647	1,266,361
c591		0	2,817
c592		298,599	589,346
c593		843,803	10,198,435
c594		83,488	1,116,751
c595	38,491	45,956	
c598	61,306	400,434	
p323 L197	Costos de Administración	9,540,938	65,915,626
L198	Total Costos de ADM	79,246,549	1,722,334,839
p207 c365	Activos Líneas Aereas	27,443,803	167,287,943
c367	Activos Líneas Subterrán.	16,584,538	102,506,210
L66	Activos conducciones subt.	9,054,458	47,246,250
p401b	Demanda Pico [MW]	388	3,159
	D. Máx. correg. s/ Vtas. p/Revta. [MW]	311	2,560
p321 c555	Compras de Energía [U\$S]	54,181,152	965,426,418
p321 L79	Gastos por compra energía [U\$S]	54,567,655	872,358,607
p320-321	Costos de Combustibles	5,536,318	676,029,446
p422-423	Activos LA 24-115kV	16,436,147	75,649,359
p422-423	Activos L. Sub. 24-115 kV	0	0
p422-423	Cost. O&M y Rent. Act. Lín. 24-115 kV	0	2,374,901

Para todas aquellas empresas que no informan datos de la depreciación de los activos de distribución en el último año, dado que este valor se utiliza para estimar la edad de los activos, ésta se ha supuesto igual a 15 años.

**Cuadro N° 3 - Índices de Precios al Consumidor e Industriales para EEUU
- Período 1960-2004**

Año	IPC	IPI	Promedio IPI e IPC
1960	29.6	17.8	19.9
1961	29.9	17.9	20.0
1962	30.2	18.1	20.2
1963	30.6	18.0	20.3
1964	31	17.8	20.3
1965	31.5	17.8	20.5
1966	32.4	17.7	20.7
1967	33.4	17.8	21.1
1968	34.8	17.9	21.6
1969	36.7	18.2	22.4
1970	38.8	18.9	23.5
1971	40.5	20.8	25.1
1972	41.8	22.0	26.3
1973	44.4	23.6	28.0
1974	49.3	30.6	33.7
1975	53.8	37.3	39.0
1976	56.9	40.3	41.7
1977	60.6	45.7	45.8
1978	65.2	49.7	49.6
1979	72.6	54.3	54.7
1980	82.4	65.4	63.9
1981	90.9	75.0	71.9
1982	96.5	84.1	78.5
1983	99.6	86.7	80.98
1984	103.9	91.1	84.79

Año	IPC	IPI	Promedio IPI e IPC
1985	107.6	94.8	88.02
1986	109.6	96.3	89.53
1987	113.6	94.1	90.14
1988	118.3	94.7	92.3
1989	124	97.7	95.98
1990	130.7	100.6	100
1991	136.2	107.7	105.63
1992	140.3	109	107.86
1993	144.5	109.8	109.87
1994	148.2	108.6	110.68
1995	152.4	110	112.96
1996	156.9	110.6	114.93
1997	160.5	110	115.94
1998	163	109.3	116.48
1999	166.6	108.4	117.28
2000	172.2	110.6	120.44
2001	177.1	118.7	126.57
2002	179.9	117.7	127.03
2003	184	122.6	131.13
2004	188.9	123.7	133.46
2005	195.3	131.3	139.82
2006	201.6	145.3	149.53
2007	207.342	151.7	154.95
2008	215.303	159.3	161.81
2009	214.569	159.26	161.51

Fuente de los datos:

IPI (PPI): Series Id: PCU22112222112243. Industry: Electric power distribution. Product: Industrial Electric Power. U.S. Department of Labor. Base data Dic 1990=100

IPC: id: CUUR0000SAO. U.S. Department of Labor. Bureau of Statistics. Not seasonally adjusted. U. S. City Avenge. All Items. Base data 1982-1984 = 100

Cuadro N° 4 - Empresas Comparadoras - Valores Económicos Expresados en Dólares Internacionales de 2009 (promedio años 2007-2008)

Año del dato	EMPRESA	AD	AC	OM	COM	ADM
Empresas con datos años 2007-2008	Alabama	7,507,587,040	346,041,342	221,939,050	165,431,325	126,227,565
	Alaska	107,098,080	6,619,152	1,655,580	1,396,005	2,422,122
	Allele	658,111,828	70,388,704	20,872,792	16,090,054	19,853,048
	Appalachian	3,306,569,821	145,878,399	109,781,821	53,049,183	45,364,031
	Arizona	5,327,719,269	286,633,090	101,798,982	105,712,347	53,125,934
	Atlantic	1,739,761,380	92,053,352	33,715,464	72,799,960	41,377,329
	Avista	1,321,296,180	51,982,951	23,471,544	29,127,104	26,101,336
	Baltimore	3,800,866,586	352,654,898	127,129,923	70,774,237	137,671,891
	Bangor	304,192,243	30,197,493	7,975,221	6,526,085	4,917,058
	Black Hills	331,579,815	13,927,584	4,765,149	3,810,932	4,985,877
	Carolina	5,100,054,806	279,714,641	107,343,482	62,692,266	64,716,533
	C. Hudson	902,393,970	47,111,466	38,442,692	32,226,474	55,875,249
	C. Illinois LP	1,085,851,754	37,712,172	26,291,655	14,583,539	25,780,548
	C. Illinois PSC	1,671,423,788	74,035,709	63,007,675	27,395,205	36,928,579
	C. Vermont	530,295,225	34,121,509	34,885,046	9,466,822	23,456,774
	Cleco	1,233,728,857	62,053,058	23,296,774	27,885,433	23,916,857
	Cleveland	2,050,629,557	138,747,769	54,081,711	40,847,371	18,880,206
	Columbus	1,867,676,398	112,977,815	61,986,053	56,344,172	20,829,718
	Commonwealth	14,080,448,773	571,216,602	374,310,708	258,808,309	261,611,670
	Connecticut	4,437,825,471	211,243,039	125,451,892	225,275,948	123,775,253
	Consolidated	11,273,974,721	559,345,115	441,349,975	248,500,492	388,236,230
	Consumers EC	6,030,417,524	273,751,968	146,107,430	100,230,032	85,301,755
	Chugach	298,748,309	20,349,766	12,376,509	5,891,961	8,890,521
	Delmarva	1,777,390,304	119,444,404	38,884,505	57,132,019	47,098,650
	Duke EC	11,061,357,849	504,095,863	167,522,926	108,456,778	133,845,785
	Duke EI	2,652,528,524	202,444,094	70,215,723	57,311,676	79,009,164
	Duke EK	425,975,623	23,262,429	8,645,264	8,314,665	6,823,736
	Duke EO	2,069,484,179	120,120,017	51,714,849	57,376,738	69,637,880
	Duquesne	2,234,669,949	175,093,943	25,150,661	32,737,832	85,977,262
	Edison	93,404,553	6,759,442	2,233,708	1,415,260	1,111,716
	El Paso	1,102,102,219	61,592,758	15,915,524	18,253,028	21,918,754
	Entergy A	3,184,414,133	194,440,815	81,685,781	53,831,650	47,599,496
	Entergy GSL	1,842,469,491	72,815,253	42,609,448	47,018,565	42,332,838
	Entergy L	2,823,199,926	159,553,809	44,782,342	50,291,992	47,907,425
	Entergy M	1,771,419,081	72,116,097	33,990,218	36,769,373	39,794,925
	Entergy NO	510,458,421	40,504,250	11,108,143	16,785,538	26,093,484
	Fitchburg	92,190,093	5,607,091	1,624,820	3,837,838	3,064,927
	Florida PLC	10,699,516,093	695,074,303	258,294,579	266,671,387	122,125,418
	Florida PC	4,973,519,035	181,120,211	136,301,389	136,432,054	139,008,336
	Georgia	8,236,641,063	528,568,169	198,177,287	281,253,082	148,602,727
Golden	52,185,266	4,284,529	1,807,803	1,054,310	6,289,145	
Granite	135,527,217	5,461,527	5,485,319	2,595,695	2,019,825	
Green Mountain	342,310,686	23,455,731	10,366,632	4,862,575	5,243,616	
Gulf	1,280,950,356	70,983,272	35,223,782	52,322,912	40,667,705	
Hawaii ELC	564,549,530	17,288,762	6,022,244	8,461,305	5,854,428	
Hawaiian EC	1,307,041,240	42,387,563	24,708,096	43,554,010	34,347,313	
Idaho	1,717,965,905	92,507,398	42,222,228	51,080,702	49,372,054	
Illinois	3,003,106,712	117,578,800	79,262,697	46,606,306	67,574,771	
Indiana	1,988,305,400	121,214,548	66,892,159	26,670,493	21,585,124	
Indianapolis	1,205,853,320	81,153,612	29,850,933	24,859,488	29,775,940	
Interstate	2,739,192,217	149,635,500	32,025,525	50,149,312	36,555,758	
Jersey	5,202,403,055	161,632,974	111,648,773	138,291,129	33,157,279	

Cuadro N° 4 - Empresas Comparadoras - Valores Económicos Expresados en Dólares Internacionales de 2009 (promedio años 2007-2008)

Año del dato	EMPRESA	AD	AC	OM	COM	ADM
Empresas con datos años 2007-2008	Kansas CPLC	2,050,921,800	148,490,817	39,820,661	22,331,490	39,800,020
	Kansas GEC	1,177,434,802	72,950,029	35,522,602	14,961,814	18,701,964
	KCP	1,391,512,773	60,004,139	31,347,393	20,737,572	40,012,140
	Kentucky PC	741,644,730	30,776,165	25,946,467	10,132,612	9,645,941
	Kentucky UC	1,703,857,333	102,344,554	36,205,594	34,096,138	29,508,475
	Kingsport	114,775,982	6,326,888	3,935,680	2,085,058	2,319,265
	Lockhart	29,175,672	2,611,760	567,462	419,043	586,575
	Louisville	938,023,649	51,160,570	25,575,895	18,842,020	16,146,101
	Madison	409,532,518	37,300,909	11,804,046	14,873,133	11,657,727
	Massachusetts	2,997,748,164	155,018,040	118,352,973	147,920,135	74,723,997
	MAUI	341,951,612	14,486,574	5,697,670	9,398,336	4,597,288
	MDU	272,447,119	22,712,931	10,349,024	5,464,532	6,777,830
	Metropolitan	2,490,277,037	101,525,908	45,352,011	49,432,411	3,530,310
	MidAmerican	3,095,216,331	150,913,698	104,458,889	76,342,761	39,716,877
	Midwest	299,345,697	15,602,436	6,253,965	3,403,727	4,021,735
	Mississippi	1,190,037,657	37,743,028	28,766,992	32,242,124	21,664,632
	Monongahela	1,789,702,061	94,234,127	34,698,176	13,687,954	26,285,411
	Mt. Carmel	27,081,327	1,664,547	717,019	352,693	1,703,637
	Nevada	2,517,653,450	123,954,747	21,317,373	52,332,507	53,874,121
	New York	2,931,791,701	176,323,243	87,591,604	91,445,072	69,994,774
	Niagara	5,853,457,219	158,052,098	238,055,111	191,414,335	230,897,241
	Northern IPSC	1,969,680,663	112,213,709	37,273,722	22,039,601	31,201,025
	Northern SPCM	4,043,262,906	160,686,838	103,919,411	134,405,912	53,576,352
	Northern SPCW	962,062,221	32,762,293	31,999,680	20,543,629	15,910,528
	NorthWestern C	1,514,006,914	84,161,592	40,493,111	21,174,366	27,548,261
	Northwestern WEC	45,499,430	1,947,328	1,428,039	890,940	1,206,241
	NSTAR	3,835,128,110	231,895,981	127,193,933	131,386,400	84,816,323
	Ohio EC	2,474,389,618	181,925,348	76,349,733	58,806,353	10,345,541
	Ohio PC	1,924,353,406	97,043,864	71,372,066	55,693,556	21,182,562
	Oklahoma	3,115,779,782	134,748,076	51,767,878	43,442,177	43,459,237
	Orange	668,978,440	36,448,142	31,371,529	27,772,189	41,188,883
	Otter	597,945,609	47,081,441	17,790,662	19,126,244	18,810,876
	Pacific	21,521,865,070	965,964,091	560,072,891	891,881,383	561,755,086
	Pacificorp	7,543,614,778	296,329,104	210,705,567	163,717,952	74,395,896
	PECO	5,075,073,150	275,981,345	160,180,575	216,015,188	79,162,828
	Pennsylvania EC	2,811,634,040	95,461,561	53,247,397	53,638,096	(*) 1.950.392
	Pennsylvania PC	560,458,883	42,719,995	14,964,333	13,408,086	(*) 4.076.458
	Pioneer	4,624,218	201,321	332,777	121,273	324,513
	Portland	2,680,290,282	87,700,632	64,499,679	69,517,616	58,971,534
	Potomac	4,572,597,705	329,605,974	87,046,187	74,479,080	89,083,597
PPL	5,266,126,282	424,088,997	142,872,697	93,360,506	78,733,089	
Public SCC	3,305,179,973	292,369,441	68,487,318	73,951,326	65,007,629	

