
COMENTARIOS DE ELEKTRA NORESTE, S.A.

Propuesta de Ingreso Máximo Permitido para el período comprendido entre el 1 de julio de 2014 al 30 de junio de 2018

Resolución AN No. 7321-Elec de 29 de abril de 2014

COMENTARIOS GENERALES.

Como podrá observar en la sección de Comentarios Específicos, las observaciones y comentarios de ENSA se centran en los siguientes puntos medulares:

- Corrección de errores en el procesamiento de la base de datos de la FERC.
- Ajuste de los criterios para definir las empresas comparadores y obtener las ecuaciones de eficiencia. A partir de las cuales se obtendrían nuevos valores del O&M, inversiones y niveles de pérdidas reconocidas.
- Revisión de la metodología para la aplicación de las variables macroeconómicas (costo laboral relativo, paridad del poder de compra, etc.) para llevar los valores de dólares a balboas.
- Ajustes de la proyección de demanda y variables relacionadas.
- Ajuste de la base de capital.
- Ajuste de las inversiones reportadas y reconocidas como eficientes.
- Ajuste del reconocimiento de las pérdidas no gestionables.

Estas solicitudes mayormente surgen producto del impacto negativo que tendría la aplicación de la propuesta de la ASEP en la administración y viabilidad financiera del negocio, ya que dentro del documento propuesto vemos que existen diferencias notables en cuanto a la metodología del cálculo del Ingreso Máximo Permitido, las cuales en muchos casos son contrarias al método de cálculo utilizado por ASEP en los periodos tarifarios anteriores a éste. Entendemos de nuestro análisis que estas diferencias surgen producto de la reducción de las empresas comparadoras y la modificación de las ecuaciones de eficiencia utilizadas por ASEP, que derivan en una disminución considerable del O&M, de las inversiones proyectadas y de los niveles de pérdidas reconocidos, (VAD) en donde al comparar con los demás periodos tarifarios aprobados, demuestran una reducción una variación importante del ingreso permitido.

En este sentido, consideramos oportuno manifestar la necesidad de mantener la coherencia y continuidad regulatoria dentro del proceso de revisión tarifaria, a fin de lograr resultados reales en el marco legal y regulatorio, el cual de forma razonable, nos permita ejecutar y desarrollar nuestra gestión. En virtud de ello, nuestras observaciones al documento elevado a Consulta Pública, va dirigido a una revaluación minuciosa de la metodología propuesta para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido por parte de la ASEP, en miras a que se considere la realidad existente para el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica.

Es importante resaltar la propuesta de aplicación del descuento por inversiones no ejecutadas concepto que hemos analizado y consideramos improcedente su aplicación por lo que solicitamos su eliminación.

Finalmente presentamos nuestra propuesta de Ingreso Máximo Permitido para el periodo que va de Jul 2014 a Jun 2018.

COMENTARIOS ESPECÍFICOS:

Nuestros comentarios específicos han sido organizados conforme al documento de la propuesta sometida a consulta pública para mayor claridad y transparencia.

PARTE II ELEMENTOS DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

CAPÍTULO III. EMPRESAS COMPARADORAS

III.2. Información base recopilada

Valores de Activos y costos operativos de 24-115 kV

Sobre este punto, debemos indicar que la ASEP omite la inclusión de valores de activos y/o costos operativos correspondientes a activos de 24-115 kV de algunas empresas, o no utiliza el valor correcto. Para considerar los valores correctos es preciso extraer manualmente la información de la tabla *Transmission Line Statistics*. La siguiente tabla presenta estos valores:

Activos 24-115 kV (US\$ corrientes)

Empresas con información que no fueron incluidas por ASEP o con información incorrecta

ID	Nombre Empresa	Costos O&M	Valor Activos	Comentario
2012				
3	Alaska Electric Light and Power Company	504 870	29 906 385	
6	Appalachian Power Company	2 751 387	176 816 615	
7	Arizona Public Service Company		549 288 286	
10	Baltimore Gas and Electric Company	2 618 621	119 542 016	O&M estimado a partir de % de O&M Total en Activo Total
30	Cleveland Electric Illuminating Company, The	231 511	155 672 085	Activos generales se prorratearon proporcionalmente. O&M estimado a partir de % de O&M Total en Activo Total
39	Connecticut Light and Power Company, The	394 296	669 724 455	
54	Fitchburg Gas and Electric Light Company	49 501	1 855 249	
57	Georgia Power Company	46 856 885	2 139 051 896	O&M estimado a partir de % de O&M Total en Activo Total
93	Massachusetts Electric Company	969 106	44 240 398	O&M estimado a partir de % de O&M Total en Activo Total
144	Duke Energy Indiana, Inc.	3 643 027	246 831 596	
149	Public Service Electric and Gas Company	1 939 557	185 773 015	
151	Rochester Gas and Electric Corporation	5 475 232	249 948 440	O&M estimado a partir de % de O&M Total en Activo Total
159	South Carolina Electric & Gas Company	4 487 919	342 049 284	O&M estimado a partir de % de O&M Total en Activo Total
161	Southern California Edison Company	14 730 171		
210	MidAmerican Energy Company	2 482 714	153 383 715	
2011				
6	Appalachian Power Company	2 444 958	162 470 148	
8	Entergy Arkansas, Inc.	5 364 081	239 591 429	
55	Florida Power Corporation	6 259 178	652 751 849	O&M estimado a partir de % de O&M Total en Activo Total
57	Georgia Power Company	49 085 506	2 075 172 582	O&M estimado a partir de % de O&M Total en Activo Total
87	Entergy Louisiana, LLC	14 104 847	278 337 762	O&M estimado a partir de % de O&M Total en

				Activo Total
100	Entergy Mississippi, Inc.	5 380 516	209 169 626	O&M estimado a partir de % de O&M Total en Activo Total
114	Entergy New Orleans, Inc.	7 424 622	20 590 346	O&M estimado a partir de % de O&M Total en Activo Total
9	Atlantic City Electric Company	29 135	109 598 676	O&M estimado a partir de % de O&M Total en Activo Total
63	Entergy Gulf States Louisiana, L.L.C.	5 548 729		O&M estimado a partir de % de O&M Total en Activo Total
7	Arizona Public Service Company		510 244 107	
61	Green Mountain Power Corporation	484 503	20 483 177	O&M estimado a partir de % de O&M Total en Activo Total
93	Massachusetts Electric Company	971 639		O&M estimado a partir de % de O&M Total en Activo Total
135	PECO Energy Company	2 046 090		O&M estimado a partir de % de O&M Total en Activo Total
149	Public Service Electric and Gas Company	1 141 411	87 521 925	
288	UNS Electric, Inc.	128 955		
127	Ohio Power Company		228 216 457	
167	Superior Water, Light and Power Company	50 766		O&M estimado a partir de % de O&M Total en Activo Total

III.3. TRATAMIENTO DE DATOS DE LAS EMPRESAS COMPARADORAS

Moneda a la que están expresados los resultados

Los valores de activos y costos de las empresas de la FERC no están valorados a precios de diciembre de 2013 como se indica en los archivos suministrados (Proc_Inf_FercV4.xlsx) sino que están a valores promedios de 2013.

Los valores de activos y costos de las empresas de la FERC son indexados por la ASEP a precios de mediados de 2013, cuando en realidad deberían estar valorados a precios de junio de 2014 para ser consistentes con el comienzo del período tarifario. Dado que no se cuenta con el valor del índice CPI y PPI a tal fecha, se propone considerar el valor de junio 2013 incrementado por el crecimiento proyectado para el CPI y PPI en 2014.

En el caso del PPI de la distribución eléctrica no se cuenta con proyecciones oficiales del gobierno de Estados Unidos ni de organismos internacionales. Por ello, ENSA consideró el crecimiento promedio observado durante el primer cuatrimestre de 2014 respecto de 2013 y este crecimiento promedio se aplicó al valor del PPI de junio de 2013, resultando un valor proyectado de 191.1 para junio 2014 (variación 8.2%, respecto de junio de 2014), tal como se muestra en la siguiente tabla:

PPI

Industria: Electric power distribution, Producto: Industrial electric power, Serie: PCU22112222112243

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Promedio Jan-Apr
2013	166.2	166.3	166.0	165.8	169.7	176.6	176.0	175.2	175.2	167.8	166.0	167.2	166.1
2014	179.8	181.8	180.0	177.2		191.1							179.7
Variación	8.2%	9.3%	8.4%	6.9%		8.2%							8.2%

Para el CPI se cuenta con la proyección del FMI (WEO, abril 2014) de 1.512%. Adicionalmente, se contrastó este valor con la variación promedio del primer cuatrimestre de 2014 respecto de igual cuatrimestre de 2013. La tabla siguiente muestra estos valores:

CPI

All items, U.S. city average, Not Seasonally Adjusted (serie CUUR0000SA0)

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Prom Jan-Apr
2013	230.280	232.166	232.773	232.531	232.945	233.504	233.596	233.877	234.149	233.546	233.069	233.049	231.938
2014	233.916	234.781	236.293	237.072									235.516
Variación	1.579%	1.126%	1.512%	1.953%									1.543%

No obstante, debido a la similitud de ambas estimaciones se optó por promediar los valores:

	Variación Estimada
Promedio 1º cuat 2014 vs 1º cuat 2013	1.543%
FMI, WEO, abril 2014	1.512%
Promedio	1.527%

De este valor resulta un CPI estimado para junio 2014 de 237.07. La tabla siguiente resume los valores de los índices PPI y CPI que ENSA propone utilizar para actualizar los valores de las empresas de la FERC a junio 2014:

Índice	Junio 2014 (estimado)
PPI	191.09
CPI	237.07

Indexación de los costos de O&M de los activos de 24-115 kV

Los costos de O&M correspondientes a los activos comprendidos entre 24-115 kV fueron llevados a valores constantes ajustando con el indexador empleado para los costos de administración. En su lugar, consideramos que se deberían indexar empleando el mismo indexador que los demás costos de O&M de distribución.

III.3.1. Actualización del valor de los activos

Indexación del valor de los Activos de 24-115 kV

El valor de los activos comprendidos entre 24-115 kV fue llevado por la ASEP a valores constantes ajustando con el indexador empleado para los activos de comercialización. En su lugar, ENSA considera que deberían indexarse empleando el mismo indexador que los otros activos de distribución.

III.3.4. Asignación de activos y costos comunes

Asignación de la Planta General a los Activos de Distribución

Un porcentaje de la planta general se suma a los activos de distribución. Este porcentaje es la participación de los activos de distribución en el total de los activos. Esta participación debería calcularse de la siguiente manera:

$$\%PtaGral_D = \frac{ActDist}{TotPlantServ - PtaGral}$$

Siendo:

ActDist: los activos de distribución ajustados corresponde a: la Planta de Distribución Total (Total Distribution Plant) menos Activos de Comercialización ((370) *Meters*) menos activos de Alumbrado Público ((373) *Street Lighting and Signal Systems*) más Activos de 24-115kV menos ajuste de Activos Subterráneos ((367) *Underground Conductors and Devices* + (366) *Underground Conduit*)

TotPlantServ: Planta Eléctrica Total (*TOTAL Electric Plant in Service*)

PtaGral: Planta General Total (*TOTAL General Plant*)

Sin embargo, ASEP no resta en el denominador la Planta General Total ni ajusta los Activos de Distribución (sumando en el numerador los activos de 24-115 y restando el ajuste de Activos Subterráneos). En este sentido, se solicita se corrija el cálculo según la expresión detallada arriba.

Asignación de la Planta General a los Activos de Comercialización

Un porcentaje de la Planta General se suma a los Activos de Comercialización. Este porcentaje es la participación de los Activos de Comercialización en el total de los activos. Esta participación debería calcularse de la siguiente manera:

$$\%PtaGral_C = \frac{ActCom}{TotPlantServ - PtaGral}$$

Siendo:

ActCom: los Activos de Comercialización ((370) *Meters*)

TotPlantServ: Planta Eléctrica Total (*TOTAL Electric Plant in Service*)

PtaGral: Planta General Total (*TOTAL General Plant*)

No obstante, la ASEP no resta en el denominador la Planta General Total, por lo que solicitamos se corrija el cálculo según la ecuación antes detallada.

III.3.5. Costos de administración

Cálculo de los costos de administración

Los costos de administración corresponden a la proporción que representa la suma de los costos de O&M de comercialización y distribución en el total de los costos totales de operación y mantenimiento (netos de los costos de administración y de los costos de combustibles y costos de compra de combustibles). La fórmula de cálculo es la siguiente:

$$Costos_{Adm} = \frac{CostosO\&M_D + CostosO\&M_C}{CostosO\&M_E - GastosAdm - CompraEn - CostoComb} \cdot GastosAdm$$

Siendo:

Costos_{Adm}: los costos de administración en valores corrientes

CostosO&M_D + CostosO&M_C: la suma de los costos de O&M de distribución y comercialización

CostosO&M_E: Los costos totales de O&M de la actividad eléctrica (cuenta: TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197))

GastosAdm: Los gastos administrativos totales (cuenta: TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196))

CompraEn: la compra de energía (cuenta: (555) Purchased Power)

CostoComb: los costos de combustible (suma de las cuentas: (501) Fuel, (518) Fuel y (547) Fuel)

En este sentido, hemos observado que la ASEP por error no incluye los costos de O&M de los activos de 24-115 kV dentro de los costos de O&M de distribución (*CostosO&M_D*), lo cual debe corregirse.

III.3.6. Participación de la mano de obra

Porcentaje de la mano de obra en los costos de comercialización de las empresas de la FERC

En el archivo de procesamiento de la FERC (Proc_Inf_FercV4.xlsx), hoja "SalariosOyM", columna Y (%MOC/O&MC): se divide por los costos de OyMDistrib, cuando debería dividir por OyMCom.

Porcentaje de la mano de obra en los activos de las empresas de la FERC

En el archivo "Proc_Inf_FercV4.xlsx" los activos de distribución y comercialización fueron indexados por la ASEP considerando un porcentaje de mano de obra de 70.3% y 51.3%. No obstante, cabe resaltar que estos valores no coinciden con los presentados en el documento de la propuesta de IMP, por lo que se presume que tomaron como fuente de información una versión preliminar.

Los valores a considerar deben surgir del procedimiento descrito en el numeral III.3.6 (pág. 20) de la propuesta. Sin embargo, solicitamos que los porcentajes finales sean ajustados teniendo en cuenta lo siguiente:

- La Paridad de Poder de Compra (PPP) es de 0.651 y no de 0.636.
- El CLR debe ser el que surge de emplear la metodología de la RT anterior según lo detallado más abajo. En relación a esto, el valor de CLR que considera la ASEP no está ajustado por PPP.

De esta forma, los precios relativos a ser considerados por la ASEP deberían ser los siguientes:

Componente	Precio relativo
Mano de obra (CLR)	0.385
Materiales nacionales (PPP)	0.651

A partir de estos valores se obtiene el porcentaje de mano de obra en activos de distribución y comercialización a considerar en la indexación de los mismos:

	% MO / Activos Totales	
	USD en Panamá	USD en USA
Distribución	32.0%	54.1%
Comercialización	17.3%	34.4%

Vale la pena anotar que estos valores son consistentes con los utilizados por la ASEP en la revisión tarifaria anterior: 46.8% para distribución y 33.7% para comercialización.

III.4. Eficiencia económica

Resultados DEA obtenidos por la ASEP

El documento de propuesta de IMP de la ASEP no es claro ni detallado respecto de la manera en que se utilizó el método DEA para determinar el conjunto de empresas comparadoras eficientes. En el documento se indica cuáles fueron los insumos y productos considerados, las empresas que se excluyeron previamente del análisis, la orientación del análisis y el supuesto sobre rendimientos a escala. Sin embargo, no se detalla cuál fue el tratamiento que se dio al panel de datos. Consultas posteriores con la ASEP revelaron que se aplicó el DEA considerando conjuntamente información de años diferentes de todas las empresas con más de 35 mil clientes. Esto quiere decir que todas las observaciones fueron consideradas como unidades independientes.

A partir de estas precisiones y con la base de datos empleada se intentó, sin éxito, replicar los porcentajes de eficiencia (scores) obtenidos por la ASEP.

La tabla siguiente muestra los valores presentados por la ASEP y los que se obtuvieron en la replicación:

ID	Empresa	Eficiencias ASEP		Eficiencias DEAP-EMS		Diferencias	
		2012	2011	2012	2011	2012	2011
98	ALLETE, Inc.	100%	100%	100%	99%	0%	1%
30	Cleveland Electric Illuminating Company, The	100%	100%	100%	100%	0%	0%
45	Duke Energy Carolinas, LLC	100%	96%	100%	96%	0%	1%
144	Duke Energy Indiana, Inc.	100%	92%	100%	86%	0%	6%
502	EDECHI	100%	100%	100%	100%	0%	0%
501	EDEMET	100%	99%	99%	99%	1%	0%
500	ENSA	100%	100%	100%	100%	0%	0%
87	Entergy Louisiana, LLC	100%	100%	100%	100%	0%	0%
56	Florida Power & Light Company	100%	100%	100%	100%	0%	0%

57	Georgia Power Company	100%	100%	100%	100%	0%	0%
443	Ameren Illinois Company	100%	76%	100%	94%	0%	-18%
83	Kingsport Power Company	100%	100%	100%	100%	0%	0%
63	Entergy Gulf States Louisiana, L.L.C.	100%	100%	100%	100%	0%	0%
108	Nevada Power Company, d/b/a NV Energy	100%	100%	100%	100%	0%	0%
126	Ohio Edison Company	100%	100%	100%	100%	0%	0%
142	THE POTOMAC EDISON COMPANY	100%	100%	100%	100%	0%	0%
149	Public Service Electric and Gas Company	100%	100%	100%	100%	0%	0%
161	Southern California Edison Company	100%	100%	100%	100%	0%	0%
175	Toledo Edison Company, The	100%	100%	100%	100%	0%	0%
186	VIRGINIA ELECTRIC AND POWER COMPANY	100%	100%	100%	100%	0%	0%
188	WEST PENN POWER COMPANY	100%	89%	100%	93%	0%	-4%
193	Wisconsin Electric Power Company	100%	77%	100%	90%	0%	-13%
192	Wheeling Power Company	99%	100%	100%	100%	-1%	0%
176	Tucson Electric Power Company	96%	98%	98%	100%	-2%	-2%
74	Indianapolis Power & Light Company	96%	98%	100%	100%	-4%	-2%
288	UNS Electric, Inc.	93%	92%	100%	100%	-7%	-8%
145	Public Service Company of Colorado	92%	100%	95%	98%	-3%	2%
95	MDU Resources Group, Inc.	92%	90%	97%	94%	-5%	-4%
166	Southwestern Public Service Company	92%	100%	94%	92%	-2%	8%
170	Tampa Electric Company	92%	98%	100%	100%	-8%	-2%
147	Public Service Company of New Mexico	90%	100%	100%	100%	-10%	1%
6	Appalachian Power Company	90%	98%	96%	100%	-6%	-2%
73	Indiana Michigan Power Company	89%	96%	92%	94%	-3%	2%
120	Northern States Power Company (Minnesota)	89%	100%	100%	100%	-11%	0%
88	Louisville Gas and Electric Company	88%	91%	98%	97%	-10%	-6%
134	PacifiCorp	88%	100%	100%	100%	-12%	0%
49	El Paso Electric Company	88%	93%	96%	98%	-8%	-5%
281	Interstate Power and Light Company	85%	89%	85%	90%	0%	-1%
93	Massachusetts Electric Company	83%	100%	90%	100%	-7%	0%
17	Carolina Power & Light Company	82%	86%	93%	95%	-11%	-9%
315	Entergy Texas, Inc.	81%	87%	100%	100%	-19%	-13%
210	MidAmerican Energy Company	80%	75%	100%	95%	-20%	-20%
114	Entergy New Orleans, Inc.	80%	90%	85%	99%	-5%	-9%
178	Duke Energy Kentucky, Inc.	79%	89%	89%	94%	-10%	-5%
80	Kansas Gas and Electric Company	79%	93%	82%	90%	-3%	4%
82	Kentucky Utilities Company	79%	90%	85%	87%	-6%	3%
148	Public Service Company of Oklahoma	78%	76%	85%	86%	-7%	-10%
155	San Diego Gas & Electric Company	78%	82%	83%	85%	-5%	-3%
41	Consumers Energy Company	77%	68%	85%	83%	-8%	-15%
44	The Detroit Edison Company	77%	76%	88%	89%	-11%	-13%

194	Wisconsin Power and Light Company	76%	87%	77%	87%	-1%	0%
62	Gulf Power Company	76%	88%	80%	81%	-4%	7%
55	Florida Power Corporation	76%	97%	99%	100%	-23%	-3%
195	Wisconsin Public Service Corporation	76%	78%	82%	84%	-6%	-6%
137	Pennsylvania Power Company	75%	85%	83%	96%	-8%	-11%
127	Ohio Power Company	75%	100%	86%	100%	-11%	0%
150	Puget Sound Energy, Inc.	75%	72%	91%	89%	-16%	-17%
39	Connecticut Light and Power Company, The	75%	83%	86%	84%	-11%	-1%
130	Oklahoma Gas and Electric Company	75%	76%	77%	81%	-2%	-5%
164	Southwestern Electric Power Company	74%	77%	78%	80%	-4%	-3%
157	Sierra Pacific Power Company,d/b/a NV Energy	74%	66%	75%	74%	-1%	-8%
151	Rochester Gas and Electric Corporation	73%	78%	80%	70%	-7%	8%
81	Kentucky Power Company	73%	78%	82%	82%	-9%	-4%
100	Entergy Mississippi, Inc.	72%	80%	81%	88%	-9%	-8%
121	Northern States Power Company (Wisconsin)	72%	72%	68%	68%	4%	4%
115	New York State Electric & Gas Corporation	72%	69%	77%	73%	-5%	-4%
119	Northern Indiana Public Service Company	72%	88%	71%	81%	1%	7%
10	Baltimore Gas and Electric Company	72%	76%	73%	75%	-1%	1%
77	Jersey Central Power & Light Company	71%	68%	100%	89%	-29%	-21%
177	UNION ELECTRIC COMPANY	71%	74%	100%	100%	-29%	-26%
2	ALABAMA POWER COMPANY	71%	84%	80%	82%	-9%	2%
79	Kansas City Power & Light Company	70%	71%	71%	70%	-1%	1%
135	PECO Energy Company	70%	76%	77%	83%	-7%	-7%
70	Idaho Power Company	70%	70%	78%	73%	-8%	-3%
46	Duquesne Light Company	69%	71%	77%	77%	-8%	-6%
159	South Carolina Electric & Gas Company	69%	70%	69%	67%	0%	3%
107	The Narragansett Electric Company	69%	100%	85%	100%	-16%	0%
309	NSTAR Electric Company	68%	77%	73%	78%	-5%	-1%
146	Public Service Company of New Hampshire	68%	72%	80%	78%	-12%	-6%
182	KCP&L Greater Missouri Operations Company	68%	63%	75%	71%	-7%	-8%
89	Madison Gas and Electric Company	67%	70%	72%	73%	-4%	-3%
117	Niagara Mohawk Power Corporation	67%	63%	93%	77%	-26%	-14%
101	MONONGAHELA POWER COMPANY	67%	80%	70%	80%	-3%	0%
179	The United Illuminating Company	66%	79%	71%	77%	-5%	2%
141	Portland General Electric Company	64%	66%	70%	72%	-6%	-6%
290	Unitil Energy Systems, Inc.	64%	73%	76%	99%	-12%	-26%
32	Commonwealth Edison Company	63%	100%	100%	100%	-37%	0%
99	Mississippi Power Company	63%	71%	78%	73%	-15%	-2%
59	Granite State Electric Company	62%	55%	100%	100%	-38%	-45%
96	Metropolitan Edison Company	61%	67%	81%	83%	-20%	-16%

432	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, LP	61%	65%	63%	61%	-2%	4%
163	Southern Indiana Gas and Electric Company	61%	70%	80%	82%	-19%	-12%
187	Avista Corporation	61%	69%	70%	71%	-9%	-2%
43	Delmarva Power & Light Company	61%	68%	63%	68%	-2%	0%
138	PPL Electric Utilities Corporation	61%	67%	62%	64%	-1%	3%
190	Western Massachusetts Electric Company	60%	71%	82%	68%	-22%	3%
8	Entergy Arkansas, Inc.	59%	67%	65%	69%	-6%	-2%
9	Atlantic City Electric Company	58%	63%	76%	77%	-18%	-14%
7	Arizona Public Service Company	56%	65%	59%	62%	-3%	3%
22	Cleco Power LLC	56%	56%	59%	61%	-3%	-5%
152	Rockland Electric Company	54%	56%	79%	80%	-25%	-24%
136	Pennsylvania Electric Company	54%	65%	84%	89%	-30%	-24%
181	Upper Peninsula Power Company	54%	53%	97%	94%	-43%	-41%
42	The Dayton Power and Light Company	53%	77%	76%	91%	-23%	-14%
19	CENTRAL HUDSON GAS & ELECTRIC CORPORATION	52%	76%	63%	78%	-11%	-2%
132	Otter Tail Power Company	51%	66%	51%	53%	0%	13%
143	Potomac Electric Power Company	50%	53%	58%	54%	-8%	-1%
213	Midwest Energy Inc.	48%	54%	69%	63%	-21%	-9%
25	Central Vermont Public Service Corporation	46%	62%	50%	63%	-4%	-1%
51	The Empire District Electric Company	45%	50%	68%	66%	-23%	-16%
61	Green Mountain Power Corporation	42%	63%	42%	63%	1%	0%
202	Chugach Electric Association, Inc.	41%	43%	50%	52%	-9%	-9%

Como se puede observar, no ha sido posible reproducir los resultados de la ASEP, habiendo en muchos casos diferencias considerables. En términos generales, las eficiencias obtenidas por la ASEP son significativamente menores. En consecuencia, la cantidad de empresas eficientes que calcula ASEP es mucho menor, independientemente del criterio de selección de las empresas:

- Si se considera 2012 solamente, se tienen 69 empresas con eficiencia superior a 80%
- Si se considera 2011 solamente, se tienen 76 empresas eficientes
- Si a las que son eficientes en 2012 se le agrega las que lo son sólo en 2011, se tienen 79 empresas.

Incorporación de empresas de Panamá conjuntamente con empresas de la FERC en el análisis DEA de eficiencia

Los valores contables de activos de las empresas panameñas deben ser procesados con igual criterio que las empresas de la FERC, es decir:

- Asignación de la planta general a activos de distribución y comercialización;
- Corrección por activos de distribución subterráneos;

- Ajuste por inflación según año medio de compra de los activos (en el caso de las empresas panameñas los índices de precios a considerar corresponden a los índices de precios de Panamá);
- Valorización de los activos y costos operativos a junio de 2014;
- Empleo de factores de ajuste de valores en Panamá a valores en Estados Unidos consistentes con los valores empleados para el cálculo del IMP.

Por otro lado, se debe corregir el valor de las pérdidas de energía dado que no corresponden con los oportunamente reportados por ENSA.

Modificaciones solicitadas a la metodología propuesta por ASEP

Aplicación del método DEA

Se propone mantener la consistencia y continuidad regulatoria en la aplicación del método DEA. Específicamente se requiere lo siguiente:

- Promediar los años 2011-2012
En las revisiones tarifarias anteriores, la ASEP promedió para cada empresa de la FERC los valores de los años considerados y, a partir de estos valores promedio, aplicó el DEA. De esta forma, y una vez fijado el mínimo de eficiencia, se determinan inequívocamente las empresas eficientes. Sin embargo, en la presente revisión tarifaria la ASEP propone aplicar el DEA sin promediar la información de ambos años; es decir, considerando una muestra de 224 DMU¹s (112 empresas en 2 años) y luego escoge sólo aquellas empresas que superen en el 2012 el umbral de eficiencia.

Sobre este aspecto, consideramos que el procedimiento empleado por la ASEP en la Revisión Tarifaria anterior es el adecuado y que debe mantenerse por los siguientes motivos:

- Mantiene continuidad y consistencia regulatoria.
- Suaviza errores que pudiera haber en la información de base (formulario F1 de la FERC). El método DEA es un método muy sensible a errores en la información. Un valor erróneo en un año para una empresa podría hacer aparecer a dicha empresa como 100% eficiente. Al resultar 100 % eficiente pasa a formar parte de la frontera y determina directamente la eficiencia de las demás empresas con lo que podrían ser excluidas empresas que en realidad son eficientes. Más aún, podría hacer que esa misma empresa resulte ineficiente en otros años. Al promediar valores de ambos años se mitiga notablemente este problema otorgándole robustez al método. Lo anterior no sólo es válido en el caso de errores en los datos sino también cuando aparecen eventos puntuales en un año (gastos o inversiones extraordinarios, por ejemplo).
- Se evita tener que explicar por qué una misma empresa es eficiente en un año y en otro no lo es; y tener que decidir, en consecuencia, si la empresa formará parte o no del conjunto de empresas comparadoras eficientes. Trabajando con promedios se evita tener que tomar decisiones discrecionales y subjetivas respecto a qué empresas se consideran

¹ DMU: *Decision Making Unit* en el vocabulario DEA

comparadoras eficientes, y por lo tanto, hace más transparente el proceso. A diferencia de las técnicas econométricas en que un panel de datos enriquece la estructura de los datos, en el caso del método DEA genera resultados difíciles o imposibles de explicar sin un complejo análisis posterior que intente dilucidar las peculiaridades encontradas. Al respecto se recuerda que el objetivo seguido aquí es determinar un conjunto de empresas comparadoras y no explicar cómo evoluciona la eficiencia de las empresas a lo largo del tiempo y cuáles son los determinantes de dicha evolución o cual es la mejora observada en la productividad de los factores.

Al respecto, debemos señalar lo indicado en repetidas ocasiones por la propia ASEP durante el análisis de las empresas comparadoras, en el cual aplicó el siguiente criterio:

*“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.”*

En este sentido, el procedimiento seguido por la ASEP en esta Revisión Tarifaria es, por el contrario, contraproducente dado que, en lugar de atenuar el impacto de variaciones puntuales en algunos datos, lo exacerba.

Por otro lado, consideramos que en los casos que se tenga información sólo de un año (2011 o 2012) se debería tomar ese valor tanto en el modelo DEA como en la proyección econométrica.

- Separación de los activos de comercialización y de distribución
Se considera acertado el criterio empleado por la ASEP de considerar los activos de comercialización y de distribución como inputs separados dado que se condice con lo establecido en el Reglamento de Distribución de estimar para cada tipo de activo una ecuación específica.
- Eliminar empresas con menos de 35,000 clientes
Por otro lado, se considera inadecuado el criterio de eliminar del conjunto de empresas a ser comparadas mediante el DEA a aquellas empresas con menos de 35 mil clientes. Excluir a estas empresas de la muestra elimina información potencialmente útil para establecer las características de las funciones de costos y activos. Por otro lado, una virtud del método DEA (especialmente, bajo el supuesto de Rendimientos Variables a Escala, VRS) es que al determinar el grado de eficiencia de una empresa tiene en cuenta empresas de tamaño similar, por lo que es poco probable que su inclusión afecte a los resultados de empresas más grandes, mientras que permite una mayor riqueza de análisis en el caso de empresas pequeñas.

Por otra parte, el mantener las empresas de menos de 35,000 clientes en la ecuación hace un contrapeso o balance adecuado contra las empresas demasiados grandes, es decir, aquellas que distan mucho de la cantidad de clientes de las empresas distribuidoras de Panamá.

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

III.5.1. Ecuaciones de eficiencia de costos y activos

A partir de los ajustes realizados a la base de datos de empresas de la FERC y de las empresas de Panamá se determinaron las empresas eficientes mediante DEA. El DEA empleado tiene las siguientes características:

- Cantidad de empresas consideradas: 119 empresas (112 de la FERC y 3 de Panamá). Los valores de cada empresa surgen del promedio de la información de 2011 y 2012
- Tecnología: Rendimientos Variables a Escala (VRS)
- Orientación: a insumos
- Productos:
 - o Clientes
 - o Venta de Energía
- Insumos:
 - o Activos de distribución
 - o Activos de comercialización
 - o O&M de distribución
 - o O&M de comercialización
 - o O&M de administración
 - o Pérdidas de energía

Del modelo DEA surgieron como eficientes (con scores de eficiencia mayores o iguales a 0.8) 91 empresas. A partir de la información de las empresas eficientes se estimaron las ecuaciones de eficiencia de activos y costos:

Parámetros estimados de las ecuaciones de costos

Variable	AD	AC	OM	COM	ADM
Ln(C)		0.9554		1.0614	0.8744
Ln(DM)	0.9969		0.9545		
Ln(DM/C)	-0.8282		-0.9265		
Constante	9.2199	5.8995	5.2950	3.8030	5.9945

Siendo:

C: los clientes

DM: la demanda máxima

Estas ecuaciones corresponden a estimaciones econométricas con datos de panel.

III.5.2. Ecuación de eficiencia de pérdidas

Al respecto de la propuesta de la ASEP tenemos los siguientes comentarios:

- Pérdidas de las empresas comparadoras en 7.98%

En la determinación de las empresas comparadoras para incluirlas en las ecuaciones de eficiencia, la ASEP aplica los siguientes criterios:

- Se parte de las 112 empresas antes del análisis DEA (se incluyen tanto las eficientes como las ineficientes).
- Se excluye a las empresa que tienen pérdidas < que 6.5%
- Se excluye también a las empresas que tienen pérdidas > que 10.6%.

Nuevamente se presenta una falta de continuidad y de coherencia en la metodología, toda vez que históricamente la ASEP ha aplicado en la selección de las empresas comparadoras, el siguiente criterio:

- Se parte de las empresas eficientes después del análisis DEA.
- Se excluye a las empresas que tienen pérdidas < 6.5%.

La metodología aplicada por la ASEP es un cambio radical además de que viola los preceptos legales y regulatorios ya que no parte de las empresas eficientes como lo establece el artículo 98 de la Ley 6.

Para mantener la continuidad y coherencia regulatoria, solicitamos que la ASEP se enmarque dentro de la Ley y mantenga la metodología anterior. Procediendo de esta manera, se incluye en el análisis sólo a las empresas definidas como eficientes en el análisis previo del DEA. Se recuerda que este análisis incluye como input la pérdida de energía por lo que ya se recoge este aspecto al determinar las empresas eficientes.

Cabe indicar además que al trabajar con las empresas eficientes (después de la DEA) y excluir las que tienen < de 6.5%, no hay nada que justifique excluir a las empresas que tienen niveles de pérdidas > de 10.6%, estas últimas ya consideradas como eficientes, ya que al excluirlas representar una doble penalidad o afectación para la empresa. El umbral máximo de 10.6% no es justificado ni resulta razonable toda vez que fuerza a que los porcentajes de pérdidas resultantes se encuentren necesariamente por debajo de los actuales niveles de las empresas de Panamá. Al proceder de esta forma se está declarando de facto a las empresas panameñas como ineficientes.

Una vez determinadas las empresas eficientes con pérdidas superiores a 6.5% se estimó econométricamente con datos de panel la siguiente ecuación de pérdidas:

Variable	EP
Ln(MWhD)	0.9693
Constante	-1.9570

III.6. PROCESAMIENTO DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA

Costo laboral relativo (CLR)

El valor de los activos y costos eficientes que permiten determinar las ecuaciones estimadas están valuados en dólares de Estados Unidos de América. Para convertirlos en precios representativos de Panamá se requiere determinar la participación de los distintos componentes de los costos y los precios relativos entre ambos países de los principales insumos.

La metodología establecida en el documento de cálculo del IMP para el periodo 2010-2014 determina una fórmula para la adaptación de los costos laborales entre diferentes países. La fórmula desarrollada en el punto II.6.1 de dicho documento relaciona el costo relativo de la mano de obra entre Panamá y EE.UU ajustado por las diferencias de PBI y por un índice que refleja la paridad del poder adquisitivo (PPA). En dicha ocasión se estimó el valor vigente para cada año del período tarifario a partir de información correspondiente al año inmediato anterior al del período tarifario considerado, es decir, el año 2009.

La metodología propuesta por ASEP para el período tarifario 2014-2018 simplifica el desarrollo empleado para el cálculo anterior y adopta como *proxy* del CLR entre ambos países el ratio entre los PBI per cápita de ambos países expresados a PPA. Este cambio se considera inadecuado por cuanto la metodología anterior podía volver a implementarse dado que los datos son de acceso público y, porque técnicamente la metodología anterior es más robusta por cuanto hace explícita los costos laborales en cada país y las diferencias de productividades entre ambos (todo lo anterior corregido por el PPA).

Al respecto, es importante recordar lo argumentado por la ASEP en ocasión de la Revisión Tarifaria anterior en defensa de ésta última metodología (Res. No. AN-3564-Elec, 22 de junio de 2010, pág. 9):

“El hecho de relacionar el costo de la mano de obra solamente con el PPA, como propone EDEMET, implica suponer que las diferencias de costos y gastos se deben sólo a la diferencia del poder adquisitivo entre los países, sin reconocer la diferencia de las remuneraciones relativas al PIB, entre ambos países. El Costo Laboral Relativo utilizado por la Autoridad reconoce ambos efectos.”

La ecuación empleada en la Revisión Tarifaria anterior es la siguiente:

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

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

Siguiendo la línea de la metodología anterior el valor obtenido del factor para el período 2014-2018 alcanza 0,385 *versus* 0,314 que empleó ASEP. El detalle de la información empleada se muestra en el siguiente cuadro:

			2010	2011	2012	2013
Panamá	PBI a precios corrientes	Millones de Bs a precios corrientes	27.053	31.320	35.938	40.329
	PBI a costo de factores *	Millones de Bs a precios corrientes	24.772	28.559	32.640	36.628
	PPA	Balboas por Dolar	0,61	0,625	0,636	0,651
	Remuneración Asalariados *	Millones de Bs a precios corrientes	8.260	9.505	10.898	12.229
EEUU	PBI a precios corrientes	Millones de Bs a precios corrientes	14.958	15.534	16.245	16.800
	PBI a costo de factores	Millones de Bs a precios corrientes	13.501	14.040	14.616	15.712
	Remuneración Asalariados	Millones de Bs a precios corrientes	7.970	8.295	8.566	8.860
Costo Laboral Relativo**			0,345	0,352	0,362	0,385

* el valor para 2013 es estimado a partir de la evolución del PBI a precios corrientes

** Costo Laboral Relativo: (Rem. Asalariados PAN/PBI a costo factores PAN)/(Rem. Asalariados EEUU/PBI a costo factores EEUU)*PPA

Este cambio modifica tanto el factor de ajuste para convertir los valores de las empresas de Panamá a dólares de Estados Unidos (para ser empleados en el análisis DEA) y viceversa, como así también el porcentaje de mano de obra de los activos de distribución a emplear en la indexación de los activos de la FERC.

PPP usado en cálculo del IMP

ASEP para convertir el IMP obtenido mediante las ecuaciones de eficiencia a precios de Panamá utiliza la proyección del PPP para los años 2014 a 2018. En su lugar, debería considerar el mismo valor para todos los años y éste debería ser el de 2013 dado que es el último año para el que se cuenta con información.

PARTE III CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

CAPÍTULO III INGRESO MÁXIMO PERMITIDO DE ENSA

III.1. INFORMACION BASE

III.1.1 Proyección de demanda, energía y cantidad de clientes

La energía, demanda y clientes propuestos por ASEP como impulsores de las ecuaciones de eficiencia, se resumen de la siguiente forma:

IMPULSORES DE COSTOS	BASE	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	CREC.a.a.
Demanda Máxima	568.50	593.79	625.16	654.46	681.17	4.62%
Energía Facturada (sin/AP) con EDEMET	3,307,688	3,457,616	3,615,741	3,759,375	3,909,380	4.27%
Energía ingresada al sist. Sin EDEMET	3,431,085	3,593,453	3,766,679	3,925,692	4,091,788	4.50%
Energía ingresada al sist. Por EDEMET	219,331	219,331	219,331	219,331	219,331	0.00%
Cientes	392,304	410,137	426,390	440,686	454,661	3.76%
DEM/CLIENTE	1.45	1.54	1.56	1.58	1.59	
ENERGIA-AÑO/CLIENTE	8.43	8.08	8.16	8.27	8.32	
Ener ingresada c/EDEMET sin AP	3,527,019	3,676,946	3,835,072	3,978,705	4,128,710	4.02%
Energía ingresada al sist. con EDEMET	3,650,416	3,812,784	3,986,009	4,145,022	4,311,119	4.25%
Factor de Carga	0.733	0.733	0.728	0.723	0.722	-0.36%

La energía facturada de los clientes regulados y el número de clientes regulados utilizados en esta propuesta son obtenidos de la información enviada por ENSA (Nota No. DME-101-14). Para la energía facturada de los clientes no regulados y el trasiego de EDEMET, se utiliza el valor histórico del 2013 sin aplicar crecimiento. En el caso de la Energía facturada de ENSA la proyección remitida por corregimiento no contempla el consumo de alumbrado público. La ASEP asumió que estaba incluido el consumo de alumbrado público y lo resta del total. Por tal motivo, la Energía Facturada de ENSA debe ser corregida para incluir el consumo de alumbrado público.

Para calcular la energía ingresada al sistema, se utiliza un porcentaje de pérdidas eficientes de 8.5% promedio para los clientes regulados, 1.5% para EDEMET y 0.0% para los clientes no regulados. La demanda es calculada con el factor de carga de ENSA, 0.728 promedio, obtenido del Informe Indicativo de Demandas, aplicado a la suma de todas las energías inyectadas a la red.

Estos cálculos se detallan en los siguientes cuadros:

Energía Facturada Utilizada:

IMPULSORES DE COSTOS	BASE	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	CREC.a.a.
Energía Facturada G.C. (MWh)	217,701	217,701	217,701	217,701	217,701	
Energía Facturada (MWh)	3,367,888	3,520,736	3,681,940	3,828,371	3,981,296	4.27%
ENSA - Consumo	2,873,946	3,023,874	3,181,999	3,325,633	3,475,638	4.87%
ENSA - Al. Público	60,200	63,120	66,199	68,996	71,916	4.55%
AVIPAC	405	405	405	405	405	0.00%
Super 99	39,353	39,353	39,353	39,353	39,353	0.00%
RICAMAR	4,390	4,390	4,390	4,390	4,390	0.00%
BPARK	11,469	11,469	11,469	11,469	11,469	0.00%
VARELA						
CEMEX	162,084	162,084	162,084	162,084	162,084	0.00%
AT - EDEMET	216,041	216,041	216,041	216,041	216,041	0.00%

Pérdidas Eficientes Utilizadas:

IMPULSORES DE COSTOS	BASE	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	CREC.a.a.
ENSA - Pérdidas	8.69%	8.55%	8.48%	8.45%	8.43%	-0.76%
AVIPAC	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Super 99	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
RICAMAR	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
BPARK	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
VARELA	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
CEMEX	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
EDEMET - Pérdidas	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	0.00%

Cálculo de la Energía Inyectadas

IMPULSORES DE COSTOS	BASE	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	CREC.a.a.
Energía Inyectada al Sistema (MWh)	3,650,416	3,812,784	3,986,009	4,145,022	4,311,119	4.25%
ENSA	3,213,384	3,375,752	3,548,977	3,707,991	3,874,087	4.79%
AVIPAC	405	405	405	405	405	0.00%
Super 99	39,353	39,353	39,353	39,353	39,353	0.00%
RICAMAR	4,390	4,390	4,390	4,390	4,390	0.00%
BPARK	11,469	11,469	11,469	11,469	11,469	0.00%
VARELA	-	-	-	-	-	-
CEMEX	162,084	162,084	162,084	162,084	162,084	0.00%
AT - EDEMET	219,331	219,331	219,331	219,331	219,331	0.00%

Factor de Carga Utilizado para toda la energía inyectada al Sistema.