**Cuadro N° 4 - Empresas Comparadoras - Valores Económicos
Expresados en Dólares Internacionales de 2009 (promedio años 2007-2008)**

Año del dato	EMPRESA	AD	AC	OM	COM	ADM
Empresas con datos años 2007-2008	Public SCNH	1,742,911,405	103,306,757	42,924,752	42,339,520	39,288,411
	Public SCNM	1,513,201,090	68,810,545	23,353,761	25,928,236	16,111,123
	Public SCO	1,812,960,655	91,535,440	78,209,146	29,725,176	27,760,258
	Public SEGC	6,508,610,688	297,913,136	142,617,576	333,387,631	194,911,709
	Puget	3,408,085,248	189,291,083	69,077,244	99,324,252	42,315,779
	Rockland	246,225,715	10,922,238	6,926,420	11,762,692	21,258,189
	Rochester	922,952,096	62,096,996	31,827,836	41,471,628	52,500,601
	San Diego	3,847,781,554	190,878,536	108,646,167	210,122,484	137,829,489
	Sierra	1,684,766,022	72,996,963	21,705,155	19,620,974	27,332,953
	South Carolina	2,907,289,644	201,719,479	47,641,786	50,544,110	47,370,063
	Southern California	14,194,121,042	830,503,196	348,283,302	764,677,274	554,424,364
	Southern Indiana	609,484,848	23,836,001	11,298,052	9,216,885	7,043,571
	Southwestern EPC	1,796,191,980	111,221,200	53,148,742	35,330,592	24,506,436
	Southwestern PSC	1,599,407,453	110,408,537	25,488,023	30,160,845	19,878,488
	Superior	32,675,218	3,552,307	1,030,973	1,331,179	2,261,061
	Tampa	1,759,618,532	93,083,011	45,268,171	49,488,149	41,343,276
	The Dayton	1,710,034,206	59,738,448	30,176,212	31,973,271	14,624,479
	The Detroit	6,475,395,260	315,124,880	238,726,935	226,824,983	181,721,852
	The Empire	837,118,014	26,502,442	19,037,358	13,830,584	16,631,207
	The Narrangasett	1,359,344,410	68,094,360	42,328,253	47,588,952	40,401,925
	The Potomac EC	1,758,076,268	90,304,941	35,712,880	15,613,342	12,504,711
	The United IC	857,262,348	40,227,158	29,636,058	77,718,946	56,148,426
	Toledo	940,671,679	52,721,990	23,433,474	20,583,929	7,025,593
	Tucson	1,335,593,562	61,075,351	16,503,616	23,539,427	10,352,204
	Union	4,777,227,971	159,235,953	158,020,794	73,283,089	103,344,709
	Unitil	211,280,524	16,404,229	3,193,151	5,987,080	3,446,485
	UNS	487,495,675	14,686,426	5,379,988	6,659,754	4,330,908
	Upper	182,063,753	8,998,835	10,195,530	4,784,263	8,031,679
	Virginia	8,018,410,782	529,466,153	174,148,933	91,515,191	114,096,786
	West Penn	2,069,796,393	129,508,258	44,060,727	31,083,959	35,304,900
Westar	1,448,838,819	77,654,315	36,735,064	17,650,612	21,088,377	
Western MEC	654,593,884	46,804,656	20,517,991	28,555,586	21,998,582	
Wheeling	137,883,920	7,714,439	5,241,178	2,452,978	2,190,588	
Wisconsin EPC	3,493,147,652	193,229,499	76,732,374	119,015,925	37,651,317	
Wisconsin PLC	1,778,116,459	87,253,996	24,796,252	49,072,588	22,623,621	
Wisconsin PSC	1,113,002,874	111,439,564	42,248,764	40,803,419	27,037,769	
Solo Año 2008	Black Hills Colorado	374,588,679	20,545,202	2,432,990	1,905,223	4,311,255
	Entergy T	1,601,847,307	89,091,125	29,096,617	27,890,972	34,774,242

(*) Los valores indicados corresponden al año 2007 pues los del 2008 son negativos

Nota: AD = Activos de Distribución
AC = Activos de Comercialización
OM = OyMD - Gastos de Operación y Mantenimiento de Distribución
COM = OyMC - Gastos de Operación y Mantenimiento de Comercialización
ADM = Gastos de Administración

Cuadro N° 5 - Empresas Comparadoras - Demanda, Energía, Pérdidas y Clientes (Promedios 2007-2008)

Año del dato	EMPRESA	Demanda Máxima [MW]	Clientes	Energía Facturada [MWh]	Pérdidas [MWh]	Pérdidas [%]
Empresas con datos años 2007 y 2008	Alabama	9,149	1,430,307	59,600,597	3,547,754	5.95%
	Alaska	65	15,892	349,348	18,589	5.34%
	Allete	1,274	141,153	9,486,848	399,938	4.21%
	Appalachian	5,116	954,881	37,054,580	3,011,088	8.13%
	Arizona	6,378	1,094,172	31,161,384	2,115,306	6.79%
	Atlantic	1,990	543,569	10,881,874	716,865	6.58%
	Avista	1,331	349,725	9,608,650	620,624	6.46%
	Baltimore	7,062	1,225,233	34,692,339	2,131,233	6.15%
	Bangor	240	133,774	1,702,796	130,520	7.66%
	Black Hills	245	65,577	1,765,814	78,519	4.45%
	Carolina	8,953	1,435,617	46,540,839	2,312,988	4.97%
	C. Hudson	1,146	290,734	4,403,227	154,563	3.51%
	C. Illinois LP	943	212,261	6,626,762	173,851	2.62%
	C. Illinois PSC	1,909	390,228	12,891,495	297,223	2.31%
	C. Vermont	327	158,310	2,438,259	140,297	5.75%
	Cleco	1,826	274,289	9,689,173	554,890	5.73%
	Cleveland	4,086	757,064	18,114,606	803,794	4.43%
	Columbus	3,245	746,208	23,450,869	1,343,740	5.73%
	Commonwealth	21,293	3,796,759	98,368,596	5,116,818	5.19%
	Connecticut	4,548	1,202,244	25,252,035	1,663,672	6.60%
	Consolidated	10,818	3,248,770	48,174,255	1,237,505	2.57%
	Consumers EC	7,515	1,800,811	39,228,454	2,921,744	7.45%
	Chugach	227	78,445	1,364,348	153,491	11.24%
	Delmarva	4,073	506,371	14,258,631	848,904	5.92%
	Duke EC	15,703	2,347,383	83,556,446	5,261,400	6.30%
	Duke EI	4,746	775,327	30,241,897	1,058,044	3.49%
	Duke EK	784	134,294	4,307,565	215,039	4.99%
	Duke EO	2,972	687,290	22,132,498	659,560	2.98%
	Duquesne	2,852	586,470	14,841,506	823,209	5.55%
	Edison	114	22,696	719,913	44,062	6.12%
	El Paso	1,071	357,647	7,632,684	589,167	7.72%
	Entergy A	4,786	687,250	23,120,357	1,855,276	8.01%
	Entergy GSL	4,556	566,365	28,234,725	1,638,927	5.55%
	Entergy L	4,905	656,635	29,762,011	1,695,944	5.70%
	Entergy M	3,029	432,898	14,495,968	1,125,204	7.76%
	Entergy NO	715	132,240	4,739,029	341,409	7.21%
	Fitchburg	74	28,382	491,306	16,285	3.26%
	Florida PLC	20,943	4,503,170	111,784,950	7,492,732	6.70%
	Florida PC	8,894	1,635,693	41,533,267	2,469,170	5.94%
	Georgia	15,168	2,335,822	90,399,595	5,102,664	5.65%
Golden	35	23,223	155,817	16,918	10.82%	
Granite	91	40,910	675,135	24,850	3.66%	
Green Mountain	311	93,847	2,056,576	87,772	4.27%	
Gulf	1,906	428,484	12,248,751	682,434	5.57%	

Cuadro N° 5 - Empresas Comparadoras - Demanda, Energía, Pérdidas y Clientes (Promedios 2007-2008)

Año del dato	EMPRESA	Demanda Máxima [MW]	Clientes	Energía Facturada [MWh]	Pérdidas [MWh]	Pérdidas [%]
Empresas con datos años 2007 y 2008	Hawaii ELC	201	78,660	1,251,732	95,617	7.64%
	Hawaiian EC	1,224	294,087	8,019,882	386,687	4.82%
	Idaho	2,784	480,815	15,848,864	1,306,095	8.24%
	Illinois	2,599	620,033	18,895,133	518,778	2.75%
	Indiana	2,835	582,431	21,110,989	1,863,457	8.83%
	Indianapolis	2,744	468,435	15,753,674	562,994	3.57%
	Interstate	2,634	527,358	16,405,598	415,482	2.51%
	Jersey	5,077	1,087,612	19,609,836	1,584,826	8.02%
	Kansas CPLC	2,689	507,933	16,346,255	898,279	5.49%
	Kansas GEC	2,072	311,837	12,470,048	2,416,009	19.29%
	KCP	2,088	436,843	10,481,504	719,755	6.84%
	Kentucky PC	1,066	175,768	7,823,796	645,592	8.25%
	Kentucky UC	3,662	535,025	20,815,696	1,394,825	6.70%
	Kingsport	441	47,293	2,260,002	38,932	1.73%
	Lockhart	47	6,366	226,616	17,530	7.74%
	Louisville	1,896	400,721	13,117,064	607,092	4.63%
	Madison	611	138,508	3,445,642	99,450	2.89%
	Massachusetts	1,765	1,185,542	13,140,795	762,201	5.80%
	MAUI	180	66,252	1,336,712	75,159	5.62%
	MDU	469	120,503	2,807,812	175,261	6.19%
	Metropolitan	2,611	545,737	15,187,816	886,058	5.83%
	MidAmerican	3,024	718,526	22,520,126	1,523,847	6.77%
	Midwest	297	48,043	1,390,886	151,277	10.87%
	Mississippi	1,528	184,688	9,854,889	548,436	5.57%
	Monongahela	1,801	379,879	11,645,987	875,937	7.52%
	Mt. Carmel	28	5,556	124,574	9,361	7.65%
	Nevada	5,404	821,654	22,447,506	674,033	2.97%
	New York	2,747	872,692	16,061,615	642,295	3.99%
	Niagara	6,312	1,411,142	21,524,274	1,031,553	4.81%
	Northern IPSC	3,018	455,393	17,812,848	1,008,264	5.65%
	Northern SPCM	5,737	1,336,028	37,505,283	1,037,657	2.77%
	Northern SPCW	1,262	257,734	7,136,439	760,831	10.66%
	NorthWestern C	1,732	388,387	7,636,541	341,026	4.47%
	Northwestern WEC	35	13,184	188,781	16,836	8.92%
	NSTAR	4,026	1,140,864	22,843,174	1,161,972	5.08%
	Ohio EC	5,139	1,040,591	22,223,718	983,869	4.43%
	Ohio PC	4,152	711,521	30,915,215	3,114,555	10.07%
	Oklahoma	5,870	763,280	27,114,830	1,808,789	6.67%
	Orange	1,400	221,899	4,277,349	121,159	2.83%
	Otter	575	129,228	4,280,092	84,788	1.98%
	Pacific	19,931	5,234,858	91,866,222	4,575,005	4.98%
	Pacificorp	7,971	1,694,873	58,518,955	4,501,269	7.69%
PECO	8,576	1,561,296	41,829,631	2,103,373	5.03%	

Cuadro N° 5 - Empresas Comparadoras - Demanda, Energía, Pérdidas y Clientes (Promedios 2007-2008)

Año del dato	EMPRESA	Demanda Máxima [MW]	Clientes	Energía Facturada [MWh]	Pérdidas [MWh]	Pérdidas [%]
Empresas con datos años 2007-2008	Pennsylvania EC	2,400	588,961	14,862,438	963,382	6.48%
	Pennsylvania PC	1,071	159,168	2,517,644	137,156	5.51%
	Pioneer	4	2,142	19,770	2,284	11.55%
	Portland	2,725	806,008	18,670,193	1,126,585	6.03%
	Potomac	6,047	759,403	28,832,862	1,597,546	5.53%
	PPL	7,268	1,388,802	41,020,276	2,788,882	6.80%
	Public SCC	5,083	1,356,917	29,874,738	1,651,838	5.53%
	Public SCNH	1,543	491,998	8,456,637	427,915	5.06%
	Public SCNM	1,314	492,347	9,784,614	490,267	5.01%
	Public SCO	3,819	524,113	19,129,937	1,276,145	6.67%
	Public SEGC	9,524	2,104,815	46,173,815	1,931,839	4.18%
	Puget	4,052	1,056,183	23,376,822	1,530,469	6.55%
	Rockland	430	72,292	1,786,248	94,535	5.29%
	Rochester	1,122	360,340	7,550,500	167,909	2.24%
	San Diego	4,101	1,358,992	12,045,243	813,995	6.68%
	Sierra	1,574	364,750	9,114,568	379,559	4.09%
	South Carolina	4,380	640,062	23,212,537	1,018,413	4.39%
	Southern California	20,464	4,848,737	94,253,839	4,819,350	5.11%
	Southern Indiana	997	146,409	5,750,625	323,454	5.62%
	Southwestern EPC	3,508	467,043	18,080,977	790,363	4.37%
	Southwestern PSC	3,117	395,805	19,061,654	1,320,147	6.91%
	Superior	107	14,591	685,056	17,679	2.58%
	Tampa	4,012	666,810	20,215,824	918,104	4.54%
	The Dayton	2,689	514,669	16,186,535	1,090,370	6.73%
	The Detroit	9,971	2,156,896	51,971,501	3,200,253	6.16%
	The Empire	987	167,083	5,146,220	368,288	7.16%
	The Narrangasett	910	478,154	6,773,400	30,371	0.45%
	The Potomac EC	2,796	477,623	14,153,381	795,990	5.62%
	The United IC	1,201	323,826	6,028,712	186,490	3.10%
	Toledo	1,678	313,030	9,437,207	269,859	2.86%
	Tucson	1,675	396,854	10,466,948	888,016	8.48%
	Union	6,588	1,187,960	40,300,211	1,896,172	4.71%
	Unitil	274	75,695	1,285,070	42,916	3.32%
	UNS	393	89,731	1,786,291	111,846	6.26%
	Upper	120	51,874	892,042	33,414	3.71%
	Virginia	15,902	2,374,269	81,751,180	2,310,632	2.81%
	West Penn	3,743	712,231	21,583,413	1,098,953	5.09%
	Westar	1,412	363,680	10,511,087	626,515	5.82%
	Western MEC	751	205,954	4,029,640	117,263	2.92%
	Wheeling	363	41,333	2,256,447	59,525	2.64%
Wisconsin EPC	5,060	1,108,660	29,547,841	1,000,607	3.39%	
Wisconsin PLC	1,951	452,214	11,325,048	625,920	5.53%	
Wisconsin PSC	1,644	432,069	11,416,772	377,806	3.31%	

Cuadro N° 5 - Empresas Comparadoras - Demanda, Energía, Pérdidas y Clientes (Promedios 2007-2008)

Año del dato	EMPRESA	Demanda Máxima [MW]	Clientes	Energía Facturada [MWh]	Pérdidas [MWh]	Pérdidas [%]
Solo año 2008	Black Hills Colorado	311	93,602	931,738	60,659	6.51%
	Entergy T	2,560	396,887	16,503,124	950,221	5.76%

**CUADRO N° 6- EMPRESAS COMPARADORAS -
EFICIENCIAS**

DMUS	Empresa	BCC
DMU1	Alabama Power Company	0.7180
DMU2	Alaska Electric Light And Power Company	0.5880
DMU3	Allele, Inc.	0.9570
DMU4	Appalachian Power Company	0.9540
DMU5	Arizona Public Service Company	0.6800
DMU6	Atlantic City Electric Company	0.8090
DMU7	Avista Corporation	0.7050
DMU8	Baltimore Gas And Electric Company	0.8520
DMU9	Bangor Hydro-Electric Company	1.0000
DMU10	Black Hills Power, Inc.	0.6600
DMU11	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, LP	1.0000
DMU12	Carolina Power & Light Company	0.9390
DMU13	Central Hudson Gas & Electric Corporation	0.8470
DMU14	Central Illinois Light Company	0.8390
DMU15	Central Illinois Public Service Company	1.0000
DMU16	Central Vermont Public Service Corporation	0.8470
DMU17	Cleco Power Llc	0.6520
DMU18	Cleveland Electric Illuminating Company, The	0.9570
DMU19	Columbus Southern Power Company	1.0000
DMU20	Commonwealth Edison Company	1.0000
DMU21	Connecticut Light And Power Company, The	0.6890
DMU22	Consolidated Edison Company Of New York, Inc.	1.0000
DMU23	Consumers Energy Company	0.8650
DMU24	Chugach Electric Association, Inc.	0.6100
DMU25	Delmarva Power & Light Company	0.7170
DMU26	Duke Energy Carolinas, LLC	1.0000
DMU27	Duke Energy Indiana, Inc.	0.9780
DMU28	Duke Energy Kentucky, Inc.	0.8550
DMU29	Duke Energy Ohio, Inc.	1.0000
DMU30	Duquesne Light Company	0.9430
DMU31	Edison Sault Electric Company	0.7990
DMU32	El Paso Electric Company	0.9520
DMU33	Entergy Arkansas, Inc.	0.5990
DMU34	Entergy Gulf States Louisiana, L.L.C.	1.0000
DMU35	Entergy Louisiana, Llc	1.0000
DMU36	Entergy Mississippi, Inc.	0.6730
DMU37	Entergy New Orleans, Inc.	0.6710
DMU38	Entergy Texas, Inc.	0.8850
DMU39	Fitchburg Gas And Electric Light Company	0.9460
DMU40	Florida Power & Light Company	1.0000
DMU41	Florida Power Corporation	0.8530
DMU42	Georgia Power Company	1.0000
DMU43	Golden State Water Company	1.0000
DMU44	Granite State Electric Company	0.9870
DMU45	Green Mountain Power Corporation	0.8110
DMU46	Gulf Power Company	0.8010
DMU47	Hawaii Electric Light Company, Inc.	0.5510

**CUADRO N° 6- EMPRESAS COMPARADORAS -
EFICIENCIAS**

DMUS	Empresa	BCC
DMU48	Hawaiian Electric Company, Inc.	0.6310
DMU49	Idaho Power Company	0.6950
DMU50	Illinois Power Company	0.8640
DMU51	Indiana Michigan Power Company	1.0000
DMU52	Indianapolis Power & Light Company	1.0000
DMU53	Interstate Power And Light Company	1.0000
DMU54	Jersey Central Power & Light Company	0.6570
DMU55	Kansas City Power & Light Company	0.8600
DMU56	Kansas Gas And Electric Company	0.9390
DMU57	KCP&L Greater Missouri Operations Company	0.8950
DMU58	Kentucky Power Company	0.9020
DMU59	Kentucky Utilities Company	0.9550
DMU60	Kingsport Power Company	1.0000
DMU61	Lockhart Power Company	1.0000
DMU62	Louisville Gas And Electric Company	1.0000
DMU63	Madison Gas And Electric Company	0.8580
DMU64	Massachusetts Electric Company	1.0000
DMU65	Maui Electric Company, Limited	0.5890
DMU66	Mdu Resources Group, Inc.	1.0000
DMU67	Metropolitan Edison Company	1.0000
DMU68	Midamerican Energy Company	0.6350
DMU69	Midwest Energy Inc.	0.5060
DMU70	Mississippi Power Company	0.6510
DMU71	Monongahela Power Company	0.9310
DMU72	Mt. Carmel Public Utility Co	0.6970
DMU73	Nevada Power Company, d/b/a NV Energy	1.0000
DMU74	New York State Electric & Gas Corporation	0.8180
DMU75	Niagara Mohawk Power Corporation	0.7310
DMU76	Northern Indiana Public Service Company	0.9460
DMU77	Northern States Power Company (Minnesota)	1.0000
DMU78	Northern States Power Company (Wisconsin)	0.6400
DMU79	Northwestern Corporation	0.8610
DMU80	Northwestern Wisconsin Electric Company	0.7140
DMU81	Nstar Electric Company	0.7760
DMU82	Ohio Edison Company	1.0000
DMU83	Ohio Power Company	1.0000
DMU84	Oklahoma Gas And Electric Company	0.9020
DMU85	Orange And Rockland Utilities, Inc.	0.8590
DMU86	Otter Tail Corporation	0.7990
DMU87	Pacific Gas And Electric Company	1.0000
DMU88	Pacificorp	0.7880
DMU89	Peco Energy Company	0.8370
DMU90	Pennsylvania Electric Company	1.0000
DMU91	Pennsylvania Power Company	0.9290
DMU92	Pioneer Power And Light Company	1.0000
DMU93	Portland General Electric Company	0.7660
DMU94	Potomac Electric Power Company	0.5860
DMU95	PPL Electric Utilities Corporation	0.7220
DMU96	Public Service Company Of Colorado	1.0000

**CUADRO N° 6- EMPRESAS COMPARADORAS -
EFICIENCIAS**

DMUS	Empresa	BCC
DMU97	Public Service Company Of New Hampshire	0.7700
DMU98	Public Service Company Of New Mexico	1.0000
DMU99	Public Service Company Of Oklahoma	0.8600
DMU100	Public Service Electric And Gas Company	0.9870
DMU101	Puget Sound Energy, Inc.	0.8120
DMU102	Rockland Electric Company	0.7080
DMU103	Rochester Gas And Electric Corporation	1.0000
DMU104	San Diego Gas & Electric Company	1.0000
DMU105	Sierra Pacific Power Company, d/b/a NV Energy	0.8150
DMU106	South Carolina Electric & Gas Company	0.7960
DMU107	Southern California Edison Company	1.0000
DMU108	Southern Indiana Gas And Electric Company	0.8660
DMU109	Southwestern Electric Power Company	0.8680
DMU110	Southwestern Public Service Company	1.0000
DMU111	Superior Water, Light And Power Company	1.0000
DMU112	Tampa Electric Company	0.9620
DMU113	The Dayton Power And Light Company	1.0000
DMU114	The Detroit Edison Company	0.8620
DMU115	The Empire District Electric Company	0.5400
DMU116	The Narragansett Electric Company	1.0000
DMU117	The Potomac Edison Company	1.0000
DMU118	The United Illuminating Company	0.9710
DMU119	Toledo Edison Company, The	1.0000
DMU120	Tucson Electric Power Company	1.0000
DMU121	Union Electric Company	0.7830
DMU122	Unitil Energy Systems, Inc.	1.0000
DMU123	Uns Electric, Inc.	0.7680
DMU124	Upper Peninsula Power Company	0.7390
DMU125	Virginia Electric And Power Company	1.0000
DMU126	West Penn Power Company	1.0000
DMU127	Westar Energy, Inc.	0.7880
DMU128	Western Massachusetts Electric Company	0.8140
DMU129	Wheeling Power Company	1.0000
DMU130	Wisconsin Electric Power Company	0.9810
DMU131	Wisconsin Power And Light Company	0.8060
DMU132	Wisconsin Public Service Corporation	0.9730