IMPULSORES DE COSTOS	BASE	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	CREC.a.a.
Factor de Carga	0.733	0.733	0.728	0.723	0.722	-0.36%
ENSA	0.733	0.733	0.728	0.723	0.722	-0.36%
AVIPAC	0.733	0.733	0.728	0.723	0.722	-0.36%
Super 99	0.733	0.733	0.728	0.723	0.722	-0.36%
RICAMAR	0.733	0.733	0.728	0.723	0.722	-0.36%
BPARK	0.733	0.733	0.728	0.723	0.722	-0.36%
VARELA	0.733	0.733	0.728	0.723	0.722	-0.36%
CEMEX	0.733	0.733	0.728	0.723	0.722	-0.36%
AT - EDEMET	0.733	0.733	0.728	0.723	0.722	-0.36%

Cálculo de la Demanda Máxima

IMPULSORES DE COSTOS	BASE	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	CREC.a.a.
Demanda Máxima (MW)	568.50	593.79	625.16	654.46	681.17	4.62%
ENSA	500.44	525.73	556.62	585.46	612.12	5.16%
AVIPAC	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.36%
Super 99	6.13	6.13	6.17	6.21	6.22	0.36%
RICAMAR	0.68	0.68	0.69	0.69	0.69	0.36%
BPARK	1.79	1.79	1.80	1.81	1.81	0.36%
VARELA	-	-	-	-	-	-
CEMEX	25.24	25.24	25.42	25.59	25.61	0.36%
AT - EDEMET	34.16	34.16	34.40	34.63	34.65	0.36%

En este sentido, las modificaciones propuestas por ENSA consisten en:

1. Para la energía facturada, se utiliza aquella enviada por ENSA en la nota DME-101-14 y, para los clientes no regulados y EDEMET, se utilizaría la energía consumida en el 2013 según propuesta de la ASEP. Adicionalmente, se incluye al cliente no regulado Varela Hermanos. **Finalmente se adiciona el consumo de alumbrado público al no estar incluido dentro de la energía facturada.**

IMPULSORES DE COSTOS	BASE	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	CREC.a.a.
Energía Facturada G.C. (MWh)	218,343	218,343	218,343	218,343	218,343	-
Energía Facturada (MWh)	3,398,630	3,584,498	3,748,781	3,898,009	4,053,854	4.51%
ENSA - Facturación	2,904,046	3,086,994	3,248,198	3,394,629	3,547,554	5.13%
ENSA - Al. Público	60,200	63,120	66,199	68,996	71,916	4.55%
AVIPAC	405	405	405	405	405	0.00%
Super 99	39,353	39,353	39,353	39,353	39,353	0.00%
RICAMAR	4,390	4,390	4,390	4,390	4,390	0.00%
BPARK	11,469	11,469	11,469	11,469	11,469	0.00%
VARELA	642	642	642	642	642	0.00%
CEMEX	162,084	162,084	162,084	162,084	162,084	0.00%
AT - EDEMET	216,041	216,041	216,041	216,041	216,041	0.00%

2. Aplicar las Pérdidas reales de los clientes regulados de ENSA y no la eficiente. En el caso de EDEMET y CEMEX, aplicar el porcentaje de pérdidas de 1.5% (alta tensión) y para el resto de los clientes no regulados la pérdida técnica en media tensión de 2.4%.

IMPULSORES DE COSTOS	BASE	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	CREC.a.a.
ENSA - Pérdidas	11.52%	11.30%	11.23%	11.20%	11.17%	-0.77%
AVIPAC	2.40%	2.40%	2.40%	2.40%	2.40%	0.00%
Super 99	2.40%	2.40%	2.40%	2.40%	2.40%	0.00%
RICAMAR	2.40%	2.40%	2.40%	2.40%	2.40%	0.00%
BPARK	2.40%	2.40%	2.40%	2.40%	2.40%	0.00%
VARELA	2.40%	2.40%	2.40%	2.40%	2.40%	0.00%
CEMEX	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	0.00%
EDEMET - Pérdidas	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	0.00%

La demanda máxima de las empresas comparadoras es la demanda máxima real, que es la utilizada para calcular las ecuaciones de eficiencia y no es utilizada una supuesta demanda máxima eficiente de las empresas comparadoras. Por lo tanto, la ASEP debió calcular la demanda máxima con las pérdidas reales y no con las pérdidas eficientes.

La energía inyectada al sistema revisada, en base a las pérdidas reales, se muestra a continuación:

IMPULSORES DE COSTOS	BASE	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	CREC.a.a.
Energía Inyectada al Sistema (MWh)	3,791,536	3,992,750	4,175,217	4,341,784	4,515,899	4.47%
ENSA	3,350,010	3,551,224	3,733,691	3,900,259	4,074,374	5.02%
AVIPAC	415	415	415	415	415	0.00%
Super 99	40,321	40,321	40,321	40,321	40,321	0.00%
RICAMAR	4,498	4,498	4,498	4,498	4,498	0.00%
BPARK	11,751	11,751	11,751	11,751	11,751	0.00%
VARELA	658	658	658	658	658	0.00%
CEMEX	164,552	164,552	164,552	164,552	164,552	0.00%
AT - EDEMET	219,331	219,331	219,331	219,331	219,331	0.00%

3. Utilizar los factores de carga reales para clientes regulados, para cada uno de los clientes no regulados y EDEMET, según el Informe Indicativo de Demanda. Los factores de carga, obtenidos del Informe Indicativo de Demandas y la demanda (MW) resultante, se detallan a continuación:

IMPULSORES DE COSTOS	BASE	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	CREC.a.a.
Factor de Carga	0.676	0.679	0.677	0.675	0.676	-0.02%
ENSA	0.733	0.733	0.728	0.723	0.722	-0.36%
AVIPAC	0.731	0.731	0.731	0.731	0.731	0.00%
Super 99	0.752	0.752	0.753	0.753	0.751	-0.02%
RICAMAR	0.506	0.506	0.506	0.505	0.505	-0.05%
BPARK	0.554	0.554	0.554	0.554	0.554	0.00%
VARELA	0.321	0.321	0.321	0.321	0.321	0.00%
CEMEX	0.668	0.665	0.660	0.654	0.649	-0.74%
AT - EDEMET	0.312	0.312	0.312	0.312	0.312	0.00%

Al igual que en el caso de las Pérdidas, la ASEP debió utilizar el Factor de Carga real de cada Gran Cliente No Regulado y de EDEMET, toda vez que dicha información estaba disponible en el Informe Indicativo de Demanda (Pág. 28-118), y en sus posteriores adendas.

IMPULSORES DE COSTOS	BASE	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	CREC.a.a.
Demanda Máxima (MW)	639.95	671.41	704.17	734.64	762.84	4.49%
ENSA	521.72	553.06	585.59	615.82	643.76	5.40%
AVIPAC	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.00%
Super 99	6.12	6.12	6.11	6.12	6.13	0.02%
RICAMAR	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	0.05%
BPARK	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	0.00%
VARELA	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.00%
CEMEX	28.12	28.25	28.48	28.72	28.97	0.74%
AT - EDEMET	80.25	80.25	80.25	80.25	80.25	0.00%

La propuesta de los impulsores de costos que debió utilizar la ASEP se detalla a continuación:

IMPULSORES DE COSTOS	BASE	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	CREC.a.a.
Demanda Máxima	639.95	671.41	704.17	734.64	762.84	4.49%
Energía Facturada (sin/AP) con EDEMET	3,338,430	3,521,378	3,682,582	3,829,013	3,981,938	4.51%
Energía ingresada al sist. Sin EDEMET	3,572,206	3,773,420	3,955,886	4,122,454	4,296,569	4.72%
Energía ingresada al sist. Por EDEMET	219,331	219,331	219,331	219,331	219,331	0.00%
Clientes	392,304	410,137	426,390	440,686	454,661	3.76%
DEM/CLIENTE	1.63	1.64	1.65	1.67	1.68	
ENERGIA-AÑO/CLIENTE	8.51	8.59	8.64	8.69	8.76	
Ener ingresada c/EDEMET sin AP	3,557,761	3,740,708	3,901,913	4,048,343	4,201,268	4.24%
Energía ingresada al sist. con EDEMET	3,791,536	3,992,750	4,175,217	4,341,784	4,515,899	4.47%
Factor de Carga Ponderado	0.676	0.679	0.677	0.675	0.676	-0.02%

Este resultado presenta coherencia y continuidad regulatoria en relación a los criterios de los impulsores de costos utilizados en las revisiones tarifarias anteriores.

III.2. BASE DE CAPITAL

Documentación aportada por la Empresa

El Costo Reportado utilizado por la ASEP para el período tarifario fue de \$176.2 MM.

COSTO REPORTADO ASEP						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Planta General	3,414,726	4,247,394	4,991,126	4,419,679	14,710,128	31,783,053
Distribución	16,129,613	16,112,050	15,412,640	36,874,804	33,585,298	118,114,406
Comercialización	2,654,456	2,817,746	5,011,011	3,762,419	4,500,806	18,746,438
Alumbrado Público	742,199	1,095,392	1,649,505	1,774,984	2,296,552	7,558,632
Total	22,940,995	24,272,582	27,064,282	46,831,887	55,092,785	176,202,530

Este total del periodo, de \$176.2 MM debe ser revisado por la ASEP a \$182.1. De acuerdo a la ASEP para el año 2013 se capitalizó \$46.8 MM cuando el total reportado por ENSA para este año fue de \$52.7 MM. En cuando a la Capitalización de los \$55.1 MM para el Primer Semestre del 2014, la ASEP debe revisar el detalle por cuenta regulatoria. Las razones que justifican nuestra solicitud son las siguientes:

- Revisión de los Costos Capitalizados en 2013**

Se observa en los archivos de la propuesta de Ingreso Máximo Permitido (IMP), que para las capitalizaciones de 2013 de ENSA, solamente se está tomando en cuenta un monto de \$46.8 MM. La ASEP está utilizando para el análisis de la información la base de datos enviada el 31

de marzo de 2014, por medio de la nota DME-131-14, en la que se declara que la base es preliminar al no contar en ese momento con los descriptores de todas las inversiones realizadas durante el año. Esta entrega preliminar se hizo para cumplir con lo estipulado en la resolución.

No obstante, en los archivos adjuntos a las notas DME-053-14 y DME-146-14, así como en la información enviada por correo electrónico y que fuese solicitada en la reunión sostenida con ASEP y sus consultores el 2 de abril de 2014, se detalla que las inversiones realizadas en el 2013 fueron por un monto de \$52.7 MM.

En virtud de lo anterior, le solicitamos que para el 2013 sea utilizado las Capitalizaciones finales por un monto de \$52.7 MM suministrados oportunamente.

- **Revisión de los Costos que se esperan sean Capitalizados el I Semestre del 2014**

Para el primer semestre del 2014 se espera capitalizar \$55.1 MM de los cuales \$31.8 MM corresponde a construcciones en proceso y \$23.3 MM al Capex del primer semestre del 2014. Es importante enfatizar que de estas inversiones a ser capitalizadas en el primer semestre 2014, los proyectos más relevantes (por su costo) están siendo visitados por la ASEP para confirmar su status de campo, pudiendo comprobar que los mismos ya están, o estarán antes del 30 de junio, en operación. Este es el caso de la subestación Llano Bonito, la subestación María Chiquita, el tendido de cable protegido de Cerro Azul, el nuevo sistema comercial, la alimentación del Metro de Panamá, entre otros.

La ASEP, basado en el total reportado por ENSA, procedió a prorratear el total (\$55.1MM) proporcionalmente de acuerdo a las cuentas regulatorias y luego le aplicó un recorte uniforme del 20% a cada una de las cuentas.

Consideramos que el procedimiento utilizado por la ASEP para determinar los costos eficientes de lo que se espera sean capitalizados el I Semestre del 2014 no se justifica, ya que este procedimiento afecta el reconocimiento de los costos eficientes a ENSA que dicta la Ley 6 (Art. 98), por lo que solicitamos sea revisado.

Por otro lado, a través de la nota DME-053-14 del 31 de enero de 2014, ENSA presentó el detalle de lo que se espera capitalizar el I Semestre del 2014, clasificados de acuerdo a la gran parte de las cuentas regulatorias, con excepción de los costos que se esperan sean capitalizados en la red de distribución (\$23.4 MM).

Por lo tanto, en todo caso los únicos costos que debieron ser prorrateados fueron \$23.4 MM relacionados con la red de distribución mientras que el balance de \$31.7 MM debió utilizar la asignación de las cuentas según lo reportado por ENSA. Si prorrateamos estos costos de distribución (\$23.4 MM) en base a las capitalizaciones históricas (2010-2013), los costos reportados que la ASEP debió utilizar para el I Semestre del 2014 se presentan en los dos cuadros a continuación:

Línea de Negocio	Capitalizaciones I SEM 2014 - Ecuaciones de Eficiencia	
	Descripción Cuenta	I SEM 2014
Planta y Equipo (1)	Edificios y mejoras	431,608
	Equipo de Computación	10,031,069
	Equipos de comunicaciones	252,187
	Equipos de transporte y carga	753,431
	Mobiliario y equipo de oficina	279,846
	Otros equipos de uso general	25,832
	Planta Intangible y Software	-
	Terrenos	-
Total Planta y Equipo		11,773,973
Distribución (2)	Líneas Aéreas de 115 kV	236,043
	Líneas Aéreas de 34,5 kV	411,206
	Líneas Aéreas de 13,8 kV	8,071,887
	Líneas Aéreas de Otras Tensiones	43,062
	Líneas Subterráneas de 115 kV	1,387,930
	Líneas Subterráneas 34.5 kV	-
	Líneas Subterráneas de 13,8 kV	3,611,081
	Líneas Subterráneas de Otras Tensiones	29,046
	TX MT/MT	44,043
	Centro de transformación 34,5 kV /BT	67,324
	Centro de transformación 13,8 kV /BT	3,988,387
	Otros centros de transformación MT/BT	123,848
	Líneas Aéreas BT	2,262,670
	Líneas Subterráneas BT	47,734
	Despachos de maniobra y SCADA	235,897
	Eq de medición y control de la calidad	111,140
	Otros equipos del sistema de distribución	425,611
	Acometidas BT	3,739,490
Total Distribución		24,836,400
Comercialización (1)	Equipos de medida SMEC	-
	Otros equipos de comercialización	269,083
	Sistema de medidores y accesorios	1,775,945
Total Comercialización		2,045,028
Total Considerado en Ecuaciones		38,655,401

Línea de Negocio	Capitalizaciones I SEM 2014 - No Consideradas en Ecuaciones de Eficiencia	
	Descripción Cuenta	I SEM 2014
Planta y Equipo (1)	Terrenos - Subestaciones	30,000
Total Planta y Equipo		30,000
Distribución (1)	Subestaciones 115 kV / MT	9,741,365
Total Distribución		9,741,365
Alumbrado Público (1)	Lámparas, accesorios y postes de AP	1,137,021
Total Alumbrado Público		1,137,021
Total Proy de Soterramiento	LT S/E Llano Bonito	
	Línea Subterránea de 115 Kv	4,500,000
	Línea Subterránea de 13.8 Kv	500,000
	Soterramiento de Colón	
	Línea Subterránea de 115 Kv	141,520
Total Proy de Soterramiento	Línea Subterránea de 13.8 Kv	-
		5,141,520
Sistema Prepago (1)	Equipo de computación	-
	Equipos de comunicaciones	-
	Planta Intangible y Software	-
	Otros equipos de comercialización	-
	Sistema de medidores y accesorios	387,479
		387,479
Total Sistema Prepago		387,479
Total No Considerado en Ecuaciones		16,437,385

Como se puede apreciar, en todos los rubros identificados en el cuadro con (1), los montos, corresponden a lo que envió ENSA en los informes adjuntos a la nota DME-053-14, específicamente los puntos: 2.1 - Base de Capital e Inversiones Consideradas en las Ecuaciones de Eficiencia y 6.1 Inversiones Históricas No Previstas en Ecuaciones de Eficiencia.

En la nota DME-053-14, para las inversiones consideradas dentro de ecuaciones de eficiencia de la línea de negocio Distribución, solamente se presenta el total previsto para el primer semestre 2014, por lo que para este ejercicio se procedió a prorratear según los pesos de las inversiones de 2010-2013.

Si bien es cierto que la metodología aplicada por la ASEP afectó todos los rubros que requieren ser revisados, queremos resaltar las siguientes afectaciones más críticas:

- En el caso de las Subestaciones: la ASEP consideró, de acuerdo al resultado de prorrateo, capitalización para el I Semestre del 2014 la suma de \$5.4 MM y el monto

enviado por ENSA fue de \$9.7 MM, los cuales corresponden principalmente a la capitalización de la Subestación de Llano Bonito.

- En el caso del Sistema Comercial: la ASEP consideró, de acuerdo al resultado de prorrateo, capitalización para el I Semestre del 2014 en Equipos de Computación la suma de \$2.0 MM y el monto enviado por ENSA fue de \$10.0 MM. Para el Primer Semestre 2014 se espera capitalizar el nuevo sistema comercial por un monto de \$9.5 MM.
- Adicionalmente, producto de este prorrateo, se estimaron más inversiones en propiedad y planta de las que realmente se estima realizar en el primer semestre de 2014. A esta línea de negocio, se le aplicó un factor de eficiencia de 59% para el 2014, por lo que se penaliza la base de capital en mayor medida.
- Finalmente, se está aplicando un factor de eficiencia global para el primer semestre de 2014, cuando para el 2010 - 2013 se está aplicando un factor distinto por cada cuenta regulatoria.

El Costo Total Reportado oportunamente por ENSA, y que la ASEP debió utilizar para el período tarifario es de \$182.1 MM:

COSTO REPORTADO ENSA						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Planta General	3,414,726	4,247,394	4,991,126	4,590,777	11,803,973	29,047,995
Distribución	16,129,445	16,112,052	15,412,640	41,940,938	39,719,285	129,314,359
Comercialización	2,654,456	2,817,746	5,011,011	4,342,818	2,432,507	17,258,538
Alumbrado Público	742,199	1,095,392	1,649,505	1,816,962	1,137,021	6,441,079
Total	22,940,826	24,272,583	27,064,282	52,691,494	55,092,786	182,061,971

Por todo lo antes indicado, ENSA solicita que sea revisado el costo capitalizado del 2013 de \$46.8 MM utilizado por ASEP al monto real reportado de \$52.7 MM. Además, solicita que sea revisada la clasificación por cuenta regulatoria de la capitalización para el Primer Semestre del 2014 realizada por la ASEP y sea utilizada la clasificación suministrada oportunamente por ENSA.

- **Consideraciones Generales para los Criterios de Análisis de Eficiencia**

En la Propuesta del IMP se aplican recortes a la a las inversiones realizadas por la empresa de 2010 a 2013 de la siguiente forma:

MOTIVOS DE RECORTE					
	2010	2011	2012	2013	Total
Registros inadecuado Materiales	304,483	755,776	1,730,117	7,738,652	10,529,028
Registros inadecuado Mano de Obra	2,075,177	1,370,984	1,470,975	1,093,327	6,010,463
Fecha fuera de periodo	2,538,082	2,296,500	881,975	1,512,789	7,229,346
Eficiencia de precio	206,071	1,180,351	583,000	1,450,533	3,419,956
Sin Area (M2) declarada	342,107	422,305	329,774	197,673	1,291,859
Sin Cantidad declarada	195,839	95,119	85,078	71,340	447,376
Otros	24,513	64,930	51,595	31,820	172,858
Total	5,686,272	6,185,965	5,132,514	12,096,135	29,100,886

Como se observa en el cuadro anterior, el análisis de precio en relación con las referencias internacionales, tuvo un impacto menor en las inversiones reconocidas, por lo que los recortes realizados no están enviando una señal de eficiencia de precios. Las razones que más afectaron el reconocimiento de las inversiones realizadas por ENSA fueron: no contar con fecha considerada como válida (-\$7.2 MM), y no contar con un registro determinado como adecuado de mano de obra o materiales (-\$16.5 MM),. Se procede a explicar cada uno de estos casos:

1. Fecha fuera del periodo: La fecha que aparece en la base de datos no necesariamente refleja la fecha en que es capitalizado el proyecto, esta fecha puede corresponder a la finalización de las obras o es la fecha de alta original del activo sobre el cual se está trabajando. Por esta razón se indica en el campo de “Observaciones” de la base de datos del Sistema Regulatorio Unificado de Cuentas (SRUC), que el proyecto fue capitalizado en el año de análisis y se debe tomar como un activo adicionado ese año. En resumen, estos registros corresponden a inversiones realizadas por ENSA, capitalizadas en el año en que fueron reportadas en el SRUC, por lo que se debe recibir la rentabilidad correspondiente a las mismas.
2. Registros no adecuados de material y mano de obra: Como se comentó en la nota DME-094-14 del 24 de febrero de 2014, y en la información solicitada por ASEP en la reunión del 2 de abril de 2014, el análisis de los montos declarados de mano de obra y material no se puede realizar por descriptor, se debe realizar por la totalidad del proyecto, y adicionalmente, se debe tomar en cuenta que los proyectos pueden realizarse a través de varios años, ya que en un proyecto con varios tipos de registro no siempre se puede separar la mano de obra. Finalmente, en muchas ocasiones, no se registran montos de mano de obra al ser equipos instalados directamente por personal de ENSA, cuyo salario es registrado como gastos.

Tomando en cuenta lo anterior, se solicita que se revise la aplicación de estos criterios a las inversiones realizadas por ENSA.

III.2.2 Criterios para el análisis de Eficiencia

Para el análisis de los costos eficientes, la ASEP indica haber aplicado los siguientes criterios:

- Factor de inversión: determinar si los registros corresponden a inversiones o no;
- Factor de eficiencia precio: razonabilidad de los costos unitarios;
- Factor de asimetría;

- Consideraciones particulares: en el caso de ENSA, inversiones sin una adecuada partida de mano de obra. Factor de ajuste 0.7 y cuando era solo material 0%.

Con estos criterios el porcentaje de costos reconocidos por la ASEP dio como resultado los siguientes:

% RECONOCIDO ASEP						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Planta General	0.791	0.472	0.780	0.955	0.588	0.675
Distribución	0.754	0.785	0.801	0.697	0.790	0.757
Comercialización	0.686	0.885	0.859	0.834	0.800	0.819
Alumbrado Público	0.771	0.866	0.846	0.945	0.594	0.788
Total	0.752	0.745	0.810	0.742	0.729	0.750

En este sentido, ENSA procede a analizar los rubros por separado a fin de terminar las omisiones que se dieron por parte de la ASEP en cada uno, para llegar a estos resultados. En el caso de los Costos Reconocidos de Distribución, el resultado de la ASEP fue de 75.7%. Para el análisis de los Costos Reconocidos de Distribución, lo hemos clasificado en:

- Costos Reconocidos de las Subestaciones
- Costos Reconocidos en Red de Distribución (incluye Acometidas BT)
- Costos Reconocidos en Proyectos de Soterramiento

Revisión de los Costos Reconocidos de las Subestaciones

En el caso de las Subestaciones la ASEP aplicó los siguientes criterios:

1. Los costos capitalizados entre el 2010 y el 2013 fueron reconocidos en un 99.7%.
2. Los costos proyectados para el I Semestre del 2014, fueron remitidos mediante informes adjuntos a la nota DME-053-14 del 31 de enero de 2014, que totalizaban \$9.7 MM. Sin embargo, ASEP no utiliza estos montos reportados sino que mediante un prorrateo de la totalidad de las inversiones proyectadas, establece un monto para Subestaciones por \$5.4 MM y luego a este monto se le aplica un recorte del 20%, sin ninguna justificación.