Cuadro N° 7 - Empresas Comparadoras Seleccionadas

	Empresa		Empresa		Empresa
1	Allete, Inc.	43	Kingsport Power Company	85	Tucson Electric Power Company
2	Appalachian Power Company	44	Lockhart Power Company	86	Unitil Energy Systems, Inc.
3	Atlantic City Electric Company	45	Louisville Gas And Electric Company	87	Virginia Electric And Power Company
4	Baltimore Gas and Electric Company	46	Madison Gas and Electric Company	88	West Penn Power Company
5	Bangor Hydro-Electric Company	47	Massachusetts Electric Company	89	Western Massachusetts Electric Company
6	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, LP	48	MDU Resources Group, Inc.	90	Wheeling Power Company
7	Carolina Power & Light Company	49	Metropolitan Edison Company	91	Wisconsin Electric Power Company
8	Central Hudson Gas & Electric Corporation	50	Monongahela Power Company	92	Wisconsin Power and Light Company
9	Central Illinois Light Company	51	Nevada Power Company, d/b/a NV Energy	93	Wisconsin Public Service Corporation
10	Central Illinois Public Service Company	52	New York State Electric & Gas Corporation		
11	Central Vermont Public Service Corporation	53	Northern Indiana Public Service Company		
12	Cleveland Electric Illuminating Company, The	54	Northern States Power Company (Minnesota)		
13	Columbus Southern Power Company	55	NorthWestern Corporation		
14	Commonwealth Edison Company	56	Ohio Edison Company		
15	Consolidated Edison Company Of New York, Inc.	57	Ohio Power Company		
16	Consumers Energy Company	58	Oklahoma Gas And Electric Company		
17	Duke Energy Carolinas, LLC	59	Orange and Rockland Utilities, Inc.		
18	Duke Energy Indiana, Inc.	60	Pacific Gas And Electric Company		
19	Duke Energy Kentucky, Inc.	61	PECO Energy Company		
20	Duke Energy Ohio, Inc.	62	Pennsylvania Electric Company		
21	Duquesne Light Company	63	Pennsylvania Power Company		
22	El Paso Electric Company	64	Pioneer Power and Light Company		
23	Entergy Gulf States Louisiana, L.L.C.	65	Public Service Company of Colorado		
24	Entergy Louisiana, LLC	66	Public Service Company of New Mexico		
25	Entergy Texas, Inc.	67	Public Service Company of Oklahoma		
26	Fitchburg Gas And Electric Light Company	68	Public Service Electric and Gas Company		
27	Florida Power & Light Company	69	Puget Sound Energy, Inc.		
28	Florida Power Corporation	70	Rochester Gas and Electric Corporation		
29	Georgia Power Company	71	San Diego Gas & Electric Company		
30	Golden State Water Company	72	Sierra Pacific Power Company, d/b/a NV E		
31	Granite State Electric Company	73	Southern California Edison Company		
32	Green Mountain Power Corporation	74	Southern Indiana Gas and Electric Company		
33	Gulf Power Company	75	Southwestern Electric Power Company		
34	Illinois Power Company	76	Southwestern Public Service Company		
35	Indiana Michigan Power Company	77	Superior Water, Light and Power Company		
36	Indianapolis Power & Light Company	78	Tampa Electric Company		
37	Interstate Power and Light Company	79	The Dayton Power and Light Company		
38	Kansas City Power & Light Company	80	The Detroit Edison Company		
39	Kansas Gas And Electric Company	81	The Narragansett Electric Company		
40	KCP&L Greater Missouri Operations Company	82	The Potomac Edison Company		
41	Kentucky Power Company	83	The United Illuminating Company		
42	Kentucky Utilities Company	84	Toledo Edison Company, The		

Cuadro N° 8 - Empresas Comparadoras Seleccionadas – Pérdidas

	Empresa
1	Appalachian Power Company
2	Atlantic City Electric Power
3	Bangor Hydro-Electric Company
4	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, Q
5	Consumers Energy Company
6	El Paso Electric Company
7	Florida Power & Light Company
8	Golden State Water Company
9	Indiana Michigan Power Company
10	Kansas Gas and Electric Company
11	KCP&L Greater Missouri Operations Company
12	Kentucky Power Company
13	Kentucky Utilities Company
14	Lockhart Power Company
15	Monongahela Power Company
16	Ohio Power Company
17	Oklahoma Gas and Electric Company
18	Pioneer Power and Light Company
19	Public Service Company of Oklahoma
20	Puget Sound Energy, Inc.
21	San Diego Gas & Electric Company
22	Southwestern Public Service Company
23	The Dayton Power and Light Company
24	Tucson Electric Power Company

Cuadro N° 9 - Valores de Indicadores varios para traslación de datos entre países y dentro del mismo país

País	Indicador	Años				Unidades	Fuente de datos
		2006	2007	2008	2009		
Panamá	PBIpc	17,137.0	19,793.7	23,183.9	25,051.0	Millones de Balboas a precios corrientes	1 (2006, 2007, 2008) 2 (2009)
	PBIcf	15,525.3	18,166.7	21,319.2	22,996.8	Millones de Balboas a precios corrientes	2 (2006) 1 (2007, 2008)
	PPA	0.567	0.563	0.598	0.624	Balboas por Dólar	2
	Remuneración Asalariados	5,675.5	6,405.5	6,951.8	7,014.3	Millones de Balboas a precios corrientes	1 (2006, 2007, 2008)
	Tasa de cambio a mitad de año	1.00	1.00	1.00	1.00	Balboas por Dólar	3
EEUU	PBIpc	13,178,350	14,077,600	14,441,400	14,258,700	Millones de Dólares a precios corrientes	2 (2006) 4 (2007, 2008, 2009)
	PBIcf	12,449,877	13,234,300	13,488,600	13,227,700	Millones de Dólares a precios corrientes	4
	PPA	1.00	1.00	1.00	1.00		2
	Remuneración Asalariados	7,498,400	7,856,500	8,037,400	7,841,300	Millones de Dólares a precios corrientes	4 (2007, 2008, 2009) 5 (2006)

Referencias:

PBIpc - Producto Bruto Interno a precios corrientes

PBIcf- Producto Bruto Interno a costo de factores

IPM- Índice de Precios Mayoristas - Nivel general

PPA- Paridad del Poder Adquisitivo

Fuente de Datos:

1 - República de Panamá. Contraloría General de la República. Instituto Nacional de Estadísticas y Censos. Publicación: Avances de las cifras anuales de las cuentas nacionales. Años 2006-2008.

2 - WEO Data base de Abril 2009

3 - Anuario Estadístico CEPAL 2008. Estadísticas económicas. Cuentas Nacionales de América Latina y el Caribe por país en moneda nacional. (Tabla 2.1.2.74).

4 - US Department of Commerce. Bureau of Economic Analysis. BEA 10-02 Table 9: Relations of Gross Domestic Product, Gross National Product and National Income.

5 - US Department of Commerce. Bureau of Economic Analysis. Table 1.12 Income by type of income, carpet 11200

Nota: Los valores sombreados en Panamá, año 2009 se han estimado.

3. INDICADORES ESTADISTICOS ASOCIADOS CON LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA

Activos de Distribución - AD										
Model Summary(c)										
Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Change Statistics					Durbin-Watson
					R Square Change	F Change	df1	df2	Sig. F Change	
1	0.990	0.980	0.980	0.20034	0.980	2200.140	2	90	0.000	2.08
1 Predictors: (Constant), ln(Clientes), ln(Demanda Máxima [MW])										

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	8.990	0.379		23.726	0.000
	ln(Clientes)	0.821	0.059	0.798	13.988	0.000
	ln(Demanda Máxima [MW])	0.188	0.054	0.197	3.458	0.001
1 Dependent Variable: ln(AD [Dólares internacionales])						

ANOVA(c)						
Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	regresión	176.619	2	88.309	2200.140	0.000
	Residual	3.612	90	0.040		
	Total	180.231	92			
Predictors: (Constant), ln(Clientes), ln(Demanda Máxima [MW])						
Dependent Variable: ln(AD [Dólares internacionales])						

Activos de Comercialización - AC										
Model Summary(b)										
Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Change Statistics					Durbin-Watson
					R Square Change	F Change	df1	Df2	Sig. F Change	
1	0.979	0.959	0.959	0.27252	0.959	2148.035	1	91	0.000	2.19
a Predictors: (Constant), ln(Clientes)										
b Dependent Variable: ln(AC[Dólares internacionales])										

Coefficients(a)						
Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	5.637	0.272		20.708	0.000
	ln(Clientes)	0.968	0.021	0.979	46.347	0.000
a Dependent Variable: ln(AC[Dólares internacionales])						

ANOVA(b)						
Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regresión	159.524	1	159.524	2148.035	0.000
	Residual	6.758	91	0.074		
	Total	166.282	92			
a Predictors: (Constant), ln(Clientes)						
b Dependent Variable: ln(AC[Dólares internacionales])						

Costos de Administración - ADM

Model Summary(b)

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Change Statistics					Durbin-Watson
					R Square Change	F Change	df1	Df2	Sig. F Change	
1	0.880	0.774	0.771	0.66647	0.774	311.435	1	91	0.000	1.78

a Predictors: (Constant), ln(Clientes)

b Dependent Variable: ln(ADM[Dólares internacionales])

Coefficients(a)

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	5.388	0.666		8.093	0.000
	ln(Clientes)	0.902	0.051	0.880	17.648	0.000

a Dependent Variable: ln(ADM[Dólares internacionales])

ANOVA(b)

Model	Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.	
1	Regresión	138.333	1	138.333	311.435	0.000
	Residual	40.420	91	0.444		
	Total	178.753	92			

a Predictors: (Constant), ln(Clientes)

b Dependent Variable: ln(ADM[Dólares internacionales])

Costos de Comercialización - COM										
Model Summary(b)										
Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Change Statistics					Durbin-Watson
					R Square Change	F Change	df1	df2	Sig. F Change	
1	0.961	0.924	0.924	0.41416	0.924	1111.745	1	91	0.000	2.02
a Predictors: (Constant), ln(Clientes)										
b Dependent Variable: ln(OYMC[Dólares internacionales])										

Coefficients(a)						
		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
Model		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	3.519	0.414		8.505	0.000
	ln(Clientes)	1.059	0.032	0.961	33.343	0.000
a Dependent Variable: ln(OYMC[Dólares internacionales])						

ANOVA(b)						
Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regresión	190.699	1	190.699	1111.745	0.000
	Residual	15.609	91	0.172		
	Total	206.308	92			
a Predictors: (Constant), ln(Clientes)						
b Dependent Variable: ln(OYMC[Dólares internacionales])						

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución - OM

Model Summary(c)										
Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of Estimate	Change Statistics					Durbin-Watson
					R Square Change	F Change	df1	df2	Sig. F Change	
1	0.964	0.930	0.929	0.36564	0.930	599.124	2	90	0.000	1.61
b Predictors: (Constant), ln(Demanda Máxima [MW]), ln(Demanda máxima[MW]/Clientes)					c Dependent Variable: ln(OYMD[Dólares internacionales])					

ANOVA(c)						
Model	Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.	
1	Regression	160.199	2	80.100	599.124	0.000
	Residual	12.033	90	0.134		
	Total	172.232	92			
a Predictors: (Constant), ln(Demanda Máxima [MW])			b Predictors: (Constant), ln(Demanda Máxima [MW]), ln(Demanda máxima[MW]/Clientes)			
c Dependent Variable: ln(OYMD[Dólares internacionales])						

Coefficients(a)						
Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	4.808	0.692		6.953	0.000
	ln(Demanda Máxima [MW])	0.970	0.028	1.041	34.232	0.000
	ln(Demanda máxima[MW]/Clientes)	-0.967	0.107	-0.274	-9.020	0.000
a Dependent Variable: ln(OYMD[Dólares internacionales])						

Pérdidas Eficientes - EP

Model Summary(b)

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Change Statistics					Durbin-Watson
					R Square Change	F Change	df1	df2	Sig. F Change	
1	0.992	0.985	0.984	0.24207	0.985	1446.714	1	22	0.000	1.91

a Predictors: (Constant), ln(Energía Facturada[MWh])

b Dependent Variable: ln(Pérdidas [MWh])

Coefficients(a)

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	-1.892	0.402		-4.701	0.000
	ln(Energía Facturada[MWh])	0.959	0.025	0.992	38.036	0.000

a Dependent Variable: ln(Pérdidas [MWh])

ANOVA(b)

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	84.776	1	84.776	1446.714	0.000
	Residual	1.289	22	0.059		
	Total	86.065	23			

a Predictors: (Constant), ln(Energía Facturada[MWh])

b Dependent Variable: ln(Pérdidas [MWh])

**ANEXO III RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD
DE DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION EN
PANAMÁ**

1. METODOLOGÍA

A efectos de verificar cuál es la tasa de rentabilidad razonable dentro del rango o margen que establece la Ley, se ha realizado un análisis del costo de oportunidad de invertir capital en Panamá en una actividad de riesgo similar, utilizando el método del Costo de Capital Promedio Ponderado WACC (Weighted Average Cost Of Capital), el cual es utilizado en la mayoría de las prácticas regulatorias. Con esta metodología se estima la tasa de retorno adicionando ponderadamente al costo del capital propio, calculado utilizando el método CAPM (Capital Asset Pricing Model), el costo marginal de endeudamiento. El cálculo del WACC 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 eficiente, dado que el grado de endeudamiento y el costo del mismo no corresponden con los presentes en las empresas, sino con los que resultan eficientes en función de un análisis de benchmarking financiero.⁵ Este ejercicio permite obtener una tasa de referencia que permita definir a esta Autoridad un punto de partida para la fijación de la tasa de retorno conjuntamente con las bandas definidas en la Ley.

El nivel adecuado de esta tasa asegura la sustentabilidad del negocio en el largo plazo, garantizando así la atracción de capital necesaria para realizar las inversiones para la renovación de los activos de las empresas al fin de su vida útil como así también orientadas a la expansión del servicio.

1.1. Método De Costo De Capital Promedio Ponderado

Para el periodo tarifario de julio de 2010 a junio de 2014, se realizó el cálculo en base a la aplicación del método de Costo de Capital Promedio Ponderado WACC/CAPM, utilizando un enfoque general similar al empleado en la estimación realizada para la revisión tarifaria anterior, 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):

1.1.1. 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 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 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.

La idea principal detrás del modelo CAPM es que, dado que el inversionista es adverso al

⁵ Se define: Endeudamiento (CEN) como $D/(D+E)$ y apalancamiento (CAP) como D/E , donde D representa la deuda, y E es equity (patrimonio), todos a valor de libros. Asimismo $CAP=CEN/(1-CEN)$

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.

Los elementos analizados son:

1.1.1.1.Tasa Libre de Riesgo

En general, para determinar la tasa libre de riesgo se utilizan los rendimientos de instrumentos llamados "seguros" o "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, además porque en su larga trayectoria jamás incurrió en incumplimiento. Se utiliza este criterio porque es práctica usual considerar como tasa libre de riesgo a la tasa interna de retorno de un bono con una duración similar a la vida promedio de los activos eléctricos de las empresas cuyo costo de capital se trata de determinar.

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.

1.1.1.2.Determinación de la Prima por Riesgo País

Tradicionalmente el riesgo país es cuantificado en base a la diferencia (*spread*) entre el rendimiento de un instrumento libre de riesgo y su equivalente en el país bajo análisis. Los bonos del tesoro americano son utilizados como el instrumento libre de riesgo y su equivalente son los bonos emitidos por los gobiernos de las economías emergentes, por ejemplo, bonos emitidos por el gobierno panameño. Si ambos bonos se encuentran emitidos en la misma moneda, la diferencia de rendimientos reflejará sólo riesgo de *default*. En cambio, Si el bono nacional se encuentra emitido en moneda doméstica, el *spread* estará incluyendo, además, el riesgo devaluatorio.

La racionalidad de su aceptación como elemento que se incorpora en la estimación del costo de capital consiste en la idea de que un inversionista que cuenta con la oportunidad de invertir en una economía en vías de desarrollo exigirá un retorno mayor por estar expuesto a un riesgo adicional respecto a una economía desarrollada; y en el caso en que ya se encuentre operando, el diferencial de retorno que le resulte atractivo para no retirar sus inversiones. Las fuentes de riesgo que explican el diferencial de tasas se atribuye a factores

tales como inestabilidad institucional y política, frecuentes cambios en el rumbo económico, modificaciones en la legislación tributaria, laboral, etc.

En el caso de Panamá, para la determinación del mencionado spread se utilizó el rendimiento implícito en el EMBI + Panamá. El EMBI + (Emerging Market Bond Index) es un indicador de la evolución de los bonos de un país. Este indicador, de amplia utilización y reconocimiento en el mundo financiero, es producido por la firma JP Morgan Chase, siendo considerado como el indicador por excelencia del riesgo país.

El EMBI + Panamá es en realidad una canasta de bonos nominados en dólares de los Estados Unidos, de distinta vida promedio emitidos por el Estado panameño, pero que constituye un buen indicador del conjunto de bonos del país y con ello, un buen indicador del riesgo en Panamá.

1.1.1.3. Riesgo Sistemático de la Industria

Para estimar el riesgo sistemático (β) de una empresa se deben medir los cambios que ha experimentado el precio de la acción con respecto a los movimientos del mercado global de acciones. β es la covarianza entre el rendimiento del activo i y el rendimiento del mercado m , respecto a la varianza del rendimiento del mercado. Por lo tanto, este coeficiente mide la contribución del activo i al riesgo de la cartera o portafolio de mercado m . Ello indica que la β media de todos los activos es igual a 1. Un coeficiente β con valor menor a 1 significa que el activo es menos sensible a las variaciones del mercado, y un coeficiente β mayor a 1 que el activo es muy sensible a los movimientos del mercado.

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.

Debido a que no se cuenta con valores del coeficiente β de empresas eléctricas de la República de Panamá, se recurre, por comparación, a los valores estimados en otros mercados, como es el caso de los Estados Unidos, donde se pueden obtener de varias fuentes, como por ejemplo, las firmas especializadas Ibbotson Associates, Bloomberg, Merrill Lynch, etc. Se toma en este caso las estimaciones de Ibbotson Associates⁶ sobre actividades eléctricas (comprenden 40 empresas relacionadas a la generación, transporte y/o distribución de energía eléctrica para la venta) agrupadas en el Código SIC (Standard Internacional Code) N° 491.

1.1.1.4. Determinación del Premio por Riesgo

La prima de riesgo de mercado mide el rendimiento adicional que un inversor requiere para mantener una cartera de títulos diversificada en lugar de un bono o título libre de riesgo. En el modelo CAPM está reflejada en la expresión ($r_m - r_f$).

Para la determinación del premio por riesgo, usando estadísticas de los bonos del Tesoro (de largo plazo) de Estados Unidos, se analizó el período que abarca desde 1970 hasta el año 2009. Debido a que el enfoque utilizado para calcular esta magnitud es el histórico, y éste supone que el promedio de los retornos pasados es un predictor adecuado de los

⁶ Cost of Capital 2010 Yearbook, Data through December 2009.

esperados, el cálculo del premio de riesgo debe considerar un período de tiempo razonablemente largo.

Si bien existen diferentes métodos para determinar el premio por riesgo y distintas fuentes de información, para este análisis se utilizaron los datos recopilados y calculados por Aswath Damodaran, en su página Web <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>, utilizando cifras del Federal Reserve Data base en St. Louis (FRED) y el “Índice Compuesto de Standard & Poor’s 500”.

1.1.2. Costo Marginal de Endeudamiento

El costo de la deuda es igual al costo de endeudamiento de mediano y largo plazo en el que incurre la empresa para obtener fondos para financiar sus proyectos. El modelo utilizado se basa en considerar el costo marginal de obtener fondos. Una empresa de servicios públicos que desea obtener fondos en el mercado internacional, los captará a una tasa que refleje la tasa libre de riesgo más un spread asociado al riesgo crediticio del sector como también del país en el cual se encuentra dicha firma. En síntesis, el costo de endeudarse es igual a la tasa de interés libre de riesgo más la prima de riesgo país, más un spread asociado al riesgo de default de la empresa.

2. DESARROLLO

La estructura del WACC es la siguiente:

$$WACC = r_{CAPM} \frac{E}{A} + r_d (1 - t) \frac{D}{A}$$

Donde

WACC	costo de capital promedio ponderado ⁷
r_{CAPM} :	Tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio
E/A	proporción del capital propio respecto a los activos totales
r_d	costo de la deuda de largo plazo
t	impuesto a la renta
D/A	proporción de la deuda respecto a los activos totales

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.

⁷ Expresión traducida del inglés “weighted average cost of capital”

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:

$$r_{CAPM} = \left[r_l + \beta_d (r_m - r_l) + r_{país} \right]$$

Donde,

r_{CAPM} : Tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.

r_l : Tasa de retorno de un activo libre de riesgo.

β_d : Riesgo sistemático de la industria en cuestión.

r_m : Retorno de una cartera diversificada.

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

$r_{país}$: Tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión.

2.1.1. Tasa de Retorno de un Activo Libre de Riesgo

El promedio de la tasa efectiva de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América a 30 años (UST30) para el período de junio 2009 a mayo 2010, 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 de 4.44%.

2.1.2. Prima de Riesgo País

Tomando en cuenta la banda dentro de la que se ha movido el riesgo país panameño en los últimos 12 meses (junio 2009-mayo 2010), en el presente cálculo se utilizarán 212.36 puntos básicos para este indicador, producto del promedio mensual de la serie evaluada por JP Morgan Chase. En la tabla se muestran los promedios mensuales del último año y el promedio de la serie de riesgo país implícita en el EMBI + Panamá.