Tomando como referencia lo antes expuesto, en el cuadro siguiente se muestran los costos reconocidos por la ASEP para las subestaciones:

**PROPUESTA DE LA ASEP
SUBESTACIONES**

COSTO REPORTADO - ASEP						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Expansión S/E Tinajitas	1,773,283	22,731	0	0	0	1,796,014
Expansión S/E Santa María	952,872	13,370	65,412	0	0	1,031,654
Expansión S/E France Field	0	0	0	3,439,210	0	3,439,210
Nueva S/E María Chiquita (34.5 / 13.8 KV)	0	0	0	0	721,053	721,053
Arreglos S/E BLM (S/E María Chiquita)	0	0	675,072	195,208	113,035	983,314
Arreglos S/E Cerro Viento	0	0	389,000	0	0	389,000
Arreglos S/E Cerro Viento (S/E Llano Bonito)	0	0	1,272,250	2,114,003	0	3,386,253
Nueva S/E Corredor Sur (Llano Bonito)	0	0	0	0	4,558,235	4,558,235
Nueva S/E Gonzalillo	0	0	0	0	0	0
Arreglos Monte Esperanza	0	0	0	0	0	0
S/E Geehan	0	0	0	115,313	0	115,313
S/E Tocumen Bases para el TX	0	0	0	0	0	0
Otros	9,354	36,081	135,000	398,908	311,645	890,987
Total	2,735,509	72,182	2,536,734	6,262,642	5,703,968	17,311,035

COSTO RECONOCIDO - ASEP						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Expansión S/E Tinajitas	1,773,282	0	0	0	0	1,773,282
Expansión S/E Santa María	952,872	13,370	65,412	0	0	1,031,654
Expansión S/E France Field	0	0	0	3,439,210	0	3,439,210
Nueva S/E María Chiquita (34.5 / 13.8 KV)	0	0	0	0	569,722	569,722
Arreglos S/E BLM (S/E María Chiquita)	0	0	675,566	195,208	89,312	960,086
Arreglos S/E Cerro Viento	0	0	389,000	0	0	389,000
Arreglos S/E Cerro Viento (S/E Llano Bonito)	0	0	1,272,250	2,114,003	0	3,386,253
Nueva S/E Corredor Sur (Llano Bonito)	0	0	0	0	3,601,578	3,601,578
Nueva S/E Gonzalillo	0	0	0	0	0	0
Arreglos Monte Esperanza	0	0	0	0	0	0
S/E Geehan	0	0	0	115,313	0	115,313
S/E Tocumen Bases para el TX	0	0	0	0	0	0
Otros	2,601	36,082	134,504	398,908	246,238	818,333
Total	2,728,755	49,452	2,536,732	6,262,642	4,506,850	16,084,431

La revisión propuesta por ENSA en el caso de las Subestaciones se resume en lo siguiente:

1. Para las inversiones en subestaciones, para los años 2010-2012, se está aplicando el mismo factor de eficiencia que la propuesta de la ASEP.
2. ASEP propone para las inversiones del 2013 un factor de eficiencia de 1. En la revisión de ENSA para el 2013 se está cambiando el valor utilizado por la ASEP de \$5.9 MM por el valor real reportado de las inversiones de 2013 para Subestaciones de 115 kv/MT que es \$6.3 MM.
3. Para el I Semestre 2014, se debe cambiar el monto total reportado de \$5.4 MM estimado por la ASEP por el monto reportado por ENSA de \$9.7 MM (ver nota No. DME-053-14), los cuales corresponden principalmente a la capitalización de las Subestación de Llano Bonito. Al monto reportado por ENSA se le debe aplicar el factor de eficiencia aplicado por la propia ASEP (0.997).

Producto de lo anterior, el resultado de la revisión de los costos reportados y costos reconocidos en Subestaciones se presenta a continuación:

**REVISADO POR ENSA
SUBESTACIONES**

COSTO REPORTADO - ENSA						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Expansión S/E Tinajitas	1,773,282	22,729	0	0	0	1,796,011
Expansión S/E Santa María	952,872	13,370	65,412	0	0	1,031,654
Expansión S/E France Field	0	0	0	3,636,870	0	3,636,870
Nueva S/E María Chiquita (34.5 / 13.8 KV)	0	0	0	0	1,302,600	1,302,600
Arreglos S/E BLM (S/E María Chiquita)	0	0	675,560	206,427	204,200	1,086,187
Arreglos S/E Cerro Viento	0	0	389,000	0	0	389,000
Arreglos S/E Cerro Viento (S/E Llano Bonito)	0	0	1,272,250	2,235,500	0	3,507,750
Nueva S/E Corredor Sur (Llano Bonito)	0	0	0	0	8,234,565	8,234,565
Nueva S/E Gonzalillo	0	0	0	0	0	0
Arreglos Monte Esperanza	0	0	0	0	0	0
S/E Geehan	0	0	0	121,940	0	121,940
S/E Tocuén Bases para el TX	0	0	0	0	0	0
Otros	9,354	36,081	135,000	60,000	0	240,435
Total	2,735,508	72,180	2,537,222	6,260,737	9,741,365	21,347,012

COSTO RECONOCIDO - ENSA						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Expansión S/E Tinajitas	1,773,282	0	0	0	0	1,773,282
Expansión S/E Santa María	952,872	13,370	65,412	0	0	1,031,654
Expansión S/E France Field	0	0	0	3,636,870	0	3,636,870
Nueva S/E María Chiquita (34.5 / 13.8 KV)	0	0	0	0	1,299,134	1,299,134
Arreglos S/E BLM (S/E María Chiquita)	0	0	675,566	206,427	203,657	1,085,650
Arreglos S/E Cerro Viento	0	0	389,000	0	0	389,000
Arreglos S/E Cerro Viento (S/E Llano Bonito)	0	0	1,272,250	2,235,500	0	3,507,750
Nueva S/E Corredor Sur (Llano Bonito)	0	0	0	0	8,212,657	8,212,657
Nueva S/E Gonzalillo	0	0	0	0	0	0
Arreglos Monte Esperanza	0	0	0	0	0	0
S/E Geehan	0	0	0	121,940	0	121,940
S/E Tocuén Bases para el TX	0	0	0	0	0	0
Otros	2,601	36,082	134,504	60,000	0	233,187
Total	2,728,755	49,452	2,536,732	6,260,737	9,715,449	21,291,125

Revisión de los Costos Reconocidos en Red de Distribución

En relación a los Proyectos de Red de Distribución, el costo total reportado utilizado por la ASEP fue de \$76.6 MM.

- Tal como indicamos anteriormente, la ASEP utilizó para el 2013 el reporte preliminar de \$23.6 MM. En los archivos adjuntos en las notas DME-053-14 y DME-146-14 así como en la información enviada por ENSA por correo electrónico conforme fue solicitado en la reunión con ASEP del 2 de abril de 2014, se detalla las inversiones realizadas en el 2013, las cuales fueron por un monto de \$28.7 MM en la Red de Distribución (incluye acometidas de BT), monto que debió utilizar la ASEP.
- Para el I Semestre del 2014, ENSA reportó el total que se espera sería capitalizado sin detallar los rubros. La ASEP aplicó una metodología de prorrateo utilizando como base el total de \$55.1 MM de todas las cuentas regulatorias que no es la base adecuada y crea muchas distorsiones. Para el primer semestre del 2014, la ASEP estimó mediante el método de prorrateo en Red de Distribución que serían capitalizados \$23.3 MM mientras que ENSA reportó que serían capitalizados \$24.8 MM.

- En el caso específico de la línea subterránea de la subestación Llano Bonito (anteriormente Corredor Sur) por un total de \$4.6 MM, se le aplicó un recorte del 20%, sin ninguna justificación. El monto reportado por ENSA en este rubro fue de \$5.1 MM
- En el caso del proyecto de Soterramiento de Corredor Colón, se le aplicó un factor de eficiencia de 0.0, por el criterio de no tener costos de materiales, cuando fue un proyecto real que se ejecutó a través de un Convenio de Construcción que se celebró con el Ministerio de Obras Públicas, avalado por la ASEP en su momento.

COSTO REPORTADO - ASEP						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Líneas Aéreas de 115 kV	0	612,726	85,467	16,421	14,956	729,569
Líneas Aéreas de 34,5 kV	0	0	320,134	906,691	825,808	2,052,633
Líneas Aéreas de 13,8 kV	3,417,319	5,668,891	3,804,454	9,116,409	8,303,158	30,310,230
Líneas Aéreas de Otras Tensiones	5,986	27,337	23,751	72,360	65,905	195,338
Líneas Subterráneas de 115 kV	0	0	0	0	0	0
Líneas Subterráneas 34.5 kV	0	0	0	0	0	0
Líneas Subterráneas de 13,8 kV	2,108,971	1,858,595	2,191,071	4,037,749	5,499,045	15,695,429
Líneas Subterráneas de Otras Tensiones	18,553	3,498	62,220	0	0	84,270
TX MT/MT	61,794	64,349	3,089	2,246	2,046	133,524
Centro de transformación 34,5 kV /BT	68,323	65,911	39,579	30,008	27,331	231,154
Centro de transformación 13,8 kV /BT	3,100,736	2,634,133	1,340,675	4,999,175	4,553,212	16,627,930
Otros centros de transformación MT/BT	71,281	86,602	82,795	134,269	122,291	497,238
Líneas Aéreas BT	1,348,039	1,955,066	1,518,340	1,151,518	1,048,794	7,021,757
Líneas Subterráneas BT	27,752	4,950	0	99,616	90,729	223,047
Despachos de maniobra y SCADA	281,794	206,232	0	226,145	205,972	920,143
Eq de medición y control de la calidad	60,365	88,977	134,285	52,844	48,130	384,602
Otros equipos del sistema de distribución	155,567	91,594	761,499	279,686	254,736	1,543,082
Acometidas BT	2,667,628	2,671,008	2,508,547	2,486,676	2,264,846	12,598,705
Subtotal Red de Distribución	13,394,106	16,039,868	12,875,906	23,611,814	23,326,958	89,248,651

Por lo anterior, para la revisión de los costos reportados en los Proyectos de Red de Distribución, ENSA propone:

1. Para los costos capitalizados en el 2013 utilizar \$25.2 MM según se indica en las notas DME-053-14, DME-146-14.
2. Para el I semestre del 2014, ENSA propone que sean prorrateados únicamente \$24.8 MM utilizando las cuentas regulatorias, específicamente de la Red de Distribución y utilizando el promedio del total capitalizado entre el 2010 y 2013, según se muestra en el cuadro que más adelante se muestra.

COSTO REPORTADO - ENSA						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Líneas Aéreas de 115 kV	0	612,726	85,467	16,421	236,043	950,657
Líneas Aéreas de 34,5 kV	0	0	320,134	924,778	411,206	1,656,118
Líneas Aéreas de 13,8 kV	3,417,319	5,668,891	3,804,454	11,546,726	8,071,887	32,509,276
Líneas Aéreas de Otras Tensiones	5,986	27,337	23,751	73,296	43,062	173,430
Líneas Subterráneas de 115 kV	0	0	0	0	1,387,930	1,387,930
Líneas Subterráneas 34.5 kV	0	0	0	0	0	0
Líneas Subterráneas de 13,8 kV	2,108,971	1,858,595	2,191,071	4,773,800	3,611,081	14,543,517
Líneas Subterráneas de Otras Tensiones	18,553	3,498	62,220	3,666	29,046	116,982
TX MT/MT	61,794	64,349	3,089	4,108	44,043	177,384
Centro de transformación 34,5 kV /BT	68,323	65,911	39,579	30,008	67,324	271,146
Centro de transformación 13,8 kV /BT	3,100,736	2,634,133	1,340,675	4,999,175	3,988,387	16,063,105
Otros centros de transformación MT/BT	71,281	86,602	82,795	134,269	123,848	498,795
Líneas Aéreas BT	1,348,039	1,955,066	1,518,340	2,028,719	2,262,670	9,112,835
Líneas Subterráneas BT	27,752	4,950	0	111,812	47,734	192,249
Despachos de maniobra y SCADA	281,794	206,232	0	226,145	235,897	950,069
Eq de medición y control de la calidad	60,365	88,977	134,285	52,844	111,140	447,611
Otros equipos del sistema de distribución	155,567	91,594	761,499	279,865	425,611	1,714,136
Acometidas BT	2,667,459	2,671,008	2,508,547	3,474,177	3,739,490	15,060,681
Subtotal Red de Distribución	13,393,937	16,039,869	12,875,906	28,679,809	24,836,400	95,825,922

Para simplificar el análisis de precios eficientes de la red de distribución, se agrupan en los principales rubros más representativos del costo total. La propuesta de la ASEP se muestra en el cuadro a continuación:

COSTO REPORTADO - ASEP						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Líneas Aéreas de 13,8 kV	3,417,319	5,668,891	3,804,454	9,116,409	8,303,158	30,310,230
Líneas Subterráneas de 13,8 kV	2,108,971	1,858,595	2,191,071	4,037,749	5,499,045	15,695,429
Centro de transformación 13,8 kV /BT	3,100,736	2,634,133	1,340,675	4,999,175	4,553,212	16,627,930
Líneas Aéreas BT	1,348,039	1,955,066	1,518,340	1,151,518	1,048,794	7,021,757
Acometidas BT	2,667,628	2,671,008	2,508,547	2,486,676	2,264,846	12,598,705
Resto Distribución	751,413	1,252,176	1,512,819	1,820,287	1,657,904	6,994,599
Total	13,394,106	16,039,868	12,875,906	23,611,814	23,326,958	89,248,651

COSTO RECONOCIDO ASEP						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Líneas Aéreas de 13,8 kV	2,357,485	3,650,710	2,540,242	7,800,900	6,560,537	22,909,874
Líneas Subterráneas de 13,8 kV	1,422,919	1,695,614	1,459,984	2,856,489	4,344,998	11,780,004
Centro de transformación 13,8 kV /BT	2,027,823	2,076,415	1,047,975	3,670,393	3,597,609	12,420,214
Líneas Aéreas BT	1,014,609	1,547,467	1,157,403	1,071,089	828,679	5,619,246
Acometidas BT	2,106,668	2,410,795	2,320,183	2,405,566	1,789,513	11,032,724
Resto Distribución	501,010	1,211,132	1,278,219	1,630,082	1,309,952	5,930,395
Total	9,430,513	12,592,133	9,804,006	19,434,519	18,431,287	69,692,458

Los porcentajes de recortes resultantes de la propuesta de la ASEP, se presentan en el cuadro a continuación:

COSTO REPORTADO - ASEP						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Líneas Aéreas de 13,8 kV	69%	64%	67%	86%	79%	76%
Líneas Subterráneas de 13,8 kV	67%	91%	67%	71%	79%	75%
Centro de transformación 13,8 kV /BT	65%	79%	78%	73%	79%	75%
Líneas Aéreas BT	75%	79%	76%	93%	79%	80%
Acometidas BT	79%	90%	92%	97%	79%	88%
Resto Distribución	67%	97%	84%	90%	79%	85%
Total	70%	79%	76%	82%	79%	78%

En el cuadro anterior se observa una gran variabilidad en los porcentajes de eficiencia reconocidos, lo cual pudo haber sido ocasionado por las variaciones puntuales en las capitalizaciones producto de la implementación del nuevo Sistema Máximo, tal como fue notificado oportunamente a la ASEP. Además se observa el criterio no justificado de la ASEP de aplicar un recorte uniforme del 20% a todas las capitalización del Primer Semestre del 2014. Al respecto, debemos señalar lo indicado en repetidas ocasiones por la propia ASEP durante el análisis de las empresas comparadoras, en el cual aplicó el siguiente criterio:

*“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.”*

Consideramos que este criterio aplicado por la ASEP en el análisis de las empresas comparadoras debe también ser aplicado en la determinación de los costos eficientes de las empresas distribuidoras.

El no aplicar el criterio anterior produce distorsiones significativas en los coeficientes de eficiencias, tal como aparece en los resultados preliminares de la ASEP.

Por otro lado y conforme se indica en el artículo 98 de la Ley 6, el **supuesto de eficiencia debe tener como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras.** Con base a lo que se indica en la Ley, en nuestra propuesta estamos considerando como supuesto de eficiencia en primera instancia la información proporcionada por la propia ASEP del mercado eléctrico de México y en segunda instancia información proporcionada por nuestros consultores del mercado eléctrico de Guatemala.

Al analizar los costos eficientes (costos capitalizados entre número de unidades registradas) para el período 2010-2012, se observa que los costos unitarios son eficientes.

Líneas Aéreas en 13.8 kV

De acuerdo a los costos capitalizados en Líneas Aéreas de 13.8 Kv para los años 2010 -2012 y el número de kilómetros de unidades registradas, el costo unitario por tipo de Línea se establece a continuación:

	Total 2010-2012		
	Costo Total	Distancia (km)	Costo Unitario
Monofasico con postes de hormigón	B/. 1,469,249	97.1	B/. 15,133.63
Monofasico con postes de madera	B/. 1,213,800	105.7	B/. 11,480.72
Monofasico con postes de fibra de vidrio	B/. 579,441	10.5	B/. 55,190.11
Bifasico con postes de hormigón	B/. 24,418	1.4	B/. 17,454.04
Bifasico con postes de madera	B/. 17,463	1.0	B/. 17,639.71
Trifasico con postes de hormigón	B/. 8,055,828	294.2	B/. 27,384.75
Trifasico con postes de madera	B/. 724,497	36.5	B/. 19,838.90
Trifasico con postes de fibra de vidrio	B/. 526,495	7.3	B/. 72,271.04
Trifasico troncal de cable protegido	B/. 279,474	1.9	B/. 147,091.38
Total general	B/. 12,890,664	556	B/. 23,202.42

Para el caso de las Líneas Aéreas de 13.8 kV, los costos eficientes de referencia proporcionados por la ASEP del mercado eléctrico de México, el valor ponderado por tipo de línea y cantidades, dan como resultado un costo unitario de \$26,871.60/km, que resulta superior comparado con el costo real de \$23,732.88/km, por lo que consideramos que se debe reconocer el 100% de los costos reportados por ENSA al ser mucho más eficientes.

Líneas Subterráneas en 13.8 kV

De acuerdo a los costos capitalizados en Líneas Subterráneas de 13.8 Kv para los años 2010 -2012 y el número de unidades registradas, el costo unitario por tipo de Línea se establece a continuación:

Lineas Subterranes de 13,8	Total 2010-2012		
	Costo Total	Distancia (km)	Costo Unitario
Monofasico ramal	B/. 264,636	17.4	B/. 15,189.78
Monofasico troncal	B/. 13,010	0.2	B/. 83,397.68
Trifasico ramal	B/. 1,687,738	40.2	B/. 41,950.13
Trifasico troncal	B/. 4,193,252	33.1	B/. 126,741.78
Total general	B/. 6,158,636	90.9	B/. 67,755.50

Para el caso de las Líneas Subterráneas de 13.8 kV, los costos eficientes de referencia proporcionados por la ASEP del mercado eléctrico de México, el valor ponderado por tipo de línea y cantidades, dan como resultado un costo unitario de \$133,782.97/km, muy superior al costo unitario real de \$67,755.50/km, por lo que consideramos que se debe reconocer el 100% de los costos reportados por ENSA al ser mucho más eficientes.

Centro de Transformación de 13.8/BT

De acuerdo a los costos capitalizados en Centros de Transformación de 13.8 kV7/T para los años 2010 -2012 y el número de KVA registradas, el costo unitario por tipo de centro se establece a continuación:

Centros de Transformación 13,8	Total 2010-2012		
	Costo Total	Unidades (kva)	Costo Unitario
Monofasico gabinete	B/. 203,839	2,232	B/. 91.33
Monofasico poste	B/. 3,891,145	88,735	B/. 43.85
Banco trifasico poste	B/. 29,302	928	B/. 31.57
Trifasico gabinete	B/. 2,911,621	89,209	B/. 32.64
Trifasico subterraneo	B/. 39,637	1,500	B/. 26.42
Total general	B/. 7,075,543	B/. 182,604	B/. 38.75

Para el caso de los Centros de Transformación de 13.8 kV, los costos eficientes de referencia proporcionados por la ASEP del mercado eléctrico de México, el valor ponderado por tipo de transformador y cantidades, dan como resultado un costo unitario de \$88.37/kVA, muy superior al costo unitario real de \$38.75/kVA, por lo que consideramos que se debe reconocer el 100% de los costos reportados por ENSA, al ser mucho más eficientes.

Líneas Baja Tensión (Aéreas y Subterráneas)

De acuerdo a los costos capitalizados en Líneas de Baja Tensión (Aéreas y Subterráneas):

Líneas de Baja Tensión	Total 2010-2012		
	Costo Total	Distancia (km)	Costo Unitario
Monofasico aereo en fibra	B/. 1,155,947	43.0	B/. 26,880.62
Monofasico aereo en hormigon	B/. 1,657,429	115.0	B/. 14,409.92
Monofasico aereo en madera	B/. 2,004,480	189.1	B/. 10,602.01
Trifasico aereo en madera	B/. 3,590	0.5	B/. 7,908.02
Subtotal Aereo	B/. 4,821,446	347.5	B/. 13,872.95
Monofasico subterraneo	B/. 307	0.1	B/. 6,136.60
Trifasico subterraneo	B/. 32,395	0.3	B/. 115,695.39
Subtotal Subterraneo	B/. 32,702	0.3	B/. 99,095.58
Total general	B/. 4,854,147	347.9	B/. 13,953.79

Para el caso de las Líneas de Baja Tensión (aéreas y subterráneas), los costos eficientes de referencia proporcionados por la ASEP del mercado eléctrico de México, el valor ponderado por tipo de línea y cantidades, dan como resultado un costo unitario de \$16,599.53/km, superior al costo unitario real de \$13,953.79/km, por lo que consideramos se debe reconocer el 100% de los costos reportados por ENSA, al ser mucho más eficientes.

Acometidas BT

En el caso de las acometidas no hay evidencia de que la ASEP realizó estudios de eficiencia de precios como lo establece la Ley 6.

Tal como se indicó en los informes adjuntos en la nota DME-053-14, el costo unitario establecido en el IMP 2010-2014 para medidores y acometidas es de \$134. El 89.72% del total de medidores

instalados corresponden a medidores BTS monofásico sin demanda. El costo promedio de instalación es de \$90.65 por vivienda, de los cuales \$50.75 corresponden al medidor y \$39.9 a la acometida aérea.

De acuerdo a los costos capitalizados en acometidas para los años 2010 -2012 y el número de unidades registradas, el costo unitario por tipo de acometida se establece a continuación:

Descripción	Total		
	Total	Unidades	Costo Unitario
MAR Servicios monofasicos aereos (residenciales)	3,330,507.67	85,412	38.99
MCA Servicios monofasicos tipo comercial (aereos)	95,234.32	781	121.94
TCA Servicios trifasicos Comerciales (aereos)	14,080.88	82	171.72
Subtotal aereo	3,439,822.87	86,275	39.87
MCS Servicios tipo comercial (subterraneos)	2,759,135.41	3,074	897.57
TGS Servicios trifasicos grandes clientes (subterraneos)	1,723,418.96	702	2,455.01
Subtotal Soterrado	4,482,554.38	3,776	1,187.12
N/A			
Total Acometidas	7,922,377.24	90,051	87.98

Acometidas Aéreas: todo cliente con interruptor principal de 200 amperios o menos, salvo algunas excepciones como acometidas de lujo, es conectado a la red eléctrica a través de una acometida aérea. Estas acometidas principalmente son de aluminio de 3 o 4 hilos, dependiendo si el suministro es monofásico o trifásico.