EMBI + Panamá: Evolución del Spread

FECHA:	EMBI+ Panamá
Mayo-2010	204.43
Abril-2010	161.76
Marzo-2010	179.04
Febrero-2010	209.00
Enero-2010	192.58
Diciembre-2009	179.57
Noviembre-2009	200.29
Octubre-2009	192.55
Septiembre-2009	237.55
Agosto-2009	249.19
Julio-2009	272.57
Junio-2009	264.00
Promedio	212.36

2.1.3. Riesgo Sistemático de la Industria

Como los valores de beta observados se obtienen de la variación en el precio de mercado de los activos involucrados y dicha variación no sólo mide el riesgo implícito en la actividad que desarrolla la empresa cuyo costo de capital se está tratando de medir sino también el riesgo financiero derivado de su política de endeudamiento, para obtener el costo del capital propio resulta apropiado aislar el riesgo propio de la actividad. Así el beta observado debe ajustarse eliminando la parte de riesgo financiero y el tratamiento impositivo aplicado al endeudamiento. El β observado es un beta apalancado; es decir, que tiene en cuenta una estructura determinada de endeudamiento, expresado a través de la razón D/E y un tratamiento impositivo particular. A efectos de estimar el β relativo al caso bajo estudio, corresponde entonces quitar esos efectos a través del mecanismo de desapalancamiento, para luego incluir la estructura de endeudamiento que se considera óptima y la tasa impositiva correspondiente. De este modo se obtiene finalmente el β apalancado (*equity*) aplicable a la República de Panamá. El procedimiento consiste en lo siguientes:

- obtención del β desapalancado de empresas eléctricas de los Estados Unidos,
- aplicar la estructura de endeudamiento objetivo, denominado también apalancamiento financiero, D/E, y
- considerar la tasa del impuesto a la renta correspondiente a la República de Panamá.

Las fórmulas son las siguientes:

β desapalancado de los Estados Unidos

$$\beta_a^{EU} = \frac{\beta_e^{EU}}{1 + (1 - t)(D / E)}$$

Donde

β_a^{EU} : Beta del activo o desapalancada.

β_e^{EU} : Beta del patrimonio o apalancada.

t : Tasa de impuestos en Estados Unidos (Impuestos sobre la renta)

D/E : Razón Deuda / Capital Propio objetivo (estructura capital)

β apalancado de la República de Panamá

$$\beta_e^P = \beta_a^{EU} [1 + (1 - t)(D / E)]$$

Donde

β_e^P : Beta del patrimonio o apalancada.

β_a^{EU} : Beta del activo o desapalancada.

t : Tasa de impuestos en Panamá (Impuestos sobre la renta)

D/E : Razón Deuda / Capital Propio objetivo (estructura capital)

El β_a^{EU} de los activos (desapalancado) para las empresas de servicios públicos de

electricidad de Estados Unidos es de 0.36 (considerando la fuente ya mencionada de Ibbotson Associates). Sobre la base de dicho valor y utilizando la segunda fórmula se obtiene el β_e^P del equity (apalancado) conforme los parámetros considerados para la República de Panamá.

El rango de niveles de deuda usados por los distintos reguladores se encuentra en un rango de 50% – 60% de endeudamiento. Así, se puede observar que en Australia fue utilizado un ratio de 60% de endeudamiento. En tanto en Inglaterra, para la quinta revisión tarifaria (2010-2015) se proponen niveles de endeudamiento entre el 55% y el 65%. Por último, y como referencia, el valor promedio de endeudamiento provisto por Ibbotson Associates para el sector de distribución eléctrica de Estados Unidos es del 37.27% para el promedio de los últimos 5 años, es decir inferior al valor utilizado en ciertas revisiones.

Al respecto es menester acotar que lo ideal sería proponer una estructura de capital óptima, es decir aquella que minimice el valor del WACC y por lo tanto maximice el valor de la empresa. Dado que la información disponible no permite obtener dicho valor, se considera como razonable una relación de endeudamiento del 55%, en función de la práctica regulatoria de otros países.

Los valores antes considerados tienen como fuente a los Estados Unidos, donde el mecanismo regulatorio se basa en garantizar una tasa de retorno (Rate of Return Regulation). En cambio, en la República de Panamá el método de regulación se basa en precios máximos, similar al utilizado en Inglaterra. Se reconoce que este último mecanismo traslada un mayor riesgo a la empresa regulada, en consecuencia corresponde ajustar el β por una prima por diferencia de mecanismos regulatorios.

Así, tomando como base el tradicional estudio de Alexander, Mayer y Weeds⁸ se calcula dicha prima como la diferencia entre el β_a^I , desapalancado de Inglaterra, y el β_a^{EU} , desapalancado de Estados Unidos.

OFGEM, para el cálculo del costo de capital propone un rango para el Beta de los activos (equity β) entre 0.689 y 1.086 en su propuesta final de revisión tarifaria para el periodo 2010-2015. En la documentación relativa a este tema de OFGEM, el ya referenciado y los que le sirven de base para el cálculo del costo de capital⁹ no se ha encontrado el valor final que se ha utilizado para el cómputo definitivo del costo de capital. De todas maneras, a los efectos de este análisis se adoptará el valor inferior (0.689) y se realizará una sensibilidad de los resultados al valor superior (1,086), teniendo en cuenta la estructura de capital asociada a cada uno en las estimaciones del OFGEM.

Desapalancándolo para la estructura de capital considerada en Inglaterra (55% deuda ó 65% deuda según el caso) y considerando la tasa impositiva (30%), se obtiene un valor para β_a^{UK} de 0.371 y 0.472, según sea el caso. Con lo cual el riesgo regulatorio, sería de 0.01 o 0.11 sobre el beta desapalancado de los Estados Unidos.

⁸ Alexander, Mayer y Weeds; Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms (Banco Mundial, 1996).

⁹ OFGEM, Electricity Distribution Price Control Review – Advise on the Cost of Capital analysis for DPCR5 – Final Report (Dec 2009) – PriceWaterHouseCoopers.

La fórmula sería, entonces:

$$\beta_e^P = \beta_a^{EU} [1 + (1 - t)(D / E)] + r_r$$

β_e^P : Beta equity de Panamá

β_a^{EU} : Beta desapalancada de Estados Unidos

t : Tasa de impuestos en Panamá (Impuestos sobre la renta)

D/E : Razón Deuda / Capital Propio objetivo (estructura capital)

r_r : riesgo regulatorio

Finalmente se vuelve a estimar el beta ajustado por el apalancamiento, considerando el nivel de apalancamiento óptimo y el impacto del impuesto a la renta en Panamá que asciende a 30%. El valor que se obtiene es de **0.689 o de 0.876**.

		<i>Caso Base</i>	<i>Alternativa 1</i>
Beta USA Desapalancado	β_a^{EU}	0.36	0.36
Beta UK Desapalancado	β_a^I	0.371	0.472
Riesgo Regulatorio	r_r	0.01	0.11
Tasa de impuestos	t	30%	30%
Apalancamiento Óptimo	D / E	55/45	65/35
Beta Equity Panamá	β_e^P	0.689	0.876

2.1.4. Premio por Riesgo

La utilización de promedios aritméticos o geométricos genera diferencias en los valores de los estimadores del premio de mercado. Los estudios empíricos señalan que los promedios aritméticos tienden a sobreestimar los premios de mercado a diferencia de la utilización de promedios geométricos que no poseen sesgo y, por lo tanto, representan el verdadero retorno promedio obtenido por los inversores¹⁰. No obstante la discusión sobre el tema parece prevalecer el uso de promedio aritmético por parte de los reguladores.

La siguiente tabla muestra los retornos anuales sobre la inversión y el resultado del premio por riesgo.

Año	Annual Returns on Investments in		Compounded Value of \$ 100	
	Stocks	T.Bonds	Stocks	T.Bonds
1928	43.81%	0.84%	\$ 143.81	\$ 100.84
1970	3.56%	16.75%	\$ 3,510.49	\$ 318.41
2009	25.92%	-11.12%	\$ 142,254.17	\$ 5,344.65

Arithmetic Average	Stocks	T.Bonds	Stocks - T.Bonds (Prima de Riesgo)
1928-2009	11.27%	5.24%	6.03%
1970-2009	11.36%	8.16%	3.20%

¹⁰ Damodaran, Aswath; Estimating Equity Risk Premiums; Stern School of Business – 1998.

En función de lo anteriormente mencionado, se ha adoptado para el cálculo un premio por riesgo del orden del 3.20%, considerando un horizonte de 40 años como razonablemente extenso para que los rendimientos esperados y realizados converjan y se utiliza el promedio aritmético de los retornos históricos de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos, para el período 1970 – 2009. Se justifica la elección de este período en el hecho que abarca el período de posguerra y no contempla la etapa de la Gran Depresión y la Segunda Guerra Mundial, acontecimientos que seguramente influyeron en la variabilidad de los retornos y, por lo tanto, en la estimación de la prima de mercado. No obstante, en el análisis de sensibilidad, se ha considerado también el caso del período 1928-2009 con promedio aritmético.

2.1.5. Estimación del Retorno sobre Capital Propio

En base a las consideraciones realizadas, se obtiene un rendimiento del capital propio del orden de 8.99%, según los siguientes cálculos:

		Caso Base	Alternativa 1
Tasa Libre de riesgo: rendimiento de Bono Tesoro de EE.UU. 30 años (%)	r_f	4.44	4.44
Tasa de Riesgo país adoptada (212.36 puntos básicos) (%)	$r_{país}$	2.1236	2.1236
Producto de riesgo sistemático de la industria eléctrica y del premio por riesgo del mercado (%)	$\beta_d * (r_m - r_f)$	2.205	5.282
Beta Equity Panamá β_d 0.689 - 0.876			
Premio por riesgo del mercado $(r_m - r_f)$ 3.20% - 6.03%			
Costo de Capital Propio (%)	r_{CAPM}	8.77	11.85

2.2. Costo de Endeudamiento

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

$$r_d = r_i + r_p + SD$$

Donde,

- r_d : Costo de la deuda
- r_i : 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.
- SD : *Spread Default*, spread adicional en función de la calificación que pueda obtener el negocio.

2.2.1. Tasa Libre de Riesgo

Para la tasa libre de riesgo se consideró la tasa de interés de los Treasury Notes a 5 años (promedio para el período junio 2009 a mayo 2009). Se consideró este valor porque es el plazo razonable que puede endeudarse una empresa en el mercado. El riesgo país es el antes determinado. Respecto del cálculo del spread por default para una empresa de distribución eléctrica en la República de Panamá, se consideró el premio por riesgo crediticio que empresas estadounidenses, con la misma calificación considerada para el país, pagan por encima de la tasa libre de riesgo.

**TASA DE INTERÉS DE LOS TREASURY NOTES
SEGÚN FECHA DE LICITACIÓN**

Fecha Licitación	Tasa interés [%]
Mayo-2010	2.10
Abril-2010	2.43
Marzo-2010	2.55
Febrero-2010	2.30
Enero-2010	2.34
Diciembre-2009	2.69
Noviembre-2009	2.01
Octubre-2009	2.31
Septiembre-2009	2.31
Agosto-2009	2.39
Julio-2009	2.53
Junio-2009	2.54
Promedio	2.375

Fuente: U.S. Department of the Treasury
Bureau of the Public Debt (www.publicdebt.treas.gov).

2.2.2. Tasa de Riesgo País

El riesgo país a considerar es el utilizado en el cálculo del rendimiento del capital propio.

2.2.3. Spread Adicional

A los efectos de la calificación de riesgo para estimar el spread por default crediticio para una empresa en la República de Panamá, se consideró la calificación que arroja Standard & Poor's al mes de Mayo de 2010, la cual se ubica en "BBB-"¹¹, basada entre otras razones, por lo siguiente:

"The upgrade reflects our assessment that continued economic growth—combined with moderate fiscal deficits--should reduce the government's debt burden and maintain its financial profile comfortably in line with that of other sovereigns in the 'BBB' rating category. The ongoing expansion of the Panama Canal, an ambitious public infrastructure investment plan, and an expanding services sector that benefits from the country's emerging role as a regional hub for trade, finance, and transportation will support Panama's growing economic resilience and diversification. Panama's GDP grew an average of 8% in 2004-2009, and we expect that growth will average 5% for 2010-2015.