Acometidas Soterradas: este tipo de acometida es aplicable a clientes o edificaciones con interruptor principal superior a los 200 amperios, es decir, son típicamente utilizados en suministros o edificaciones de alto consumo, edificios de oficinas o residenciales, centros comerciales, industria entre otros. Los cables utilizados principalmente son de cobre con calibres de 4/0 AWG o mayores, por lo que los costos en comparación con las cometidas de aluminio son mucho mayores.

Tomando en consideración lo antes expuesto, el Costo Reportado y Reconocido revisado por ENSA se presenta a continuación:

COSTO REPORTADO - ENSA						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Líneas Aéreas de 13,8 kV	3,417,319	5,668,891	3,804,454	11,546,726	8,071,887	32,509,276
Líneas Subterráneas de 13,8 kV	2,108,971	1,858,595	2,191,071	4,773,800	3,611,081	14,543,517
Centro de transformación 13,8 kV /BT	3,100,736	2,634,133	1,340,675	4,999,175	3,988,387	16,063,105
Líneas Aéreas BT	1,348,039	1,955,066	1,518,340	2,028,719	2,262,670	9,112,835
Acometidas BT	2,667,459	2,671,008	2,508,547	3,474,177	3,739,490	15,060,681
Resto Distribución	751,413	1,252,177	1,512,820	1,857,213	3,162,885	8,536,507
Total	13,393,937	16,039,869	12,875,906	28,679,809	24,836,400	95,825,922

COSTO RECONOCIDO						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Líneas Aéreas de 13,8 kV	3,417,319	5,668,891	3,804,454	11,546,726	8,071,887	32,509,276
Líneas Subterráneas de 13,8 kV	2,108,971	1,858,595	2,191,071	4,773,800	3,611,081	14,543,517
Centro de transformación 13,8 kV /BT	3,100,736	2,634,133	1,340,675	4,999,175	3,988,387	16,063,105
Líneas Aéreas BT	1,348,039	1,955,066	1,518,340	2,028,719	2,262,670	9,112,835
Acometidas BT	2,667,459	2,671,008	2,508,547	3,474,177	3,739,490	15,060,681
Resto Distribución	676,272	1,126,959	1,361,538	1,671,491	2,846,597	7,682,857
Total	13,318,796	15,914,651	12,724,624	28,494,088	24,520,111	94,972,271

Por lo anterior, el porcentaje de recortes resultante de la propuesta de ENSA se indica a continuación:

COSTO REPORTADO - ENSA						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Líneas Aéreas de 13,8 kV	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Líneas Subterráneas de 13,8 kV	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Centro de transformación 13,8 kV /BT	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Líneas Aéreas BT	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Acometidas BT	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Resto Distribución	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Total	99.4%	99.2%	98.8%	99.4%	98.7%	99.1%

Revisión de los Costos Reconocidos en Proyectos de Soterramiento

La propuesta enviada por ASEP contiene una eficiencia muy baja aplicada a los proyectos de soterramiento, donde se reconoce aproximadamente el 31% de lo que ASEP tiene como reportado por ENSA. Esto se debe a que por el proyecto de Soterramiento de Corredor Colón, se le aplicó un factor de eficiencia de 0.0, por el criterio de no tener costos de materiales, y además, se aplicó un factor de eficiencia homogéneo de 0.79 a todas las inversiones de distribución para el primer semestre de 2014, en las que se incluye el proyecto de la Línea Subterránea para la Subestación Llanos Bonito.

**PROPUESTA DE LA ASEP
SOTERRADO**

COSTO REPORTADO - ASEP						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
LT S/E Llano Bonito						
Línea Subterránea de 115 Kv	0	0	0	0	3,930,754	3,930,754
Línea Subterránea de 13.8 Kv	0	0	0	0	500,000	500,000
Soterramiento de Colón						
Línea Subterránea de 115 Kv	0	0	0	4,451,477	123,618	4,575,095
Línea Subterránea de 13.8 Kv	0	0	0	2,548,872	0	2,548,872
Total	0	0	0	7,000,349	4,554,372	11,554,721

COSTO RECONOCIDO - ASEP						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
LT S/E Llano Bonito						
Línea Subterránea de 115 Kv	0	0	0	0	3,105,296	3,105,296
Línea Subterránea de 13.8 Kv	0	0	0	0	395,000	395,000
Soterramiento de Colón						
Línea Subterránea de 115 Kv	0	0	0	0	97,658	97,658
Línea Subterránea de 13.8 Kv	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	3,597,954	3,597,954

La propuesta de ENSA consiste en:

1. Reconocer la totalidad del Proyecto de Soterramiento de Colón al ser un proyecto aprobado por la ASEP y realizado por el Ministerio de Obras Públicas. Tomando en consideración de que se trataba de un proyecto llave en mano, no se cuenta con apertura de mano de obra y materiales.
2. A los \$5.0 MM del proyecto para la línea subterránea de la subestación Llano Bonito (anteriormente Corredor Sur), aplicarle la misma eficiencia de 0.997 aplicada a los proyectos de Subestaciones.

**REVISADO POR ENSA
SOTERRADO**

COSTO REPORTADO - ENSA						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
LT S/E Llano Bonito						
Línea Subterránea de 115 Kv	0	0	0	0	4,500,000	4,500,000
Línea Subterránea de 13.8 Kv	0	0	0	0	500,000	500,000
Soterramiento de Colón						
Línea Subterránea de 115 Kv	0	0	0	4,451,477	141,520	4,592,997
Línea Subterránea de 13.8 Kv	0	0	0	2,548,872	0	2,548,872
Total	0	0	0	7,000,349	5,141,520	12,141,869

COSTO RECONOCIDO - ENSA						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
LT S/E Llano Bonito						
Línea Subterránea de 115 Kv	0	0	0	0	4,488,028	4,488,028
Línea Subterránea de 13.8 Kv	0	0	0	0	498,670	498,670
Soterramiento de Colón						
Línea Subterránea de 115 Kv	0	0	0	4,451,477	141,520	4,592,997
Línea Subterránea de 13.8 Kv	0	0	0	2,548,872	0	2,548,872
Total	0	0	0	7,000,349	5,128,218	12,128,566

A. Revisión de los Costos Reconocidos en Comercialización

En el caso de los Costos Reportados, la ASEP utiliza \$18.7 MM y el Costo Reconocido en Comercialización resultante fue de 82.2%, o sea, \$15.4 MM, según se presenta en el cuadro a continuación:

PROPUESTA DE LA ASEP COMERCIALIZACIÓN						
COSTO REPORTADO - ASEP						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Sistema de medidores y accesorios	2,123,609	2,261,363	4,275,164	3,762,419	4,500,806	16,923,362
Equipos de medida SMEC	124,588	1,993	6,905	0	0	133,485
Otros equipos del sistema de comercialización	406,259	554,389	728,942	0	0	1,689,591
Total	2,654,456	2,817,746	5,011,011	3,762,419	4,500,806	18,746,438

COSTO RECONOCIDO - ASEP						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Sistema de medidores y accesorios	1,690,920	2,017,295	3,676,142	3,139,479	3,600,645	14,124,480
Equipos de medida SMEC	87,211	0	4,313	0	0	91,524
Otros equipos del sistema de comercialización	43,722	475,793	622,919	0	0	1,142,434
Total	1,821,853	2,493,088	4,303,373	3,139,479	3,600,645	15,358,438

Con esta propuesta, la ASEP hace un recorte de \$3.4 MM de lo reconocido como reportado del 2010 a 2013 (recorte de \$2.5 MM) y la estimación del primer semestre 2014 (recorte de \$0.9 MM).

Para esta línea de negocio, no está claramente identificado si la ASEP aplicó el criterio de eficiencia por precio, como lo establece la Ley 6. El origen de los recortes aplicado por la ASEP del 2010 a 2013, es principalmente debido a que los proyectos tienen una fecha considerada como no válida (\$0.8 MM), por tener una partida de mano de obra considerada como no adecuada (\$1.0 MM), y por no tener asignadas partidas de material (\$0.7 MM). Para la estimación del primer semestre de 2014, la ASEP estimó una inversión de \$4.5 MM, a la cual se le aplicó un recorte de 20% mayor al recorte aplicado de 2010 a 2013 (17%). El porcentaje del Costo Reconocido por rubro y por año fue el siguiente:

% RECONOCIDO						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Sistema de medidores y accesorios	80%	89%	86%	83%	80%	83%
Equipos de medida SMEC	70%	0%	62%	-	-	69%
Otros equipos del sistema de comercialización	11%	86%	85%	-	-	68%
Total	69%	88%	86%	83%	80%	82%

En el cuadro anterior nuevamente se observa una gran variabilidad en los porcentajes de eficiencia reconocidos, lo cual pudo haber sido ocasionado por las variaciones puntuales en las capitalizaciones producto de la implementación del nuevo Sistema Máximo, tal como fue notificado oportunamente a la ASEP. Al respecto debemos reiterar lo indicado en repetidas ocasiones por la propia ASEP de: **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.** Consideramos que este criterio aplicado por la ASEP en el análisis de las empresas comparadoras debe también ser aplicado en la determinación de los costos eficientes de las empresas distribuidoras.

En el caso de los medidores no hay evidencia de que la ASEP realizó análisis de eficiencia de precios como lo establece la Ley 6.

De acuerdo a los costos capitalizados en medidores para los años 2010 -2012 y el número de unidades registradas, el costo unitario por tipo de medidor se establece a continuación:

Descripción	Costo Total	Unidades	Costo Unitario
BTS monofasico 120/240 sin demanda (residencial)	4,674,669	94,540	49.4
BTS monofasico 120/240/208 con demanda (residencial/comercial)	606,683	2,491	243.5
BT monofasico 120/480 V con demanda y transformadores de corriente (tipo ventana)	95,851	155	618.4
BT Trifasico 120/480 con demanda (comercial)	1,016,651	4,847	209.7
BT Trifasico 120/480 con demanda y transformadores de corriente tipo ventana.	1,231,869	2,715	453.7
MT monofasico indirecto con transformadores de corriente y de potencial	15,511	15	1,034.0
MT trifasico indirecto con transformadores de corriente y de potencial.	950,519	310	3,066.2
AT trifasico indirecto con transformadores de corriente y potencial.	68,385	13	5,260.4
Total	8,660,137	105,086	82.41

En este sentido, tenemos que:

- El 54% de los costos reportados corresponden a Medidores BTS monofásico cuyo costo de instalación fue de \$49.4 por medidor. Conforme se indica en la ley para el supuesto de eficiencia se comparó con información obtenida de empresas de distribución en Guatemala, el precio de referencia sería \$68.8 por medidor.
- En el caso de los medidores BT Trifásico 120/480 con demanda y TX representó el 14.2% del total, cuyo costo unitario de instalación fue de 453.7/medidor, mientras que el precio eficiente aprobado por ASEP en la Revisión Tarifaria 2010-2014 fue de \$555.28 (según archivo CC-01-AD-2008-ELEKTRA.xls).
- En el caso de los medidores BT Trifásico 120/480 con demanda (comercial) representó el 11.7% del total de \$8.7 MM, costo cuyo costo unitario de instalación fue de \$209.7/medidor (el costo de referencia es del mercado eléctrico de Guatemala).

Basado en lo anterior, la propuesta de ENSA para el reconocimiento de las inversiones de Comercialización, es la siguiente:

- Para los medidores BTS monofásico, BT Trifásico 120/480 con demanda TX y BT Trifásico 120/480 con demanda (comercial), reconocer el 100% por estar dentro del margen de las referencias internacionales.
- No aplicar el criterio de fecha fuera del periodo, ya que estos activos fueron capitalizados en los años en que fueron reportados efectivamente, tal como se muestra en las bases de datos reportadas para cada año del Sistema Regulatorio Unificado de Cuentas (Campo "Observaciones").
- Las eficiencias aplicadas por partidas consideradas como no adecuadas (Material y Mano de Obra) son principalmente aplicadas a la cuenta de "Sistema de Medidores y Accesorios". En esta propuesta se utiliza para esta cuenta una eficiencia de 89%, basada en lo aprobado por la ASEP en la revisión anterior.

- Utilizando la inversión reportada por ENSA para el primer semestre de 2014, utilizar una eficiencia de acuerdo a la histórica para la cuenta “Sistema de Medidores y Accesorios”. En esta propuesta se utiliza 89%.

**REVISADO POR ENSA
COMERCIALIZACIÓN**

COSTO REPORTADO - ENSA						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Sistema de medidores y accesorios	2,123,609	2,261,363	4,275,164	4,339,921	2,163,424	15,163,481
Equipos de medida SMEC	124,588	1,993	6,905	0	0	133,485
Otros equipos del sistema de comercialización	406,259	554,389	728,942	2,898	269,083	1,961,572
Total	2,654,456	2,817,746	5,011,011	4,342,818	2,432,507	17,258,538

COSTO RECONOCIDO - ENSA						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Sistema de medidores y accesorios	1,890,012	2,012,613	3,804,896	3,862,529	1,925,447	13,495,498
Equipos de medida SMEC	124,588	1,993	6,905	0	0	133,485
Otros equipos del sistema de comercialización	406,259	554,389	728,942	2,898	269,083	1,961,572
Total	2,420,859	2,568,996	4,540,743	3,865,427	2,194,530	15,590,555

Basado en lo anterior, el porcentaje que ENSA solicita sea reconocido en los costos reportados de comercialización se presenta en el cuadro a continuación:

% RECONOCIDO - ENSA						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Sistema de medidores y accesorios	89%	89%	89%	89%	89%	89%
Equipos de medida SMEC	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Otros equipos del sistema de comercialización	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Total	91%	91%	91%	89%	90%	90%

B. Revisión de los Costos Reconocidos en Alumbrado Público

Para el análisis de los Costos Reconocidos en Alumbrado Público, dado las particularidades de cada proyecto que incide en sus costos, lo hemos clasificado en:

- Crecimiento Vegetativo
- Proyectos Especiales
 - o Sistema Serie
 - o Mercurio por Sodio
 - o Otros

En el caso de los Costos Reportados y Costos Reconocidos por la ASEP en Alumbrado Público el resultado de la ASEP fue reconocer apenas un 78.8%.

COSTO REPORTADO - ASEP						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Crecimiento Vegetativo	742,199	1,070,273	675,055	1,350,004	1,370,356	5,207,887
Reconversion y Proyectos Especiales	0	25,119	974,450	424,980	926,196	2,350,746
Total	742,199	1,095,392	1,649,505	1,774,984	2,296,552	7,558,632

COSTO RECONOCIDO - ASEP						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Crecimiento Vegetativo	571,912	926,556	570,903	1,275,593	813,586	4,158,550
Reconversion y Proyectos Especiales	0	21,746	824,105	401,556	549,887	1,797,294
Total	571,912	948,302	1,395,008	1,677,150	1,363,473	5,955,844

Nuevamente vemos como en el cuadro a continuación, se observa una gran variabilidad en los porcentajes de eficiencia reconocidos, lo cual pudo haber sido ocasionado por las variaciones puntuales en las capitalizaciones producto de la implementación del nuevo Sistema Máximo, tal como fue notificado oportunamente a la ASEP, por esta razón, consideramos que el criterio aplicado por la ASEP en el análisis de las empresas comparadoras debe también ser aplicado en la determinación de los costos eficientes de las empresas distribuidoras.

% RECONOCIDO						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Crecimiento Vegetativo	77.1%	86.6%	84.6%	94.5%	59.4%	79.9%
Reconversion y Proyectos Especiales	0.0%	86.6%	84.6%	94.5%	59.4%	76.5%
Total	77.1%	86.6%	84.6%	94.5%	59.4%	78.8%

Los costos capitalizados al igual que los costos unitarios resultantes, que fue remitido oportunamente a la ASEP mediante informes adjuntos a la nota DME-053-14, se presentan a continuación:

	IMP Jul10-Jun14			Capitalizado				Construcciones en Proceso 2013 que será Capitalizado antes 30 Jun 14	CAPEX I Sem 2014	Total Ejecutado		
	\$000	Unidad	\$/Unidad	2010	2011	2012	2013			\$000	Unidad	\$/Unidad
Crecimiento Vegetativo/Adecuación de Normas	4,132	21,190	195	742	1,070	675	1,493	415	386	4,410	27,539	160
Reconversion Sistemas Serie	525	288	1,824	0	0	718	55			774	229	3,378
Reonversión (Mercurio por Sodio)	513	4,272	120	0	25	123	5			153	1,596	96
Proyectos Especiales	638	735	868	0	0	133	375	380	79	967	1,014	953
Proyectos Especiales No 1										928	1,000	928
Proyectos Especiales No 2										39	14	2,794
Total Alumbrado Público	5,808	26,485	219	742	1,095	1,650	1,928	415	464	7,270	31,392	232

*Se estima la cantidad de luminarias para el 2013.

Basado en el cuadro anterior, la propuesta de revisión de ENSA es la siguiente:

- En el caso del crecimiento vegetativo que representa \$4.4 MM, el 60% del total de costos reportados, el costo unitario de instalación fue de \$160/lum cuando el costo unitario aprobado por la propia ASEP en el IMP fue de \$195/ Lum.

- Al balance de los costos reportados se les aplicaría el 88% que es el porcentaje históricamente aplicado a este rubro.

En el cuadro a continuación se presentan la propuesta de ENSA de los Costos Reportados vs Costos Reconocidos.

COSTO REPORTADO - ENSA						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Crecimiento Vegetativo	742,199	1,070,273	675,055	1,381,931	678,462	4,547,920
Reconversion y Proyectos Especiales	0	25,119	974,450	435,031	458,559	1,893,159
Total	742,199	1,095,392	1,649,505	1,816,962	1,137,021	6,441,079

COSTO RECONOCIDO - ENSA						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Crecimiento Vegetativo	742,199	1,070,273	675,055	1,381,931	678,462	4,547,920
Reconversion y Proyectos Especiales	0	22,607	877,005	391,528	412,703	1,703,843
Total	742,199	1,092,880	1,552,060	1,773,458	1,091,165	6,251,763

Por lo anterior, los porcentajes que ENSA solicita sean reconocidos en Alumbrado Publico se resumen en el cuadro a continuación:

% RECONOCIDO						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Crecimiento Vegetativo	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Reconversion y Proyectos Especiales	0.0%	90.0%	90.0%	90.0%	90.0%	90.0%
Total	100.0%	99.8%	94.1%	97.6%	96.0%	97.1%

E. Revisión de los Costos Reconocidos en Propiedad Planta y Equipo

En primera instancia debemos resaltar el efecto del prorratio realizado por la ASEP para determinar las capitalizaciones esperadas por cuenta regulatoria para el I Semestre del 2014. Tal como indicamos anteriormente, el prorratio realizado por la ASEP no se justifica, ya que ENSA entregó los monto a capitalizar por cuenta regulatoria.

Aun cuando el monto por efecto prorratio fue mayor que el monto reportado por ENSA, hay variaciones importantes por cuenta. La diferencia resultante entre el prorratio realizado por la ASEP comparado con los montos reportados por ENSA, se presenta en el siguiente cuadro:

Inversiones Reportadas - Propiedad y Planta			
	I sem 2014 ASEP	I sem 2014 ENSA	Variación
Planta Intangible Y Software	5,364,286	0	-5,364,286
Terrenos	2,911,728	30,000	-2,881,728
Edificios y mejoras	629,450	431,608	-197,842
Mobiliario y equipo de oficina	607,473	279,846	-327,627
Equipo de computación	2,034,504	10,031,069	7,996,565
Equipos de transporte y carga	906,781	753,431	-153,350
Equipos de comunicaciones	527,450	252,187	-275,263
Otros equipos de uso general	1,728,457	25,832	-1,702,625
Total	14,710,128	11,803,973	-2,906,155

Cabe resaltar en el cuadro anterior, la diferencia en los montos del renglón equipos de computación en donde ENSA espera capitalizar \$10.0 por el nuevo sistema comercial y la ASEP solamente reconoce \$2.0 MM, desconociendo las explicaciones y justificación de inversión brindadas por ENSA mediante Nota No. DME-053-14 de 31 de enero de 2014, y que resumimos a continuación:

“La plataforma a implementar es el software ISU de la compañía SAP. ISU es la plataforma sobre la que se soportan los procesos de Facturación, atención al cliente (CRM), recaudo, gestión de cartera, órdenes de trabajo, gestión de medición, Gestión analítica (reportes) e integración con las plataformas existentes en ENSA. El proyecto incluye: Hardware, licencias de aplicación, consultoría de implementación, consultoría de control de calidad y consultoría para la gestión del cambio, personal interno para implementación.

Para la selección de SAP se realizó una evaluación por un grupo interdisciplinario de ENSA y EPM. Siendo este los resultados de la evaluación en puntos porcentuales: SAP (91%), Oracle (84%), Open (69%), Indra (48%).

A manera de comparación, se presenta la información resumida en la tabla siguiente, en donde se agrega una última columna con el costo por cantidad de usuarios. Cabe recalcar que las empresas Retail, por ser algo tan común, se ha llegado a precios de implementación muy bajos, principalmente por la cantidad de consultores experimentados en ese tipo de implementaciones.

Cliente	País	Usuarios	Implementación y Licencias	HW (estimado)	Producto	Año	Costo / Por usuarios
Bicsa	Centro América	500	B/. 3,000,000.00	B/. 600,000.00	ERP	2012	7200
Estrella Azul	Panamá	200	B/. 1,300,000.00	B/. 240,000.00	ERP	2008	7700
SportLine	Panamá	170	B/. 1,700,000.00	B/. 204,000.00	ERP	Desarrollo	11200
Doit	Panamá	140	B/. 1,500,000.00	B/. 168,000.00	ERP - SAP POS	2013	11914
Supro	Panamá	50	B/. 700,000.00	B/. 60,000.00	ERP - SAP POS	2011	15200
CW	Panamá	500	B/. 8,000,000.00	B/. 600,000.00	ERP	2007	17200
MEF	Panamá	1500	B/. 30,000,000.00	B/. 1,800,000.00	ERP	Planeación	21200
Super99	Panamá	200	B/. 4,000,000.00	B/. 240,000.00	ERP - SAP POS	2009	21200
ENSA	Panamá	400	B/. 8,600,000.00	B/. -		2014	21500
COPA	Panamá	300	B/. 13,000,000.00	B/. 360,000.00	ERP	Desarrollo	44533
Idaan	Panamá	200	B/. 12,000,000.00	B/. 240,000.00	ERP	Adjudicación	61200

Por otro lado, podemos agregar a efectos de sustentar aún más que lo invertido en el nuevo sistema comercial está acorde con los precios del mercado y por tanto, con los criterios de eficiencia que exige la Ley, tenemos a bien hacer referencia a una comparación con una empresa similar, en la página del Comisión Nacional de Energía Eléctrica (equivalente a la ASEP en Guatemala) se publica el costo del SAP ISU de la empresa EEGSA: <ftp://www.cnee.gob.gt/eeqsa.../Costos%20unitarios/SistemasInformaticos/Costo%20implementacion%20SAP.xls>.