Strong economic growth, steady and increasing revenue from the canal (especially after the canal expansion is finished in 2014), recently implemented tax reforms, and efficiency improvements in tax administration and collection should provide the government with ample resources to fund its ambitious investment plans without eroding its fiscal flexibility or reversing the decline in its debt burden over the medium term. In this context, we expect that the general government deficit, which averaged less than 2% of GDP from 2004-2009, will be 1.4% for 2010 and hover at about 1.2% over the medium term (2011-2015). In turn, net general government debt, which improved to 26.7% of GDP in 2009 from 40% in 2004,

¹¹ Fuente: S&P Global Credit Portal, Ratings Direct.
Disponible en [http:// www. standardandpoors.com/ratingsdirect](http://www.standardandpoors.com/ratingsdirect)

will likely gradually fall toward 20% by 2015, below the 36% level expected for the median of 'BBB' rated sovereigns.

Panama is fully dollarized; dollarization has helped maintain price stability and has enabled financial sector to deepen. However, it also limits Panama's control over its monetary policy and restricts the government's ability to act as a lender of last resort to its banking system. Although national savings have increased in the last few years, at 21% of GDP, it is still low to finance Panama's investment needs. This results in current account deficits of about 5% of GDP on average during the last decade and is forecasted to continue through 2015. Foreign direct investments have financed these deficits, but both gross public-sector external debt (at 119% of current account receipts in 2009) and net financial-sector external debt (50% of current account receipts in 2009) are high and expose the country to shifts in investor and counterparty sentiment. Without a national currency to absorb external shocks, such shifts result in a more volatile performance of the real economy”.

Este informe puede resumirse como sigue:

Esta mejora en la calificación está respaldada por el crecimiento económico histórico y proyectado y por la disminución de la relación Deuda Pública/PIB, la cual se encuentra en niveles comparables con soberanos “BBB”.

La agencia calificadora de riesgo Standard & Poor’s mejoró la calificación de riesgo de la República de Panamá de BB+ a BBB-, la perspectiva “estable” de la calificación refleja la confianza de Standard & Poor’s en que “*el Gobierno seguirá implementando sus planes para impulsar el crecimiento económico y la inversión, mientras mantiene una política fiscal cauta que no deteriorará las mejoras obtenidas durante los últimos años*”.

“Crecimiento del PIB mejor de lo esperado -en conjunto con la disminución de la carga de la deuda soberana- mejorará el perfil financiero del país. Esto, junto con una implementación exitosa de los planes de inversión del Gobierno, puede resultar en otra mejora de la calificación.”

Se recurre entonces a la información que proporciona la agencia Reuters acerca de los niveles de spread publicadas en www.bondsonline.com para el sector de Utilities. Utilizando los valores de los últimos 12 meses para el Reuters Corporate Spreads for Utilities, (para un plazo de 5 años y una calificación BBB-), el promedio de los valores del período que abarca los últimos 12 meses (mayo 2009-abril 2010) es 205.9.

Calificación BBB-	Spread Promedio Mensual
Mayo 2009	352
Junio-2009	305
Julio-2009	297
Agosto-2009	203
Septiembre-2009	193
Octubre-2009	188
Noviembre-2009	178
Diciembre-2009	168
Enero-2010	158
Febrero-2010	150

Calificación BBB-	Spread Promedio Mensual
Marzo-2010	140
Abril-2010	139
Promedio	205.9

2.2.4. Estimación del Costo de Endeudamiento

De esta forma, bajo las consideraciones ya desarrolladas en este acápite, el costo de endeudamiento alcanzaría un valor de 6.56%, así:

Tasa Libre de riesgo: rendimiento de Treasury Notes de EE.UU. 5 años (%)	r_f	2.375
Tasa de Riesgo país adoptada (212.36 puntos básicos) (%)	$r_{país}$	2.1236
Spread Default (%)	SD	2.059
Costo de Endeudamiento (%)	r_d	6.56

2.3. Costo Promedio de Capital (WACC)

Con las consideraciones realizadas se obtiene una tasa de **retorno (WACC) requerida nominal después de impuestos entre 6.47% y 7.86%**, según el siguiente cálculo.

		Caso Base		Alternativa 1	
Costo de Capital Propio (%)	r_{CAPM}	8.77		11.85	
Estructura de Capital	E/(D+E)	0.45		0.45	
		$\frac{E}{D+E} \cdot [r_{CAPM}]$	3.947		5.333
Costo marginal del endeudamiento (%)	r_d	6.56		6.56	
Nivel de Apalancamiento	D/(D+E)	0.55		0.55	
Impuesto ganancia (%)	t	30.00		30.00	
		$\frac{D}{D+E} \cdot r_d \times (1 - t)$	2.525		2.525
WACC NOMINAL DESP. IMPUESTOS (%)	WACC		6.47		7.86

Los valores antes obtenidos están expresados en términos nominales. Dado que el mecanismo de regulación en la República de Panamá permite la actualización periódica de las tarifas, entonces el costo de oportunidad del capital a utilizar deberá ser el real, es decir, descontando los efectos de la inflación. De no ser así se estaría considerando doblemente la inflación, generando un costo adicional a los usuarios finales. A los efectos de convertir las tasas nominales en reales, se adoptó una inflación esperada en los Estados Unidos de largo plazo del 1.225% anual calculada como la variación del Consumer Price Index - All Urban Consumers elaborado por el Bureau of Labor Statistics de los Estados Unidos.

Asimismo, se requiere una tasa antes de impuestos para calcular el retorno sobre el capital, ya que la tasa expresada en la Ley se refiere a una tasa real antes de impuestos.

Proyección Índice Precios Consumidor EE.UU.
Años 2009 a 2020
(CBO's Economic Projections for Calendar Years 2009 Through 2020)

	Forecast		Projected Annual Average	
	2005	2006	2007 to 2010	2011 to 2015
Nominal GDP (Billions of dollars)	14,253	14,706	16,455	20,661
Nominal GDP (Percentage change)	-1.3	3.2	4.9	4.17
Real GDP (Percentage change)	-2.5	2.2	3.8	2.40
GDP Price Index (Percentage change)	1.2	0.9	1.075	1.75
Consumer Price Index (Percentage change)	-0.2	2.4	1.225	1.93
Core Consumer Price Index (Percentage change)	1.8	1.5	1.05	1.93

Fuente: Congressional Budget Office; Department of Commerce, Bureau of Economic Analysis; Department of Labor, Bureau of Labor Statistics; Federal Reserve Board.

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

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

Donde,

t : Tasa de impuestos (Impuestos sobre la renta)

π : inflación futura de Estados Unidos

De este modo, se obtiene un retorno real después de impuestos que está entre **7.93%** y **9.88%**, así:

		<i>Caso Base</i>	<i>Alternativa 1</i>
WACC Nominal después de Impuestos (%)	$WACC_{nom, des\ impuestos}$	6.47	7.86
Impuesto ganancia (%)	t	30.00	30.00
Inflación de la moneda americana (%)	π	1.225	1.225
WACC REAL ANTES DE IMPUESTOS (%)	$WACC_{real, antes\ impuestos}$	7.93	9.88

ANEXO IV DESCRIPCION DE LAS PLANILLAS “AA-01-aaaa”

DESCRIPCION DE LAS PLANILLAS “AA-01- aaaa”

A continuación se incluye una descripción de las planillas utilizadas para el cálculo. La descripción es general debiendo tenerse presente que, a los efectos de evitar confusiones, a la denominación de las planillas se les ha agregado en este estudio el nombre de la empresa distribuidora a que pertenecen. Parte de esta descripción resulta de informes al respecto obrantes en la ASEP.

Para poder calcular la base de capital bruta y neta de todos los años del periodo tarifario, se ha recogido toda la información necesaria para dicho cálculo en las planillas “AA-01-aaaa”. Esta planilla recoge y acumula toda la información pasada necesaria para calcular todas las variables de interés del año en curso.

Para cada año aaaa, la planilla AA-01-aaaa se genera a partir de la misma planilla del año anterior, a la que se añaden los datos recogidos en el año aaaa y que están organizados en las familias de planillas CC-01-AD-aaaa y CC-01-RD-aaaa.

El cálculo de la base de capital y el seguimiento de la información se realiza en forma desglosada según lo establecido en la planilla “Anexos BS-01 y BS-02” (Las empresas distribuidoras presentan estas planillas con algunos cambios de nombre). La planilla “AA-01-aaaa” tiene por lo tanto tantas filas como cuentas tiene el “Anexos BS-01 y BS-02”, con algunas filas adicionales correspondientes a los coeficientes de eficiencia de cada año y línea de negocio.

Se hará a continuación una presentación por bloque de columnas.

1. BLOQUE DE COLUMNAS DE INFORMACIÓN GENERAL

Línea de negocio: corresponde a las líneas de negocio del “Anexos BS-01 y BS-02”.

Cuentas: corresponde a las cuentas del “Anexos BS-01 y BS-02”.

Vida útil estándar de cada uno de los activos que forman el “Anexos BS-01 y BS-02”. Dicha estandarización se ha realizado de acuerdo con los intervalos de depreciación fijados por la ASEP.

2. BLOQUE DE COLUMNAS DE INFORMACIÓN RELATIVA A LOS ACTIVOS ANTERIORES A 2001

Los activos que se dieron de alta antes del 31 de diciembre de 2001 tienen las siguientes características: no se dispone de ningún desglose de los mismos, no se conoce su antigüedad, no se distingue entre activos donados o no donados y existe un monto consolidado de activos brutos y netos a 31 de diciembre de 2001. Se propone por tanto a partir de esa información consolidada asignar una antigüedad media. La información necesaria por tanto queda recogida en las siguientes 3 columnas:

- **Base de capital bruta a 31/12/2001.** Recoge la cifra reconocida como base de capital bruta en dicha fecha. Para dicho período no existe eficiencia económica reconocida, por lo cual se reconoce la base bruta de capital por su valor contable. Este monto será el mismo en todas las planillas “AA-01-aaaa” independientemente de cual sea el año aaaa.
- **Retiros acumulados:** esta columna recoge el acumulado de todos los retiros hasta el año aaaa correspondientes a activos dados de alta antes del 31 de diciembre de 2001. Por tanto, en la planilla “AA-01-aaaa”, hay que añadir al monto ya recogido en esa

columna proveniente de la planilla “AA-01-aaaa-1” (la del año anterior) , y añadirle el monto de los retiros declarados en la planilla CC-RD-01-aaaa correspondientes a activos dados de alta antes del 31 de diciembre de 2001. Por lo tanto los montos de esta columna podrán variar de unas planillas “AA-01-aaaa” a otras.

- **Base de capital neta a 31/12/2001.** Recoge la cifra reconocida como base de capital neta a dicha fecha. Este monto será el mismo en todas las planillas “AA-01-aaaa” independientemente de cual sea el año aaaa.

3. BLOQUE DE COLUMNAS DE INFORMACIÓN INDIVIDUAL DE CADA AÑO DESDE EL AÑO 2002 AL AÑO 2010

A partir del año 2002, se dispone de información anualizada de adiciones y retiros al menos al nivel de desglose del “Anexos BS-01 y BS-02”. Toda la información necesaria de cada uno de estos años para calcular la base de capital bruta y neta del año en curso puede resumirse en las siguientes 4 columnas:

- **Adiciones.** Recoge el monto global de las adiciones de activos a valor declarado en los formularios. El monto correspondiente a cada cuenta se calculará a partir de los datos recogidos en cada planilla “CC-01-AD-aaaa” (la información de cada año a partir de la planilla de ese año). Este monto será el mismo en todas las planillas “AA-01-aaaa” independientemente de cual sea el año aaaa.
- **ATR:** esta columna debe recoger el monto de las adiciones recogidas en la anterior columna que han sido donadas por terceros. Este monto será el mismo en todas las planillas “AA-01-aaaa” independientemente de cual sea el año aaaa.
- **Retiros acumulados:** esta columna debe recoger el acumulado de todos los retiros hasta el año aaaa correspondientes a activos dados de alta en el año correspondiente a esa columna. Por tanto, en la planilla “AA-01-aaaa”, habrá que añadir al monto ya recogido en esa columna proveniente de la planilla “AA-01-aaaa-1”, el monto de los retiros declarados en el año aaaa correspondientes a activos dados de alta en ese año a partir de los datos recogidos en cada planilla “CC-01-RD-aaaa”.
- **ATR Retiros acumulados:** esta columna debe recoger el acumulado de todos los retiros hasta el año aaaa correspondientes a activos donados dados de alta en el año correspondiente a esa columna. Por tanto, en la planilla “AA-01-aaaa”, habrá que añadir al monto ya recogido en esa columna proveniente de la planilla “AA-01-aaaa-1”, el monto de los retiros declarados en el año aaaa correspondientes a activos donados dados de alta en ese año (desglosado por cuentas del “Anexos BS-01 y BS-02”).