En ese documento público se presenta que el costo del Sistema fue de \$19.8MM (sin incluir el hardware - HW). Si a nuestros costos le quitamos el HW y dividimos por la cantidad de clientes nos da números similares, a pesar de que en Guatemala lo implementaron hace varios años atrás (2002), tal como se puede apreciar en el cuadro siguiente:

Cliente	País	Cientes	Implementación y Licencias	Producto	Año	Costo / Por usuarios
EEGSA	Guatemala	677	B/. 19,861,756	ISU	2002	B/. 29,337
ENSA	Panamá	395	B/. 9,300,000	ISU	2014	B/. 23,544

Por lo antes expuesto, solicitamos a la ASEP hacer los ajustes correspondientes según los montos revisados y sustentados por ENSA.

Las inversiones en Propiedad y Planta utilizadas por la ASEP y los Costos Reconocidos, se presentan en el cuadro a continuación:

**PROPUESTA DE LA ASEP
PROPIEDAD Y PLANTA**

COSTO REPORTADO - ASEP						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Planta Intangible Y Software	170,893	1,530,070	987,859	1,611,708	5,364,286	9,664,816
Terrenos	1,761,275	446,830	2,164,835	874,833	2,911,728	8,159,500
Edificios y mejoras	301,193	422,305	395,004	189,119	629,450	1,937,071
Mobiliario y equipo de oficina	25,295	293,655	57,780	182,516	607,473	1,166,718
Equipo de computación	237,279	506,959	367,178	611,270	2,034,504	3,757,189
Equipos de transporte y carga	523,012	668,496	476,895	272,444	906,781	2,847,628
Equipos de comunicaciones	292,999	132,499	143,654	158,473	527,450	1,255,075
Otros equipos de uso general	102,781	246,581	397,921	519,317	1,728,457	2,995,056
Total	3,414,726	4,247,394	4,991,126	4,419,679	14,710,128	31,783,053

COSTO RECONOCIDO - ASEP						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Planta Intangible Y Software	3,407	346,341	636,738	1,611,708	3,151,626	5,749,819
Terrenos	1,664,894	446,830	2,128,630	866,279	1,710,698	6,817,330
Edificios y mejoras	0	0	65,230	0	369,815	435,045
Mobiliario y equipo de oficina	6,912	5,316	51,355	182,516	356,902	603,001
Equipo de computación	195,300	287,465	43,213	611,270	1,195,312	2,332,558
Equipos de transporte y carga	520,112	668,496	476,895	272,444	532,752	2,470,699
Equipos de comunicaciones	214,984	113,448	92,666	158,726	309,887	889,710
Otros equipos de uso general	96,082	135,744	397,921	519,021	1,015,503	2,164,271
Total	2,701,690	2,003,639	3,892,647	4,221,962	8,642,495	21,462,433

De la propuesta de la ASEP, es relevante destacar que se está haciendo un recorte de \$10.3 MM. Este recorte se descompone de la siguiente forma:

- \$4.2 MM aplicado a inversiones reportadas en el periodo de 2010 a 2013, reconociendo el 75% de lo reportado.
- \$6.1 MM aplicado a la estimación realizada para el primer semestre 2014, reconociendo solamente el 59% de lo estimado por ASEP.

Las eficiencias aplicadas por ASEP para esta línea de negocio corresponden principalmente a que la inversión tiene una fecha considerada fuera del periodo aceptado por ASEP (\$2.9 MM de 2010 a 2013) y a inversiones relacionadas a edificios y mejoras cuya descripción no incluye el área (m²) asociada a la misma (\$1.3 MM de 2010 a 2013)

Por las consideraciones antes expuestas, la propuesta de ENSA para el reconocimiento de las inversiones relacionadas a Propiedad y Planta, se resume a continuación:

- Reconocer el 100% del nuevo sistema comercial, tomando en consideración el análisis comparativo (Benchmark) adjunto a la nota DME-053-14, en donde ENSA sustentó el monto invertido, así como la nueva información comparativa con Guatemala que se plasma en este documento.
- Reconocer el 100% en el costo de los terrenos. No aplicar el criterio de falta de m² (área), para los terrenos ni para las mejoras a edificios, toda vez que el metraje asociado a cada terreno, fue detallado oportunamente a la ASEP mediante los informes adjuntos a la nota DME-053-14, aunado a que dicha información consta en el Registro Público de Panamá.
- No aplicar el criterio de fecha fuera del periodo, ya que estos activos fueron capitalizados en los años en que fueron reportados efectivamente, tal como se muestra en las bases de datos

reportadas para cada año del Sistema Regulatorio Unificado de Cuentas (Campo "Observaciones").

- Para el resto de las inversiones aplicar una eficiencia más consona con la ya aplicada históricamente para esta línea de negocio. En esta propuesta se utiliza el 90%.

Con estos criterios propuestos por ENSA, los resultados del Costo Reportado vs Costos Reconocidos se presenta en el cuadro a continuación:

REVISADO POR ENSA PROPIEDAD Y PLANTA						
COSTO REPORTADO - ENSA						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Planta Intangible Y Software	170,893	1,530,070	987,859	1,611,708	0	4,300,529
Terrenos	1,761,275	446,830	2,164,835	884,629	30,000	5,287,568
Edificios y mejoras	301,193	422,305	395,004	203,644	431,608	1,753,754
Mobiliario y equipo de oficina	25,295	293,655	57,780	182,516	279,846	839,091
Equipo de computación	237,279	506,959	367,178	611,407	10,031,069	11,753,893
Equipos de transporte y carga	523,012	668,496	476,895	272,444	753,431	2,694,278
Equipos de comunicaciones	292,999	132,499	143,654	158,473	252,187	979,812
Otros equipos de uso general	102,781	246,581	397,921	665,956	25,832	1,439,070
Total	3,414,726	4,247,394	4,991,126	4,590,777	11,803,973	29,047,995

COSTO RECONOCIDO - ENSA						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Planta Intangible Y Software	153,804	1,377,063	889,073	1,450,537	0	3,870,476
Terrenos	1,761,275	446,830	2,164,835	884,629	30,000	5,287,568
Edificios y mejoras	271,073	380,074	355,504	183,280	388,447	1,578,379
Mobiliario y equipo de oficina	22,765	264,289	52,002	164,264	251,861	755,182
Equipo de computación	213,551	456,263	330,461	550,267	10,031,069	11,581,610
Equipos de transporte y carga	470,711	601,646	429,206	245,199	678,088	2,424,850
Equipos de comunicaciones	263,699	119,249	129,288	142,626	226,968	881,831
Otros equipos de uso general	92,503	221,923	358,128	599,360	23,249	1,295,163
Total	3,249,381	3,867,337	4,708,497	4,220,162	11,629,683	27,675,059

III.2.3 Base de Capital a Junio del 2014

La Base de Capital Bruta y Neta Eficiente a Junio del 2014 propuesto por la ASEP a partir de los Costos Reconocidos o Eficientes, es el siguiente:

BASE BRUTA CON EFICIENCIA						
	31-dic-09	31-dic-10	31-dic-11	31-dic-12	31-dic-13	30-jun-14
Planta General	16,960,288	18,053,339	20,056,978	23,949,625	28,171,587	36,814,081
Distribución	299,648,487	309,534,455	321,770,197	333,990,302	358,637,094	385,173,695
Comercialización	34,857,210	35,512,068	38,003,646	38,003,646	41,143,125	44,743,769
Alumbrado Público	15,455,591	15,532,913	15,070,075	16,929,161	18,606,310	19,969,783
Total	366,921,576	378,632,775	394,900,896	412,872,734	446,558,116	486,701,328

BASE NETA CON EFICIENCIA						
	31-dic-09	31-dic-10	31-dic-11	31-dic-12	31-dic-13	30-jun-14
Planta General	4,883,628	6,164,551	7,231,021	9,749,814	12,466,604	19,892,240
Distribución	170,140,021	160,556,810	161,896,312	162,446,920	176,421,719	196,711,358
Comercialización	22,185,693	20,598,382	21,293,455	23,570,646	24,927,617	27,575,122
Alumbrado Público	9,346,026	8,435,592	8,588,380	9,068,481	9,882,087	10,780,420
Total	206,555,368	195,755,335	199,009,168	204,835,861	223,698,027	254,959,140

ENSA solicita que la Base de Capital Bruta y la Base de Capital Neta sea modificada en función de:

- Revisión del método de depreciación aplicado por la ASEP a las adiciones del 2002 al 2009
- Revisión de los costos reportados y reconocidos solicitados por ENSA

Revisión del método de depreciación aplicado por la ASEP a las adiciones del 2002 al 2009

Para obtener los valores de la Base de Capital Neta, se hacen varios cambios a la metodología aplicada en periodos anteriores, los cuales afectan el valor de depreciación acumulada. Los principales cambios introducidos en la propuesta de ASEP son:

- Se aplica la depreciación equivalente a la mitad de un año para los activos adicionados en el año de análisis (año n):

Para aplicar la depreciación del primer año de los activos se realizan cambios en la formulación de las pestañas AA-01-20XX (dentro del archivo AA_ENSA.xls), estos cambios también afectan el resultado de la depreciación acumulada reconocida para activos adicionados en años anteriores. Por ejemplo para un activo adicionado en el 2009, se le reconoce una depreciación acumulada equivalente a dos años (2009 y 2010) como si todos estos activos fueran capitalizados a inicios del año. Entendemos que en este caso, la intención del cambio era reconocer depreciación acumulada por un año y medio para los activos adicionados en años anteriores al año 2009 y por medio año para los cativos adicionados en el año 2010. Se solicita que se corrija este error.

- Se resta de la depreciación acumulada la depreciación acumulada de los retiros realizados en el año del análisis.

A partir del 2010, se está restando de la Depreciación Acumulada Total, la Depreciación Acumulada de los activos retirados en cada año. Este cambio es correcto, pero para ser consistente con la reevaluación de las depreciaciones de periodos anteriores, sería necesario incluir la depreciación acumulada asociada a los retiros realizados en los años 2002 a 2009.

Revisión de los costos reportados y reconocidos solicitados por ENSA

De acuerdo a la ASEP los costos reportados por ENSA para el periodo Jul 2010 a Jun 2014 fueron \$176.2 MM y de los cuales reconoció como eficientes \$131.2 MM el 75%. El detalle por rubro de los costos reportados y reconocidos se presenta en el cuadro a continuación:

COSTO REPORTADO - ASEP						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Planta y Equipo	3,414,726	4,247,394	4,991,126	4,419,679	14,710,128	31,783,053
Distribución	16,129,614	16,112,050	15,412,640	36,874,804	33,585,298	118,114,407
Alumbrado Público	742,199	1,095,392	1,649,505	1,774,984	2,296,552	7,558,632
Comercialización	2,654,456	2,817,746	5,011,011	3,762,419	4,500,806	18,746,438
Total	22,940,996	24,272,582	27,064,282	46,831,887	55,092,785	176,202,531

% RECONOCIDO						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Planta y Equipo	0.791	0.472	0.780	0.955	0.588	0.675
Distribución	0.754	0.785	0.801	0.697	0.790	0.757
Alumbrado Público	0.771	0.866	0.846	0.945	0.594	0.788
Comercialización	0.686	0.885	0.859	0.834	0.800	0.819
Total	0.752	0.745	0.810	0.742	0.729	0.750

COSTO RECONOCIDO ASEP						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Planta y Equipo	2,701,690	2,003,639	3,892,647	4,221,962	8,642,495	21,462,433
Distribución	12,159,268	12,641,585	12,340,738	25,697,161	26,536,600	89,375,352
Alumbrado Público	571,912	948,302	1,395,008	1,677,150	1,363,473	5,955,844
Comercialización	1,821,853	2,493,088	4,303,373	3,139,479	3,600,645	15,358,438
Total	17,254,723	18,086,615	21,931,766	34,735,751	40,143,213	132,152,068

Según se sustenta con la documentación aportada por la empresa el costo reportado que la ASEP debió considerar en sus análisis es por un monto de \$182.1 MM. Por otro lado y en los criterios para el análisis de eficiencia (numeral III.2.2) sustentado por ENSA el costo reconocido debió ser de \$177.9 MM. En el cuadro a continuación se presenta los costos reportados y reconocidos que ENSA solicita sean considerada en su IMP.

COSTO REPORTADO - ENSA						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Planta y Equipo	3,414,726	4,247,394	4,991,126	4,590,777	11,803,973	29,047,995
Distribución	16,129,445	16,112,052	15,412,640	41,940,938	39,719,285	129,314,359
Alumbrado Público	742,199	1,095,392	1,649,505	1,816,962	1,137,021	6,441,079
Comercialización	2,654,456	2,817,746	5,011,011	4,342,818	2,432,507	17,258,538
Total	22,940,826	24,272,583	27,064,282	52,691,494	55,092,786	182,061,971

% RECONOCIDO						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Planta y Equipo	0.952	0.911	0.943	0.919	0.985	0.953
Distribución	0.995	0.991	0.990	0.996	0.991	0.993
Alumbrado Público	1.000	0.998	0.941	0.976	0.960	0.971
Comercialización	0.912	0.912	0.906	0.890	0.902	0.903
Total	0.979	0.968	0.963	0.980	0.985	0.977

COSTO RECONOCIDO						
	2010	2011	2012	2013	I sem 2014	Total
Planta y Equipo	3,249,381	3,867,337	4,708,497	4,220,162	11,629,683	27,675,059
Distribución	16,047,550	15,964,103	15,261,357	41,755,217	39,365,548	128,393,774
Alumbrado Público	742,199	1,092,880	1,552,060	1,773,458	1,091,165	6,251,763
Comercialización	2,420,859	2,568,996	4,540,743	3,865,427	2,194,530	15,590,555
Total	22,459,989	23,493,317	26,062,656	51,614,264	54,280,926	177,911,152

Tomando en consideración el ajuste en la depreciación aplicado por la ASEP a las adiciones del 2002 al 2009 y revisión de los costos reportados y reconocidos, en el cuadro a continuación se presenta la Base Bruta de Capital y la Base Neta de Capital al 30 de jun del 2014 solicitadas por ENSA y que deben ser la base del IMP

BASE BRUTA EFICIENTE					
	31-dic-10	31-dic-11	31-dic-12	31-dic-13	30-jun-14
Planta y Equipo	18,310,068	22,177,406	26,885,902	30,948,779	45,441,707
Distribución	312,996,905	328,448,496	343,495,087	379,156,235	412,442,425
Alumbrado Público	15,607,751	15,074,348	17,304,964	19,037,450	21,241,382
Comercialización	35,937,924	38,505,364	38,505,364	41,854,193	45,914,677
Total	382,852,649	404,205,614	426,191,316	470,996,657	525,040,191

BASE NETA EFICIENTE					
	31-dic-10	31-dic-11	31-dic-12	31-dic-13	30-jun-14
Planta y Equipo	6,942,122	9,644,140	12,496,974	14,284,616	27,107,159
Distribución	165,986,149	170,316,750	173,319,487	197,616,464	224,232,096
Alumbrado Público	8,808,053	9,086,077	9,691,780	10,334,533	12,052,558
Comercialización	21,668,699	22,390,684	24,825,810	26,210,367	29,285,789
Total	203,405,022	211,437,652	220,334,052	248,445,980	292,677,602

III.2.4. Inversiones proyectadas eficientes en distribución y comercialización

Inversiones proyectadas eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia

Las inversiones determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencias son las siguientes:

INVERSIONES EFICIENTES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACION

Periodo 2014-2018 - Determinada por las Ecuaciones de Eficacia

	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	Total
Comercialización	2,462,316	2,237,317	1,964,346	1,911,974	8,575,953
Distribución	38,485,084	34,975,203	30,709,227	29,905,393	134,074,907
Total	40,947,400	37,212,520	32,673,573	31,817,367	142,650,860

Estas inversiones que totalizan \$142.7 MM, deberán ser revisadas en función de las ecuaciones finales de las empresas comparadoras.

Inversiones proyectadas eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia

Las Inversiones eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia propuestas por la ASEP totalizan \$109.9 MM, las cuales se desglosan a continuación:

INVERSIONES EFICIENTES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACION

Periodo 2014-2018 - No contempladas en las Ecuaciones de Eficacia

	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	Total
AP Crecimiento Vegetativo	380,000	265,000	276,000	432,000	1,353,000
AP Corredores	1,719,000	2,056,000	847,000	66,000	4,688,000
AP Proyectos Especiales	538,000	538,000	538,000	538,000	2,152,000
Subestaciones	9,312,000	8,772,000	10,093,000	15,149,000	43,326,000
Inversiones Especiales	9,227,000	18,879,000	17,266,000	6,360,000	51,732,000
Electrificación Rural	1,657,000	1,657,000	1,657,000	1,657,000	6,628,000
Total	22,833,000	32,167,000	30,677,000	24,202,000	109,879,000

En el caso específico de la Inversiones Especiales, los proyectos que propone la ASEP, para que sean ejecutados son los siguientes:

Proyectos	II Sem 2014	2015	2016	2017	I Sem 2018	Total
Soterramiento Ave de la Paz y Otros			1,500	3,500	1,500	6,500
Integración del Darien	2,616	6,976	17,112			26,704
Refuerzo Potabilizadora de Pacora		75				75
Refuerzo Potabilizadora de Yaviza		34				34
Refuerzo de Antenas de Radiodifusión Santa Rita			309	309		618
Refuerzo de Antenas de Radiodifusión Cerro Oscuro	138					138
Medición Inteligente		991	1,200	1,051		3,242
Mejoras Líneas de MT		4,870	4,870	4,860		14,600
Sub Total S/E	2,754	12,946	24,991	9,720	1,500	51,911

Nivel de Inversiones Propuestas por ENSA

El monto total en Inversiones considerando las determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia y las no contempladas en las ecuaciones es por \$252. MM. ENSA considera que el monto total debe ser revisado por lo siguiente:

1. La Capacidad financiera de ejecución en inversiones de la empresa para el período, se resumen de la siguiente manera:
 - o En el período de 4 años, ENSA pudiera acumular un máximo de \$90.0 MM en depreciación.
 - o La capacidad de endeudamiento depende del Ebitda y ésta a su vez, depende de los resultados de esta revisión tarifaria.
 - o Con una revisión del IMP según las propuestas de ENSA, el Ebitda podría mejorar y estar entre \$80.0 MM y \$85.0 MM, con la cual la capacidad de endeudamiento podría estar entre \$240 MM y \$255 MM. La deuda actual es de \$196 MM, por lo que solamente se podrá incrementar entre \$44.0 MM y \$59.0 MM en el periodo de 4 años.

Para cumplir con este nivel de inversiones, la empresa tendría que retener en dividendos aproximadamente \$100 MM en los próximos cuatro años, o bien, los accionistas (incluyendo al Estado que es dueño del 48.25% de las acciones) tendrían que capitalizar a la empresa por este monto, lo cual es inaudito. Por este motivo, consideramos que este nivel de las inversiones solo podrá ser ejecutado mediante aporte no reembolsable del Estado.

Aun así, solicitamos que el monto de las inversiones sean revisadas conforme las siguientes observaciones:

Las inversiones determinadas a partir de las nuevas ecuaciones de eficiencias son las siguientes:

Periodo 2014-2018 - Determinada por las Ecuaciones de Eficencia

	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	Total
Comercialización	38,583,995	36,054,161	32,063,618	30,986,123	137,687,898
Distribución	2,675,503	2,433,768	2,137,350	2,086,308	9,332,929
Total	41,259,499	38,487,929	34,200,967	33,072,432	147,020,826

Revisión de las inversiones en Subestaciones

Con relación a la Tabla 52, página 54: Inversiones adicionales en subestaciones de AT para el período 2014-2018:

- **La Nueva S/E 24 de Diciembre**, inició su construcción en el actual período tarifario, por lo que se tienen inversiones (en Proceso y Reservas) que capitalizarán una vez entre en operación la nueva subestación. Estas inversiones ascienden a B/. 4,862,746, conforme a la información remitida por ENSA mediante Respuesta a la Nota DSAN 2923-2013 Capítulo 2 (31/01/2014) en páginas 13 y 16.
- **Para el caso del proyecto de S/E Gonzalillo**, el monto indicado de B/. 1,000,000 corresponde sólo a la adquisición del terreno donde en un futuro se construirá la nueva subestación.

- **Para los proyectos Nueva S/E Costa del Este y LATs Costa del Este**, hemos actualizado los costos del proyecto debido al reciente ajuste salarial acordado entre la CAPAC y los trabajadores, por lo que los nuevos costos estimados son:

PROYECTO	2015	2016	2017	2018	TOTAL
Nueva S/E Costa del Este		935	6,214	2,854	10,003
LATs S/E Costa del Este	3,461	2,410	6,345	2,060	14,276

En el caso de las Subestaciones las inversiones proyectadas se propone que sea la siguiente:

	2014	2015	2016	2017	2018	Total
Nueva S/E 24 de Diciembre	3,000					3,000
Reemplazo TX9 S/E BLM	1,000	1,500				2,500
Expansion Colon	850	640	5,668			7,158
Expansion I S/E Santa María		3,610				3,610
Nueva S/E Costa del Este			935	6,214	2,854	10,003
Expansión S/E Tinajitas					3,834	3,834
LATCosta del Este		3,461	2,410	6,345	2,060	14,276
Sub Total S/E	4,850	9,211	9,013	12,559	8,748	44,381

Revisión de las inversiones en Proyectos Especiales

En la Tabla 53, página 55: Inversiones adicionales especiales para el período 2014-2018:

- **El proyecto denominado por ASEP “Soterramiento Ave de la Paz y otros”** muestra una inversión muy baja en comparación a lo que se estiman los costos de Soterramiento de Ave. La Paz solamente. El monto para el soterramiento de infraestructura eléctrica de la Ave. La Paz se estima en B/. 11,025,063. Cabe indicar además que en el caso específico del soterramiento de la Avenida La Paz, además de no estar en una vía principal, dicho proyecto al igual que todos los de soterramiento, no constituyen facturación adicional para la empresa (ya que constituye un reemplazo de la red aérea existente), y por ende, de por sí solos dificultan aún más su financiamiento, por lo que solicitamos sea eliminado como proyecto especial.
- **Integración del Darién \$26.7 MM.** El proyecto de integración de Darién al SIN, además de ser una inversión muy cuantiosa (\$26.7MM), el mismo realmente no constituye un mejoramiento en la calidad del servicio a los clientes, es más, podría ser todo lo contrario, ya que al servir la carga con plantas de generación locales, se obtiene una mejor confiabilidad que con largas líneas de distribución que deberán atravesar la selva. En su lugar proponemos desarrollar un tendido sobre la carretera (en lugar de dentro de las cercas de los potreros) para integrar las principales poblaciones de Darién (Tortí, Santa Fé y Metetí). El realizar estas inversiones se alinea con los planes del Estado de infraestructura de Salud, pues son necesarios para dar servicio al Centro de Atención Primaria de Tortí y el Hospital de Metetí, a la vez que se alinean con el plan de integración de Darién. Por lo anterior, solicitamos modificar la inversión para este proyecto a \$5.0 MM.

Por las consideraciones antes expuestas, la inversiones en Proyectos Especiales propuesta por ENSA quedaría así

	II Sem 2014	2015	2016	2017	I Sem 2018	Total
Integración del Darien			5,000			5,000
Refuerzo Potabilizadora de Pacora		75				75
Refuerzo Potabilizadora de Yaviza		34				34
Refuerzo de Antenas de Radiodifusión Santa Rita			309	309		618
Refuerzo de Antenas de Radiodifusión Cerro Oscuro	138					138
Medición Inteligente		991	1,200	1,051		3,242
Mejoras Lineas de MT		4,870	4,870	4,860		14,600
Sub Total S/E	138	5,970	11,379	6,220	-	23,707

Las Inversiones eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia propuestas por ENSA totalizan \$84.3 MM, las cuales se resumen a continuación:

Periodo 2014-2018 - No contempladas en las Ecuaciones de Eficencia Propuestas por ENSA

	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	Total
AP Crecimiento Vegetativo	380,000	265,000	276,000	432,000	1,353,000
AP Corredores	1,701,000	3,227,000	1,978,000	166,000	7,072,000
AP Proyectos Especiales	283,000	283,000	283,000	283,000	1,132,000
Subestaciones	9,455,500	9,112,000	10,786,000	15,027,500	44,381,000
Inversiones Especiales	3,123,000	8,674,500	8,799,500	3,110,000	23,707,000
Electrificación Rural	1,657,000	1,657,000	1,657,000	1,657,000	6,628,000
Total	16,599,500	23,218,500	23,779,500	20,675,500	84,273,000

El total de las inversiones propuestas por ENSA para el período Jul 2014-Jun 2018 se resumen en el cuadro a continuación:

Periodo 2014-2018 - Total Inversiones Proyectadas por ENSA

	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	Total
Distribución	52,819,495	55,497,661	53,306,118	50,780,623	212,403,898
Comercialización	2,675,503	2,433,768	2,137,350	2,086,308	9,332,929
Alumbrado Público	2,364,000	3,775,000	2,537,000	881,000	9,557,000
Total	57,858,999	61,706,429	57,980,467	53,747,932	231,293,826

III.2.5.1 Inversiones eficientes en Alumbrado Público

En información enviada en el Anexo 1: Detalles de Inversiones Previstas 2014-2018 el 26 de febrero como respuesta a nota DSAN 0559-2014, se presentó el cronograma de inversiones en Alumbrado Público:

- **Para el caso de alumbrado de Corredores**, hemos ajustado el cronograma de ejecución para dar inicio al proyecto a partir del segundo semestre 2014. Por otro lado, debido al reciente ajuste salarial acordado entre la CAPAC y los trabajadores, hemos actualizado los costos del proyecto a B/.7,071,641. A continuación, presentamos, el cronograma actualizado del proyecto de iluminación de Corredores:

Proyecto Iluminación de Corredores	2014	2015	2016	2017	Total 2014-2018
Inversión (miles US\$)	1,701	3,227	1,978	166	7,072
Cantidad de Luminarias (aproximado)	458	869	533	45	1,904

- **Para proyectos Especiales**, ENSA envió a la ASEP una propuesta valorada en 952 luminarias (\$934,706) y se facilitó un listado de proyectos con 2,671 luminarias adicionales (\$1,021k) para completar los últimos \$195,706 y completar una inversión propuesta para proyectos especiales de \$1,130,412. En la propuesta de IMP la ASEP unió ambas tablas para un total de \$2,152,189. Este nuevo monto está \$1,021,777 por encima de lo propuesto por ENSA.

A continuación para su referencia las tablas enviadas por ENSA:

TIPO DE PROYECTO	Total (I sem 2014)	II sem 2014	2015	2016	2017	2018	Total (2014-2018)	TOTAL	Comentario
Inversiones por Mantenimiento		250	250	250	250	250	1,250	1,250	
Crecimiento Vegetativo		250	260	270	281	291	1,352	1,352	Aproximadamente 6,084 luminarias
Adecuación a normas (Corredores)	900	444	2,549	1,563	131		4,687	5,587	Aproximadamente 1,904 luminarias
Proyectos Especiales	95				330	801	1,130	1,225	Aproximadamente 1,093 luminarias. Incluye 952 luminarias de los proyectos Milla 8-Chilibre, remanentes a ejecutar de Vía hacia Chepo y de la Carretera Gonzalillo-Pedregal. Y previsión para 141 luminarias en postes nuevos para Proyectos Especiales adicionales que la ASEP considere (Se incluye listado de proyectos identificados por ENSA, como referencia)
Total Alumbrado Público	995	944	3,059	2,083	991	1,342	8,419	9,414	

PROYECTO	CANTIDAD DE LUMINARIAS	CANTIDAD DE POSTES NUEVOS	CANTIDAD DE POSTES EXISTENTES	TOTAL (B/.)	Costo unitario promedio (B/.)
Carretera Gonzalillo Pedregal	179	179	0	280,659	1,568
Milla 8-Chilibre	560	278	78	358,509	640
Vía a Chepo	213	213	0	295,538	1,388
Otros Proyectos Especiales*	141	141	0	195,706	1,388
Total general	1093	811	78	1,130,412	1,034

**PROYECTOS ESPECIALES DE ALUMBRADO PÚBLICO IDENTIFICADOS POR ENSA
A SER DESPLAZADOS PARA EL PERÍODO 2018-2022**

	Cantidad de luminarias	Total de Inversión
ENSA	2,671	B/. 1,021,778
Proyectos Especiales	2,671	B/. 1,021,778
Colón	1,720	B/. 552,710
Ave. Randolph	89	B/. 31,691
Calle hasta BLM (Tráfico de camiones)	44	B/. 15,726
Costa Abajo ("Y" a Escobal)	40	B/. 11,732
Costa Abajo (Achiote - Piña)	247	B/. 78,268
Costa Abajo (Gatún a la "Y" Escobal/Achiote)	222	B/. 70,516
Costa Abajo (Piña - Salud)	144	B/. 45,170
Costa Arriba ("Y" de Nombre de Dios a La Guaira)	190	B/. 59,626
Costa Arriba ("Y" a Nombre de Dios)	269	B/. 85,280
Costa Arriba (María Chiquita a la "Y")	164	B/. 51,641
MINSA CAPSI Cuipo / Ciricito / El Guabo zona del MINSA CAPSI	200	B/. 63,505
Vía a Sherman, hasta el Tercer Puente sobre El Canal	111	B/. 39,554
Darién	422	B/. 150,354
Darién (Santa Fe - Agua Fría)	422	B/. 150,354
Panamá	529	B/. 318,714
24 de Diciembre (Ref. Monterrico)	44	B/. 14,023
Calle locales de alto tráfico Chilibre	22	B/. 23,746
Calle paralela a la Transistmica en Chilibre	78	B/. 83,465
Final de la Vía Fernández de Córdoba hasta El Fuerte	11	B/. 3,326
Hasta la rotonda llegando al AIT desde Proyecto GBT (Luminarias Especiales)	9	B/. 2,708
Intersecciones de Ave. La Pulida	11	B/. 2,900
Vía a la PTAR (Juan Díaz)	40	B/. 11,732
Vía a Patacón	44	B/. 57,448
Vía al Centro de Cumplimiento de Menores	31	B/. 9,390
Vía Fernández de Córdoba hasta el Cementerio de Vía Transistmica	7	B/. 1,820
Vía Jose María Torrijos	44	B/. 15,726
Vía por Sarasqueta - Harinas del Istmo	6	B/. 1,550
Vías entre Carretera Vieja a Chepo y Carretera Nueva	31	B/. 38,046
Carretera Vieja a Chepo (Después de Tierra Prometida)	151	B/. 52,834
Total general	2,671	B/. 1,021,778

A continuación para su referencia las tablas generadas por ASEP:

TABLA 58 PROYECTOS ESPECIALES - ENSA

Detalle Proyectos Especiales - Otros	Cantidad de Luminarias	Inversión en B/.
Carretera Gonzalillo Pedregal	175	280,659.00
Milla 8 - Chilibre	560	358,509.00
Vía a Chepo	213	295,538.00
Carretera Chepo - Pacora	141	195,706.00
Ave. Randolph	89	31,691.00
Calle hasta BLM	44	15,726.00
Costa Abajo (Colón "Y" a Escobal)	40	11,732.00
Costa Abajo (Colón Achiote-Piña)	247	78,268.00
Costa Abajo (Gatún a la "Y" Escobal/Achiote)	222	70,516.00
Costa Abajo (Colón Piña-Salud)	144	45,170.00
Costa Arriba (Colón "Y" de Nombre de Dios a la Guaira)	190	59,626.00
Costa Arriba ("Y" a Nombre de Dios)	269	85,280.00
Costa Arriba (Colón María Chiquita a la "Y")	164	51,641.00
MINSA CAPSI Cuipo/Ciricito/ El Guabo zona del MINSA CAPSI	200	63,505.00
Vía Sherman hasta Tercer Puente sobre el Canal	111	39,554.00
Darién Santa Fé- agua Fría	422	150,354.00
24 de Diciembre (Ref. Monterrico)	44	14,023.00
Calles locales de alto tráfico Chilibre	22	23,746.00
Calle paralela a la Transistmica Chilibre	78	83,465.00
Final de la Vía Fernández de Córdoba hasta El Fuerte	11	3,326.00
Hasta rotonda llegando al AIT desde Proyecto GBT	9	2,708.00
Intersecciones de Ave La Pulida	11	2,900.00
Vía a la PTAR (Juan Díaz)	40	11,732.00
Vía a Patacón	44	57,448.00
Vía al Centro de Cumplimiento de Menores	31	9,390.00
Vía Fernández de Córdoba hasta Cementerio de Vía Transistmica	7	1,820.00
Vía José María Torrijos	44	15,726.00
Vía por Sarasqueta - Harinas del Istmo	6	1,550.00
Vía entre Carretera Vieja a Chepo y Carretera Nueva	31	38,046.00
Carretera Vieja a Chepo (después de Tierra Prometida)	151	52,834.00
Total	3,760	2,152,189.00

ENSA propone que la Inversiones eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia sean por un máximo de \$84.3 MM con los proyectos que se detallan a continuación:

Periodo 2014-2018 - No contempladas en las Ecuaciones de Eficencia Propuestas por ENSA

	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18	Total
AP Crecimiento Vegetativo	380,000	265,000	276,000	432,000	1,353,000
AP Corredores	1,701,000	3,227,000	1,978,000	166,000	7,072,000
AP Proyectos Especiales	283,000	283,000	283,000	283,000	1,132,000
Subestaciones	9,455,500	9,112,000	10,786,000	15,027,500	44,381,000
Inversiones Especiales	3,123,000	8,674,500	8,799,500	3,110,000	23,707,000
Electrificación Rural	1,657,000	1,657,000	1,657,000	1,657,000	6,628,000
Total	16,599,500	23,218,500	23,779,500	20,675,500	84,273,000

III.2.7 Base de Capital proyectada del período jul 2014- jun 2018

La Base de Capital Bruta y Neta proyectada del período jul 2014- jun 2018 propuesta por la ASEP se presenta en el cuadro a continuación.

	BASE DE CAPITAL A JUN 2014	AJUSTE REGULATORIO	BASE	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
Base de Capital Bruta							
Distribución	416,692,294	0.9774	407,290,061	465,970,820	530,253,940	589,979,000	643,050,410
Comercialización	46,377,888	0.9774	45,331,419	47,793,740	50,031,050	51,995,400	53,907,370
Alumbrado Público	23,631,147	0.9774	23,097,934	25,734,480	28,593,530	30,254,080	31,289,120
Total	486,701,329		475,719,414	539,499,040	608,878,520	672,228,480	728,246,900
% Sobre la Base de Capital Bruta Corriente							
Distribución				3.50%	3.50%	3.50%	3.50%
Comercialización				5.43%	5.43%	5.43%	5.43%
Alumbrado Público				3.33%	3.33%	3.33%	3.33%
Depreciación Anual							
Distribución				16,308,973	18,558,890	20,649,270	22,506,760
Comercialización				2,594,460	2,715,900	2,822,550	2,926,320
Alumbrado Público				856,952	952,170	1,007,470	1,041,920
Total				19,760,385	22,226,960	24,479,290	26,475,000
Depreciación Acumulada							
Distribución			199,006,727	215,315,700	233,874,590	254,523,860	277,030,620
Comercialización			17,607,540	20,202,000	22,917,900	25,740,450	28,666,770
Alumbrado Público			10,504,218	11,361,170	12,313,340	13,320,810	14,362,730
Total			227,118,485	246,878,870	269,105,830	293,585,120	320,060,120
Base de Capital Neta							
Distribución	213,091,525	0.9774	208,283,334	250,655,120	296,379,350	335,455,140	366,019,790
Comercialización	28,363,881	0.9774	27,723,879	27,591,740	27,113,150	26,254,950	25,240,600
Alumbrado Público	12,884,440	0.9774	12,593,716	14,373,310	16,280,190	16,933,270	16,926,390
Total	254,339,846		248,600,929	292,620,170	339,772,690	378,643,360	408,186,780

La Base de Capital Bruta y Neta Proyectada debe ser modificada para considerar las siguientes revisiones:

- Revisión de la Base de Capital Bruta y Neta para el año Base de acuerdo a los nuevos costos reportados y reconocidos.
- Revisión de la metodología de depreciación de la Base de Capital Proyectada.

En la propuesta de la ASEP se destaca que para obtener la depreciación del año “n”, la tasa de depreciación fue aplicada sobre la Base de Capital Bruta corriente (del año “n”)

Para determinar la Base de Capital Neta al 30 de junio del 2014, la ASEP calculó la depreciación del año “n” aplicando la tasa de depreciación sobre la suma de la Base de Capital Bruta del año anterior “n-1” más el 50% de las inversiones corrientes (del año “n”)

Consideramos que para la determinación de la Base de Capital Neta proyectada para el periodo jul 2014- jun 2018, la ASEP debió ser coherente y consistente y aplicar la misma metodología aplicada al 30 de junio del 2014.

En el cuadro a continuación se presenta la Base de Capital Neta proyectada para el período jul 2014- jun 2018 con la modificación de la Base de Capital Bruta y Neta del año Base y con la revisión de la metodología de depreciación.

	BASE DE CAPITAL A JUN 2014	AJUSTE REGULATORIO	BASE	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
Base de Capital Bruta							
Distribución	451,522,293	0.9774	441,334,157	494,153,653	549,651,314	602,957,432	653,738,055
Comercialización	47,959,554	0.9774	46,877,396	49,552,899	51,986,667	54,124,016	56,210,325
Alumbrado Público	25,558,344	0.9774	24,981,646	27,345,646	31,120,646	33,657,646	34,538,646
Total	525,040,191		513,193,200	571,052,198	632,758,627	690,739,095	744,487,026
% Sobre la Base de Capital Bruta Corriente							
Distribución				3.50%	3.50%	3.50%	3.50%
Comercialización				5.43%	5.43%	5.43%	5.43%
Alumbrado Público				3.33%	3.33%	3.33%	3.33%
Depreciación Anual							
Distribución				16,371,037	18,266,587	20,170,653	21,992,171
Comercialización				2,617,332	2,756,009	2,880,079	2,994,719
Alumbrado Público				871,249	973,464	1,078,559	1,135,468
Total				19,859,618	21,996,060	24,129,291	26,122,358
Depreciación Acumulada							
Distribución			200,223,342	216,594,379	234,860,966	255,031,619	277,023,790
Comercialización			17,060,112	19,677,444	22,433,453	25,313,533	28,308,251
Alumbrado Público			10,339,527	11,210,776	12,184,240	13,262,798	14,398,267
Total			227,622,981	247,482,599	269,478,659	293,607,950	319,730,308
Base de Capital Neta							
Distribución	246,676,824	0.9774	241,110,815	277,559,274	314,790,348	347,925,813	376,714,265
Comercialización	30,505,611	0.9774	29,817,283	29,875,455	29,553,214	28,810,484	27,902,073
Alumbrado Público	14,980,131	0.9774	14,642,120	16,134,871	18,936,407	20,394,848	20,140,380
Total	292,162,566		285,570,219	323,569,599	363,279,968	397,131,145	424,756,718

III.3. PERDIDAS DE DISTRIBUCION

La Propuesta de la ASEP se resume en lo siguiente:

- Pérdidas de las empresas comparadoras en 7.98 %
- Pérdidas de EDEMET 1.5%
- Reconocimiento del 50% de las Pérdidas No Gestionables (1.17%)

Los resultados de la ASEP se presentan en el cuadro a continuación:

Perdidas Ponderadas	VPN	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
Energía Ingresada Otros		3,593,453	3,766,679	3,925,692	4,091,788
Energía Ingresada EDEMET		219,331	219,331	219,331	219,331
Energía Ingresada (MWh)		3,812,784	3,986,009	4,145,022	4,311,119
Perdidas Otros %		7.99%	7.99%	7.98%	7.98%
Pérdidas No Gestionables Reconocidas %		1.17%	1.17%	1.17%	1.17%
Perdidas EDEMET %		1.50%	1.50%	1.50%	1.50%
Perdida Total %		8.72%	8.73%	8.75%	8.76%
Perdida Total (MWh)		332,432	348,177	362,625	377,712
Monómico		160.24	155.72	156.96	154.05
Perdida Total (\$MM) - Valor Presentea 9.59%	185,855	50,938.31	47,314	45,323	42,281

Con relación a la propuesta de la ASEP, tenemos los siguientes comentarios:

- Pérdidas de las empresas comparadoras en 7.98%

En la determinación de las empresas comparadoras para incluirlas en las ecuaciones de eficiencia, la ASEP aplica los siguientes criterios:

- Se parte de las 112 empresas antes del análisis DEA (se incluyen tanto las eficiente como las ineficiente).
- Se excluye a las empresa que tienen pérdidas < que 6.5%.
- Se excluye también a las empresas que tienen pérdidas > que 10.6%.

Nuevamente se presenta una falta de continuidad y de coherencia en la metodología, toda vez que históricamente la ASEP ha aplicado en la selección de las empresas comparadoras, el siguiente criterio:

- Se parte de las empresas eficientes después del análisis DEA.
- Se excluye a las empresas que tienen pérdidas < 6.5%.

La metodología aplicada por la ASEP es un cambio radical además de que viola los preceptos legales y regulatorios ya que no parte de empresas eficientes como lo establece la Ley.

Para mantener la continuidad y coherencia regulatoria, solicitamos que la ASEP se enmarque dentro de la Ley y mantenga la metodología anterior.

Cabe indicar además, que al trabajar con las empresas eficientes (después de la DEA) y excluir las que tienen < de 6.5%, no hay nada que justifique excluir a las empresas que tienen niveles de pérdidas > de 10.6%, estas últimas ya consideradas como eficientes, toda vez que al excluirlas representaría una doble penalidad o afectación para la empresa, que no se ajusta a lo estipulado en la Ley 6.

- Reconocimiento del 50% de las Pérdidas No Gestionables (1.17%)

La ASEP luego de recibida la información adicional solicitada, en conjunto con el análisis presentado por ENSA, acepta que existe un nivel de Pérdidas No Gestionable para el caso de la provincia de Colón; sin embargo, decide reconocer solamente el 50%.

Consideramos que la ASEP debió reconocer el 100%, toda vez que la empresa tiene que continuar con la reducción de las Pérdidas consideradas Gestionables, además de gestionar el control de los actuales niveles de pérdidas en las Áreas No Gestionables, los cuales requieren esfuerzo y recursos importantes.

En este sentido, vale la pena acotar que en otras regulaciones en las que se reconocen áreas como “no gestionables” (Brasil y Colombia, por ejemplo), se establece un sendero regulatorio de pérdidas no técnicas desde las pérdidas no técnicas actuales hasta llegar en un momento determinado a los niveles eficientes (pérdidas no gestionables). Es decir, se permite que las empresas tengan durante cierto tiempo un porcentaje de pérdidas no técnicas superior al valor no gestionable, que es lo que ya ha ocurrido en el caso de ENSA por estos primeros 15 años, por lo que mal puede la ASEP seguir penalizando a la empresa, a pesar de que es notorio y público las condiciones de alta peligrosidad, violencia e inseguridad existentes en la provincia de Colón.

En síntesis, ENSA considera que las Pérdidas Reconocidas deben ser revisadas por la ASEP en los siguientes aspectos:

- Pérdidas de las empresas comparadoras eficientes: 8.90%
- Pérdidas de EDEMET: 1.5%
- Reconocimiento del 100% de las Pérdidas No Gestionables: 2.34%

Vale la pena aclarar, que las pérdidas en 8.90% son el promedio para el periodo de julio 2014 a junio 2018. Se obtienen, aplicando la misma metodología de la revisión tarifaria anterior: de la base de empresas eficientes (post DEA) se eliminan las empresas con pérdidas de energía menores a 6.5%.