4. BLOQUE DE COLUMNAS DE INFORMACIÓN CONSOLIDADA DEL AÑO aaaa

Este último bloque recoge la información que se calcula a partir de toda la información anteriormente descrita. Este bloque se añadirá a la información histórica recogida en la planilla “CC-01-AD-aaaa”. Las variables de interés son las siguientes:

- **Base de capital bruta a 31 de diciembre del año aaaa.** Recoge el monto total de todos los activos eficientes consolidados tras aplicar los correspondientes coeficientes de eficiencia. En este monto están incluidos todos los activos donados por terceros. Su cálculo se detalla más abajo.
- **Base de capital bruta totalmente amortizada al 31 de diciembre del año aaaa.** Recoge el monto total de todos los activos eficientes consolidados que han agotado su

vida útil estándar y por tanto se han depreciado completamente. Este dato es de interés, ya que no es posible seguir depreciando un activo que ya está totalmente depreciado. También se incluyen dentro de este monto los activos donados por terceros que se hayan totalmente depreciado. Su cálculo se detalla más abajo.

- **Base de capital neta a 31 de diciembre del año aaaa.** Recoge la base de capital neta de todos los activos eficientes consolidados. En este monto no se incluye el valor neto de los activos donados por terceros. Su cálculo se detalla más abajo.

5. BLOQUE DE FILAS INFERIORES DE COEFICIENTES DE EFICIENCIA

Además de toda la información descrita, las últimas filas de la planilla “AA-01-aaaa” recogen los coeficientes de eficiencia correspondientes a cada año hasta el año aaaa. Se propone utilizar un coeficiente promedio de eficiencia diferente para cada año y para cada línea de negocio. Cada coeficiente promedio se obtiene como la media ponderada de los coeficientes de eficiencia aplicados durante la revisión tarifaria a todas las adiciones de activos pertenecientes a ese año y a esa línea de negocio.

6. ECUACIONES DE CÁLCULO DE LA INFORMACIÓN CONSOLIDADA DEL AÑO aaaa

La información consolidada de la base de capital para cada una de las cuentas de activos de la planilla “AA-01-aaaa”, se calcula a partir de la información recogida en todas las columnas anteriores. Los cálculos que hay que realizar son los siguientes:

6.1. Base de capital bruta eficiente consolidada al 31/12/aaaa

$$BCB_{aaaa} = BCB_{2001} - Re\ tAcum_{aaaa-2001} + \sum_{t=2002}^{aaaa} (AD_t - Re\ tAcum_{aaaa-t}) \times coef_eficiencia_t$$

Siendo:

BCB_{aaaa} : Base de capital bruta a 31 de diciembre del año aaaa.

BCB_{2001} : Base de capital bruta a 31 de diciembre de 2001.

$RetAcum_{aaaa-2001}$: Retiros acumulados hasta el año aaaa correspondientes a los activos dados de alta antes del 31 de diciembre de 2001.

$RetAcum_{aaaa-t}$: Retiros acumulados hasta el año aaaa correspondientes a los activos dados de alta durante el año t.

AD_t : adiciones brutas declaradas en el año t, antes de aplicarlas los coeficientes de eficiencia.

$Coef_eficiencia_t$: Coeficiente de eficiencia reconocido por la ASEP para todos los activos incorporados durante el año t (desglosado por línea de negocio).

Todos los valores correspondientes a los parámetros de la ecuación de cálculo de la base de capital bruta aquí descritos están recogidos en las correspondientes columnas de la planilla “AA-01-aaaa”.

6.2. Base de capital neta eficiente consolidada al 31/12/aaaa

La base de capital neta (BCN) debe calcularse como lo que queda por amortizar de los activos brutos eficientes consolidados, eliminando además el valor neto de los activos donados por terceros. La expresión es similar a la anterior, salvo que se restan los activos donados por terceros, y se contabiliza no el activo bruto, sino el neto.

Conceptualmente, dicha base de capital neta corresponde a:

$$BCN_{aaaa} = BCB_{aaaa} - DA_{aaaa} - BCN_{ATR,aaaa}$$

Donde:

DA_{aaaa} : es la amortización acumulada a 31 de diciembre del año aaaa.

$BCN_{ATR,aaaa}$: es el valor neto de los activos donados por terceros a 31 de diciembre del año aaaa.

Este cálculo, utilizando la información de las columnas de la planilla “AA-01-aaaa”, queda como sigue:

$$BCN_{aaaa} = \left\{ \begin{array}{l} (BCB_{2001} - RetAcum_{aaaa-2001}) \times \left(1 - \frac{aaaa - \text{año_de_alta}_{2001}}{\text{vida_útil}} \right) \\ \quad [(si\ aaaa - \text{año_de_alta}_{2001}) < \text{vida\ útil}] \\ + \sum_{t=2002}^{aaaa} \left((AD_t - ATR_t) - (RetAcum_{aaaa-t} - ATR_{RetAcum_{aaaa-t}}) \right) \times \text{coef_eficiencia}_t \times \left(1 - \frac{aaaa - t}{\text{vida_útil}} \right) \\ \quad [(si\ aaaa - t) < \text{vida\ útil}] \end{array} \right\}$$

Donde:

ATR_t : es el valor bruto de los adiciones de activos donados por terceros en el año t.

$ATR_{RetAcum_{aaaa-t}}$: es el valor bruto acumulado hasta el año aaaa de todos los retiros de activos que fueron donados por terceros y dados de alta en el año t.

El resto de los parámetros de la ecuación de cálculo del BCN son los ya descritos en las anteriores ecuaciones.

En todas las ecuaciones anteriores debe tenerse en cuenta el caso particular de los activos correspondientes a terrenos, los cuales no se deprecian, por lo que su valor bruto y neto coincide y su amortización acumulada permanece en cero.

Otro aspecto a considerar cuando se confecciona la planilla “AA-01-aaaa”, es imputar correctamente las **transferencias** entre cuentas. Cada transferencia de activos entre cuentas debe ser sometida al siguiente proceso en la correspondiente planilla “AA-01-aaaa”:

- El valor bruto contable del activo transferido se resta en la casilla identificada por la columna de adiciones correspondiente al año en que el activo fue dado de alta, y por la fila correspondiente a la línea de negocio y a la cuenta del “Anexos BS-01 y BS-02” en la que el activo fue dado de alta. Es decir, en la línea de negocio y cuenta desde donde el activo es transferido. Si el activo tuvo parte donada o aportada por

terceros, también debe ser sustraída esta parte en la correspondiente columna de ATR.

- b) El valor bruto contable del activo transferido se adiciona en la casilla identificada por la columna de adiciones correspondiente al año en que el activo fue dado de alta (la misma que en el punto anterior), y por la fila correspondiente a la línea de negocio y a la cuenta del “*Anexos BS-01 y BS-02*” a donde el activo es transferido. Si el activo tuvo parte donada o aportada por terceros, también debe ser añadida esta parte en la columna de ATR correspondiente a esa línea de negocio y cuenta contable.

Es necesario comprobar que las transferencias entre cuentas de activos son consecuentes con que el activo siga teniendo el mismo valor de vida útil estandarizada, y, si el activo fuera cambiado de línea de negocio, que rija el mismo coeficiente de eficiencia para las dos líneas de negocio.

ANEXO V COMPARACION INTERNACIONAL DE COSTOS

COMPARACION INTERNACIONAL DE COSTOS

A los efectos de la comparación de los costos de inversión locales con costos internacionales se ha recopilado información de 2 países de Latinoamérica: Perú y México, cuyos diseños típicos de construcción de sus instalaciones de distribución eléctrica poseen características similares a los que se encuentran en Panamá. En este sentido se dispone, por un lado de información base, esto es, Materiales y su costo, asignación de Mano de Obra y recursos (Equipos/Herramientas, etc.) y estructuras típicas y, por otro lado, costos de instalaciones representativas de distribución para la red de media tensión, subestaciones MT/BT y red de baja tensión.

Sobre la base de la información unitaria disponible (costos de materiales, asignación de recursos tanto de mano de obra como equipos/herramientas y estructuras típicas), se realizó un cálculo preliminar y se comparó con los costos de 146 instalaciones características representativas tanto en media tensión, subestaciones de distribución MT/BT, baja tensión, acometidas, alumbrado público y medidores de cada uno de los países mencionados a los efectos de analizar la confiabilidad de los costos medios de instalaciones disponibles para el mismo país. El resultado de esta comparación y la confiabilidad de la información existente, determinó la utilización de los costos disponibles de Perú y México para el conjunto de instalaciones características.

Particularmente, para el caso de ELEKTRA, la obtención de los costos unitarios de instalaciones eléctricas de distribución en media y baja tensión (ya referido a Balboas de acuerdo al procedimiento explicitado en el informe), surgen a partir de considerar los costos unitarios de los *sectores típicos 1 y 2* de Lima - Perú, ya que se considera que las características constructivas de las líneas son similares a las de estos sectores. Para el caso de las empresas EDEMET y EDECHI, este costo unitario (ya referido a Balboas de acuerdo al procedimiento explicitado en el informe) se obtiene teniendo en cuenta los costos unitarios de los *sectores típicos 2 y 3* de Lima - Perú, por similar razón.

Los costos unitarios de México para instalaciones eléctricas de iguales características se han obtenidos de la publicación de la Comisión Federal de Energía de Méjico.

Asimismo, en relación con los valores de los costos de instalaciones y componentes para Perú, estos se obtienen del informe “Costos Estándar de Inversión de las Instalaciones de Distribución Eléctrica – Año 2008” elaborado por el OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería).

Los costos internacionales de las instalaciones típicas, están calculados en la moneda local del país de origen. Dado que, a los efectos de la comparación, son requeridos en Balboas, en primera instancia son referidos a dólares de EEUU y finalmente convertidos a Balboas. Para ello se tiene en cuenta su discriminación en Mano de Obra, Materiales y el porcentaje de materiales nacionales tanto del país de origen como en Panamá, de acuerdo a la metodología presentada en este informe.

Debido a la marcada inestabilidad de precios en los componentes eléctricos del período 2006-2007 y la crisis económica internacional del año 2009, se consideró apropiado tomar como base de comparación de costos los valores de componentes e instalaciones correspondientes al año 2008 que fue el que presentó la mayor estabilidad de precios. Dado que el estudio requiere realizar las comparaciones con las inversiones realizadas por las distintas empresas distribuidora de Panamá, se refieren dichos costos internacionales ya

expresados en Balboas a partir del año base mencionado en base a los índices (IPC e IPM). La mano de obra es referida en base al índice IPC, mientras que los materiales son referidos a un promedio de ambos índices, tal como se mencionó anteriormente.

Con esta metodología se obtienen los costos de instalaciones típicas de la red de distribución en media tensión, subestaciones MT/BT y red de baja tensión de acuerdo a los costos internacionales de México y Perú referidos a Balboas.

La información de costos de componentes e instalaciones eléctricas de las empresas de distribución ELEKTRA, EDMET y EDECHI, se obtuvo de solicitudes oportunamente realizadas a ellas, así como de las visitas que personal del IEE realizara a las mismas .