En el cuadro a continuación se presenta la propuesta de ENSA:

Perdidas Ponderadas	VPN	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
Energía Ingresada Otros		3,773,420	3,955,886	4,122,454	4,296,569
Energía Ingresada EDEMET		219,331	219,331	219,331	219,331
Energía Ingresada (MWh)		3,992,750	4,175,217	4,341,784	4,515,899
Perdidas Otros %		8.88%	8.87%	8.86%	8.85%
Pérdidas No Gestionables Reconocidas %		2.34%	2.34%	2.34%	2.34%
Perdidas EDEMET %		1.50%	1.50%	1.50%	1.50%
Perdida Total %		10.69%	10.70%	10.71%	10.72%
Perdida Total (MWh)		426,793	446,763	464,974	483,991
Monómico		160.24	155.72	156.96	154.05
Perdida Total (\$MM) - Valor Presentea 9.59%	238,400	65,397	60,710	58,115	54,177

IV.4. COSTOS EFICIENTES

Falta de coherencia y continuidad en la selección de las empresas comparadoras

En la propuesta presentada por la ASEP se rompe la coherencia y continuidad, principio reiterado por la propia ASEP en los procesos anteriores, en los criterios de selección de las empresas comparadoras. La falta de coherencia y continuidad se refleja en los resultados que se presentan en los cuadros a continuación:

O&M PROYECTADO

Periodo 2006-2010 - Aprobado por la ASEP

		JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10
Dist y Adm		22,086	22,992	23,764	24,434
Com		16,549	17,374	18,070	18,663
AP		777	806	835	864
Total	139,539	39,413	41,171	42,669	43,962
MWh Facturados		2,628,468	2,733,326	2,810,725	2,778,482
O&M/MWh	15.24	14.99	15.06	15.18	15.82

Periodo 2010-2014 - Aprobado por la ASEP

		JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14
Dist y Adm		35,140	36,462	37,771	39,053
Com		20,348	21,212	22,073	22,920
AP		570	605	640	677
Total	198,150	56,057	58,279	60,485	62,650
MWh Facturados		3,004,131	3,156,017	3,320,161	3,464,366
O&M/MWh	18.37	18.66	18.47	18.22	18.08

Crecimiento Total 42.0%

Variación Precio 20.5%

Periodo 2014-2018 - Propuesto por la ASEP

		JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
Dist y Adm		24,894	25,961	26,907	27,815
Com		22,412	23,446	24,357	25,246
AP		624	640	657	673
Total	169,897	47,930	50,047	51,921	53,735
MWh Facturados		3,457,616	3,615,742	3,759,375	3,909,379
O&M/MWh	13.82	13.86	13.84	13.81	13.75

Crecimiento Total 21.8%

Variación Precio -9.3%

El crecimiento de los costos reconocidos para O&M debe permitir a la empresa responder al crecimiento en volumen de la operación (promedio de 5%) y cubrir el aumento de precios unitarios o la inflación (entre 3% y 5% anual). Por lo tanto, el crecimiento en costos reconocidos para O&M entre un período tarifario y otro, cada 4 años, debe estar entre 32% y 40%; premisa que se cumple para el periodo tarifario Jul 2010 – Jun 2014 y para el periodo anterior a éste. No así, es el comportamiento de la propuesta de la ASEP que crece en total solo 21.8% (en vez de 32% a 40%) para cubrir el crecimiento en volumen y aumento de precios. Más crítico es el costo unitario, que en vez de aumentar entre un 12% y 20% por efecto inflación se reduce en un 9%, lo cual es inaudito.

Por otro lado, el nuevo criterio propuesto por la ASEP de aplicar un descuento al IMP por las inversiones no ejecutadas (INVNE) en el periodo anterior, afecta de manera importante los ingresos, lo que reduce la capacidad de la empresa de operar bajando el O&M. Por lo tanto, el O&M propuesto por la ASEP se vuelve más crítico si aplicamos el descuento por las INVNE, como se indica en el cuadro a continuación:

O&M PROYECTADO

Periodo 2014-2018 - Propuesto por la ASEP Aplicando INVNE

		JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
Dist y Adm		24,894	25,961	26,907	27,815
Com		22,412	23,446	24,357	25,246
AP		624	640	657	673
Sub Total	169,897	47,930	50,047	51,921	53,735
INVNE	(26,815)	-8,000	-8,000	-8,000	-8,000
Total	143,082	39,930	42,047	43,921	45,735
MWh Facturados		3,527,218	3,682,687	3,838,220	3,999,885
O&M/MWh	11.40	11.32	11.42	11.44	11.43
Crecimiento Total		-27.8%			
Variación Precio		-37.9%			

En otras palabras, cuando se esperaba un crecimiento total en el monto de O&M entre 32% y 40%, el monto en O&M propuesto por la ASEP tiene más bien una reducción de menos 27.8% aplicando el nuevo criterio de descuento por INVNE, que estamos solicitando, sea eliminado, lo cual atenta contra el principio de suficiencia financiera establecido en el artículo 92 de la Ley 6.

Manteniendo la misma metodología aplicada por ASEP en los dos periodos tarifarios anteriores, se obtiene el siguiente resultado coherente:

O&M PROYECTADO

Periodo 2006-2010 - Aprobado por la ASEP

		JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10
Dist y Adm		22,086	22,992	23,764	24,434
Com		16,549	17,374	18,070	18,663
AP		777	806	835	864
Total	139,539	39,413	41,171	42,669	43,962
MWh Facturados		2,628,468	2,733,326	2,810,725	2,778,482
O&M/MWh	15.24	14.99	15.06	15.18	15.82

Periodo 2010-2014 - Aprobado por la ASEP

		JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14
Dist y Adm		35,140	36,462	37,771	39,053
Com		20,348	21,212	22,073	22,920
AP		570	605	640	677
Total	198,150	56,057	58,279	60,485	62,650
MWh Facturados		3,004,131	3,156,017	3,320,161	3,464,366
O&M/MWh	18.37	18.66	18.47	18.22	18.08

Crecimiento Total 42.0%

Variacion Precio 20.5%

Periodo 2014-2018 - Projectado por ENSA

		JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
Dist y Adm		44,151	45,765	47,183	48,563
Com		30,443	31,725	32,855	33,962
AP		1,361	1,396	1,432	1,468
Total	267,379	75,955	78,886	81,469	83,993
MWh Facturados		3,527,218	3,682,687	3,838,220	3,999,885
O&M/MWh	21.31	21.53	21.42	21.23	21.00

Crecimiento Total 34.9%

Variacion Precio 16.0%

Se puede observar en el cuadro anterior, el valor del O&M que sería el resultado de aplicar los mismos criterios de selección de las empresa comparadoras utilizados por la ASEP en los dos periodo tarifarios anteriores, el cual tiene un crecimiento total de 34.9%, que permite cubrir el 5% anual por crecimiento por volumen y por lo menos el 5% anual por aumento de precios unitarios o de inflación.

Reiteramos que el comportamiento en los Costos de O&M propuesto por la ASEP, demuestra falta de continuidad y coherencia regulatoria. La propia ASEP en la página 7 del documento sometido a la Consulta Pública indica:

“Continuidad y coherencia regulatoria: dado que en el período regulatorio anterior no solo se eligieron una serie de empresas que forman parte de la FERC, sino que también se estructuró el 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.”

La falta de coherencia parte del cambio en el criterio aplicado por la ASEP para la selección de las empresas comparadoras. Durante las últimas dos revisiones tarifarias la ASEP ha establecido una sola área representativa seleccionando como empresas comparadoras para el cálculo de las ecuaciones de eficiencia entre 79 y 93 empresas respectivamente, y en esta propuesta solamente está considerando 40 empresas.

La razón de ello es que en esta propuesta la ASEP aplica un criterio distinto, al no incluir en el análisis de la DEA aquellas empresas que consideran que presentan una escala marcadamente reducida (menos de 35,000 clientes). Este nuevo criterio reduce el número de empresas consideradas en las ecuaciones de 93 a 40 empresas.

NUMERO DE EMPRESAS COMPARADORAS

	Empresas Homologadas	DEA	DEA Empresas > 35,000	Empresas en Ecuaciones
Jul 2006- Jun 2010	120	79		79
Jul 2010- Jun 2014	132	93		93
Jul 2014- Jun 2018	116	116	40	40

Nota: las 116 empresas del período jul 2014-jun 2018 incluyen a las empresas con menos de 35 mil clientes y no incluye las empresas de Panamá

Luego de la corrección de errores en el procesamiento de la información de la FERC y de las empresas de Panamá y de la introducción de los cambios metodológicos anteriormente detallados, se tiene la siguiente propuesta:

NUMERO DE EMPRESAS COMPARADORAS. PROPUESTA ENSA

	Empresas Homologadas	DEA	Empresas en Ecuaciones
Jul 2014-Jun 2018	116	116	88

Nota: las 116 empresas del período jul 2014-jun 2018 incluyen a las empresas con menos de 35 mil clientes y no incluye las empresas de Panamá

Como se puede observar del cuadro anterior, la cantidad de empresas comparadoras eficientes calculadas por ENSA, es consistente con las aprobadas en la Revisión Tarifaria anterior por parte de la ASEP.

Independientemente del criterio de selección, en cumplimiento de la Ley, debe haber representatividad y homogeneidad en las empresas seleccionadas con relación a las empresas panameñas, y sobre todo continuidad y coherencia en los resultados finales.

Cambio inoportuno en la metodología para calcular los costos eficientes de O&M

La propuesta de la ASEP de cambiar la metodología para calcular los costos eficientes de O&M precisamente en la primera revisión de las tarifas que se realiza posterior a la renovación del Contrato de Concesión, ha sido extemporánea e inoportuna, además de que no se justifica, toda vez que el nuevo período de concesión impone a las distribuidoras nuevas y más estrictas normas de calidad que requieren mayores costos de inversión (caso del SAIFI, etc) y mayores costo de O&M, tales como los casos de normas más estrictas en el Alumbrado Público, Comercial, Calidad Técnica, etc y de las nuevas Norma de Atención al Público. Adicionalmente, se tiene más exigencias de inversión de alto costo y bajo beneficio para ENSA, tales como la expansión de la zona de concesión (electrificación rural hasta 3,000 m en este periodo tarifario), la integración de Darién y el alumbrado de los

corredores, entre otros. Igualmente, la nueva norma de atención a proyectos de más de 500 kW, que exige el reconocimiento de la infraestructura subterránea muy cerca de su costo real, cuando históricamente sólo se había reconocido a los promotores al costo eficiente del equivalente aéreo.

Costos de O&M de Alumbrado Público

En relación a los costos de O&M para el alumbrado Público, la ASEP propone \$6.1 por luminaria, lo cual produce un estimado de \$648,530 anual. Este monto es similar al monto aprobado por la ASEP en el periodo tarifario anterior; no obstante, en esta propuesta la ASEP no considera que el nuevo período de concesión impone a las distribuidoras nuevas y más estrictas normas de calidad en el Alumbrado Público, que requieren mayores costos de O&M.

En términos generales los mayores impactos de estas nuevas normas de calidad en Alumbrado Público, son:

- 4 Recorridos Anuales Obligatorios, al exigir recorridos semestrales tanto en la noche como en el día en toda la Zona de concesión. Hoy en día el recorrido, gestión interna de ENSA no regulada, está en el orden de entre 1.5 a 2 recorridos completos de la red al año.
- Tiempos de atención de reportes a 7 días para urbano y 10 días para rural. Para referencia nuestro tiempo promedio de atención actual es de 15 días para reportes de clientes. Esto es así pues también se dedica recurso a lo detectado en recorridos.
- Penalizaciones asociadas al incumplimiento de los niveles de servicio, 10.00 diarios después del 7to día para urbano y 10.00 diarios a partir del 10mo día para rural. Para referencia las penalizaciones hoy en día son sólo por lo detectado en recorrido conjunto con ASEP en la totalidad de un corregimiento y es sobre aquellos que resulten con 2% o más de inconsistencias cuya penalización a las misma es de 10.00 por luminaria apagada una sola vez y 3.00 por encendida una sola vez. El hecho de pasar de una gestión de alumbrado sin penalización a una con penalizaciones genera acciones de parte de las distribuidoras para evitar la penalización las cuales se traducen en un mejor servicio. Estas acciones no siempre son eficientes y tienen un costo que debe ser reconocido.
- Adicional a las acciones de campo, también hay nuevos sistemas informáticos a los cuales hay que dar mantenimiento para lograr los reportes requeridos por la nueva regulación.

En virtud de lo anterior, ENSA requiere aumentar sus gastos de operación y mantenimiento en alumbrado público en al menos \$750 mil al año, para así brindar el nivel de servicio exigido con la nueva norma y evitar o minimizar al máximo las penalizaciones a las que se verá expuesta, razón por la cual presentamos a continuación los nuevos valores que proponemos:

O&M DE ALUMBRADO PÚBLICO PROYECTADO

Periodo 2014-2018 - Propuesto por ASEP

		JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
O&M Alum. Público (Miles B/.)	2,167.5	624	640	657	673
No. De Luminarias		102,010	104,844	107,312	110,217
O&M/Luminaria		6.12	6.11	6.12	6.11

Periodo 2014-2018 - Propuesto por ENSA

		JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
O&M Alum. Público (Miles B/.)	4,747.0	1,377	1,405	1,428	1,468
No. De Luminarias		102,036	104,063	105,807	108,709
O&M/Luminaria		13.50	13.50	13.50	13.50

El costo por luminaria propuesto por ENSA es de \$13.50

III.5. DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS (ELIMINAR)

- **Infringe la regulación vigente**

La propuesta de la ASEP de ajustar El IMP por las inversiones no ejecutadas en el periodo anterior debe ser eliminada, toda vez que infringe lo estipulado en el Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC), donde se establece bajo qué condición se podría dar la posibilidad de devolución, en donde textualmente se indica:

*“Artículo 22 La Autoridad revisará al final de cada periodo tarifario, **el IMP aprobado con respecto a los ingresos reales percibidos por la empresa distribuidora, a fin de determinar si las variaciones se encuentran dentro de un margen razonable.** Para tales efectos deberá considerar que de acuerdo al contrato de concesión las variaciones en las ventas, en la cantidad y/o tipo de clientes y/o en los costos de insumos, o mano de obra, en forma diferente de lo reflejado por el Índice de Precios al Consumidor que emite la Contraloría General de la República, no constituye grave error de cálculo y por lo tanto no causarán la posibilidad de realizar revisiones extraordinarias de tarifas por motivo de estas situaciones.”*

Tal como se indica en el RDC, la posibilidad de devolución **podría ser por la variación del IMP aprobado versus el real, y no por la diferencia entre los componentes de costos que forman parte del IMP (O&M, pérdidas, inversiones, etc) real vs aprobado en el IMP,** como pretende hacer la ASEP con el caso específico de las inversiones.

- **Elimina el incentivo del sistema de Regulación de las Distribuidoras en Panamá**

La Regulación en Panamá está basada en precios tope establecidos en base a empresas comparadoras eficientes, que es la base del incentivo para estas empresas distribuidoras.

Si la ASEP inicia el proceso de hacer ajustes al IMP por variación de costos (O&M, inversiones, etc) aprobado vs real del período anterior, como lo está pretendiendo hacer, estaría modificando conceptualmente el sistema de regulación, sistema que por 15 años se ha mantenido y ratificado en el reciente proceso de renovación de la concesión y estaría destruyendo el mecanismo que incentiva a las empresas a ser eficientes.

- **Viola el procedimiento de la Consulta Pública**

Un cambio tan importante como éste, debió haber sido sometido previamente a consulta pública en la homologación del Nuevo Contrato de Concesión y del Régimen Tarifario, ya que crea una incertidumbre en las proyecciones de los escenarios económicos y financieros de la empresa.

- **Falta de continuidad y de coherencia**

La propuesta de la ASEP de aplicar un descuento al IMP de la depreciación y rentabilidad generadas por las INVNE está basada en la comparación entre las inversiones aprobada en el IMP contra las inversiones reconocidas o eficientes, como se muestra en el cuadro a continuación:

DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS

Propuesta de la ASEP En base al costo eficiente

	JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14	Total
Aprobado IMP	40,175,606	42,927,205	41,384,005	37,273,279	161,760,095
Eficiente	17,670,670	20,009,192	28,333,759	57,511,088	123,524,709
Variación	22,504,936	22,918,013	13,050,246	-20,237,809	38,235,386

Por otro lado, utilizar las inversiones eficientes para determinar el INVNE causa una doble afectación financiera a la empresa distribuidora, ya que la Base de Capital es recortada en base a las inversiones eficientes.

Sin menoscabo de nuestra posición firme de la eliminación de la propuesta del Descuento por las Inversiones No Ejecutadas, la aplicación propuesta por la ASEP adolece de coherencia, además de constituir una violación al Reglamento de Distribución vigente (Régimen Tarifario).

Para la determinación del IMP para el Periodo Tarifario Julio 2010 – Junio 2014 la ASEP realizó una comparación entre las inversiones aprobadas contra las ejecutadas. En ese momento las inversiones ejecutadas fueron las capitalizadas, no las eficientes como aparece en su propuesta:

INVERSIONES APROBADAS VS EJECUTADAS

	JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10	Total
Aprobado IMP	25,082,948	20,525,073	18,323,503	16,721,653	80,653,177
Capitalizado	19,582,952	19,438,112	20,726,368	30,169,227	89,916,659
Variación	5,499,996	1,086,961	-2,402,865	-13,447,574	-9,263,482

En este análisis la ASEP indicó:

*“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:*

De haber utilizado los costos capitalizados como se hizo en el Periodo Tarifario anterior para comparar las Inversiones aprobadas contra las ejecutadas, la diferencia para el período habría sido de \$8.8 MM, es decir, menos de la diferencia de \$9.3 MM que la ASEP calificó en ese momento como no sustancial. Ver cuadro a continuación:

En base al Costo Capitalizado

	JUL10 / JUN11	JUL11 / JUN12	JUL12 / JUN13	JUL13 / JUN14	Total
Aprobado IMP	40,175,606	42,927,205	41,384,005	37,273,279	161,760,095
Capitalizado	23,606,705	25,668,433	39,877,890	81,438,533	170,591,560
Variación	16,568,902	17,258,772	1,506,116	-44,165,254	-8,831,465

Por otro lado, es incorrecto descontar por inflación las inversiones realizadas para llevarlas a precios constantes de junio 2010 toda vez que el componente IMP correspondiente a depreciación y rentabilidad de los activos contenidos en las tarifas no es ajustado por inflación

A su vez, se empleó una tasa de depreciación del 4% en el análisis cuando, de emplearse información relativa a la evolución de activos contenidos en el cálculo tarifario, la tasa de depreciación correcta sería del 3.6%. Este valor se calcula como el promedio ponderado de las tasas de depreciación establecidas para cada año del período tarifario anterior para cada tipo de activo (distribución, comercialización y AP)².

	% depreciacion	Valor Bruto de la Base de Capital - Miles de B/.			
		jun-11	jun-12	jun-13	jun-14
Activos de Distribución	3,5%	347.431,31	385.843,24	422.888,95	456.984,23
Activos de Comercialización	4,6%	38.437,76	41.439,76	44.574,90	46.527,92
Activos de AP	3,3%	17.052,02	18.565,31	19.768,45	20.993,43
Tasa Dep. Promedio Ponderado		3,6%	3,6%	3,6%	3,6%
Promedio T. Dep		3,6%			

El impacto financiero del Descuento por INVNE por un monto de \$26.7 MM representa un flujo anual de aproximadamente \$8.0 MM menos en ingresos que debe recibir la empresa.

² Se pondera por el valor bruto de los activos.

O&M PROYECTADO

Periodo 2014-2018 - Propuesto por la ASEP Aplicando INVNE

		JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
Dist y Adm		24,894	25,961	26,907	27,815
Com		22,412	23,446	24,357	25,246
AP		624	640	657	673
Sub Total	169,897	47,930	50,047	51,921	53,735
INVNE	(26,815)	-8,000	-8,000	-8,000	-8,000
Total	143,082	39,930	42,047	43,921	45,735

Dicho recorte en los ingresos se traduce en la reducción de la capacidad de endeudamiento por un monto de \$28.0MN (3.25 el Ebitda) ya que al reducirse el ingreso se reduce el Ebitda.

En el cuadro a continuación se resume el impacto en la capacidad financiera de la empresa que tendría la propuesta de la ASEP en la que se observa que entraríamos automáticamente en incumplimiento de nuestros compromisos financieros y en una situación en la que se compromete seriamente la sostenibilidad financiera de la empresa.

Por lo anterior, consideramos que el aplicar los criterios utilizados por la ASEP en el periodo tarifario anterior para determinar el O&M y la eliminación del descuento por INVNE dan continuidad y coherencia en nuestra capacidad financiera, tal como se muestra en el cuadro "Revisado por ENSA".

CAPACIDAD FINANCIERA DE LA EMPRESA

Propuesto por la ASEP

	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
Ingresos				
Rentabilidad	28,048	32,567	36,293	39,125
Depreciación	19,760	22,227	24,479	26,475
O&M	47,930	50,047	51,921	53,735
IMPPD	53,268	54,220	56,917	58,186
INVNE	-8,000	-8,000	-8,000	-8,000
Total	141,006	151,061	161,609	169,520
Egresos				
O&M	47,930	50,047	51,921	53,735
Pérdidas Reales	69,248	70,486	73,992	75,641
Total	117,178	120,532	125,912	129,376
Ebitda	23,828	30,528	35,697	40,144
Capacidad Deuda	77,440	99,217	116,016	130,468
Deuda Actual	196,000	196,000	196,000	196,000
Deuda/Ebitda	8.23	6.42	5.49	4.88
Deuda/Ebitda Tope	3.25	3.25	3.25	3.25

Revisado por ENSA

	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
Ingresos				
Rentabilidad	28,048	32,567	36,293	39,125
Depreciación	19,760	22,227	24,479	26,475
O&M	78,841	81,306	83,517	85,773
IMPPD	53,268	54,220	56,917	58,186
INVNE				
Total	179,917	190,320	201,206	209,558
Egresos				
O&M	47,930	50,047	51,921	53,735
Pérdidas Reales	69,248	70,486	73,992	75,641
Total	117,178	120,532	125,912	129,376
Ebitda	62,739	69,788	75,294	80,182
Capacidad Deuda	203,901	226,811	244,705	260,593
Deuda Actual	196,000	196,000	196,000	196,000
Deuda/Ebitda	3.12	2.81	2.60	2.44
Deuda/Ebitda Tope	3.25	3.25	3.25	3.25

III.6. DETERMINACIÓN DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

El IMP por año en valores corrientes que se obtiene luego de realizar los ajustes y correcciones detallados anteriormente es el siguiente:

IMP en valores corrientes. Miles de Balboas

	JUL14 / JUN15	JUL15 / JUN16	JUL16 / JUN17	JUL17 / JUN18
IPSD	88,051	95,176	101,635	107,552
IMPCO	35,996	37,379	38,554	39,687
ALUMPU	3,818	4,248	4,508	4,549
IPPD	68,388	69,572	72,981	74,557
INVNE	0			
IMP	196,253	206,375	217,678	226,346

El IMP en valor presente neto es:

IMP. Valor presente neto. Miles de Balboas

	UNIDADES	JULIO/14-JUNIO/18
DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	326,337
COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	126,580
ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	14,253
SUB-TOTAL	Miles de B/.	467,170
PERDIDAS	Miles de B/.	238,400
TOTAL	Miles de B/.	705,569
ENERGIA FACTURADA sin AP	MWh	12,523,415
IMP (AÑO TARIFARIO) =	B/MWh	56.34